Om lyn og lyns påvirkning på det norske kraftnettet

Studentprosjekt 2015

Ragnhild Aker Nordeng og Simen Karlsen,
sommerstudenter ved NVE

Norges vassdrags- og energidirektorat, 2015

Forord

2014 var et år preget av stor lynaktivitet, og derfor engasjerte Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) sommeren 2015 to studenter for å gjøre en vurdering av kraftnettet og om det er godt nok rustet mot overspenninger fra lyn. Prosjektet har vært et samarbeid mellom seksjon for regulering av nettjenester (ETN) i avdelingen for elmarkedstilsyn (ET) og beredskapsseksjonen (TBB) i avdelingen for beredskap og tilsyn (TB).

Studentene som har jobbet med prosjektet er Simen Karlsen og Ragnhild Aker Nordeng. Begge er studenter ved NTNU på studiet Energi og Miljø, og har henholdsvis et halvt og ett år igjen av masterstudiet.

Vi vil gjerne takke alle, både internt på NVE og eksternt, som har hjulpet oss med prosjektet i løpet av sommeren.

Oslo, 07.08.2015

Simen Karlsen og Ragnhild Aker Nordeng

Sammendrag

Denne rapporten presenterer et arbeid knyttet til lynaktivitet i Norge og dets påvirkning på landets kraftsystem. Rapporten innledes med en kort gjennomgang av relevant lovverk og stoffets teoretiske bakgrunn, før hoveddelen presenteres i fem kapitler.

Analyse av innhentet statistikk

Statistisk data innsamlet av NVE, Statnett og Sintef har blitt bearbeidet i undersøkelsen av omfanget av lynproblematikk. Resultatene peker på at den største andelen av både driftsforstyrrelser og ikke levert energi (ILE) forårsaket av tordenvær ligger i det høyspente distribusjonsnettet. Det trekkes frem at lyn i perioden 2009-2014 sto for 9,8 % av all ILE i 1-22 kV-nettet.

Store forskjeller fremkommer mellom geografiske områder. Sør- og Østlandet opplever store mengder lyn på sommerhalvåret og har mange driftsforstyrrelser i forbindelse med varmt sommervær. Kyststrøkene er mer utsatt for ekstremvær og opplever i tordenværstunge år som 2014 mange lynnedslag, ofte i forbindelse med vinterstormer.

Det presenteres i rapporten at det ved hvert enkelt lynnedslag i Norge er en sannsynlighet på omkring 1,91 % for at et transformatorhavari inntreffer, noe som årlig utgjør en ødeleggelse av 0,58 % av landets totale antall transformatorer.

Case-studie

Som del av kartleggingen av lynproblematikk og dens konsekvenser for kraftsystemet ble to tilfeller hvor tordenvær har spilt en stor rolle studert. Den første av disse var transformatorhavariet i Skollenborg kraftverk som følge av et isolasjonsgjennomslag i en av transformatorens gjennomføringer. Feilen førte til brann i transformatorhuset og store ødeleggelser og tilhørende høye kostnader. Situasjonen ble studert av SINTEF og anlegget ble i etterkant utbedret med bl.a. forbedrede impulsjordinger.

Det andre studerte tilfellet var uværet i juli 2002, hvor Viken Energinett AS (nå Hafslund Nett AS) opplevde havari av et stort antall fordelingstransformatorer på ett døgn. Situasjonen tøyde beredskapens grenser, noe som førte til at mange sluttbrukere opplevde lange avbrudd. I etterkant av hendelsen ble det gjort vurderinger av nettet i feilområdet og konkludert med at området hadde en betydelig mangel på vern og jording. Området gjennomgikk i etterkant en opprustingsprosess som kraftig reduserte mengden lynrelaterte utfall.

Vurdering av kraftnettet

En vurdering av kraftnettets evne til å håndtere lynproblematikk ble utført med bakgrunn i analysearbeidet presentert ovenfor i tillegg til samtaler med et utvalg bransjeaktører. Det pekes på et klart forbedringspotensial innen verning mot lynoverspenninger i det høyspente distribusjonsnettet, spesielt knyttet til transformatorer i eldre luftnettsanlegg. Det bemerkes at et betydelig antall nettselskaper de siste årene har rettet stor fokus mot lynproblematikk og i flere tilfeller startet omfattende opprustingsprosesser i sine respektive nett. Resultatene fra disse prosjektene varierer i henhold til valgt fremgangsmåte, men er i de aller fleste tilfeller svært gode.

Kostnadsvurdering

Dette kapittelet presenter en mulig fremgangsmåte for økonomisk vurdering av verningstiltak sett i henhold til anleggets fare for å bli utsatt for lynimpulser.

Anbefalinger

Det avsluttende kapittelet tar sikte på å gi en anbefaling til fremgangsmåte i utbedringsprosjekter knyttet til lynvern, hovedsakelig ment for det høyspente distribusjonsnettet. Kort oppsummert anbefales det å legge vekt på valg av energifangere, korrekt utførelse av impulsjording og gode målrettede prioriteringsvurderinger for valg av anlegg som inkluderes i prosjekter. Det trekkes også frem at grundig kursing innen god jordingsmetodikk for både montører og nettplanleggere er svært gunstig på lang sikt. Avslutningsvis vektlegges det at nettselskapene selv må gjøre en vurdering av sine nettanlegg.

Innholdsfortegnelse

Om lyn og lyns påvirkning på det norske kraftnettet I
Sammendrag III
Forord II
Innholdsfortegnelse V
Liste over tabeller VII
Liste over figurer VIII
1 Introduksjon 2
1.1 Lyn 2
1.1.1 Hva er lyn? 2
1.1.2 Variasjoner blant lyn 2
1.1.3 Hvordan er utviklingen av lynaktivitet i Norge? 3
1.2 Lynnedslags påvirkning på kraftnettet 4
1.2.1 Direkte nedslag 4
1.2.2 Lynimpulsbølger 4
1.3 Overspenningsvern 6
1.4 Relevant regelverk 6
2 Analyse av innhentet statistikk 8
2.1 Introduksjon 8
2.1.1 Analyse av feil og avbruddsdata 8
2.1.2 Om feilanalysen og statistikk 8
2.2 Antagelser og definisjoner 9
2.3 Lyndata fra Sintef 10
2.4 Tordenværsåret 2014 12
2.5 Forskjeller mellom spenningsnivåer 15
2.6 Forskjeller mellom regioner 16
2.7 Anleggsdeler 19
2.8 Oppsummering 22
2.9 Valg av tidspunkt for arbeid på anlegg 23
3 Case-studie 24
3.1 Introduksjon 24
3.2 Transformatorhavari på Skollenborg kraftverk 24
3.3 Havari av 89 transformatorer i 2002 26
4 Vurdering av kraftnettet 28
4.1 Innledning 28
4.2 Gammelt luftnett 28
4.3 Valg av lynvernsløsninger 28
4.4 Opprustingsprosesser og kursing 29
4.5 Endring i lynaktivitet 30
4.6 Vurdering 30
5 Kostnadsvurdering 31
6 Anbefalinger 35
6.1 Introduksjon 35

6.2 Valg av løsninger 35
6.3 Vurderinger og prioriteringer 36
7 Referanser 37
Vedlegg 38

Liste over tabeller

Tabell 1. Sammenheng mellom totalt antall driftsforstyrrelser, tordenrelaterte driftsforstyrrelser og prosentvis andel av disse. Data fra 2014 15
Tabell 2. Antall og andel av alle transformatorer som havarerte grunnet tordenvær i 1-22 kV nettet i 2014..... 22
Tabell 3. Kostnader ved installasjon av vern 31
Tabell 4. Kostnader ved transformatorhavari..... 31
Tabell 5. Minimum årlig sannsynlighet av havari for teoretisk lønnsomhet av vern..... 34

Liste over figurer

Figur 1: Dannelse av lyn 2
Figur 2: Typer av lynnedslag 3
Figur 3. Lynbølgers forplantning langs luftlinje 4
Figur 4: Karakteristisk form av en lynimpulsbølge 5
Figur 5. Inndeling av Norge i 5 regioner. Kart er hentet fra http://atlas.nve.no 9
Figur 6. Gjennomsnittlig lynstyrke i de enkelte konsesjonsområdene for nettdrift, sortert etter snittstørrelsen på alle lyn. 10
Figur 7. Antall registrerte lyn i konsesjonsområder på 1000 km luftlinje, 1-22 kV, 2005 - 2010. 11
Figur 8.Gjennomsnittlig styrke på alle registrerte lyn i konsesjonsområde, 2005 - 2010. 11
Figur 9. KILE mellom måneder. Oversikten gjelder for spenningsnivået 1-22 kV. 13
Figur 10. Driftsforstyrrelser forårsaket av lyn per 1000 km luftlinje, 1-22kV, i 2014. 14
Figur 11. Driftsforstyrrelser forårsaket av lyn per 1000 km luftlinje, 1-22 kV. Gjennomsnitt fra 2011 til 2014. 14
Figur 12. Andel tordenværsrelaterte driftsforstyrrelser av totalt antall driftsforstyrrelser som fører til ILE. Andelene er fordelt på fem ulike spenningsnivåer. Data gitt over en snittperiode fra 2011- 2014.. 15
Figur 13. Andel driftsforstyrrelser grunnet tordenvær av totalt antall driftsforstyrrelser i prosent. Dataen er hentet fra 2014. 16
Figur 14. ILE forårsaket av lyn per 1000 km luftlinje, 1-22 kV. Gjennomsnitt fra 2011 til 2014. 17
Figur 15. Driftsforstyrrelser forårsaket av lyn per 1000 km luftlinje, 1-22 kV. Gjennomsnitt fra 2011 til 2014. 17
Figur 16. Andel driftsforstyrrelser forårsaket av tordenvær per 1000 km 1-22kV luftlinje fordelt på regioner i 2014 18
Figur 17. Andel ILE per 1000 km 1-22kV luftlinje 2014 fordelt på regioner i 2014 18
Figur 18: Antall driftsforstyrrelser forårsaket av lyn i 1-22 kV-nettet for 2014, fordelt på regioner 18
Figur 19: ILE forårsaket av lyn i 1-22 kV-nettet for 2014, fordelt på regioner 19
Figur 20. Skalert fordeling av avbrudd, ILE og KILE mellom oppgitt anleggsdel med feil på grunn av lyn. Figuren er basert på datasett hentet fra innrapporterte verdier for 1-22 kV-nettet i 2014. 20
Figur 21. Skalert fordeling av avbrudd, ILE og KILE mellom oppgitt anleggsdel med feil på grunn av lyn. Figuren er basert på datasett hentet fra innrapporterte verdier for 33-110 kV-nettet i 2014. 20
Figur 22. Antall driftsforstyrrelser forårsaket av lyn i det høyspente distribusjonsnett (1-22 kV). Oversikten er fordelt per region: midt, nord, sør, vest og øst. Verdiene er hentet fra datasettet for 2014. 21
Figur 23. Antall driftsforstyrrelser forårsaket av lyn med transformator som anleggsdel med feil i det høyspente distribusjonsnettet (1-22kV). Oversikten er fordelt per region: mist, nord, sør, vest og øst. Verdiene er hentet fra datasettet for 2014. 21
Figur 24: Skalert fordeling av planlagte avbrudd i 1-22 kV-nettet, samt lastprofil og lynaktivitet i hele Norge 2014. 23
Figur 25. Samtlige lynnedslag i Kongsbergområdet 27.07.2014. Den rødt firkanten lager viser et omriss av Skollenborg. Kilde: EB Kraftproduksjon AS. 25

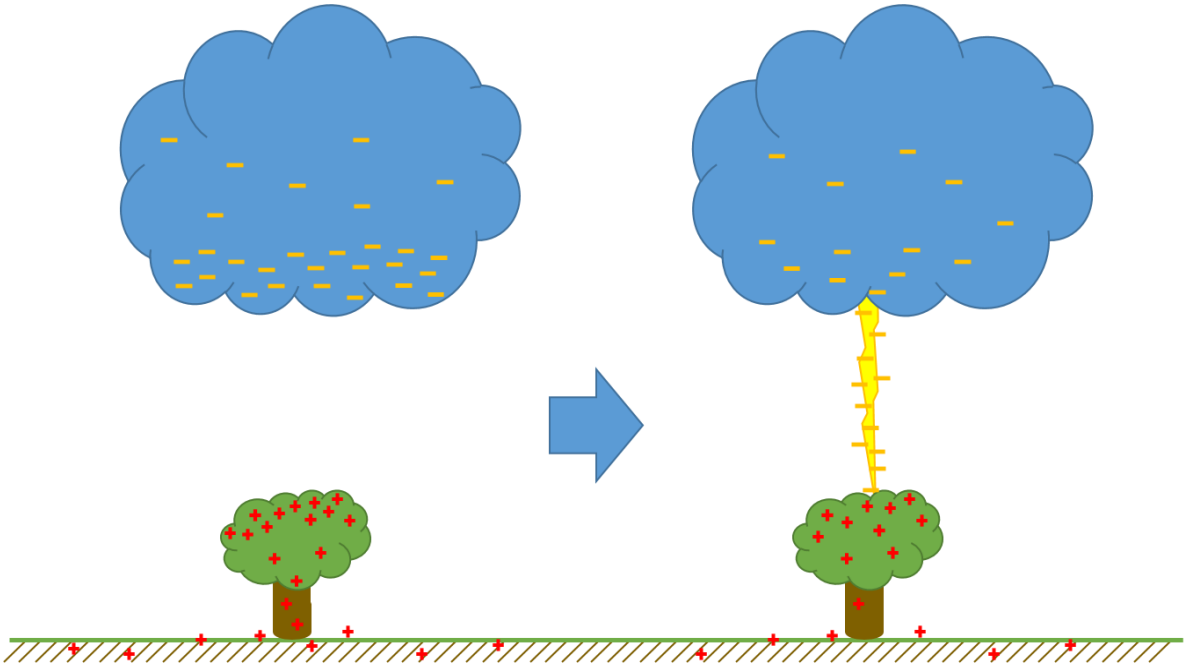
Figur 26. Illustrerer en gjennomføring lignende gjennomføringene på Skollenborg kraftverk. Figuren viser i tillegg et eksempel på tre partielle gjennomslag, markert som 1, 2 og 3, som kan føre til det fullstendige gjennomslaget til jord. Kilde: EB Kraftproduksjon AS..... 26
Figur 27: Kostnader ved installasjon av vern og ved transformatorhavari 32
Figur 28: Kostnadsvurdering av installasjon av vern, medium havarikostnad 33

1 Introduksjon

1.1 Lyn

1.1.1 Hva er lyn?

Lyn er et utladningsfenomen som forekommer på grunn av store forskjeller i elektrostatisk potensial mellom to områder. De aktuelle områdene kan bl.a. være to skyer eller bakken og en sky. Potensialforskjellen forårsakes av enorme ansamlinger av motsatt ladde partikler i de to områdene. Den totale ladningsforskjellen kan bli så stor at luften som separerer områdene brytes ned til en plasmagate som partiklene enkelt kan flyte gjennom for å utjevne forskjellen, som vist i Figur 1. Plasmagaten er det som oppfattes som lyset i et lyn, og når fenomenet inntreffer mellom bakken og en sky kalles dette et lynnedslag. Partikkelflyten som oppstår fungerer som en utladning av det oppbygde potensialet og overfører store mengder energi på kun få mikrosekunder. Dette medfører høye strømmer som kan ha store konsekvenser for elektrisk utstyr som treffes av lynnedslaget.

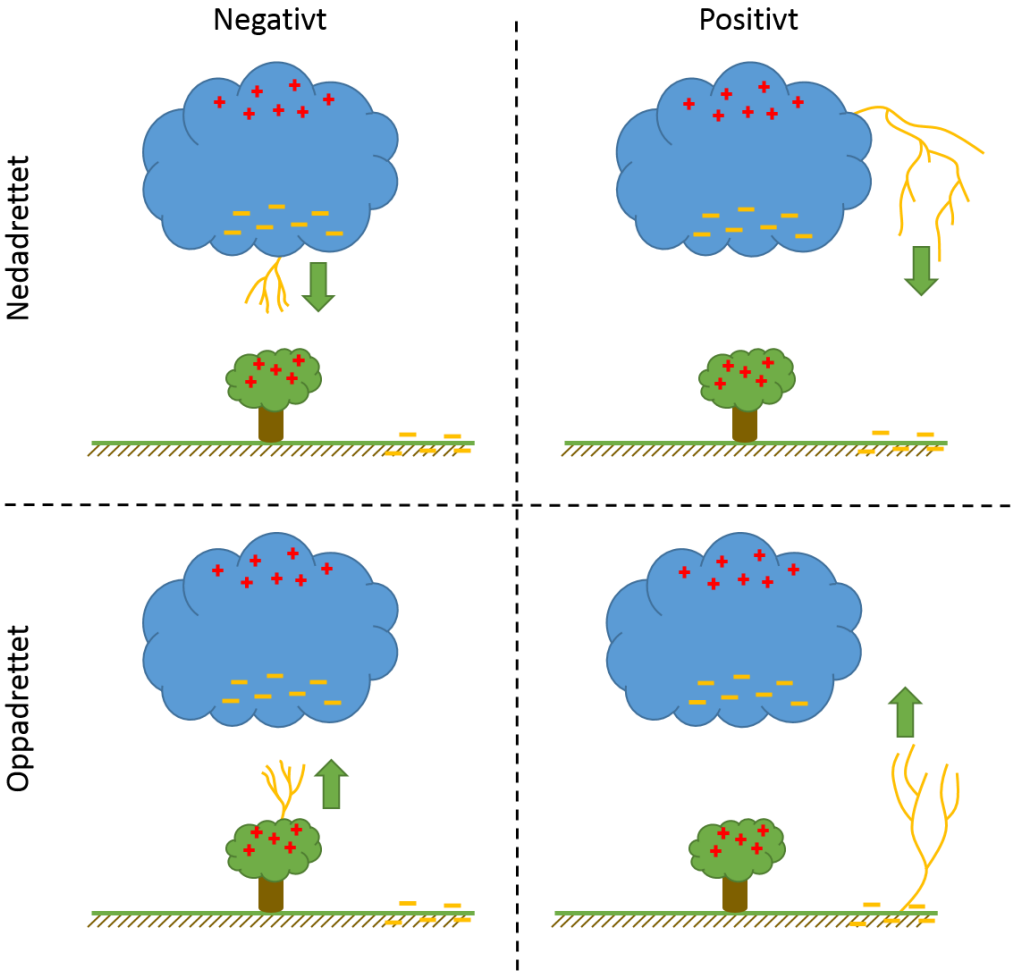


Figur 1: Dannelse av lyn

1.1.2 Variasjoner blant lyn

Lyn oppstår på ulike måter, og deles inn etter to kategorier: *retning* og *polaritet*, som vist i Figur 2 nedenfor. Lynnedslagets intensitet (strømstyrke) og total energi er begge avhengige av atmosfæriske betingelser og varierer i stor grad fra lyn til lyn, med verdier fra 1 til 200 kA. Polariteten beskriver hvilken type ladning skyen gir fra seg til lynet. Dette vil si at et *positivt* lyn stammer fra eller treffer den positivt ladde delen av skyen, og motsatt for et *negativt* lyn.

Positive lyn er generelt kraftigere enn negative lyn, både i strømstyrke og total ladning, men er imidlertid sjeldnere og forekommer hyppigst under tordenvær på vinterstid i forbindelse med væromslag.



Figur 2: Typer av lynnedslag

1.1.3 Hvordan er utviklingen av lynaktivitet i Norge?

Lyn- og tordenvær påvirker det norske kraftnettet hvert år og kan føre til et betydelig antall driftsforstyrrelser. Statnetts årlige rapport, Årsstatistikk 2014 [1] [2], viser at tordenvær sto for totalt 3,8 % av all ikke levert energi (ILE) i perioden 2009 til 2014 for regional- og sentralnettet (33-420 kV). For distribusjonsnettet (1-22 kV) forårsaket tordenvær 9,8 % av total ILE i samme periode. I 2014 alene var tordenvær årsaken til 11,9 % av ILE i regional- og sentralnettet og 24,0 % i distribusjonsnettet.

I 2011 utførte Meteorologisk institutt en utredning på vegne av NVE der hovedformålet var å undersøke lynaktivitet i Norge, samt forventede endringer i fremtiden. Basert på data innhentet av SINTEF ble hyppigheten av lyn- og tordenvær vurdert for perioden mellom september 2003 og august 2010. I undersøkelsen ble ulike klimaframskrivninger brukt til å gjøre en vurdering av mulige endringer i lynaktivitet frem mot 2050 og 2100, se [3].

Rapporten viser at det er stor variasjon i hyppighet og geografisk utbredelse av lyn- og tordenvær i løpet av et år i Norge. Det blir årlig registrert færrest lynnedslag langs kysten av Troms og

Finnmark. Områdene med mest lynaktivitet befinner seg hovedsakelig i Øst-Norge og på Sørlandet, mens Trøndelag og Vestlandet opplever noe mindre lynaktivitet. Generelt blir det registrert størst antall lynnedslag på Østlandet i juli måned, men i løpet av høst- og vintermånedene er det en hyppigere forekomst av lyn og tordenvær på Vestlands- og Trøndelagskysten.

Resultatene fra undersøkelsens framskrivninger viser at det sannsynligvis vil bli en generell lynaktivitetsøkning i Norge på 25 % frem mot 2050, med et usikkerhetsintervall fra 0 til 50 % økning. Frem mot 2100 er det forventet en økning av temperatur og nedbør, og det blir dermed også forventet en ytterligere økning av lynfrekvensen i perioden 2050 til 2100. Samtidig som lynaktiviteten er ventet å øke vil det i tillegg bli større variasjoner mellom årstider og geografiske områder som blir rammet av lyn- og tordenvær. Det vil si at områder som i dag opplever svært lite lynaktivitet kan få større utfordringer i framtiden. I rapporten oppfordrer Meteorologisk institutt til å forberede seg på hyppigere lynaktivitet, spesielt i allerede utsatte områder.

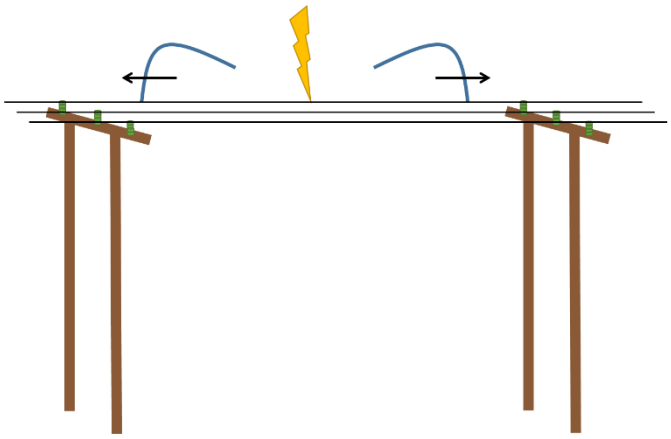
1.2 Lynnedslags påvirkning på kraftnettet

1.2.1 Direkte nedslag

Lynnedslag som påvirker strømnettet kan deles inn i to kategorier: direkte nedslag i sårbar komponent og nedslag i eller ved luftlinje. Et direkte nedslag i en av nettets sårbare enheter vil som oftest passere eventuelle vernanordninger. Vernene passeres i slike tilfeller fordi de er konstruert for å fange opp impulsbølger som ankommer enheten via faselinjene. Konsekvensene av et slikt nedslag er i all hovedsak de samme som beskrevet i det påfølgende delkapittelet. Disse nedslagene forekommer imidlertid langt sjeldnere enn de impulsbølgene presentert nedenfor.

1.2.2 Lynimpulsbølger

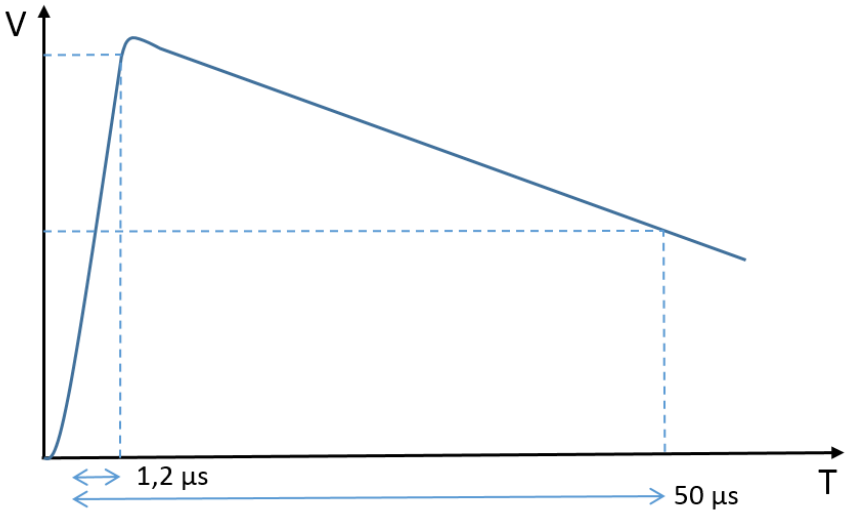
Lyn som slår ned i eller ved en luftlinje vil ha innvirkninger på nettet om det oppstår en impulsbølge på de strømførende faselinjene, noe som kan skje på forskjellige måter, bl.a. direkte nedslag i faselinje, nedslag i topplinje med overslag til faselinje eller nedslag i nærliggende område som induserer en impulsbølge i faselinjen. Lynet kan slå ned så mye som en kilometer unna kraftlinjen og fremdeles forårsake problemer grunnet induserte spenningsbølger skapt av lynets magnetfelt. Uavhengig av hvordan impulsbølgen oppstår vil den bevege seg i begge retninger av luftlinjen, se Figur 3.



Figur 3. Lynbølgers forplantning langs luftlinje

Bølgen har en svært kort reistid med en lengre halveringstid, og en svært høy spenningstopp. Bølgeformen varierer mellom lyn, men 1,2/50 µs-modellen er ansett som en normalisert lynimpuls-karakteristikk. Figur 4 illustrerer denne impulsformen, med en reistid på 1,2 µs og en halveringstid på 50 µs. I løpet av dens ferd langs linjen kan bølgen få et overslag til en jordet enhet og avlede deler av den potensielt skadelige energien til jord. Om dette ikke inntreffer og bølgen

fortsetter langs linjen kan den til slutt treffe en sårbar komponent i kraftnettet. Dette kan bl.a. være transformatorer, overganger fra luftlinje til jordkabel eller en forbrukers sikringsskap. Om komponenten ikke er vernet vil bølgen kunne treffe komponenten med full styrke. Dette kan i tilfeller hvor lynimpulsbølgens spenningstopp overgår komponentens impulsholdespenning[1] føre til gjennomslag i komponentens isolasjon. Om impulsbølgen treffer en enhet med høy impulsimpedans[2], som en transformator, vil den påtrykte spenningen på grunn av refleksjon kunne bli betydelig høyere enn den opprinnelige verdien og ytterligere øke faren for isolasjonssammenbrudd.



Figur 4: Karakteristisk form av en lynimpulsbølge

Lynimpulser er kortvarige og er over i løpet av noen titalls mikrosekunder. Dette betyr imidlertid ikke at faren er over. Om et gjennomslag i isolasjonen har oppstått vil nettets ordinære spenningspåtrykk mate den vedvarende lysbuen og føre til en massiv varmeutvikling. Relevern aktiveres omkring 50-100 millisekunder etter nedslaget og kobler ut effektflyten til feilstedet. Innen dette skjer vil varmeutviklingen kunne føre til store skader, eksempelvis gassdannelse i isolasjonsolje som igjen kan føre til eksplosjon av transformator. Uavhengig om en slik eksplosjonen inntreffer vil en enhet hvis isolasjon er nedbrutt ikke kunne fungere i normal drift.

Komponenter konstruert for høyere spenningsnivå vil ha høyere holdespenninger for impulsbølger, noe som reduserer sjansen for at et gjennomslag av isolasjonen, og dermed havari av enheten, inntreffer. Dette betyr, om det ses bort fra vernanordninger, at enheter i distribusjonsnettet vil ha en høyere risiko for havari om den treffes av en lynimpulsbølge enn komponenter på transmisjonsnivå.

[1] De høyfrekvente spenningsverdier som isolasjonen typeprøves for og som den må holde.

[2] Impulsimpedans er en kompleks elektrisk motstand under påtrykk av høyfrekvente signaler, som lynimpulser.

1.3 Overspenningsvern

Overspenninger forekommer i forskjellige former, hvorav lynoverspenninger oftest er de mest voldsomme. For å unngå konsekvensene beskrevet overfor kan komponenter i systemet beskyttes av overspenningsvern. De fleste av disse er konstruert for å motarbeide alle typer overspenninger (lyn-, koblings- og temporære overspenninger), mens andre er myntet spesifikt på lynnedslag, eksempelvis jordede topplinjer. De hyppigst anvendte verningstiltakene blir presentert nedenfor.

Topplinjer er jordede linjer som strekkes over faselinjene. Hensikten er å la lynet slå ned i denne i stedet for faselinjene og føre energien videre til jordingssystemet. Lynimpulsens styrke kan likevel overgå den elektriske motstanden i luften mellom linjene, noe som kan føre til et overslag til faselinjene. Det er også mulig for et lynnedslag å komme fra en vinkel som fører til direkte nedslag i faselinjene, på tross av topplinjen. Topplinjer praktiseres hovedsakelig i regional- og sentralnett, og er langt mindre utbredt i distribusjonsnett.

Gnistgap består av to elektroder hvorav én er koblet til faselinjen, mens den andre er koblet til jordingsanlegget. Om høye spenninger påtrykkes linjen, for eksempel ved passering av en lynimpuls, vil gnistgapets gjennomslagsspenning kunne nås. Dette danner en lav-mostands lysbue som lar mye av lynimpulsens energi flyte ned i jordingssystemet og reduserer kraftig påkjenningen på enheter som den resterende impulsbølgen treffer i etterkant.

Metalloksidavledere er blokker av ZnO plassert i serie, og kobles mellom faselinje og jord. Disse innehar den egenskapen at de er ulineært resistive, noe som fører til at de fungerer som isolatorer når linjespenningen ligger rundt merkespenning, og får svært små motstander når spenningen stiger forbi et gitt spenningsnivå. Dette spenningsnivået kalles avlederens tennspenning, og når dette oppstår i faselinjen vil det etableres en sterk strøm fra linjen gjennom avlederen og til jordingssystemet. På samme måte som gnistgapet har avlederen som hensikt å lede energien i impulsbølgen bort fra nettets sårbare komponenter. Metalloksidavledere på lavspentsiden omtales ofte som varistorer.

I praksis kombineres ofte de forskjellige vernetiltakene for å sikre sårbare komponenter på best mulig måte. Samtlige av verntypene overfor forutsetter et velfungerende jordingssystem for å fungere optimalt. Jordingsanlegg består av en eller flere jordelektroder og en godt ledende kobling mellom elektroden og den jordede enheten. Jordelektroder er metallegemer (ofte spyd) som plantes i bakken i den hensikt å lede uønskede strømmer bort fra kraftsystemet og til det omkringliggende jordsmonnet.

En oppnåelse av lav impulsjordmotstand i konstruksjonen av jordingsoppsettet er nødvendig for å effektivt kunne avlede energi fra høyfrekvente bølger, som lynimpulser. Gjennomgående jord, en sammenkobling av jordingssystemer langs en linje, er også et viktig hjelpemiddel som forenkler vernanordningen sitt arbeid med å lede energien bort fra systemet, spesielt om gnistgap monteres noen master foran stasjonen.

1.4 Relevant regelverk

Det foreligger i dag flere forskrifter som pålegger nettselskapene ansvar knyttet til vern og beskyttelse mot lynnedslag. Hensikten med dette avsnittet er å gi en kort beskrivelse av de mest sentrale forskriftene og hvilke krav som stilles til nettselskapene. Forskriftene vil bli presentert i to deler. En del knyttes direkte til drift av kraftsystemet, og en del relateres til rapportering og analyse av feil og avbrudd.

Av forskrifter som knyttes direkte mot beskyttelse av nettet er Forskrift om elektriske forsyningsanlegg (fef, fastsatt av DSB), Forskrift om forebyggende sikkerhet og beredskap i energiforsyningen (beredskapsforskriften, fastsatt av NVE) og Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet (fos Fastsatt av NVE) de mest relevante. Fef beskriver i hovedsak hvilke tiltak nettselskapet må iverksette hvis det er risiko for at deler av et forsyningsanlegget kan påføre skade på mennesker, dette inkluderer jording, vern og andre sikkerhetstiltak. Det er nettselskapet selv som tar avgjørelsen knyttet til hvor store konsekvenser lynnedslag kan medføre og om det er nødvendig med beskyttelse mot lynnedslag. Beredskapsforskriften plikter også nettselskapene å sikre anlegget mot naturgitte hendelser.

Fos § 20 gir systemansvarlig hjemmel til å sette krav til vern og releplaner i regional- og sentralnettet. Dette gjøres i praksis gjennom FIKS-veilederen. Fos § 14 sier at alle nye anlegg eller større utbedringer må få et idriftsettelsesvedtak av systemansvarlig før de ikraftsettes. Dette vil i praksis si at systemansvarlig går gjennom de tekniske løsningene og blant annet sjekker om anleggene møter kravene i FIKS-veilederen. Systemansvarlig kan godkjenne ny produksjon i distribusjonsanlegget, men godkjenner ikke nye nettanlegg i distribusjonsanlegget.

I praksis blir forskriftene lite brukt direkte til dimensjonering av nettanlegg, isteden blir REN-blader benyttet. REN AS er en selskap som eies av norske nettselskaper. Formålet til REN er å standardisere og utvikle metoder slik at det skal være effektivt og enkelt for nettselskapene å utvikle kraftnettet i tråd med gitte lover og forskrifter. REN-bladene er utviklet i samråd med DSB.

Samtidig som flere forskrifter pålegger nettselskaper ansvar knyttet til direkte beskyttelse av kraftnettet mot overspenninger og lynaktivitet, er det i tillegg regelverk knyttet til rapportering når en feil alt har oppstått. I Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemer (fol, fastsatt av NVE) og gjennom fos pålegges nettselskapene å undersøke alle feil som oppstår i kraftsystemet. Nettselskapene er i tillegg pålagt å analysere feilen for å finne den relevante årsaken. Dette blir videre rapporter til NVE og systemansvarlig.

Store deler av dataen som er brukt i denne analysen er hentet fra systemansvarligs årlige innsamling av feilstatistikk. Under fos § 22, står det blant annet:

> *Konsesjonær skal analysere og rapportere til systemansvarlig alle driftsforstyrrelser i eget regional- og sentralnett, og i tilknyttede produksjonsenheter. Analysen skal omfatte nødvendige undersøkelser for å avklare hendelsesforløp, årsaker og konsekvenser, og om aktuelle vern og kontrollfunksjoner har fungert tilfredsstillende.*

I tillegg til analysen av driftsforstyrrelser i regional- og sentralnett er konsesjonær pliktig i å rapportere og analysere alle driftsforstyrrelser i eget høyspenningsdistribusjonsnett til systemansvarlig. Driftsforstyrrelser i regional- og sentralnett skal rapporteres kontinuerlig, mens driftsforstyrrelser i høyspenningsdistribusjonsnett blir sendt inn til systemansvarlig 1. mars hvert år. Resultatet fra analysen av driftsforstyrrelsene rapporteres til systemansvarlig gjennom rapporteringsverktøyet FASIT. Det er konsesjonær som har ansvar for å rapportere inn til NVE og systemansvarlig.

Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomhet og tariffer (kontrollforskriften, fastsatt av NVE) tar for seg blant annet hvordan inntektsrammer for nettselskap påvirkes av mengden avbrudd. Gjennom KILE-kostnadene ser nettselskapene kostnadene for sluttbrukerene ved avbrudd.

2 Analyse av innhentet statistikk

2.1 Introduksjon

2.1.1 Analyse av feil og avbruddsdata

Dette kapittelet gir en analyse av feil og avbruddsdata. Hensikten med kapittelet er å gjøre rede for blant annet hvor mye driftsfeil og avbrudd som skyldes lyn og når avbrudd skjer i kraftsystemet. Flere resultater fra analysen er presentert med variasjon i spenningsnivåer og geografisk fordeling.

2.1.2 Om feilanalysen og statistikk

Som grunnlag for arbeidet med feilanalysen har innrapportert data fra Systemansvarlig blitt anvendt. Nettselskapene rapporterer feilanalyse av driftsforstyrrelser fortløpende til systemansvarlig for regional- og sentralnettet, mens driftsforstyrrelser på lavere spenningsnivåer blir rapportert en gang i året.

Etter grundigere arbeid med de innsamlede dataene har det fremkommet flere svakheter og mulige feil i datagrunnlaget. Det forventes at det kan være flere større feil og svakheter knyttet til innhentet data på det høyspente distribusjonsnettet enn regional- og sentralnett. Denne forskjellen kan komme av lavere prioritering og fokus på nøye analyse av feil i lavere spenningsnivåer sammenlignet med høyere spenningsnivåer.

Det har i tillegg blitt oppdaget store variasjoner i dataene fra nettselskapene. Dette har man prøvd, så langt det lar seg gjøre, å rette på for å få en mest mulig virkelighetsnær analyse.

Gjennom samtaler med Statnett har det blitt gitt uttrykk for at dagens rapporteringsstruktur i FASIT kan gi rom for mye tolkning knyttet til avklaring av hendelsesforløp, årsaker og konsekvenser, noe som kan gi et noe uklart bilde av virkeligheten. Det arbeides i dag med et oppdatert rapporteringsprogram som forventes å redusere noen av svakhetene bemerket i denne rapporten, «Neste Generasjon FASIT», [4].

Feilregistreringen i FASIT er også noe tvetydig med tanke på ILE og avbruddskostnadene bruk i kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi (KILE). Ett lynnedslag trenger ikke nødvendigvis være ansvarlig årsak til en feil, men kan være utløsende årsak. Et eksempel kan vær en defekt isolator som er installert i kraftsystemet. Under vanlig drift trenger ikke dette å forårsake problemer, men dersom det oppstår en lynoverspenning kan dette resultere i en driftsforstyrrelse. Lynnedslaget er dermed ikke hovedårsaken til at feilen oppsto, som er den defekte isolatoren, men fungerer som en utløsende årsak. Dette forekommer hyppigere i høyere spenningsnivå, spesielt for sentralnett, hvor utstyret i mye større grad er konstruert for å tåle overspenninger. For 1-22 kV, derimot, er det trygt å anse lynet som ansvarlig feilårsak da mangel på vernetiltak ofte er tilfellet, og fordi mye av vernet ikke nødvendigvis er ment for å tåle alle typer lynbølger.

Selv om det har blitt oppdaget flere svakheter ved datagrunnlaget på ulike spenningsnivåer, spesielt høyspent distribusjonsnett, har man valgt å bruke statistikken til denne analysen. Tilfeller som gir klare feil er tatt ut av statistikken, og man antar at dataene gir et illustrerende bilde av dagens kraftsystem, på tross av noen svakheter.

2.2 Antagelser og definisjoner

For å gi en god og enkel fremstilling av geografiske forskjeller i landet ble alle konsesjonsområder fordelt inn i fem ulike regioner; nord, midt, vest, sør og øst. Det viste seg hensiktsmessig å sette grensene for disse regionene etter grensene for NVEs regionskontorer. En oversikt over regionene og deres avgrensinger er illustrert i Figur 5. Det ble valgt å gruppe nettselskapene i fem regioner, istedenfor eksempelvis en fylkesbasert fordeling, for å få kunne skille nettselskapene i regionale områder, men fremdeles holde dataene på et relativt høyt aggregert nivå.

Figur 5. Inndeling av Norge i 5 regioner. Kart er hentet fra http://atlas.nve.no

Driftsforstyrrelser blir definert som «utløsning, påtvungen eller utilsiktet utkobling, eller mislykket innkobling som følge av feil i kraftsystemet.», jf. fol § 1-4. Ved innrapportering av driftsforstyrrelser kan en rapport inneholde flere driftsforstyrrelser. Om det har blitt sendt inn en rapport med fire sammenhengende driftsforstyrrelser har dermed bare en av disse vært vurdert. I denne analysen har man valgt å kun se på en driftsforstyrrelse, førstefeilen, per rapport.

Rapporten fremstiller oversikter over ILE og KILE. Både NVE og systemansvarlig har datasett knyttet til disse parametrene. Etter sammenligning av verdier fra Statnett og NVE fremkommer det en betydelig variasjon mellom datasettene. Det er derfor ikke mulig å bruke konkrete tall for disse oversiktene, og man har i stedet valgt å bruke verdiene som forholdstall. Dette er for å gi et inntrykk av hvordan fordelingen av ILE og KILE fremkommer, og det er ikke blitt gjort noen vurdering på hvilken av datasettene som gir den mest korrekte oversikten. I denne analysen er datasettet fra Statnett anvendt, årsaken til dette er at Statnetts datasettet er fordelt per driftsforstyrrelse mens NVE sin oversikt ikke gir samme inndeling.

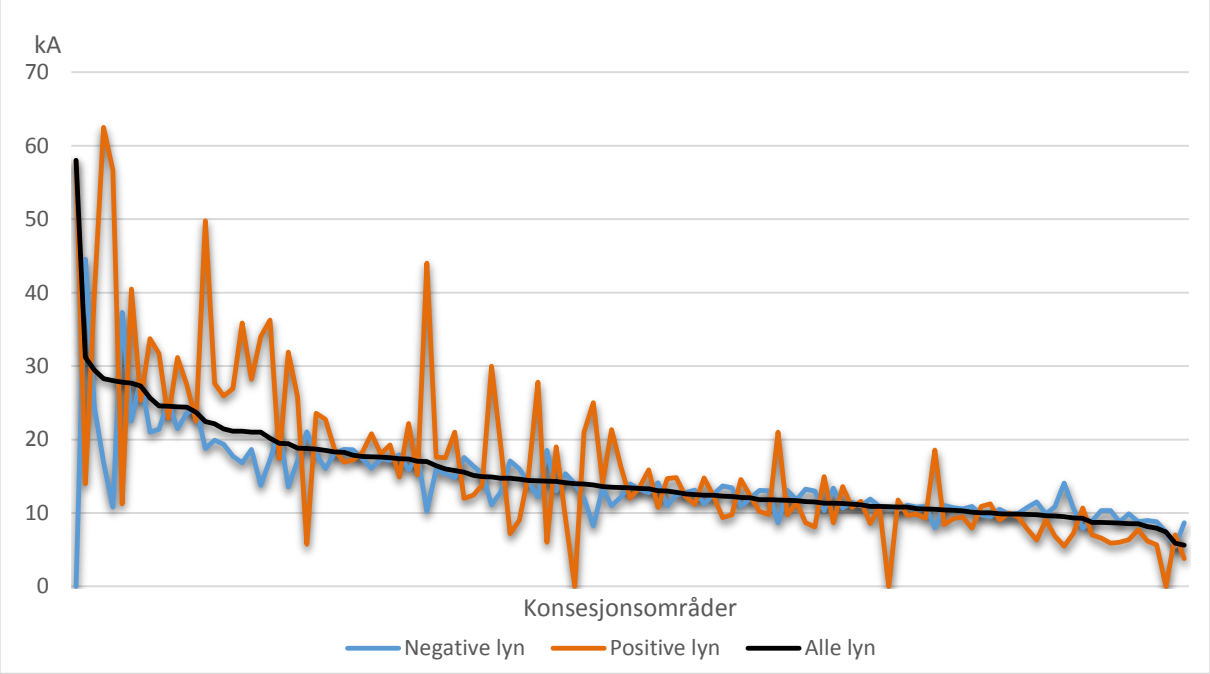
Ved fremstilling av avbruddsstatistikken har man i flere tilfeller tatt i bruk en inndeling av dataene basert på konsesjonsområde, men har imidlertid ikke hatt muligheten til å gi en inndeling basert

på topografiske forskjeller innad i konsesjonsområdet. Denne inndeling kan gi gode geografiske fremstillinger på landsbasis, men kan samtidig være misvisende på enkelte områder. På grunn av mangel på topografisk inndeling kan det blant annet være vanskelig å skille mellom kyst- og innlandstrender til konsesjonærer som drifter begge type områder. Om det er mange driftsfeil i innlandsområdet til en konsesjonær, men ikke på kysten, vil kartene fremstille det som om det har vært like mye aktivitet på kysten og i innlandsområdet, selv om dette ikke nødvendigvis er tilfellet.

2.3 Lyndata fra Sintef

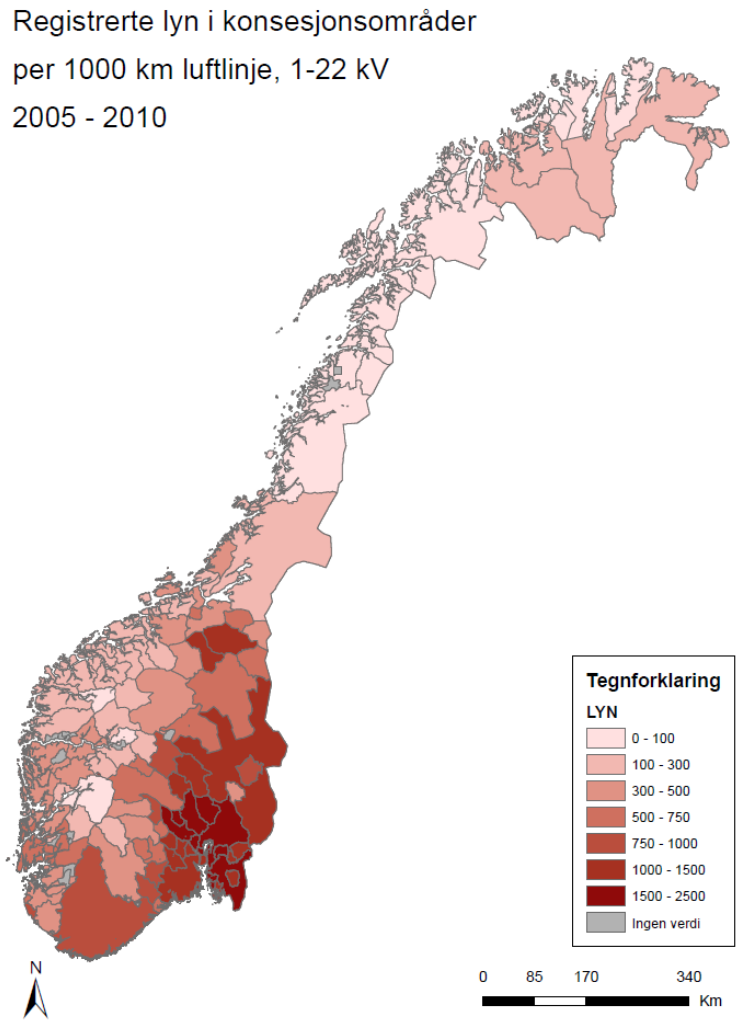
Data innsamlet av Sintef i forbindelse med NVE-rapport 2/2012 «Forslag til endring av modeller for å fastsette kostnadsrammer» [5] har blitt lagt til grunn for en analyse av lynaktiviteten i Norge. Dataene over registrerte lyn er hentet over en periode på seks år, fra 2005 til 2011. Figur 6 viser den gjennomsnittlige lynstyrken i de enkelte konsesjonsområdene for nettdrift, sortert etter snittstørrelsen på alle lyn. Gjennomsnittsverdien av strømamplituden for alle lyn registrert i datasettet er 13,02 kA, med en medianverdi på 11,91 kA. Disse tallene ligger en god del under verdier som anses som karakteristiske verdier for lynnedslag på global basis, 20-35 kA (varierende mellom kilder).

Det fremkommer i tillegg av dataene at positive lyn er sterkere enn negative lyn i områder langs kysten, mens negative lyn er sterkere enn positive lyn i innlandsområder. Antall negative lyn er mer enn det dobbelte av antallet positive lyn. Disse oversiktene er presentert i vedlegg () som kartillustrasjoner.

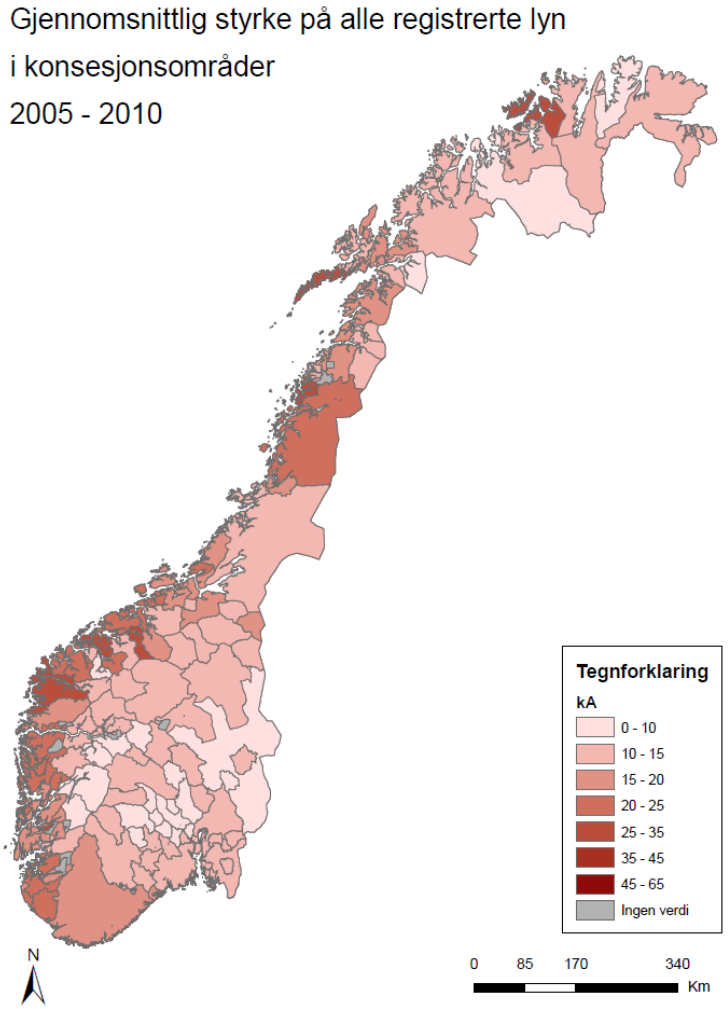


Figur 6. Gjennomsnittlig lynstyrke i de enkelte konsesjonsområdene for nettdrift, sortert etter snittstørrelsen på alle lyn.

Figur 7 og Figur 8 illustrerer henholdsvis registrerte lynnedslag og gjennomsnittlig styrke på lyn, fordelt på landets konsesjonsområder.



Figur 7. Antall registrerte lyn i konsesjonsområder på 1000 km luftlinje, 1-22 kV, 2005 - 2010.



Figur 8.Gjennomsnittlig styrke på alle registrerte lyn i konsesjonsområde, 2005 - 2010.

Antallet lynnedslag viser seg å være klart størst på Østlandet, i tillegg til deler av Sørlandet. Dette samsvarer imidlertid ikke med lynnedslagenes gjennomsnittlige styrke, som har høyeste verdier på Vestlandet og til dels langs kysten nordover. Innlandsstrøk ser jevnt over langt svakere lynstrømmer enn ellers i landet.

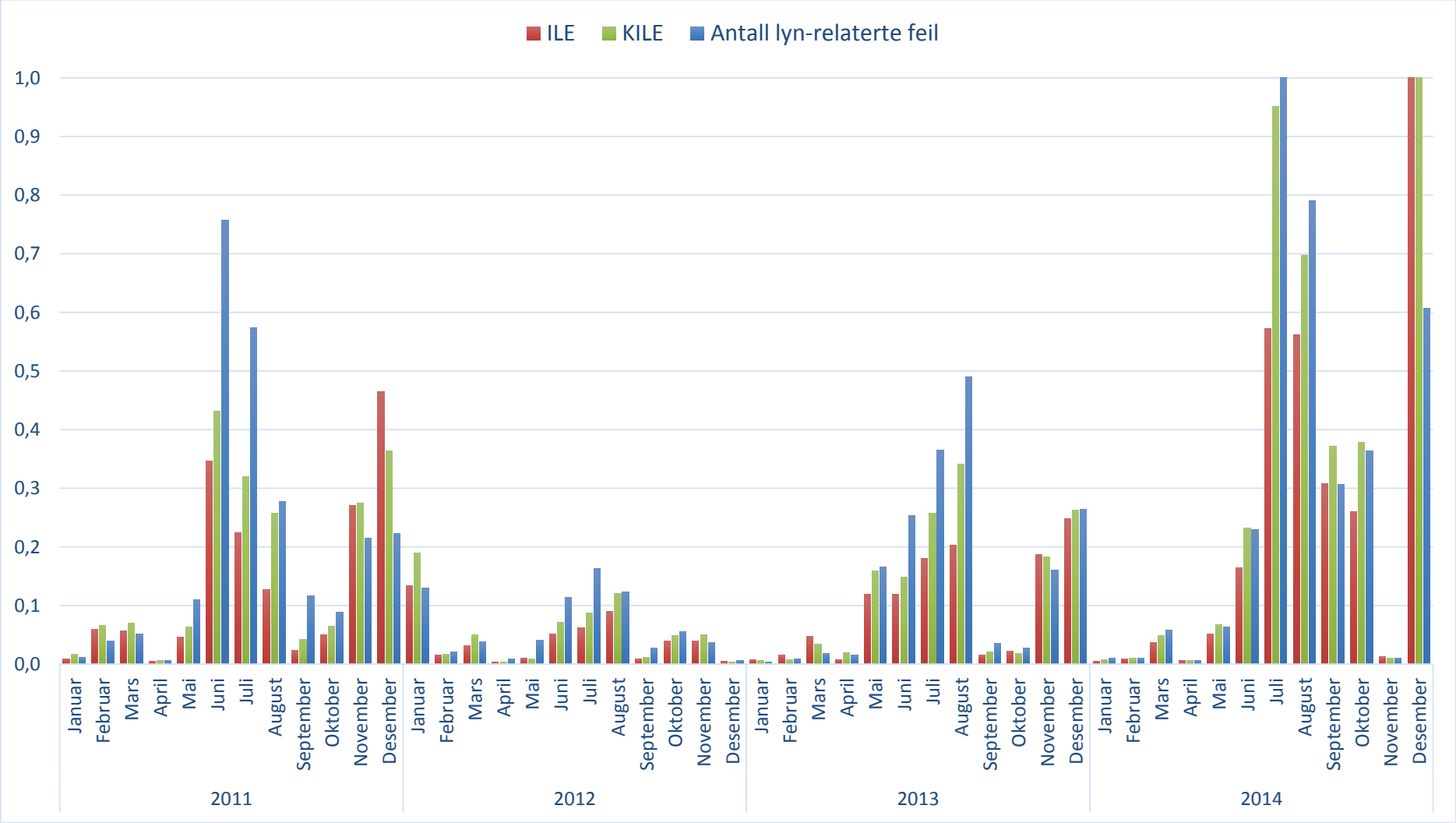
2.4 Tordenværsåret 2014

2014 var et år med svært mye tordenvær sammenlignet med andre år. Erfaringen med økt tordenvær var ikke bare i vanlig utsatte områder, men man opplevde en betydelig økning også i områder der man normalt ikke har problemer med lynaktivitet. Kraftnettet og tilknyttet beredskap skal være dimensjonert til å håndtere år med økt lynaktivitet, og man har derfor valgt å se nærmere på ulike parametere knyttet til 2014. Figur 9 viser en oversikt over lynaktiviteten fra 2011 til 2014. Figuren viser hvordan ILE, KILE og antall driftsforstyrrelser har variert hver måned frem til 2014.

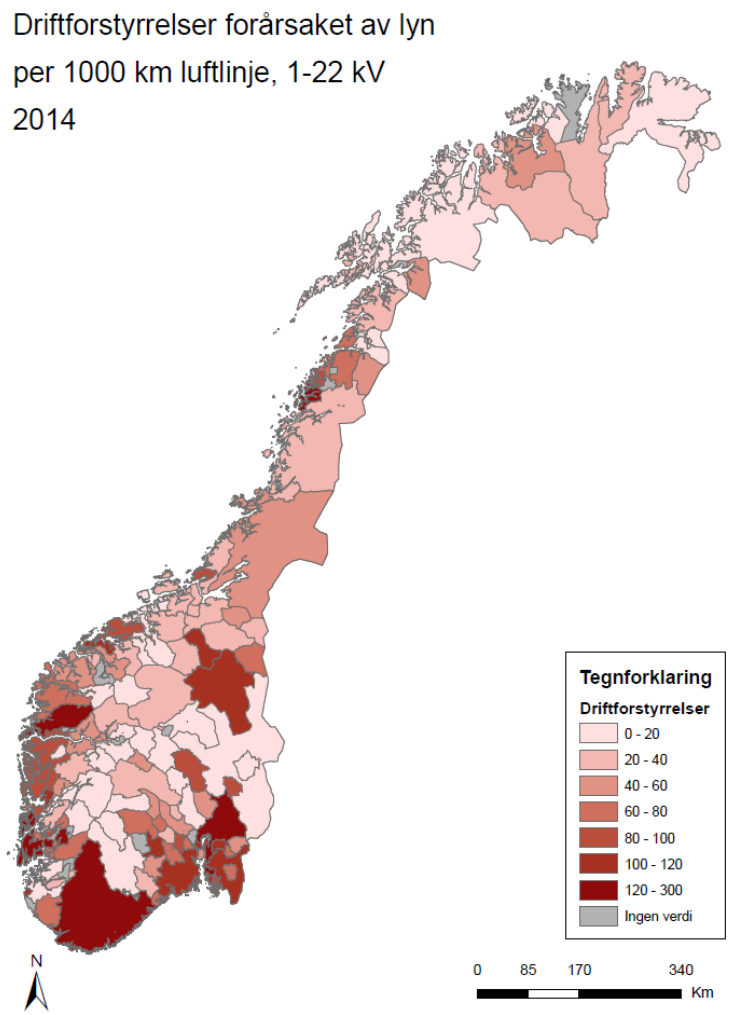
Figur 9 viser en generell trend i sommermånedene, juni, juli og august, der antall driftsforstyrrelser og mengde KILE er dominerende, noe som også reflekteres i 2014. Desember derimot, med vinterstormer, ble spesielt i 2014 tydelig dominert av menge ILE og KILE. En årsak til denne differansen kan være at lynaktiviteten i sommerhalvåret gir mange og korte avbrudd, men har påvirket enheter som gir høy KILE sammenlignet med avbruddstiden, mens vinterhalvåret er preget av stormer som fører til færre og lengre avbrudd. Etter uformelle samtaler med ulike nettselskap og transformatorprodusenter har de også gitt uttrykk for erfaringer med en betydelig økt mengde driftsforstyrrelser og feil i nettet grunnet høy lynaktivitet i 2014.

Antall driftsforstyrrelser er undersøkt grundigere i Figur 10 og Figur 11 med en geografisk fordeling basert på konsesjonsområdet. Figurene illustrerer hvordan 2014 så ut sammenlignet med en snittfordeling fra 2011 til og med 2014. Kartene viser en forsterket mengde antall driftsforstyrrelser i 2014, men en tilnærmet lik fordeling geografisk sett. De største forholdsmessige endringene er å finne i Nord-Norge.

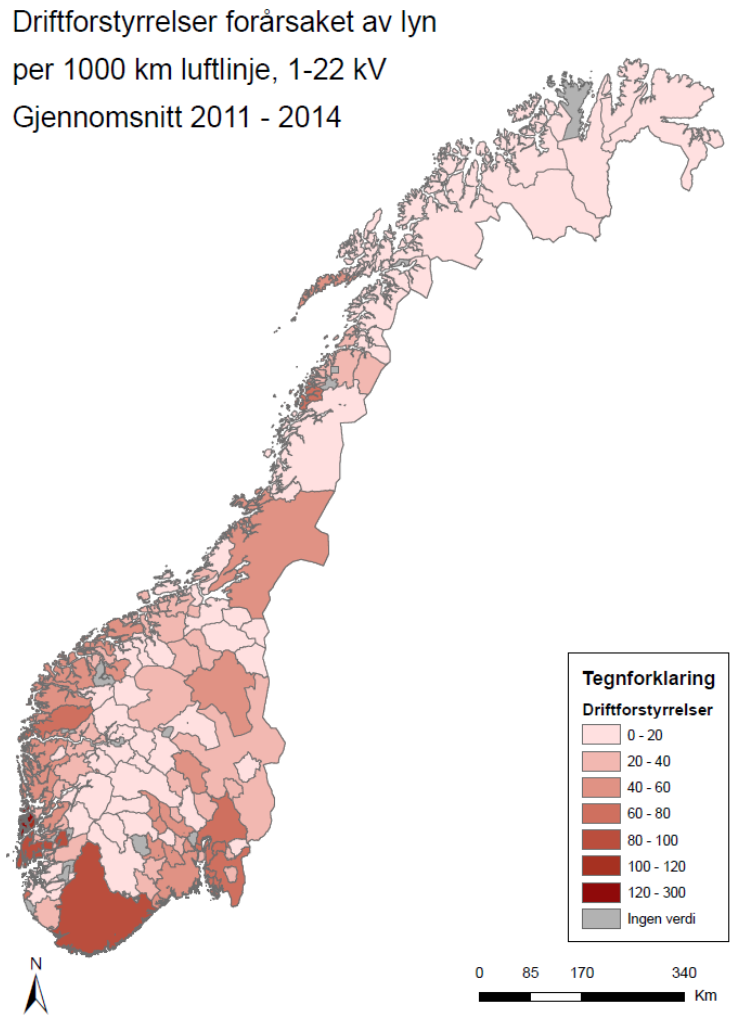
Feltene med grå skravering er områder der man enten ikke har verdier tilgjengelig, eller verdiene er tatt ut av datasettet grunnet manglende rapportering.



Figur 9. ILE, KILE og Antall driftsforstyrrelser, fordelt på måneder. Verdiene er skalert, hvor høyeste verdi = 1. Oversikten gjelder for spenningsnivået 1-22 kV.



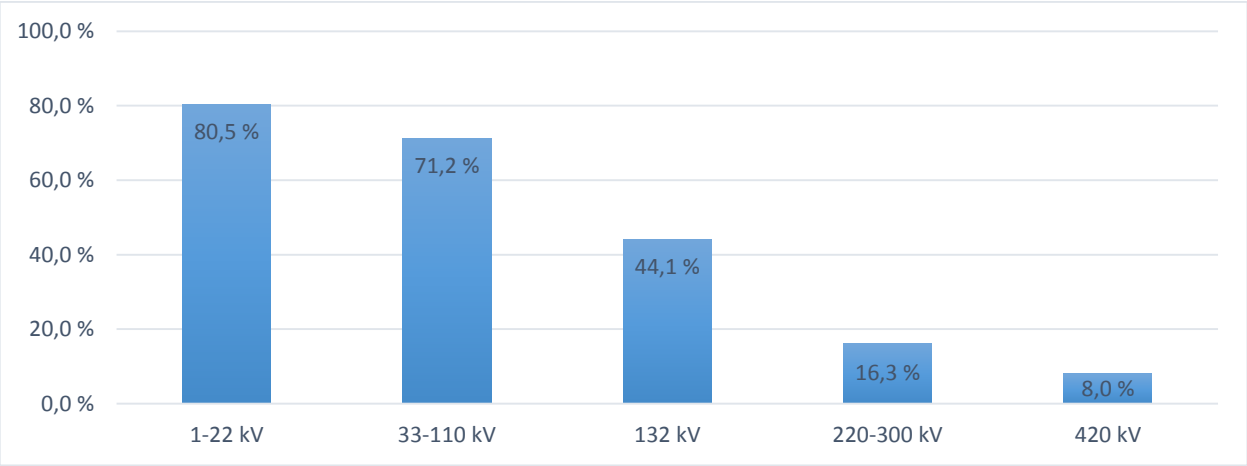
Figur 10. Driftsforstyrrelser forårsaket av lyn per 1000 km luftlinje, 1-22kV, i 2014.



Figur 11. Driftsforstyrrelser forårsaket av lyn per 1000 km luftlinje, 1-22 kV. Gjennomsnitt fra 2011 til 2014.

2.5 Forskjeller mellom spenningsnivåer

For å belyse hvor i kraftnettet lynrelaterte driftsforstyrrelser oppstår ble nettet delt inn i fem ulike spenningsnivåer: 1-22kV, 33-110kV, 132kV, 220-300kV og 420kV. Figur 12 viser andelen av alle tordenværsrelaterte driftsforstyrrelser som førte til ILE. Verdiene er fordelt over en lengre periode, 2011-2014. Diagrammet viser en betydelig større forekomst av ILE, altså frakoplinger av sluttbrukere, i de to laveste spenningsnivåene sammenlignet med høyere spenningsnivåer, der de fleste driftsforstyrrelser forårsaket av lyn er forbigående forstyrrelser. På de laveste spenningsnivåene ender så mye som 80,5% av tordenrelaterte driftsforstyrrelser i avbrudd med ILE.



Figur 12. Andel tordenværsrelaterte driftsforstyrrelser av totalt antall driftsforstyrrelser som fører til ILE. Andelene er fordelt på fem ulike spenningsnivåer. Data gitt over en snittperiode fra 2011- 2014..

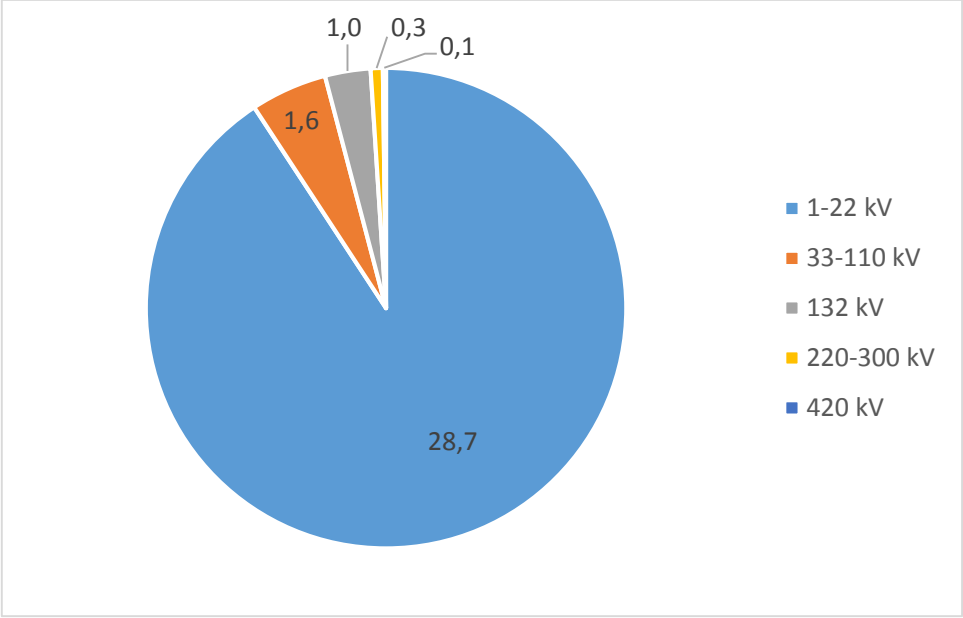
Tabell 1 viser en sammenheng mellom totalt antall driftsforstyrrelser, tordenrelaterte driftsforstyrrelser og prosentvise andeler av disse. Tredje kolonne i tabellen viser andel tordenrelaterte driftsforstyrrelser av totalt antall driftsforstyrrelser for hvert enkelt spenningsnivå.

Tabell 1. Sammenheng mellom totalt antall driftsforstyrrelser, tordenrelaterte driftsforstyrrelser og prosentvis andel av disse. Data fra 2014

Spenningsnivå	Totalt antall	Tordenvær	% av spenningsnivå
1-22 kV	10718	3436	32,1
33-110 kV	487	195	40,0
132 kV	443	116	26,2
220-300 kV	188	31	16,5
420 kV	121	8	6,6
Sum	11957	3786	0,32

For 1-22 kV-nettet viser tabellen dermed at 32,1 % av driftsforstyrrelser kommer av tordenvær, og at for 33-110 kV-nettet står tordenværsrelaterte driftsforstyrrelser for 40 % av alle driftsforstyrrelser som oppstår på spenningsnivået. For de andre spenningsnivåene minker andelen tordenværsrelaterte driftsforstyrrelser med økende spenningsnivå. Figur 13 viser andel tordenrelaterte driftsforstyrrelser av totalt antall driftsforstyrrelser sammenlagt for alle

spenningsnivåer og viser at 28,7% av alle tordenværsrelaterte feil i nettet inntreffer på 1-22 kV-nettet.



Figur 13. Andel driftsforstyrrelser grunnet tordenvær av totalt antall driftsforstyrrelser i prosent. Dataen er hentet fra 2014.

Selv om forekomsten av ILE ved tordenværsrelaterte driftsforstyrrelser i 33-110 kV-nettet er nesten like høy som for 1-22 kV, se Figur 12, er andelen driftsforstyrrelser grunnet tordenvær av totalt antall driftsforstyrrelser betydelig mindre for 33-11 0kV enn 1-22 kV-nettet, se Figur 13. I tillegg vises det at omlag 60% av antall lynrelaterte driftsforstyrrelser per 1000 km nett oppstår i distribusjonsnettet.

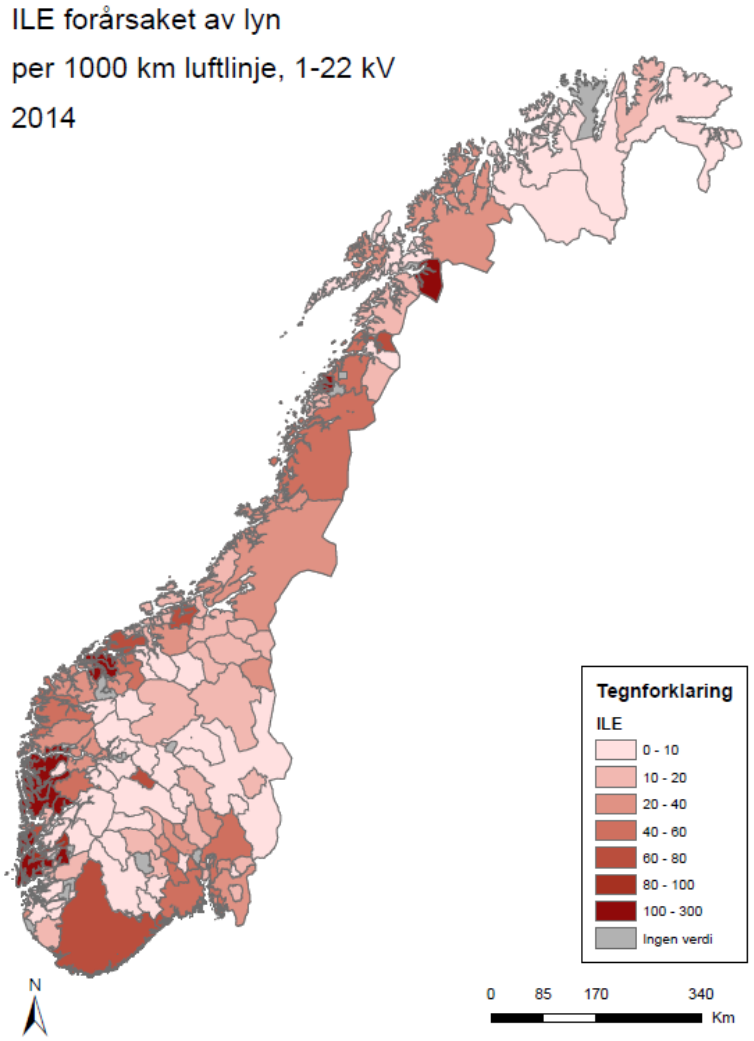
Ettersom de fleste driftsforstyrrelser grunnet tordenvær oppstår i distribusjonsnettet har det blitt valgt å rette fokuset mot dette spenningsnivået videre i analysen og rapporten. Siden sentral- og regionalnettet er dimensjonert for høyere spenninger ansees det og naturlig at færre feil oppstår i denne delen av nettet.

2.6 Forskjeller mellom regioner

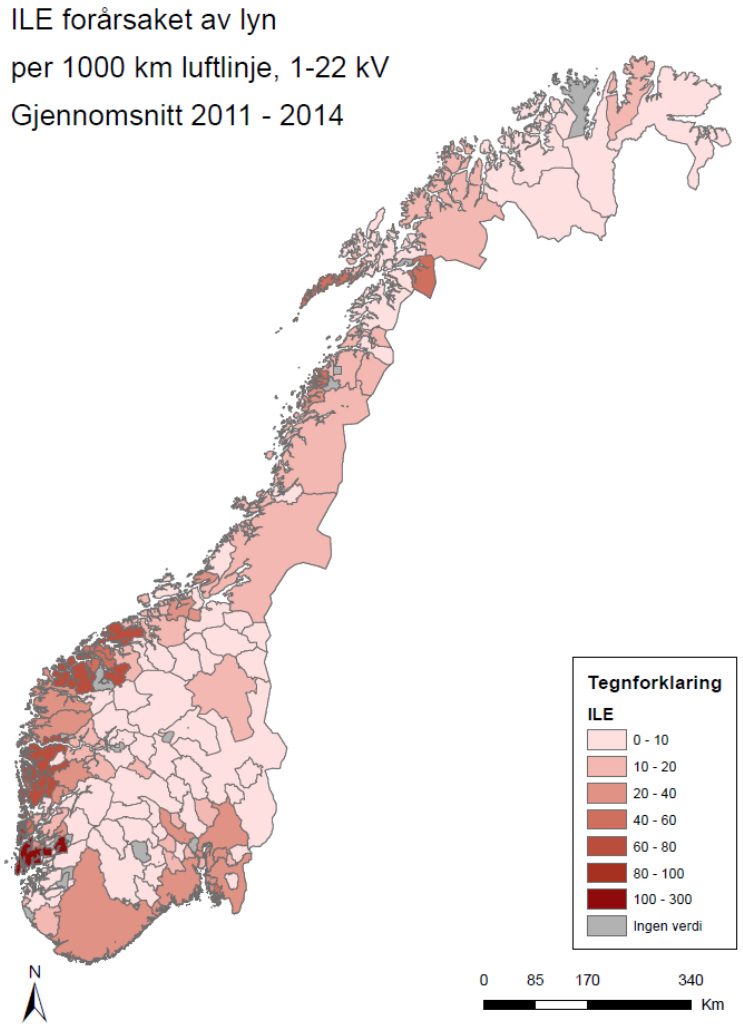
For å se nærmere på den geografiske fordelingen av lynproblematikk ble landet delt inn i fem regioner, som beskrevet overfor. Innhentet datagrunnlag fra hvert nettselskap ble fordelt på sine respektive regioner for å muliggjøre den påfølgende sammenligningen. Dataene gjelder for 1-22 kV-nettet.

Kartene i Figur 14 og Figur 15 illustrerer lyn-forårsaket ILE i de enkelte konsesjonsområdene, med unntak av noen områder hvor datagrunnlaget ble vurdert som mangelfullt. Kartene viser at kyststrøkene, spesielt på Vestlandet, er mest utsatt for lyn-relatert ILE, mens innlandsstrøkene på Østlandet opplever mange driftsforstyrrelser. Nord-Norge og fjelltraktene i Sør-Norge er minst påvirket av lynproblematikk.

En komplett samling av utarbeidede kart er å finne i vedlegget.



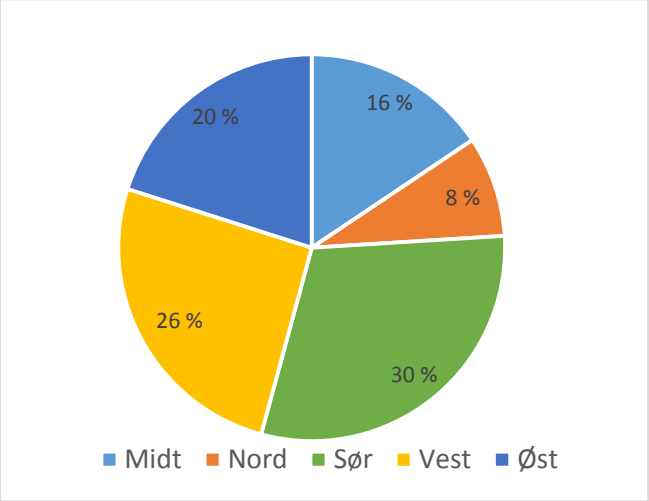
Figur 14. ILE forårsaket av lyn per 1000 km luftlinje, 1-22 kV. Data for 2014.



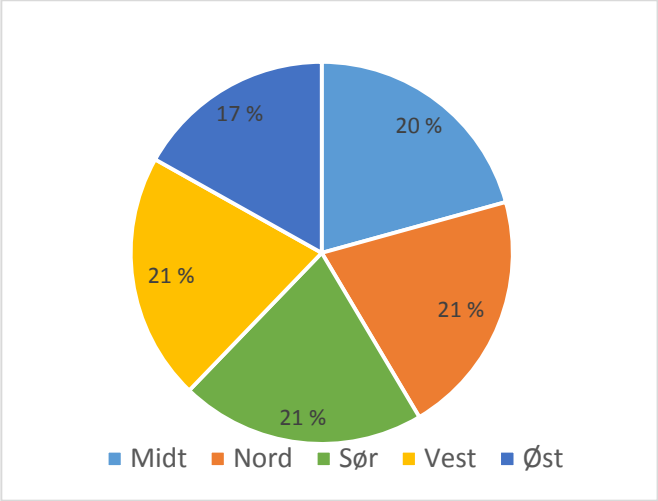
Figur 15. ILE forårsaket av lyn per 1000 km luftlinje, 1-22 kV. Gjennomsnitt fra 2011 til 2014.

Figur 16 og Figur 17 illustrerer fordelingen av andel driftsforstyrrelser og ILE som er forårsaket av tordenvær. Figurene er fordelt mellom regionene og viser data for 1-22 kV-nettet i 2014. Tilsvarende figurer for snittverdier av tidsperioden 2011-2014 er å finne i vedlegget. Figur 16 og Figur 17 viser en jevnere fordeling enn man ser over en lengre tidsperiode, noe som skyldes den store lynaktiviteten i unormale geografiske områder i 2014. Det er verdt å merke seg den store differansen i andel driftsforstyrrelser og ILE for både region Sør og region Nord. Misforholdene kan tyde på at nettselskaper i Sør-Norge er bedre forberedt på å håndtere lynproblematikk enn sine nordnorske motparter, noe som igjen kan ha sitt utspring i at region Sør historisk opplever langt større forekomster av lynaktivitet enn region Nord.

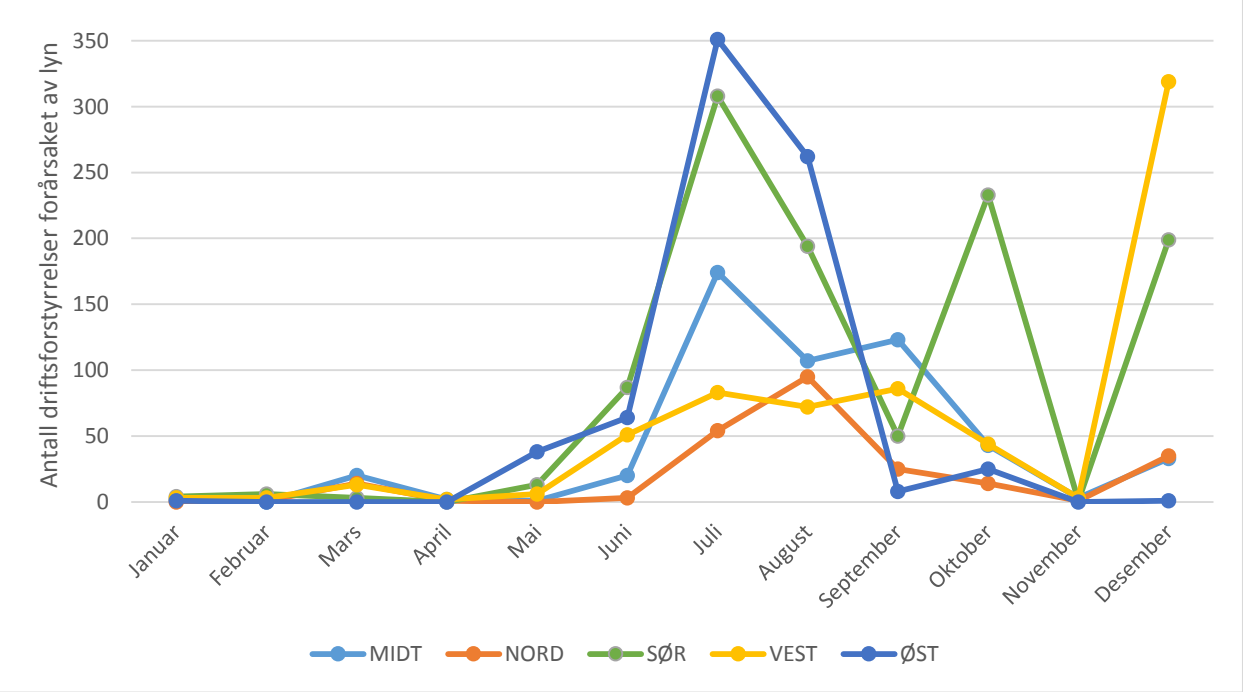
Påfølgende Figur 18 og Figur 19 viser tilsvarende data som i Figur 16 og Figur 17 på månedsbasis.



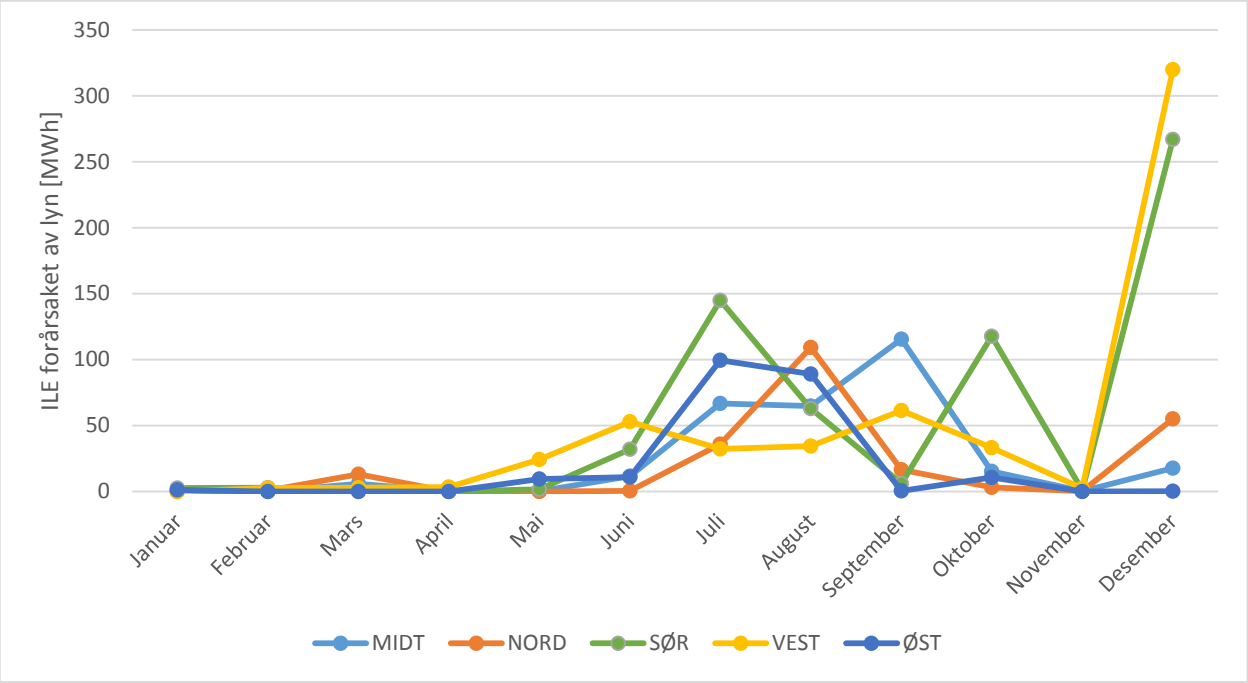
Figur 16. Andel driftsforstyrrelser forårsaket av tordenvær per 1000 km 1-22kV luftlinje fordelt på regioner i 2014



Figur 17. Andel ILE per 1000 km 1-22kV luftlinje 2014 fordelt på regioner i 2014



Figur 18: Antall driftsforstyrrelser forårsaket av lyn i 1-22 kV-nettet for 2014, fordelt på regioner

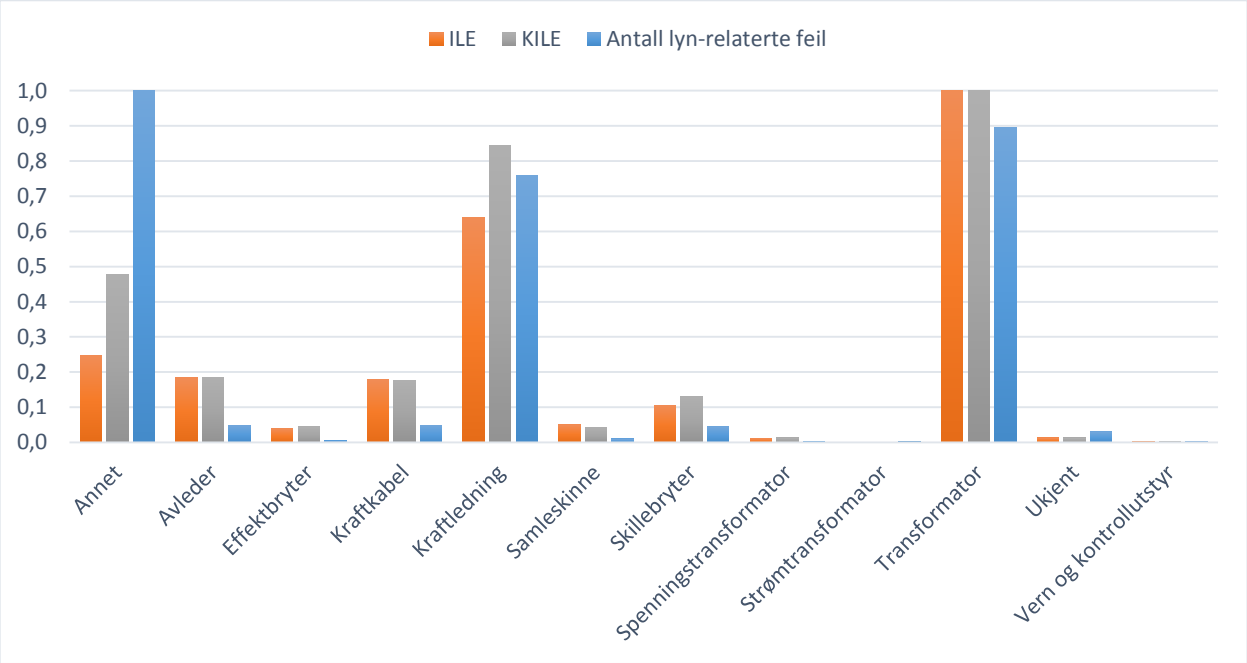


Figur 19: ILE forårsaket av lyn i 1-22 kV-nettet for 2014, fordelt på regioner

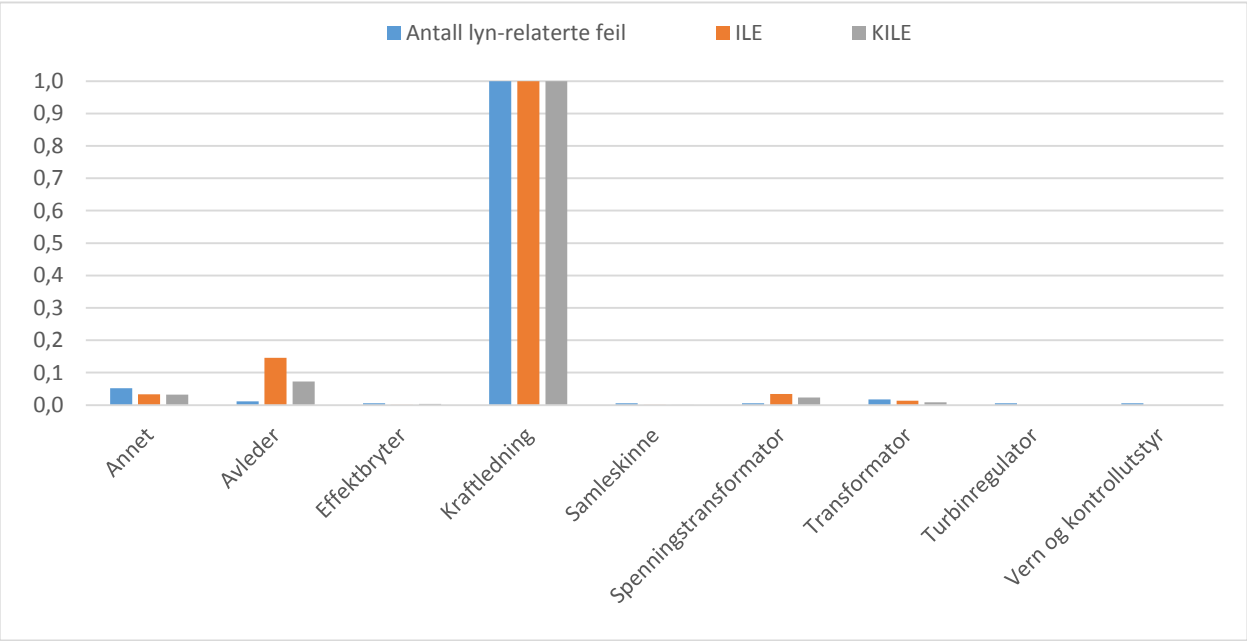
2.7 Anleggsdeler

Ved innrapportering av driftsforstyrrelser til Statnett og NVE er blant annet berørt anleggsdel oppgitt. Figur 20 og Figur 21 gir en oversikt over berørt anleggsdel, der det har vært en driftsforstyrrelse grunnet lynnedslag, for henholdsvis 1-22 kV- og 33-110 kV-nettet. Figurene viser en betydelig større variasjon mellom anleggsdeler på det lavere enn høyere spenningsnivået. På 1-22 kV-nettet domineres berørt anleggsdel av transformatorer, kraftledninger og annet utstyr, mens på 33-110 kV-nettet er kraftledning den dominerende anleggsdelen. Den høye andelen av «annet utstyr» kan illustrere en mulig usikkerhet ved datasettet illustrert i Figur 20. Det antas i midlertid videre i denne rapporten at andelen avbrudd knyttet til transformatorer er reell.

Det bemerkes at andelen transformatorer og «annet utstyr» reduseres kraftig for det høyere spenningsnivået. Årsaken til dette kan være bedre verning av transformatorer på høyere nettnivå, en annen årsak kan være at nettet i seg selv er bedre vernet siden det er dimensjonert for høyere spenninger. Årsaken til at kategorien for annet utsyr er betydelig redusert kan være et generelt større fokus på grundig analyse av driftsforstyrrelser på høyere spenningsnivåer.



Figur 20. Skalert fordeling av avbrudd, ILE og KILE mellom oppgitt anleggsdel med feil på grunn av lyn. Figuren er basert på datasett hentet fra innrapporterte verdier for 1-22 kV-nettet i 2014.

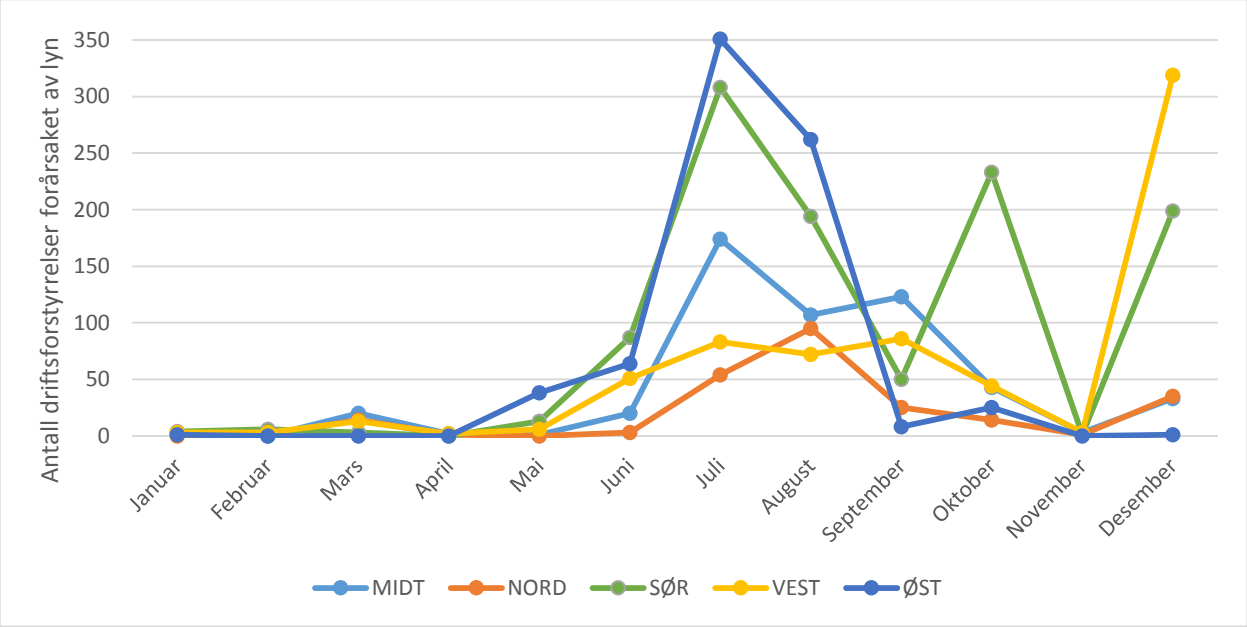


Figur 21. Skalert fordeling av avbrudd, ILE og KILE mellom oppgitt anleggsdel med feil på grunn av lyn. Figuren er basert på datasett hentet fra innrapporterte verdier for 33-110 kV-nettet i 2014.

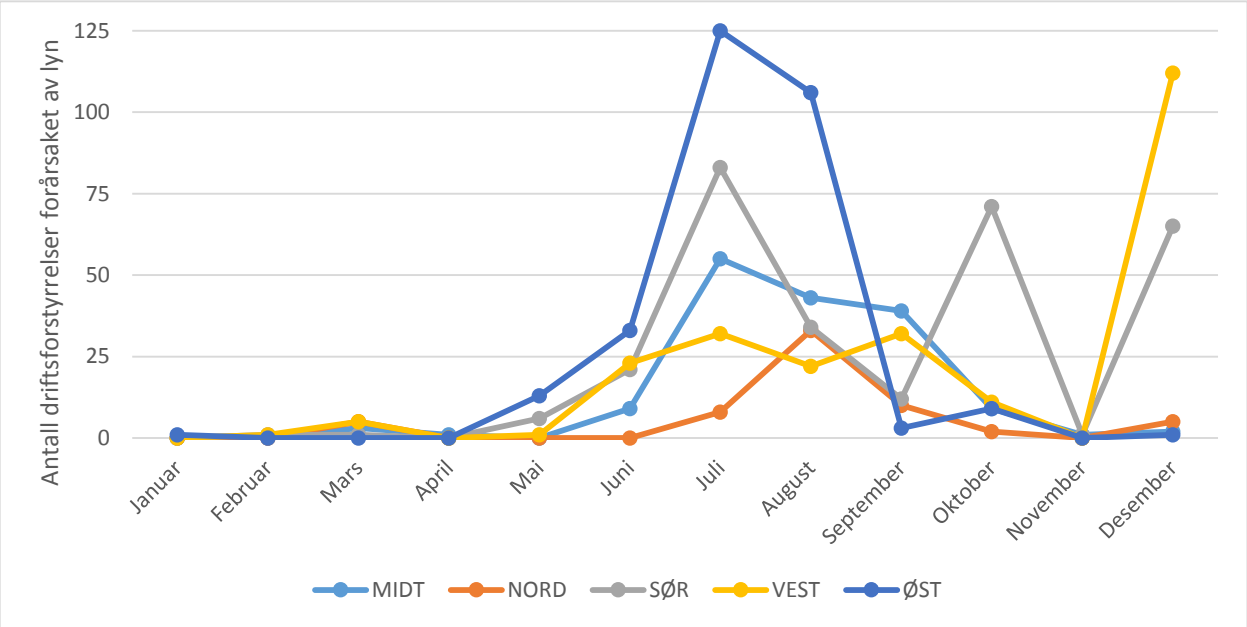
Figur 22 og Figur 23 illustrerer henholdsvis antall driftsforstyrrelser forårsaket av lyn i det høyspente distribusjonsnettet og antall driftsforstyrrelser forårsaket av lyn med transformator som anleggsdel med feil. Begge figurer viser en oversikt over variasjoner fordelt ut over ett år. 2014 er valgt som eksempel-år for denne oversikten.

Figurene har en tilsynelatende lik form, noe som indikere at antall driftsforstyrrelser som fører til transformatorfeil har lik fordeling som antall driftsforstyrrelser grunnet lyn over året. Det vil si at en type lyn, for eksempel sommerlyn eller vinterlyn, ikke gir flere transformatorhavari enn et

annet type lyn. Dersom en type lyn gav flere havari enn et annet ville en anta at formen på Figur 22 ville avvike fra formen på Figur 23.



Figur 22. Antall driftsforstyrrelser forårsaket av lyn i det høyspente distribusjonsnett (1-22 kV). Oversikten er fordelt per region: midt, nord, sør, vest og øst. Verdiene er hentet fra datasettet for 2014.



Figur 23. Antall driftsforstyrrelser forårsaket av lyn med transformator som anleggsdel med feil i det høyspente distribusjonsnettet (1-22kV). Oversikten er fordelt per region: mist, nord, sør, vest og øst. Verdiene er hentet fra datasettet for 2014.

For å videre undersøke hvor stor innvirkning lynaktivitet har på kraftnettet ble det undersøkt hvor stor andel transformatorer, av totalt antall transformatorer, som årlig havarerer grunnet tordenvær. Totalt antall transformatorer er satt til 113 tusen og hentet fra innrapporterte verdier vinteren 2011/2012, se [6]. Verdien for totalt antall transformatorer er antatt å være konstant fra 2011 til 2014.

Tabell 2 viser at 0,51 % av alle transformatorer i 2013 havarerte grunnet tordenvær, mens i 2014 havarerte 0,96 % av transformatorene. I snitt over perioden 2011-2014 havarerte 0,58 % av transformatorene grunnet tordenvær.

Tabell 2. Antall og andel av alle transformatorer som havarerte grunnet tordenvær i 1-22 kV nettet i 2014.

År	Antall transformatorer som havarerer grunnet tordenvær	Andel transformatorer som havarerer grunnet tordenvær
2011	723	0,64 %
2012	235	0,21 %
2013	577	0,51 %
2014	1085	0,96 %

År	Antall transformatorer som havarerer grunnet tordenvær	Andel transformatorer som havarerer grunnet tordenvær
2011	723	0,64 %
2012	235	0,21 %
2013	577	0,51 %
2014	1085	0,96 %
Snitt	655	0,58 %

Andelen transformatorer som havarerte grunnet tordenvær av totalt antall lyn viser at om det forkommer et lynnedslag er det 1,91 % sjanse for at en transformator havarerer. Denne utregningen tar utgangspunkt i snittverdien av antall transformatorer som havarerte årlig fra 2011 til 2014, og snittverdien av antall lynnedslag per år i perioden 2005 til 2010 se [6] og [5]. Selv om periodene brukt til utregningen ikke er identiske, noe som kan gi usikkerhet knyttet til den eksakte verdien av prosentandelen, kan den imidlertid gi et illustrerende bilde av dagens situasjon.

2.8 Oppsummering

I dette kapittelet har datasett fra NVE og Statnett blitt brukt til å belyse hvordan lynaktivitet påvirker det norske kraftnettet.

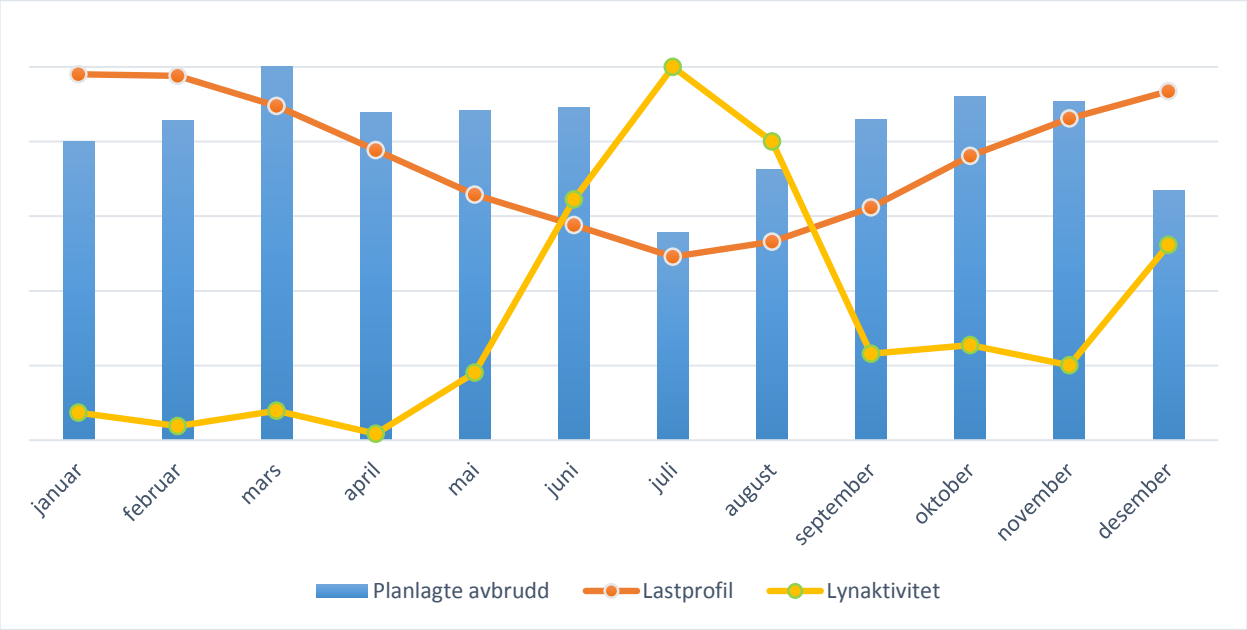
2014 var et år som ble preget av mye lynaktivitet. Forholdet mellom antall driftsforstyrrelser, mengde ILE og KILE hadde lignende trender som tidligere år, men parameterne hadde en forsterket effekt. Hvor lynaktiviteten oppsto geografisk sett i landet var tilnærmet lik andre år, med unntak av Nord-Norge som hadde størst forholdsmessige endringer. Undersøkelsene viser at kyststrøkene, spesielt på Vestlandet, er mest utsatt for lyn-relatert ILE, mens innlandsstrøkene på Østlandet og Sørlandet opplever mange driftsforstyrrelser.

Transformatorer på spenningsnivå 1-22 kV er mer utsatt for transformatorhavari enn ved høyere spenningsnivåer. Det bemerkes at i snitt i løpet av de siste fire årene har andelen transformatorhavari, grunnet tordenvær, av totalt antall transformatorer vært omkring 0,58 %.

2.9 Valg av tidspunkt for arbeid på anlegg

Figur 24 illustrerer fordelingen av planlagte avbrudd i 1-22 kV-nettet, lastprofil og lynaktivitet gjennom året 2014. Det poengteres at det for et nettselskap vil være gunstig å legge planlagte avbrudd i perioder med lav last for å unngå høy ILE. I tillegg kan arbeid på systemet kombinert med høy lynaktivitet skape ekstra uforutsette kostnader. Dette kan eksempelvis forekomme ved reduksjon av redundans grunnet planlagt arbeid som fører til utkopling av sluttbrukere ved lynforårsaket transformatorhavari, eller avbrutt arbeid på linje grunnet farlige værforhold.

Med bakgrunn i dette kan måneder som mai og september anses å være gode valg av tidspunkt for planlagt arbeid på kraftnettet.



Figur 24: Skalert fordeling av planlagte avbrudd i 1-22 kV-nettet, samt lastprofil og lynaktivitet i hele Norge 2014.

3 Case-studie

3.1 Introduksjon

Som en del av prosjektet og kartleggingen av hvordan lyn påvirker det norske kraftnettet ble det gjennomført flere besøk til selskaper som hadde, av ulike type og grad, erfaringer med lynaktivitet. I dette kapittelet vil flere av disse hendelsene bli presentert. Hensikten er å gi eksempler på mulige konsekvenser av tordenvær, hva man har erfart og hva som kan gjøres i etterkant av slike situasjonene.

3.2 Transformatorhavari på Skollenborg kraftverk

27. juli 2014 oppsto det brann i en av trafostasjonene til EB kraftproduksjon AS (EB Produksjon). Transformatorstasjonen var knyttet til 132 kV nettet og Skollenborg kraftverk. Brannen og totalhavariet av transformatoren resulterte i en situasjon der, på det meste, ca. 5700 husstander var uten strøm.

I etterkant av havariet fikk EB Produksjon hjelp av SINTEF til å undersøke hendelsen og komme med forslag til hva som kunne gjøres for å sikre stasjonen mot lignende episoder i fremtiden. Undersøkelsen resulterte i rapporten «To av fire 132 kV transformatorer i Skollenborg kraftverk som har vært utsatt for totalhavari.» [7]. For en mer nøyaktig beskrivelse av hendelsesforløpet enn det som blir forklart i denne analysen henvises det til SINTEFs rapport.

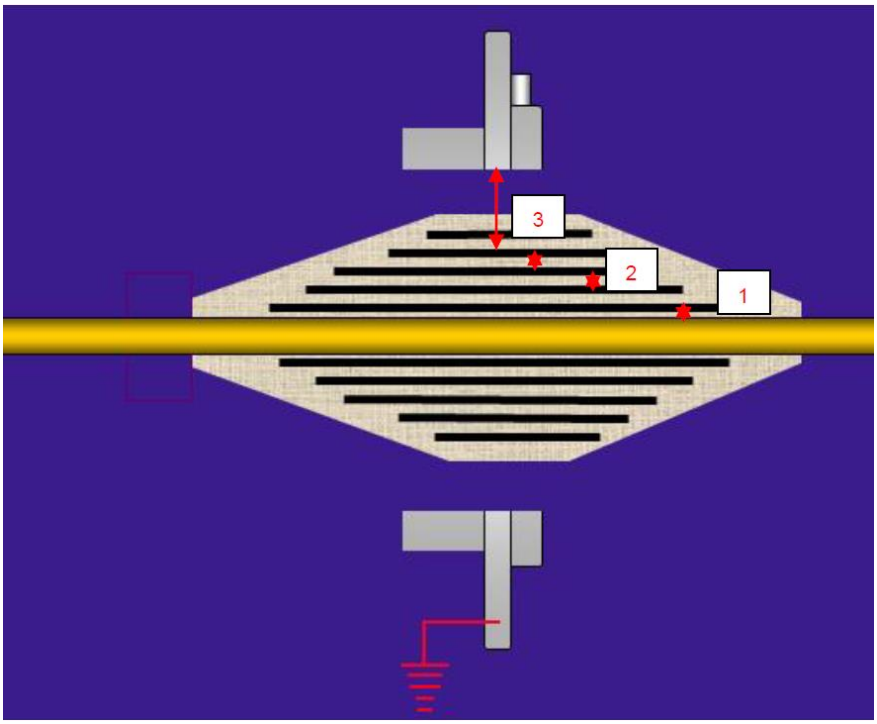
Før havariet bestod kraftverket av blant annet fire transformatorer og to generatorer. Generatorene var koblet til to av fire transformatorer (T1 og T2) som matet strømmen videre inn på 132 kV-nettet. De resterende to transformatorene (T3 og T4) var eid av EB nett og matet kraften til henholdsvis 22- og 66 kV-nettet. Da hendelsen inntraff var G1 eneste generator i drift, og var koblet opp mot T1. Det var denne transformatoren som senere tok fyr.

27. Juli var det mye tordenvær i området rundt Skollenborg kraftstasjon. Figur 25 viser alle lynnedslag i Kongsbergområdet i løpet av hendelsesdagen. Skollenborg er markert på bildet med en rød firkant.

Figur 25. Samtlige lynnedslag i Kongsbergområdet 27.07.2014. Den rødt firkanten lager viser et omriss av Skollenborg. Kilde: EB Kraftproduksjon AS.

Ut i fra undersøkelser gjort i etterkant av havariet er det blitt konkludert med at det var flere lyn som ledet opp mot det som førte til den endelige eksplosjonen og brannen. I rapporten konkludere SINTEF med: «at det er sannsynliggjort at høyfrekvente transiente overspenninger som følge av lynnedslag i nærheten av kraftledninger tilkoblet Skollenborg kraftverk forårsaket innledende isolasjonsskader i to av tre høyspennings-gjennomføringer samt nøytralpunktgjennomføringen i T1.»

Høyspenningsgjennomføringene, av typen kondensatorgjennomføring, fikk flere partielle gjennomslag som resulterte i fullstendig gjennomslag mot jord og totalhavari. Figur 26 illustrerer kondensatorgjennomføringen med partielle gjennomslag. Det trenger dermed ikke nødvendigvis å være ett kraftig lyn som fører til et havari eller en annen feil, men flere enkeltlyn kan sammen lede opp til den endelige ødeleggelsen.



Figur 26. Illustrerer en gjennomføring lignende gjennomføringene på Skollenborg kraftverk. Figuren viser i tillegg et eksempel på tre partielle gjennomslag, markert som 1, 2 og 3, som kan føre til det fullstendige gjennomslaget til jord. Kilde: EB Kraftproduksjon AS.

I etterkant av havariet ble transformatoren byttet ut og flere tiltak ble iverksatt for å verne systemet mot fremtidig lynaktivitet. Transformatoren hadde forsterket jording, forbedret nullpunkt og kompositt gjennomføringer.[3] I tillegg til oppgraderingen av transformatoren ble nødvendig overspenningsvern forbedret i linjer og systemet rundt transformatorene. Tidligere var avlederne på høyspenningssiden plassert omtrent halvveis mellom transformatoren og samleskinnen til 132 kV-nettet, noe som ble foreslått å endres da det er mer gunstig å plassere avlederne så nære høyspennings-gjennomføringene og jordelektrodene til transformatoren som mulig. Avlederne ble derfor plassert direkte på transformatoren etter hendelsen.

Det ble gjort målinger av berøringsjord og jordelektrodene fikk lavest mulig impulsmotstand ved bruk av jordspyd. Det ble i tillegg utført diagnosemålinger (kapasitans og tanδ) på gjennomføringene til T2, T3 og T4 for å fastsette tilstanden til komponentene.

3.3 Havari av 89 transformatorer i 2002

Tidlig juli i 2002 ble flere områder på Østlandet utsatt for kraftig tordenvær. I løpet av denne perioden opplevde blant annet Viken Energinett AS (nå Hafslund Nett AS) en situasjon der en omfattende mengde med transformatorer havarerte.

I løpet av kvelden 10. juli til morgenen 11. juli 2002 opplevde Østlandet tre omganger med tordenvær der lynnedslagene førte til en rekke driftsfeil og transformatorhavarier. På det meste var rundt 25 – 30 000 kunder tilhørende Viken Energinett AS (nå Hafslund) strømløse og ca. 300 kunder var uten strøm i over to døgn se [8]. Av totalt 140 transformatorer, havarerte 89. I etterkant

[3] Kompositt gjennomføring er laget av plastmateriale og er et velfungerende isolatormateriale mot situasjoner lignende hendelsen på Skolleborg kraftstasjon.

av hendelsen iverksatte Hafslund et prosjekt for å bedre lyn-forholdene i disse områdene. Til sammen ble det i etterkant av tordenværet utført omtrent 500 oppdrag i kraftnettet. I tillegg til transformatorskift, omhandlet oppdragene blant annet: sikringsskift, isolatorer og tiltak på linjer.

I etterkant av hendelsen ble det gjort vurderinger av systemet og man konkluderte med at området hadde en betydelig mangel på nødvendig vern og jording for sikring mot lynnedslag. Det ble valgt ut to spesielt lynutsatte områder som skulle «totalrenoveres». Det har tidligere vært lite fokus på jording og vern i disse områdene. Under renoveringen ble avledere, gnistgap og korrekt jording vektlagt. I perioden etter opprustning var det en betydelig reduksjon av antall transformatorhavarier i dette området. Hafslund opplever derfor at kostnaden knyttet til gode jordingsanlegg og overspenningsvern per nettstasjon var lønnsom sammenlignet med kostnadene knyttet til flere transformatorhavarier i området.

Hafslund har i senere tid startet med laserscanning av sitt kraftnett som informasjonsgrunnlag til nettets tilstand. Informasjonen fra scanningen blir videre brukt til å gjøre vurderinger om hvor oppdateringer i systemet trengs. Hafslund opplever dette som en svært effektiv og nyttig vurderingsmetode.

Viktigheten av god håndtering av vanskelige situasjoner er vesentlig, dette gjeller ikke kun den rent tekniske delen, men også det ikke-tekniske aspektet. I kjølvannet av det kraftige tordenværet ble det rettet kritikk til hvordan situasjonen ble håndtert av nettselskapet. Kritikken vektla blant annet «lang utkoblingstid for enkelte kunder, utilstrekkelig informasjon til berørte kunder, manglende kundehåndtering/kundeservice og utilstrekkelig mannskapsstyrke», selv om antall registrerte lynnedslag i perioden hvor hendelsen inntraff, ifølge SINTEF, ikke var utover det som kan påberegnes. Se [9].

4 Vurdering av kraftnettet

4.1 Innledning

Det var ønsket at rapporten skulle gi en vurdering av kraftnettet og dets tilstand knyttet til lynaktivitet. I den forbindelse har en gruppe tilfeldig valgte nettselskaper og andre aktører i bransjen blitt kontaktet for å kartlegge og få et inntrykk av hvordan de opplever at lynaktivitet påvirker kraftsystemet. Erfaringer fra disse samtalene, samt vurderinger fra andre resultater i rapporten, er samlet og diskutert i dette kapittelet. Under samtalene har det i all hovedsak blitt sett på det høyspente distribusjonsnettet (1-22 kV). Det ble til sammen snakket med 14 nettselskaper og 2 transformatorprodusenter.

Det er viktig å bemerke at samtalene var uformelle og ment som et supplement til forståelsen av dagens tilstand og tankemåte av kraftsystemet.

4.2 Gammelt luftnett

Luftlinjer i det høyspente distribusjonsnettet i Norge er jevnt over gamle. Mye av nettet ble bygd ut i forbindelse med elektrifiseringen av landet på 50-tallet, og aktiviteten i utbygging var stor frem til starten av 90-tallet. Halvparten av landets linjelengde har byggeår før 1975, og er dermed 40 år eller eldre. Nybygg i dag legges i hovedsak i jordkabel, og luftnett velges nesten utelukkende i tilfeller hvor jordkabel ikke er gjennomførbart eller svært ugunstig.

Nettselskapene opplyser at nye luftlinjeanlegg i stor grad blir bygd med gode verninstallasjoner etter RENs anbefalinger, mens kun en svært liten andel av eldre luftnett er beskyttet mot eventuelle lynoverspenninger.

Det fremstår som at mange nettselskaper de siste årene har fått en økt oppmerksomhet ovenfor lyn som et håndterbart problem gjennom verntiltak. Mange nettselskaper starter nå opprustingsprosjekter av tidligere ubeskyttet luftnett. Bransjen har med andre ord fått et større fokus på lynvern de siste årene enn tidligere.

De fleste nettselskaper opplever at KILE-kostnaden knyttet til et lynforårsaket transformatorhavari ofte er betydelig større enn de materielle kostnadene. Dette vil si at KILE-ordningens ikrafttredelse økte den økonomiske gunstigheten av å investere i lynvernstiltak. KILE-ordningen ble iverksatt i 2001 og 2007 (langvarige og kortvarige avbrudd, henholdsvis), og kan være en årsak til den økte praktiseringen av lynvernstiltak i yngre nettanlegg. Andelen nyere nett er imidlertid svært liten sammenlignet med mengden nett utbygd før 2001.

4.3 Valg av lynvernsløsninger

De aller fleste overganger til jordkabel i det høyspente distribusjonsnettet er beskyttet med avledere.

Når det gjelder verningsanlegg for transformatorstasjoner er det derimot store forskjeller mellom konsesjonærene, både i dekningsgrad i nettet og valg av løsninger. Hvert enkelt nettselskap har egne standarder; gnistgap og overspenningsavledere brukes enkeltvis eller kombinert.

Det gis inntrykk av at det i hovedsak er tre ulike fremgangsmåter som brukes for valg av transformatorstasjoner som beskyttes.

1. Beskyttelse av samtlige transformatorer i nettet.
2. Beskyttelse av transformatorer som er spesielt lynutsatte og/eller viktige for nettdriften.
3. Installasjon/opprusting av beskyttelsestiltak ved rutinemessig vedlikehold av andeler av nettet.

Blant disse har nettselskaper rapportert om svært gode resultater etter å ha praktisert alternativ 2, målrettet arbeid mot spesielt sårbare og utsatte områder. Beskyttelse av samtlige transformatorer, punkt 1, har kraftig redusert antallet havari i nettet, men er helt klart den mest kostbare løsningen. Selskaper som gjennomfører verning i henhold til alternativ 3 fortalte om dårligere resultater av utbedringstiltak.

En siste faktor som varierer stort mellom konsesjonærene er fokus på god jording, og spesielt impulsjording. REN oppfatter at mange nettselskaper er flinke innen noen aspekter ved lynvern, men at mye installert utstyr mister sin praktiske verdi på grunn av dårlig impulsjording som enkelt kan oppdages ved visuell kontroll og billig kan rettes opp, om kompetansen er til stede [10]. Dette gjelder feil som blant annet gnistgap som står med feil avstand eller retning, dårlig eller ikke-eksisterende kobling mellom ledere og skarpt bøyde ledere.

Det registreres en økt oppmerksomhet rettet mot både måling og praktisk gjennomføring av impulsjording i mange deler av bransjen over de siste årene.

4.4 Opprustingsprosesser og kursing

Flere nettselskaper har de siste årene gjennomført store og små prosjekter for utbedring av lynvernstiltak. Selskapene har rapportert om store økonomiske innsparinger og forbedret leveringssikkerhet som resultat av tiltakene, i tillegg til positive utviklinger av kundetilfredshet.

Slike prosesser strekker seg gjerne over flere år og inkluderer opplæring av personell i tillegg til fysiske utbedringer i nettet. Aktivt kursing av ansatte, både internt og gjennom forum som REN, gjenkjennes som en trend blant nettselskaper som har sett store forbedringer av lynproblematikk i sine nett.

Opplæring i hvor viktig jording er for egen og kundens sikkerhet, samtidig som man får et innblikk i problemer knyttet til jording og en intern diskusjon på hvordan jording bør utføres, er ofte en nøkkel til å gi riktig fokus for beskyttelse av viktige anleggsdeler. Det legges fokus på jordingsanlegget i sin helhet, med føringer og skjøter i tillegg til selve jordelektroden. Dette gjøres for å unngå at små feil som enkelt kan rettes opp ødelegger installasjonens funksjonsevne.

Et nettselskap uttalte at «god jording er alltid lønnsomt!», og ville anbefale andre selskaper med lynproblematikk å gjennomføre opprustingsprosjekter da de har opplevd en klar lønnsomt på sikt. Flere nettselskaper melder om at selv dypboring i fjell, noe som ofte øker den totale installasjonskostnaden betydelig, er en god investering i utsatte områder.

Opprustingsprosessene inkluderer ofte vurderinger av hvilke områder og anleggsdeler som er mest utsatt og/eller viktig for nettdriften, noe som gjør at midler blir brukt der de får størst mulig effekt. Nettselskaper som har praktisert denne løsningen melder om gode resultater.

4.5 Endring i lynaktivitet

Til slutt bør det nevnes at flere nettselskaper uttrykker at de observerer en merkbar økning i lynaktivitet, i tillegg til svært store forskjeller mellom enkeltår. Enkelte transformatorprodusenter trekker frem de samme trendene og har opplevd en økning i lynforårsakede transformatorhavari på om lag 10% over de siste fem årene.

4.6 Vurdering

Denne rapporten beskrev i tidligere kapitler den økende aktiviteten av tordenvær og en potensiell endringer i dets geografiske utbredelse. Klimaendringer vil også trolig øke hyppigheten av ekstremværstilfeller. Tordenværstunge år som 2014 kan skape store utfordringer for driften av kraftsystemet. I tillegg til økte antall utfall kan store mengder lynaktivitet over korte perioder tøye beredskapens grenser, og gjennom redusert tilgang på ressurser som mannskap og lagerbeholdning, øke den totale avbruddsvarigheten for sluttbrukere.

Med bakgrunn i dette kan det forventes en økt mengde utfall med høyere avbruddsvarighet om preventive tiltak i kraftnettet ikke gjennomføres for å sikre mot lynoverspenninger. Det oppleves store forskjeller både i konsesjonærenes strategier for håndtering av lynvern, i tillegg til mengden utfall i de enkelte konsesjonsområdene. Det fremstår som at en betydelig andel av det høyspente distribusjonsnettet har utilstrekkelig eller ingen beskyttelse mot lynoverspenninger, og mange verningsanlegg er kraftig svekket grunnet svak impulsjording. Det ble tidligere i rapporten presentert at det ved hvert enkelte lynnedslag i Norge er en sannsynlighet på omkring 1,91 % for at et transformatorhavari inntreffer, noe som årlig utgjør en ødeleggelse av 0,58 % av landets totale antall transformatorer. Dette tyder på et klart forbedringspotensial i det høyspente distribusjonsnettets sikring mot tordenvær. Et økt fokus på tordenværsrelaterte utfordringer og fremkomsten av flere utbedringsprosjekter over de siste årene anses imidlertid som en positiv trend i bransjen.

Som presentert tidligere i denne rapporten opplever regional- og sentralnettet langt færre problemer med tordenvær enn distribusjonsnettet, noe som kan tyde på en tilstedeværelse av gode vernanordninger. Det er imidlertid viktig å poengtere at enkeltfeil i høyere nettnivåer kan få langt større konsekvenser enn det man opplever i distribusjonsnettet. Transformatorhavariet på Skollenborg i 2014 er et godt eksempel på dette, og det viser at fokus på gode vern- og jordingsinstallasjoner er svært viktig for alle anleggseiere i kraftsystemet.

5 Kostnadsvurdering

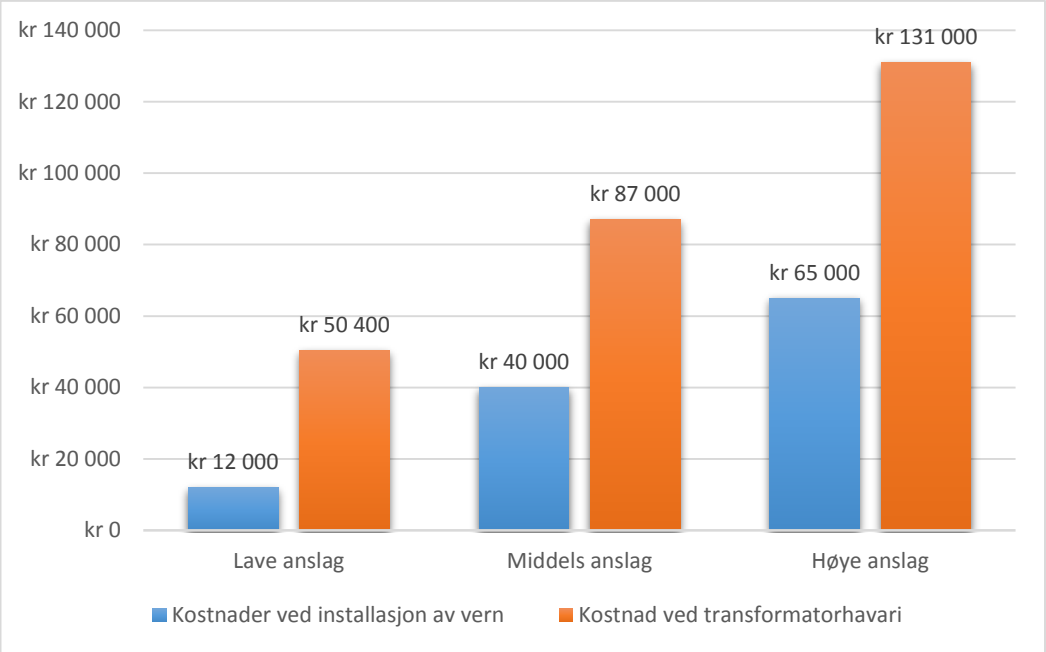
Dette kapittelet tar sikte på å gi et bilde på hvordan en kostnadsvurdering av opprusting av et nettanleggs lynvern kan gjennomføres. Tabell 3 og Tabell 4 viser en oversikt over verdigrunnlaget brukt i det påfølgende regneeksempelet. Verdiene er hentet fra flere kilder og er overslag som ikke nødvendigvis er virkelighetsnære. De totale kostnadene deles inn i ett lavt, ett medium og ett høyt anslag. I Figur 27 presenteres verdiene grafisk satt opp mot hverandre. Det understrekes at regneeksempelet er svært forenklet og tar ikke hensyn til bl.a. nåverdiberegninger og verdiavskrivninger av anlegg.

Tabell 3. Kostnader ved installasjon av vern

	Lavt anslag	Medium anslag	Høyt anslag
Jordingsanlegg	Kr 5 000	Kr 30 000	Kr 50 000
Overspenningsvern			
Avleder	Kr 5 000	Kr 7 000	Kr 10 000
Gnistgap	Kr 2 000	Kr 3 000	Kr 5 000
Sum	Kr 12 000	Kr 40 000	Kr 65 000

Tabell 4. Kostnader ved transformatorhavari

	Lavt anslag	Medium anslag	Høyt anslag
Andel havarerte enheter som repareres	80 %	65 %	50 %
Transformator			
Nykjøp	Kr 30 000	Kr 50 000	Kr 70 000
Reparasjon	Kr 18 000	Kr 30 000	Kr 42 000
Montasje	Kr 25 000	Kr 25 000	Kr 25 000
KILE	Kr 5 000	Kr 25 000	Kr 50 000
Sum	Kr 50 400	Kr 87 000	Kr 131 000



Figur 27: Kostnader ved installasjon av vern og ved transformatorhavari

En enkel analyse av lønnsomheten ved en enkelt installasjon kan gjennomføres med følgende variabler:

K_V = kostnad for installasjon av vern

K_H = forventet kostnad ved transformatorhavari

L = forventet levetid for installert vern

Med disse kan man sette opp følgende forhold:

$$X = \frac{K_V}{K_H \times L}$$

X representerer her det årlige antallet havari vernet må beskytte mot for å være lønnsomt.

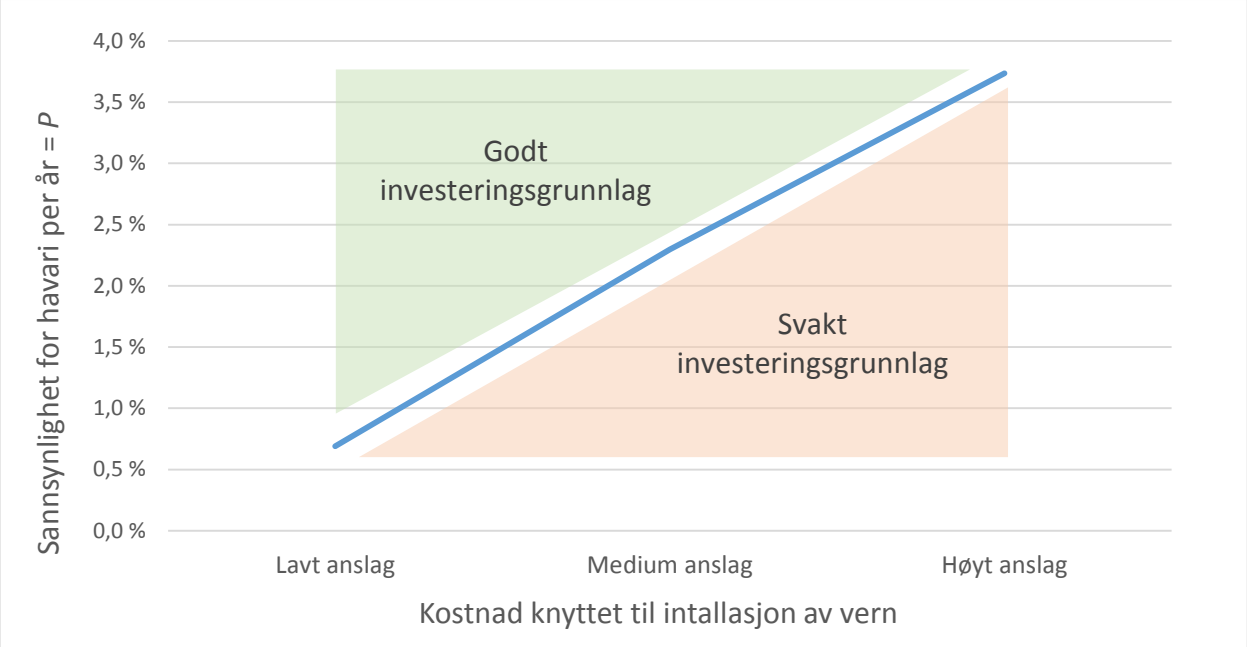
Videre defineres P til å være den forventede årlige sannsynligheten for at en transformator havarerer. Dette kan eksempelvis finnes ved å se på en samling transformatorer i et område med antatt homogen lynaktivitet. Området har a transformatorer hvorav et antall b_i av dem har havarert hvert enkelt år i, over et totalt antall år n. Sannsynligheten for at hver transformator havarerer et gitt år vil da være:

$$P = \frac{\sum_i^n b_i}{n \times a}$$

For å oppsummere er P et mål for hvor stor sannsynlighet det er for at en spesifikk traformator havarerer i løpet av ett år, og X sier hvor stor denne sannsynligheten må være for at verninvesteringen i den samme transformatoren skal være lønnsom. X og P kan nå sammenlignes. Om X er <u>lavere</u> enn P vil det prinsipielt sett lønne seg å investere i lynvernstiltak for transformatoren.

Utregningen av X har for dette eksempelet blitt gjennomført for medium anslag av havarikostnad og alle tre investeringsanslagene. Her har den forventede levetiden for vernet, L, blitt antatt å være

20 år. Resultatet er vist i Figur 28 nedenfor, hvor verdien av *X* følger den blå linjen og er avhengig av investeringskostnaden for vernet. Som figuren viser, er investeringsgrunnlaget for vernet godt om den årlige sannsynligheten for havari, *P*, ligger over *X*.



Figur 28: Kostnadsvurdering av installasjon av vern, medium havarikostnad

Tabell 5 viser en alternativ grafisk representasjon av utregninger av *X* ved de forskjellige anslagene for verningskostnad og havarikostnad. Her kommer det tydelig frem at en transformator med antatt lav havarikostnad og høy verningskostnad vil måtte ha en relativt stor sannsynlighet for å bli utsatt for en lynoverspenningsbølge for at en installasjon av verningstiltak skal være økonomisk fornuftig. I den andre enden av skalaen kan man se at en transformator i motsatt situasjon (høy havarikostnad og lav verningskostnad) teoretisk sett vil være lønnsom i langt mindre lynutsatte områder.

Tabell 5. Minimum årlig sannsynlighet av havari for teoretisk lønnsomhet av vern.

		Vernkostnad		
		Lavt anslag	Medium anslag	Høyt anslag
Havarikostnad	Lavt anslag	1,2 %	4,0 %	6,4 %
	Medium anslag	0,7 %	2,3 %	3,7 %
	Høyt anslag	0,5 %	1,5 %	2,5 %

6 Anbefalinger

6.1 Introduksjon

Dette kapittelet tar sikte på å gi en anbefaling av fremgangsmåte i utbedringsprosjekter knyttet til lynvern. Kapittelet er i hovedsak myntet på det høyspente distribusjonsnettet, men prinsippene beskrevet kan også anvendes for andre nettnivåer.

6.2 Valg av løsninger

Valg av løsning og korrekt fysisk utførelse av lynvernstiltak er viktig for anleggets funksjonsdyktighet. Små feil i enkeltkomponenter kan fullstendig eliminere vernets evne til å sikre kraftnettets sårbare enheter.

Verninstallasjoner består av to typer komponenter: energifangere og jordingssystem.

Energifangernes funksjon er å registrere overspenningsbølger og skape en alternativ rute for energien å bevege seg til jord som ikke inkluderer kraftnettets sårbare komponenter som transformatorer og kabeloverganger. Gode eksempler på energifangere er overspenningsavledere og gnistgap. REN anbefaler å ta i bruk begge disse i forbindelse med beskyttelse av transformatorstasjoner. Flere nettselskaper har imidlertid sett gode resultater ved bruk av én enkelt av disse. Dette vil gi en viss grad av beskyttelse, men øker sårbarheten ovenfor sterkere lyn. Det anbefales at konsesjonærene selv vurderer hvilke tiltak som er nødvendig gitt deres geografiske og topologiske situasjon, men at det legges vekt på RENs anbefalinger.

Riktig dimensjonering og montasje av energifangerne er viktig. Gnistgap bør være selvslukkende og fugleavstøtende. Jevnlig kontroll av komponentene er også nødvendig. Dette kan ofte gjøres ved en enkel visuell kontroll, eksempelvis med tanke på uønskede forskyvninger av et gnistgaps avstand og retning.

Andre halvdel av en verninstallasjon er jordingssystemet, hvis oppgave er å gi overspenningsbølgen en enklest mulig vei til jord. I tillegg til å kunne håndtere overspenninger med systemfrekvens må jordingssystemet være utført på en måte som gir en god impulsmotstand dimensjonert for en standard 1,2/50 µs bølge. Dette er svært viktig ettersom dårlig impulsjording kan gjøre det svært vanskelig for overspenningsbølgen å avledes, og kan i verste fall reflektere bølgen og gjøre den verre for systemet enn den opprinnelige bølgen. Nøkkelen til god impulsjording ligger hovedsakelig i den fysiske utførelsen av jordingsanlegget, og kan oppnås ved å sørge for at man har rette forbindelser og store bøyeradier for ledere, gode skjøter (gjerne c-press) og tilstrekkelig dimensjonerte tverrsnitt og jordingsspyd. Også her har REN gode standarder og anbefalinger for dimensjonering og materialvalg, men vurderinger bør gjøres for å tilpasse jordingssystemet til lokale forhold. Det må også trekkes frem at grundig kursing innen god jordingsmetodikk for både montører og nettplanleggere er svært gunstig på lang sikt.

Gjennomgående jord gir bedre avledningsmuligheter for nettet, men det er viktig å være klar over at punktet i nettet med den laveste motstanden over tid vil få større påkjenninger, og gode energifangere med jevnlig kontroll er en klar fordel.

6.3 Vurderinger og prioriteringer

Konsesjonærer bør kartlegge tordenværsproblematikk i sine respektive nettanlegg, slik at en vurdering av nødvendigheten av et opprustingsprosjekt av lynvern kan gjennomføres. Om lyn anses som et betydelig problem vil det være fornuftig å sette i gang en opprustingsprosess av lynvern i nettet.

I forbindelse med prosjektering av en slik opprusting bør det gjennomføres vurderinger med økonomiske og risikomessige hensyn. Det vil ikke alltid være økonomisk forsvarlig å etterinstallere/oppgradere lynvern i samtlige nettstasjoner i et konsesjonsområde, og i prosjekter med en begrensning av ressurser bør gode prioriteringer gjennomføres.

Investeringsbeslutningen for verning av et spesifikt anlegg i systemet kan gjøres ved hjelp av følgende vurderingsfaktorer.

- Kostnad ved vernetiltak i anlegget
- Kostnad ved reparasjon/bytte av anlegget etter havari
- Forventede KILE-kostnader ved utfall
- Anleggets rolle i nettet
    - Viktige/prioriterte kunder tilknyttet anlegget
    - Redundans i området og mulighet for omkobling
- Hvor utsatt anlegget er for lyn
    - Forventet lynaktivitet i det geografiske området
    - Tidligere lynproblematikk i anlegget om omkringliggende område
    - Topologisk plassering

Oppgraderinger av lynvern kan også velges å gjennomføres i forbindelse med annet vedlikeholdsarbeid for å redusere kostnad. Dette anses imidlertid som en mindre effektiv løsning i lengden, da en mer målrettet prioriteringsprosess erfaringsmessig gir bedre resultater.

7 Referanser

[1] Statnett, **Årsstatistikk Driftsforstyrrelser, feil og planlagte utkoblinger i 1-22 kV-nettet**, 2015, http://statnett.no

[2] Statnett, **Årsstatistikk Driftsforstyrrelser og feil i 33-420 kV-nettet**, 2015, http://statnett.no

[3] NVE, **Lynstudien – Klimaendringens betydning for forekomsten av lyn og tilpasningsbehov i kraftforsyningen**, NVE rapport nr. 6/2011, Meteorologisk institutt v/Midtbø, Haugen og Køltzow, 2011, http://nve.no

[4] EnergiNorge, **FoU prosjekt - Neste generasjons FASIT**, EnergiNorge v/Sagen, 2012, http://www.energinorge.no/skjulte-paagaaende-prosjekter/neste-generasjon-fasit-article9516-560.html

[5] NVE, **Forslag til endring av modeller for å fastsette kostnadsrammer - inntektsregulering av nettselskaper fra 2013**, NVE rapport nr. 2/2012, NVE v/Amundsveen, Eirum, Kordahl, Kvile, Langset og Vøllestad, 2012, http://nve.no

[6] NVE, **Det høyspente distribusjonsnettet – Innsamling av geografiske og tekniske komponentdata**, NVE rapport nr. 2/2014, NVE v/Gleditsch, Aabakken, Gillund og Paulen, 2014, http://nve.no

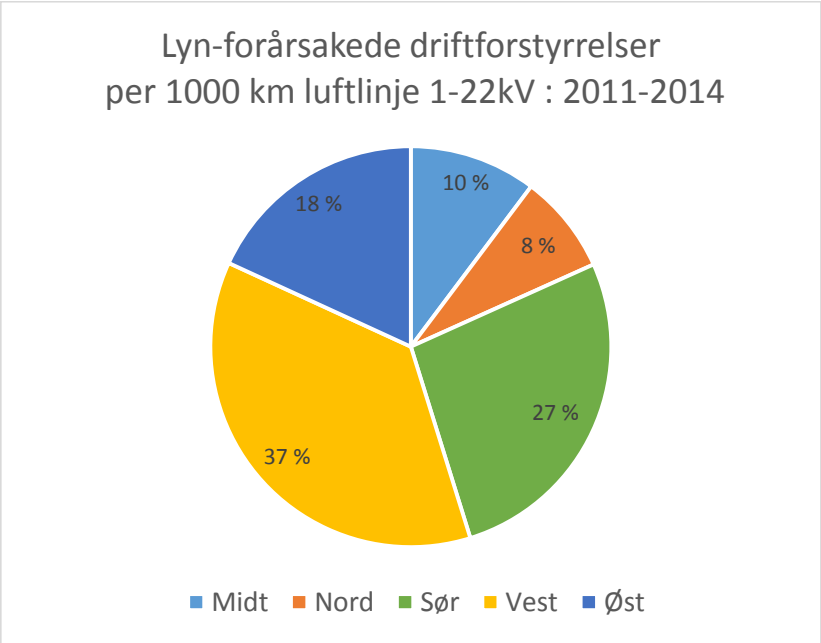
[7] EB Kraftproduksjon AS, **To av fire 132 kV transformatorer i Skollenborg kraftverk som har vært utsatt for totalhavari**, SINTEF Energi AS v/Brede

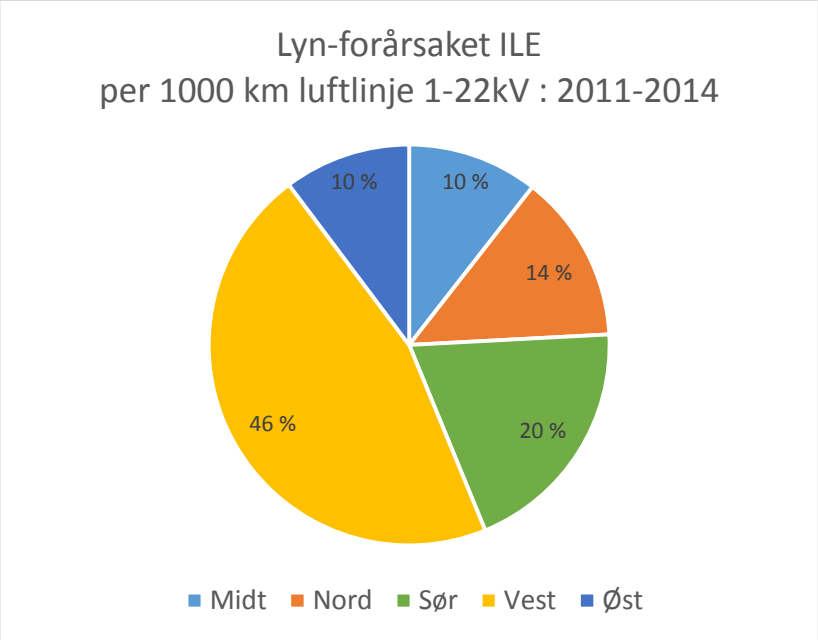
[8] Viken Energinett AS, **Kort rapport vedrørende feil i nettet etter svært kraftig tordenvær 10-11. juli 2002**, 2002.

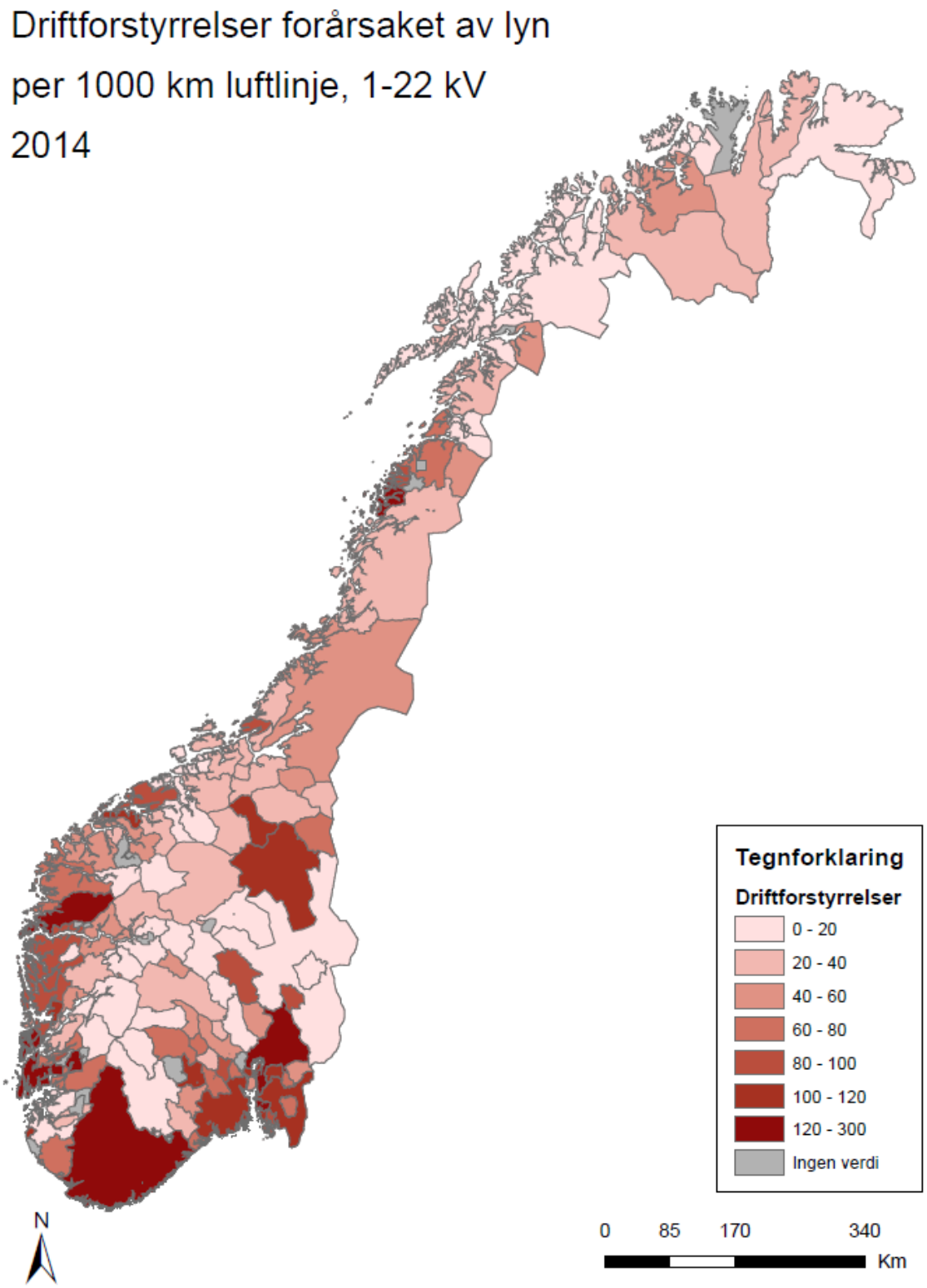
[9] NVE, **Rapport etter strømutfall grunnet kraftig tordenvær 10.-22. juli 2002 – internrapport**, saksnummer 2002/03104-6, NVE v/Thoresen

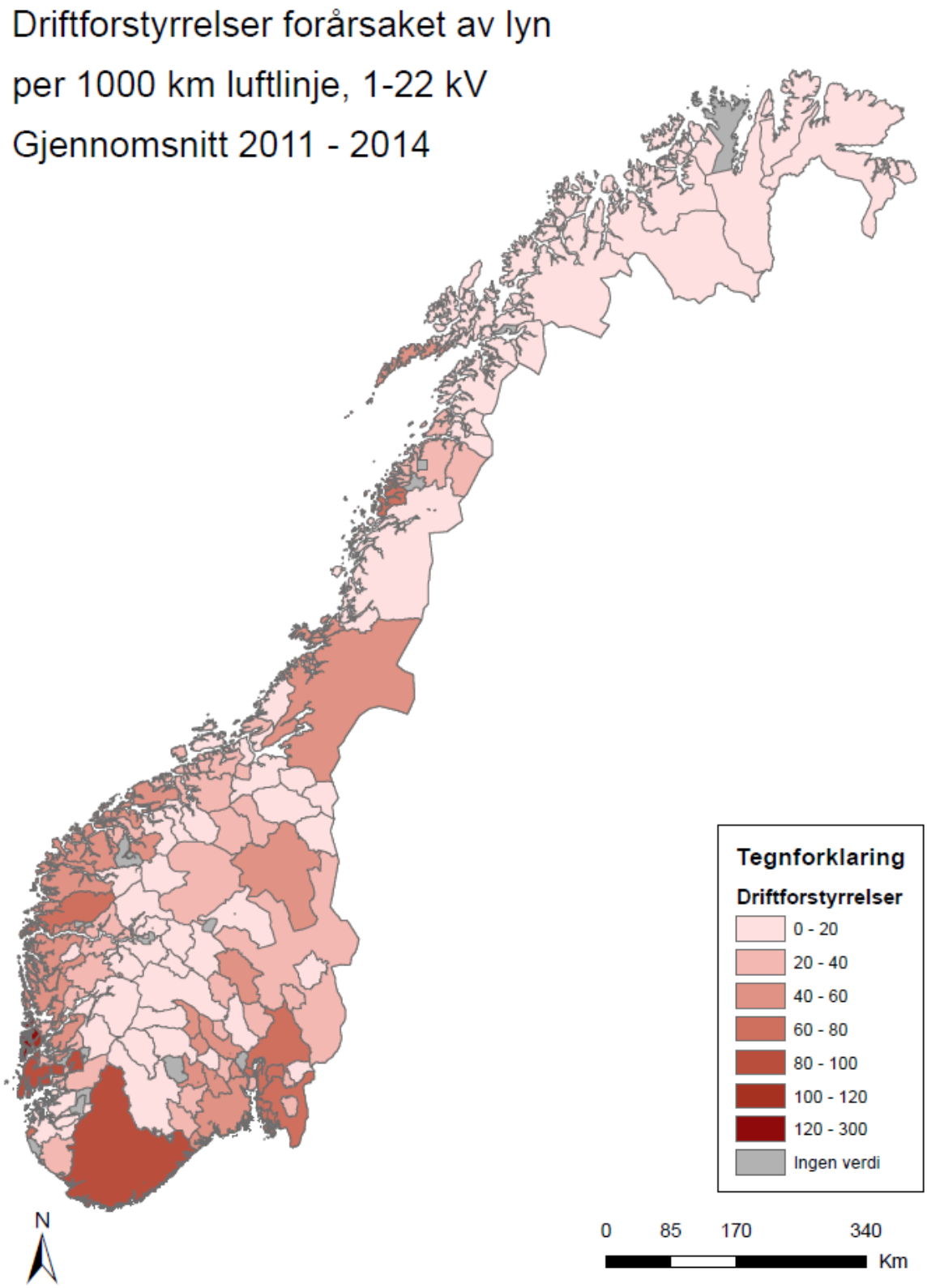
[10] Telefonsamtale og e-postkorrespondanse med REN v/Haukanes, 9. – 14. juli 2015.

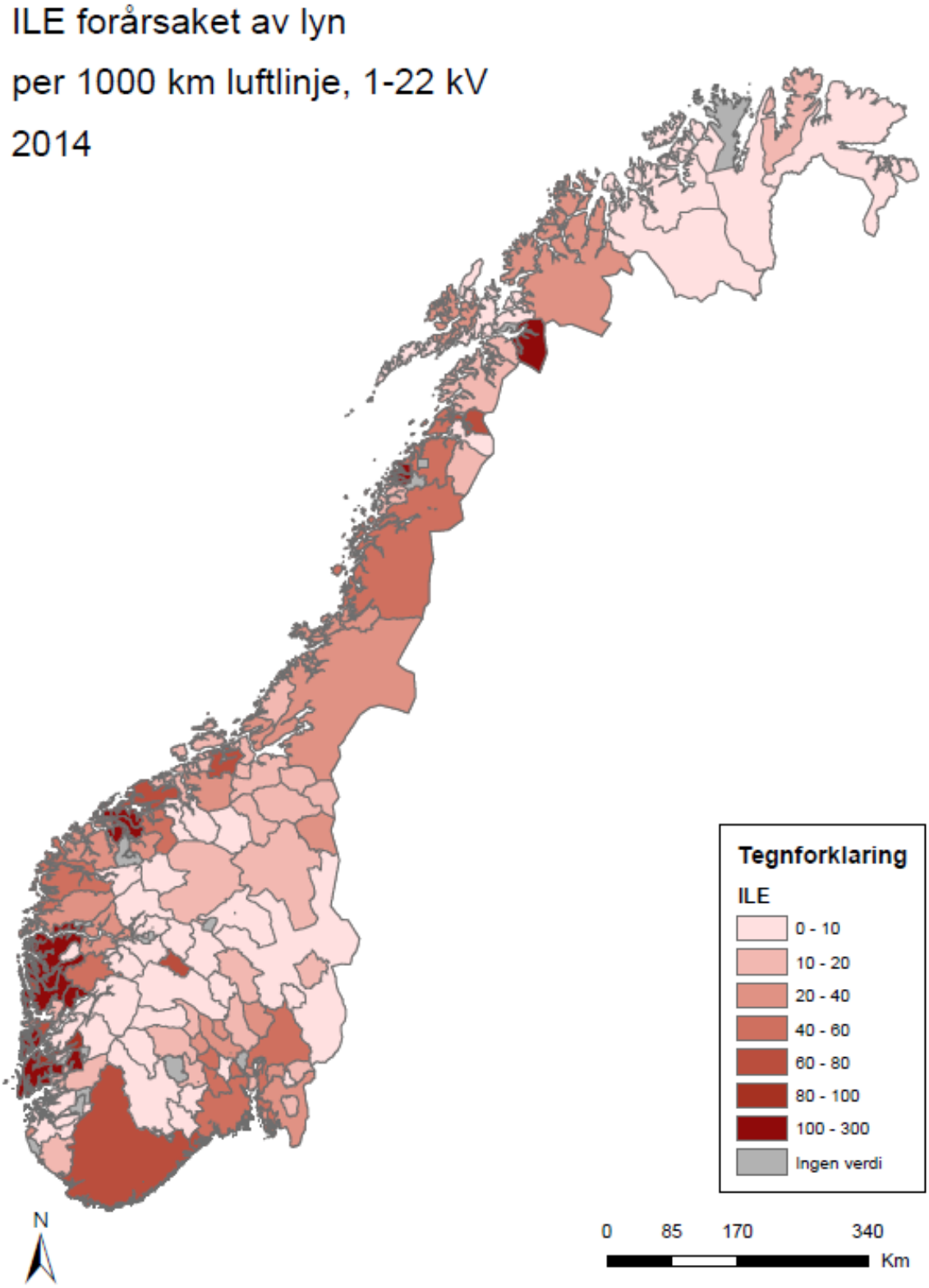
Vedlegg

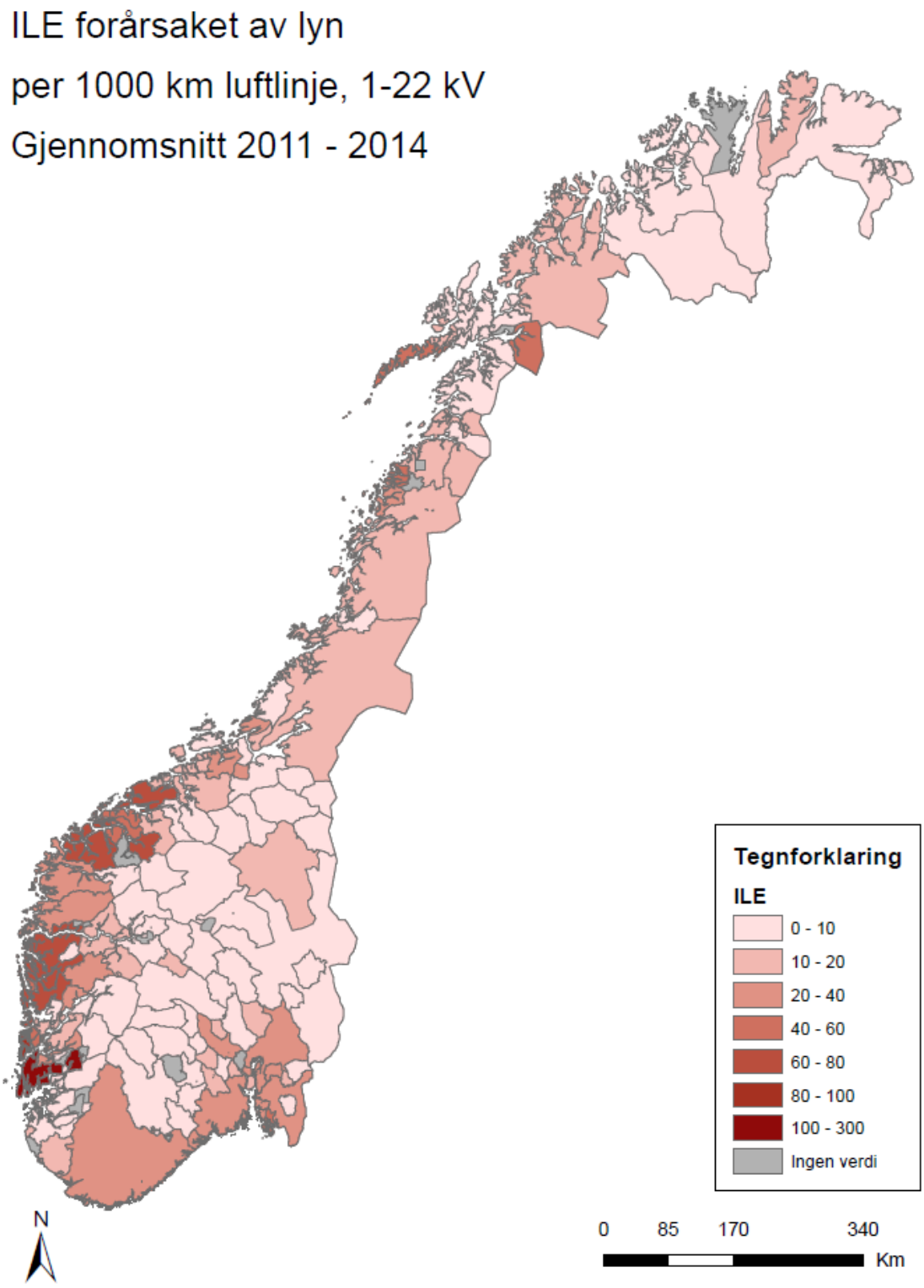

Lyn-forårsakede driftforstyrrelser
per 1000 km luftlinje 1-22kV : 2011-2014
10 %
8 %
27 %
37 %
18 %
Midt
Nord
Sør
Vest
Øst


Lyn-forårsaket ILE
per 1000 km luftlinje 1-22kV : 2011-2014
10 %
10 %
14 %
20 %
46 %
Midt
Nord
Sør
Vest
Øst

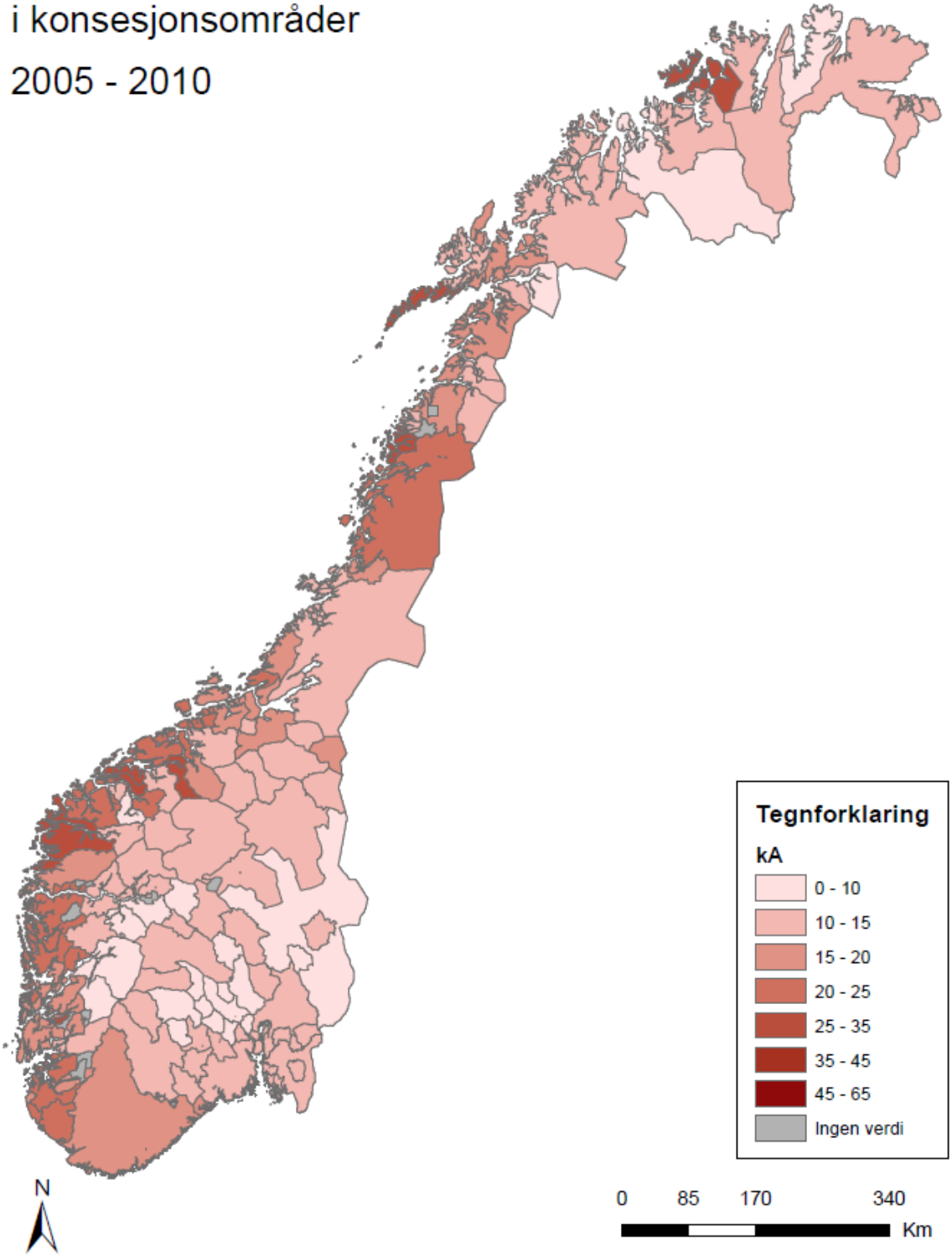

Driftforstyrrelser forårsaket av lyn
per 1000 km luftlinje, 1-22 kV
2014
Tegnforklaring
Driftforstyrrelser
0 - 20
20 - 40
40 - 60
60 - 80
80 - 100
100 - 120
120 - 300
Ingen verdi
N
0
85
170
340
Km

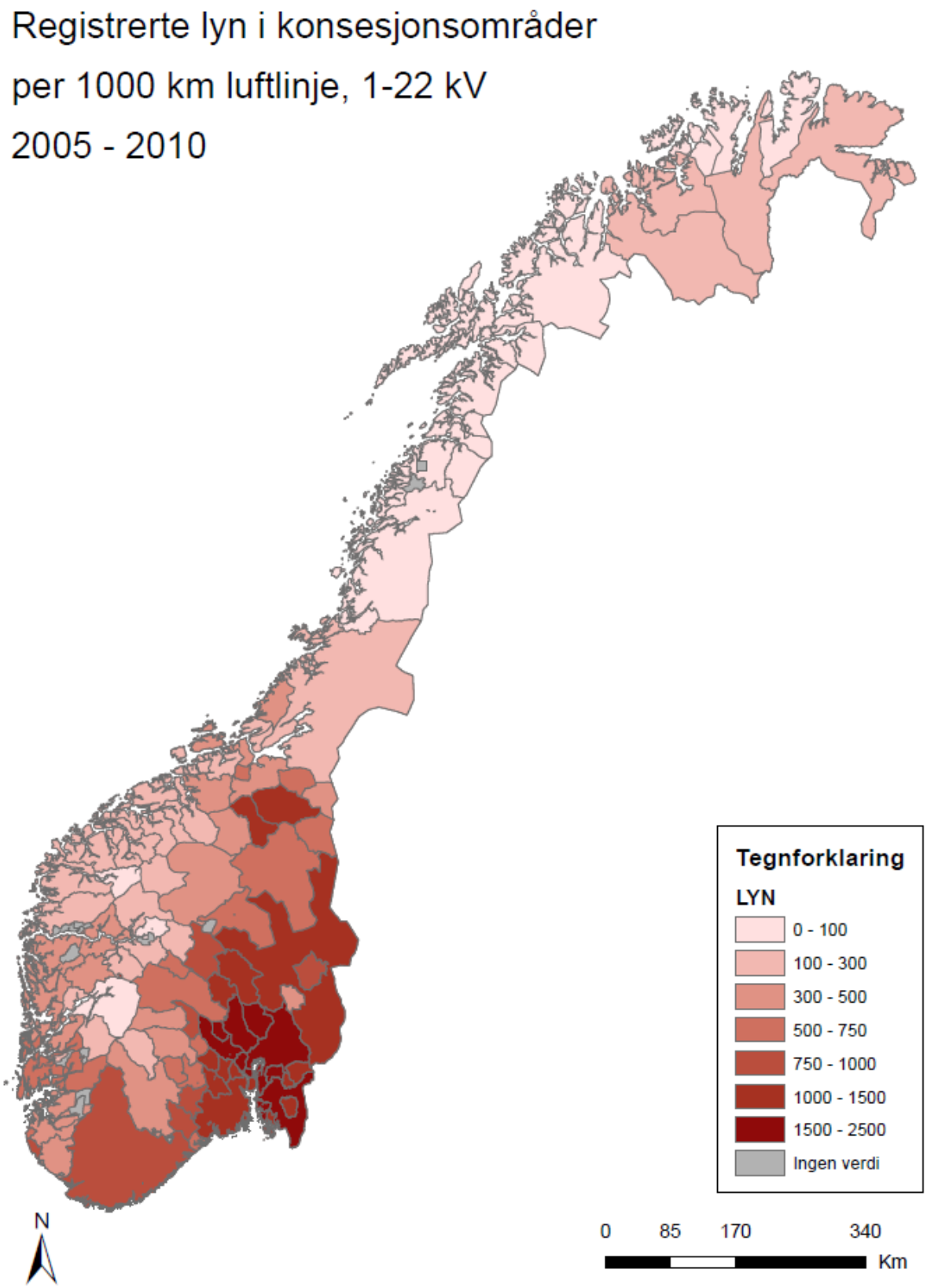

Driftforstyrrelser forårsaket av lyn
per 1000 km luftlinje, 1-22 kV
Gjennomsnitt 2011 - 2014
Tegnforklaring
Driftforstyrrelser
0 - 20
20 - 40
40 - 60
60 - 80
80 - 100
100 - 120
120 - 300
Ingen verdi
N
0
85
170
340
Km


ILE forårsaket av lyn
per 1000 km luftlinje, 1-22 kV
2014
Tegnforklaring
ILE
0 - 10
10 - 20
20 - 40
40 - 60
60 - 80
80 - 100
100 - 300
Ingen verdi
N
0
85
170
340
Km

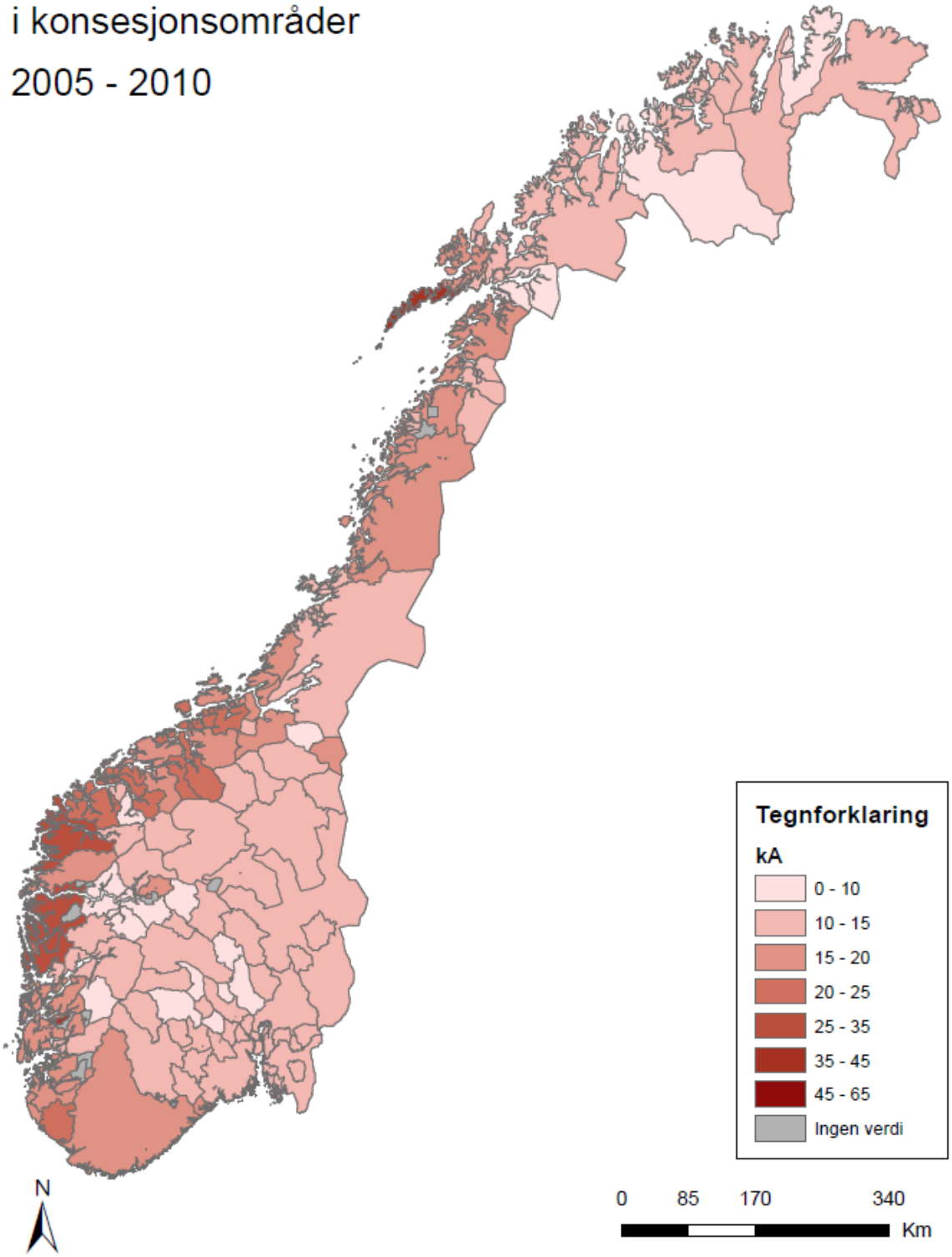

ILE forårsaket av lyn
per 1000 km luftlinje, 1-22 kV
Gjennomsnitt 2011 - 2014
Tegnforklaring
ILE
0 - 10
10 - 20
20 - 40
40 - 60
60 - 80
80 - 100
100 - 300
Ingen verdi
N
0
85
170
340
Km

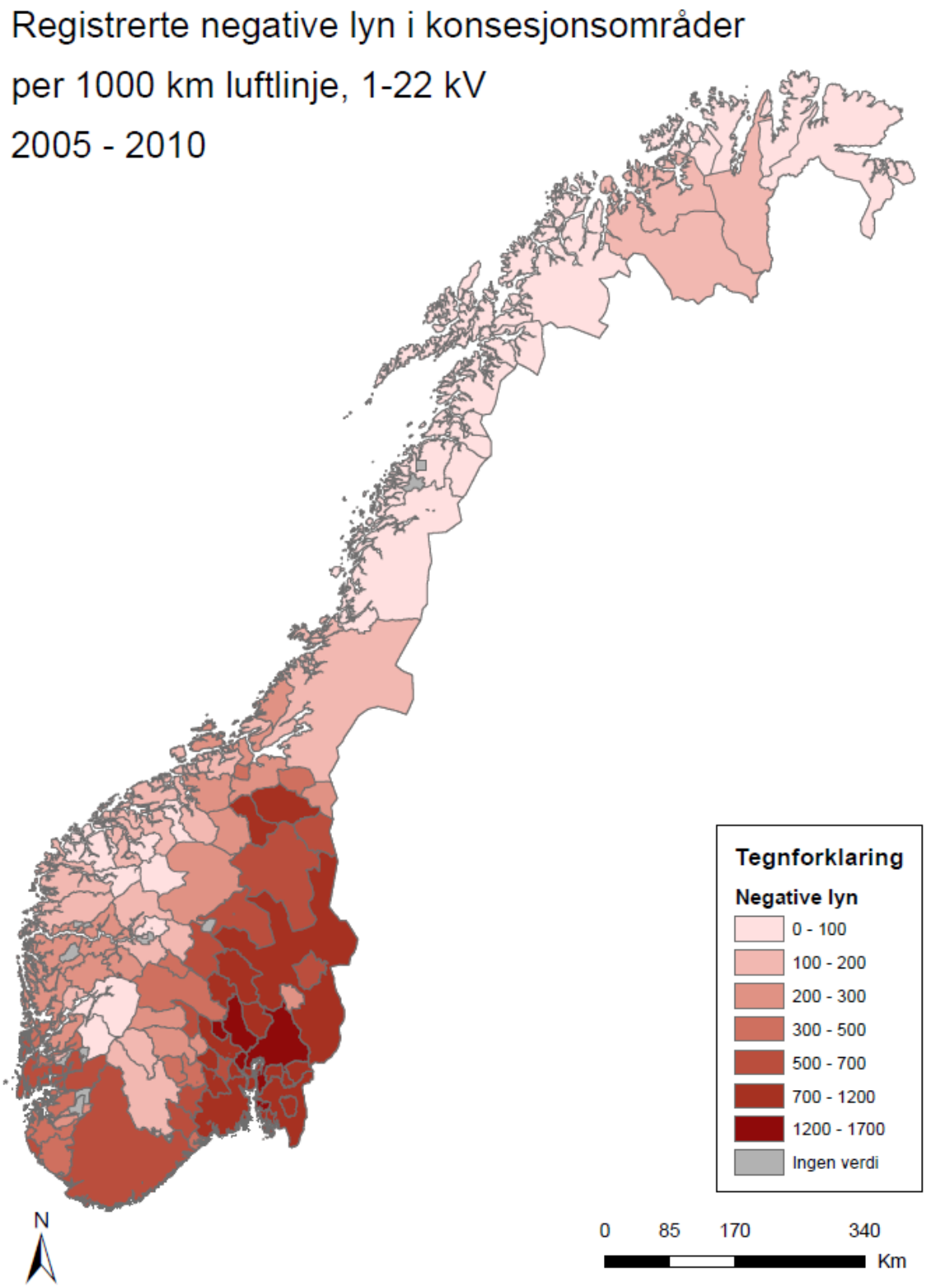
Gjennomsnittlig styrke på alle registrerte lyn
i konsesjonsområder
2005 - 2010



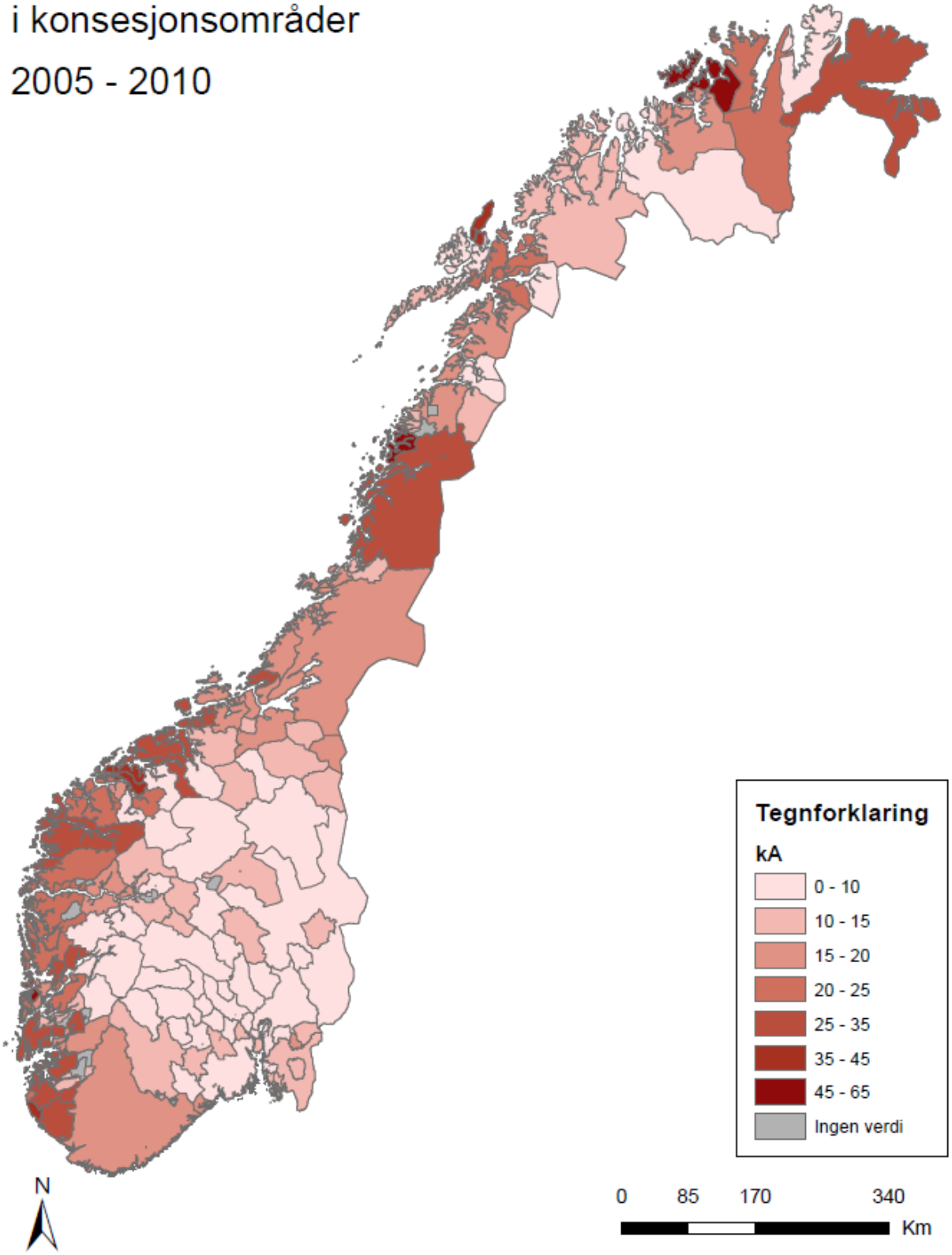

Registrerte lyn i konsesjonsområder
per 1000 km luftlinje, 1-22 kV
2005 - 2010
Tegnforklaring
LYN
0 - 100
100 - 300
300 - 500
500 - 750
750 - 1000
1000 - 1500
1500 - 2500
Ingen verdi
N
0
85
170
340
Km

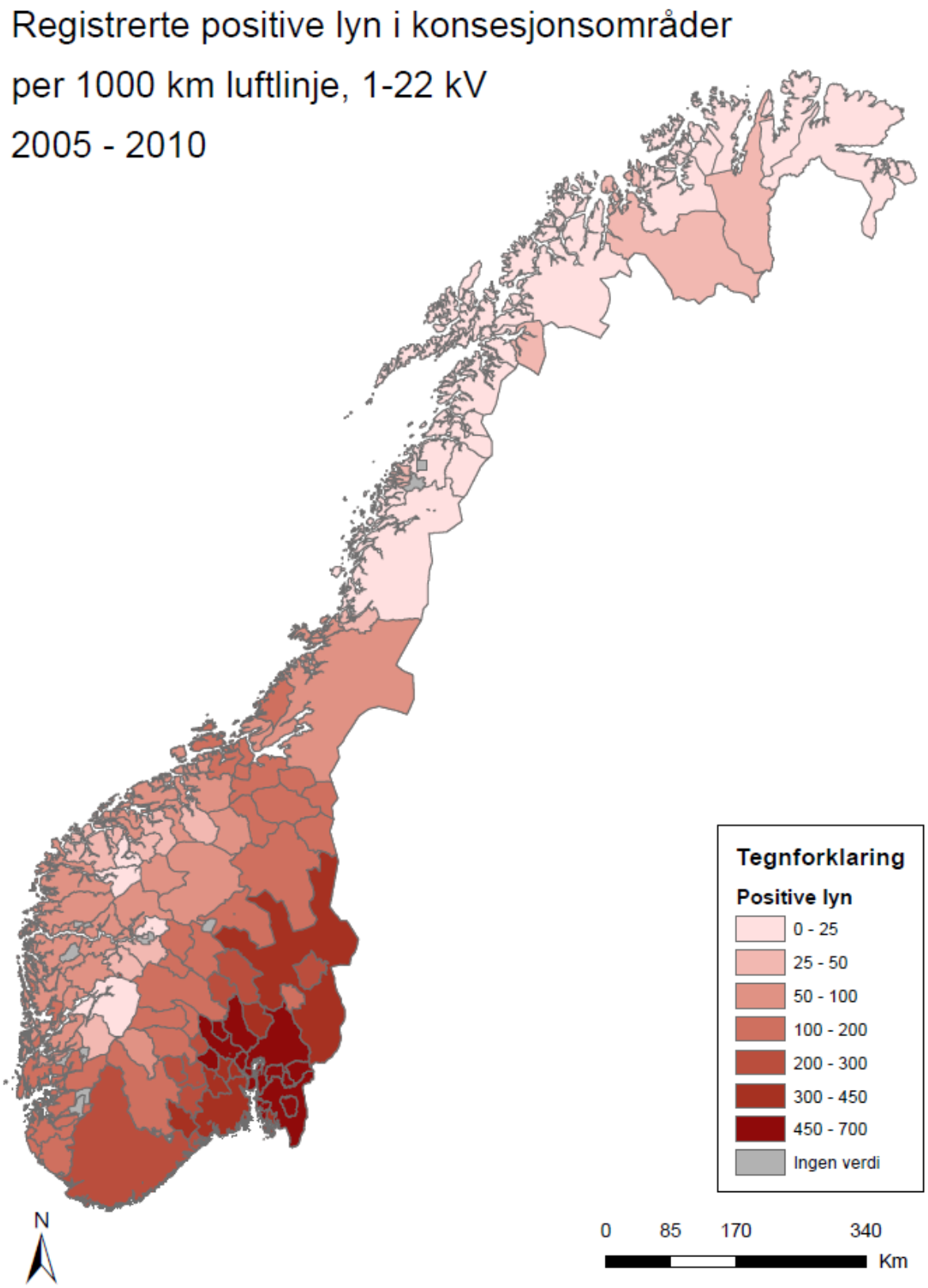
Gjennomsnittlig styrke på negative lyn
i konsesjonsområder
2005 - 2010




Registrerte negative lyn i konsesjonsområder
per 1000 km luftlinje, 1-22 kV
2005 - 2010
Tegnforklaring
Negative lyn
0 - 100
100 - 200
200 - 300
300 - 500
500 - 700
700 - 1200
1200 - 1700
Ingen verdi
N
0
85
170
340
Km

Gjennomsnittlig styrke på positive lyn
i konsesjonsområder
2005 - 2010




Registrerte positive lyn i konsesjonsområder
per 1000 km luftlinje, 1-22 kV
2005 - 2010
Tegnforklaring
Positive lyn
0 - 25
25 - 50
50 - 100
100 - 200
200 - 300
300 - 450
450 - 700
Ingen verdi
N
0
85
170
340
Km