



Gassisolerte og luftisolerte bryteranlegg

En sammenligning av kostnader, miljøpåvirkning og forsyningssikkerhet

55
2017



R
A
P
P
O
R
T

Rapport nr 55-2017

Gassisolerte og luftisolerte bryteranlegg

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Redaktør: Christer Heen Skotland

Forfattere: Christer Heen Skotland, Martin Vik, Anja Oftebro, Lars Andreas Eriksson, Lars Hagvaag Seim og Katrine Stenshorne Berg

Trykk: NVEs hustrykkeri

Opplag: 10

Forsidefoto: Katrine Stenshorne Berg (NVE)

ISBN 978-82-410-1608-0

ISSN 1501-2832

Sammendrag:

Emneord: GIS, AIS, bryteranlegg, SF6

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

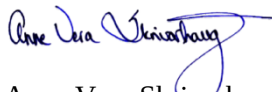
Forord

NVE konstaterer at det blir mer vanlig å søke konsesjon for gassisolerte bryteranlegg (GIS) fremfor luftisolerte ved nybygging eller reinvestering i transformatorstasjoner. Slike bryteranlegg inneholder gassen SF₆ som har svært gode elektriske isolasjons- og strømbrytningsegenskaper, men er også den mest virkningsfulle klimagassen vi kjenner til. I tillegg kan det være knyttet en del utfordringer til forsyningssikkerheten ved disse anleggene. Vi ønsker derfor å gi en status på kostnader, miljø- og klimapåvirkning og forsyningssikkerhet ved bruk av GIS, samt alternativer til SF₆.

NVE ønsker ikke å begrense nettselskapenes muligheter til å bygge GIS, men vi mener nettselskapene bør kjenne til utfordringene slike anlegg bringer med seg, spesielt når det gjelder forsyningssikkerhet og utslipp av SF₆ fra anleggene.

Vi håper rapporten kan gi en nyttig oversikt på de nevnte områdene og vi tar gjerne imot tilbakemeldinger på innholdet.

Oslo, Juni 2017



Anne Vera Skriverhaug
Avdelingsdirektør



Gudmund Bartnes
Fungerende seksjonssjef

Sammendrag

Kostnader, miljø- og klimapåvirkninger og betydning for forsyningssikkerheten er vurdert for gassisolerte bryteranlegg (GIS) og sammenlignet med luftisolerte bryteranlegg (AIS). Rapporten omhandler hovedsakelig GIS på regional- og sentralnettsnivå.

Lavere kostnader

Flere av de siste konsesjonssøknadene for transformatorstasjoner i regionalnettet viser at GIS er billigere enn AIS. Det er flere grunner til dette, blant annet mindre arealbehov, mindre behov for intern kabling, og i flere tilfeller er selve bryteranlegget billigere for GIS. Utover disse betraktningene er det vanskelig å fastslå prisen for ulike poster da dette varierer mellom konsesjonssøknadene. Stykkprisen for revisjons- og vedlikeholdskostnader er høyere for GIS, men lavere hyppighet på dette behovet gjør at kostnadene over levetiden trolig ikke er høyere for GIS enn AIS. For stasjoner på høyere spenningsnivå (420 kV) er GIS dyrere enn AIS, men i flere tilfeller er det allikevel ønskelig å bygge GIS.

Lav miljø- og klimapåvirkning

GIS-anlegg har et mindre arealbehov og dermed mindre visuell påvirkning på omgivelsene. Anleggene er derimot isolert med SF₆ som har 22 800 ganger så sterk klimavirkning som CO₂, og en levetid i atmosfæren på 3200 år. En frivillig ordning mellom myndighetene og elektrobransjen sørger for innrapportering av beholdning og utslipp. Rapporteringen viser at utslippsraten går ned selv om anleggsmassen øker. Tall fra SSB viser at SF₆-utslippene i Norge er på rundt 2,5 tonn pr. år, og GIS-anlegg står for om lag 75 % av dette. Dette inkluderer både anlegg i drift samt produksjon av GIS-anlegg med SF₆. De totale utslippene av SF₆ tilsvarer 0,1 % av de norske klimagassutslippene. De registrerte utslippene tilsier at klimaeffekten av GIS er svært liten, men flere potensielle kilder øker risikoen for store utslipp av SF₆.

Ikke nødvendigvis bedre forsyningssikkerhet

Norsk og internasjonal feilstatistikk for GIS- og AIS-anlegg er undersøkt i notatet. Det er vanskelig å sammenligne statistikken direkte da GIS-anlegg inneholder flere komponenter enn bare effektbryter, men et GIS-anlegg har med stor sannsynlighet lavere feilrate enn et AIS-anlegg. Feil på GIS-anlegg har derimot betydelig lenger feilrettingstid enn feil på en effektbryter i et AIS-anlegg, blant annet på grunn av behov for spesialkomponenter og -kompetanse. Reparasjonstiden på et GIS-anlegg kan vare i flere uker, mens en feil på et AIS-anlegg normalt er reparert innen et døgn. Det kan være vanskelig å anskaffe reservedeler til GIS-anlegg og NVE mener derfor at nettselskapene selv må ha et reservefelt på lager, eller at de må inngå et samarbeid med noen andre som har dette på lager. NVE mener det er for usikkert datagrunnlag til å hevde at endrede avbruddskostnader ved sammenligning av GIS og AIS kan veie opp for en eventuell forskjell i investeringskostnadene for disse alternativene.

Mange leverandører og ulike modeller av GIS-anlegg samt komplisert oppbygning av disse gjør at norske entreprenører i liten grad kan reparere feil på anleggene. Ofte er man avhengig av personell fra leverandør for å diagnostisere og reparere feil. Det kan også være mer komplisert å utvide et GIS-anlegg og det er viktig å planlegge for dette ved utforming av anlegget.

Alternativer til SF₆

På grunn av den sterke klimapåvirkningen fra SF₆ ønsker EU å begrense bruken av denne gassen. EU skal innen 2020 offentliggjøre en rapport angående alternativer til SF₆, og som videre kan føre til et forbud for bruk av SF₆ i mellomspenningsanlegg (<54 kV). Det pågår mye forskning på alternativer til SF₆ men foreløpig er det vanskelig å finne konkurransedyktige alternativer for høyere spenningsnivå (≥ 145 kV).

Innhold

Forord.....	2
Sammendrag	3
Innhold	4
1 Innledning	5
1.1 Gassisolerte bryteranlegg (GIS) og SF ₆	5
2 Bruk av GIS i Norge	7
2.1 Brukergruppen for SF ₆ -anlegg	7
2.2 Gjennomgang av konsesjonssøknader med GIS-anlegg	8
2.3 Nettselskap og GIS	11
3 Miljøaspekter ved GIS	15
3.1 Utslipp av SF ₆	15
3.2 HMS-aspekter ved SF ₆	16
3.3 Oppsummert.....	16
4 Regulering av SF ₆	17
5 Alternativer til SF ₆ og GIS.....	18
5.1 Andre gasser.....	18
5.2 Fast stoff.....	19
5.3 Innendørs AIS	19
6 Feilstatistikk.....	20
6.1 Norsk feilstatistikk for effektbrytere	20
6.2 CIGRE-statistikk for SF ₆ -anlegg.....	22
6.3 Sammenligning av statistikkene.....	24
6.4 Reparasjonstid.....	24
6.5 Konklusjon forsyningssikkerhet	26
7 Oppsummering.....	27
8 Referanser	30

1 Innledning

Denne rapporten har som formål å gi en oversikt over status for gassisolerte anlegg som omsøkt alternativ til luftisolerte høyspentanlegg, både med hensyn til kostnader, klima- og miljøvirkninger og forsyningssikkerhet.

Rapporten vil først ta for seg fakta om gassisolerte anlegg, status for disse i Norge samt gi en enkel oversikt over dagens kostnadsbilde og utvikling. Videre vil miljøvirkningene omtales, samt hvilke alternativer som finnes til den mest benyttede gassen i slike anlegg (SF_6). Feilstatistikk for gass- og luftisolerte anlegg er også presentert i rapporten.

Rapporten vil hovedsakelig omhandle GIS i regional- og sentralnettet, fordi slike anlegg er konsesjonspliktige til NVE. Spenningsnivået er hovedsakelig 72,5 til 145 kV for regionalnettet og 300 til 420 kV for sentralnettet.

1.1 Gassisolerte bryteranlegg (GIS) og SF_6

GIS er en engelsk forkortelse på «Gas Insulated Switchgear», altså gassisolerte bryteranlegg. Det vanligste alternativet til GIS er luftisolerte bryteranlegg, eller Air Insulated Switchgear (AIS). Den viktigste fordelen med å benytte gassisolerte brytere er et mye lavere volum og areal, og i enkelte tilfeller lavere investeringskostnader. I all hovedsak er det SF_6 (svovelheksafluorid) som benyttes som isoleringsmedium i GIS da ingen andre gasser har bedre elektrisk isolerende egenskaper enn denne. I elektriske anlegg benyttes SF_6 hovedsakelig i:

1. Komplette bryteranlegg i regional- og sentralnettet
2. Effektbrytere i regional- og sentralnettet
3. Isoleringsgass i ringkabelanlegg i distribusjonsnettet

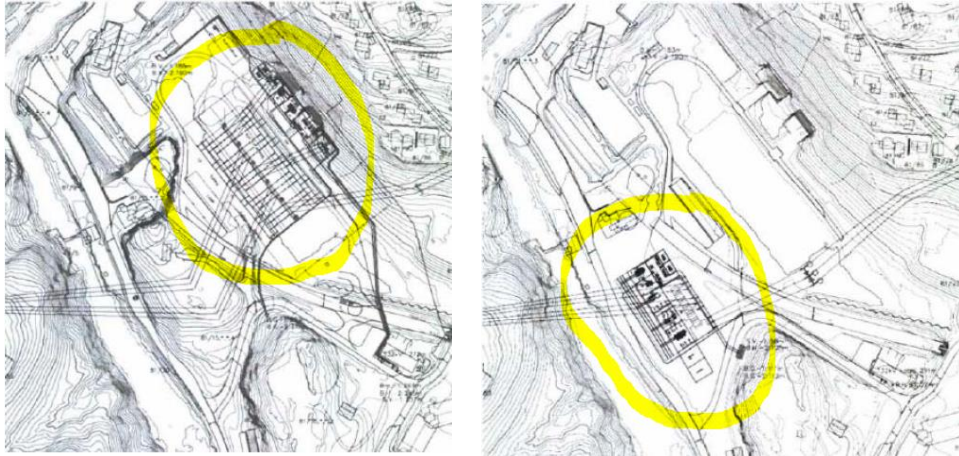
SF_6 kan også brukes som isolasjon i transformatorer og rundt strømlinjer, men dette er ikke vanlig i Norge.

Fordelen med å benytte SF_6 i bryteranlegg er muligheten for å gjøre anleggene mer kompakte. For eksempel må faseavstanden mellom to 145 kV ledere i luft være minst 1,1 meter, mens avstanden kan reduseres til noen cm med SF_6 mellom fasene. Figur 1 viser bilder av hhv. et 420 kV luft- og gassisolert bryteranlegg. Anleggene er ikke helt sammenlignbare i størrelse, men illustrerer at GIS kan bygges mer kompakt og det er derfor vanlig å plassere anleggene inne i bygg. Innendørs GIS krever mindre areal og gir mindre visuell forurensning, noe som er særlig viktig i tettbefolkede områder.



Figur 1 Illustrasjon av 420 kV luftisolert (AIS) transformatorstasjon (venstre) og 420 kV gassisolert (GIS) bryterfelt (høyre). Kilde: Statnett

Ifølge CIGRE (CIGRE, 2009) reduseres arealbruken med inntil 90 % ved bruk av GIS sammenlignet med AIS. Dette gjelder riktignok kun bryteranlegget og reduksjonen for en hel transformatorstasjon vil være mindre. Som eksempel vises det til Figur 2, som viser skisser av omsøkte Hamang transformatorstasjon (420 kV, 5 bryterfelt), hhv. som AIS og GIS. Som figuren viser er arealforbruket mindre ved bruk av GIS, men ikke så mye som 90 % pga. plassbehovet til gjerder, kontrollsystem, transformatorer etc., hvor arealet ikke lar seg redusere.



Figur 2 Illustrasjon av omsøkte Hamang transformatorstasjon. Bildet til venstre viser skisse av stasjonen med AIS, mens bildet til høyre er med GIS. Kilde: Statnett, Søknad for konsesjon om ombygging av Hamang transformatorstasjon.

I bystrøk med høye tomtepriser er arealbruk avgjørende for økonomien til prosjektet. Noen ganger er det heller ikke et alternativ å bygge AIS pga. plassbegrensninger. Dette er ofte hovedbegrunnelsen ved konsesjonssøknader for GIS-anlegg. De siste årene har NVE også mottatt konsesjonssøknader om å bygge GIS med den begrunnelsen at anleggene er billigere.

Effektbrytere i et anlegg med AIS (se Figur 3) er også isolert med SF₆, men da med betydelig mindre mengder. Mens 145 kV GIS inneholder rundt 85 kg SF₆ pr. bryterfelt, inneholder en AIS effektbryter på samme spenningsnivå ca. 7 kg (Haagensen, 2016). Et standard ringkabelanlegg i distribusjonsnettet er isolert med ca. 3 kg SF₆ (Endre, 2005). Et ringkabelanlegg inneholder effekt- og lastskillebrytere og er normalt plassert i distribusjonsnettet (≤ 24 kV).



Figur 3 Høyspent (420 kV) effektbrytere (t.v) og ringkabelanlegg for 24 kV effekt- og lastskillebrytere (t.h.). Foto: NVE og ABB

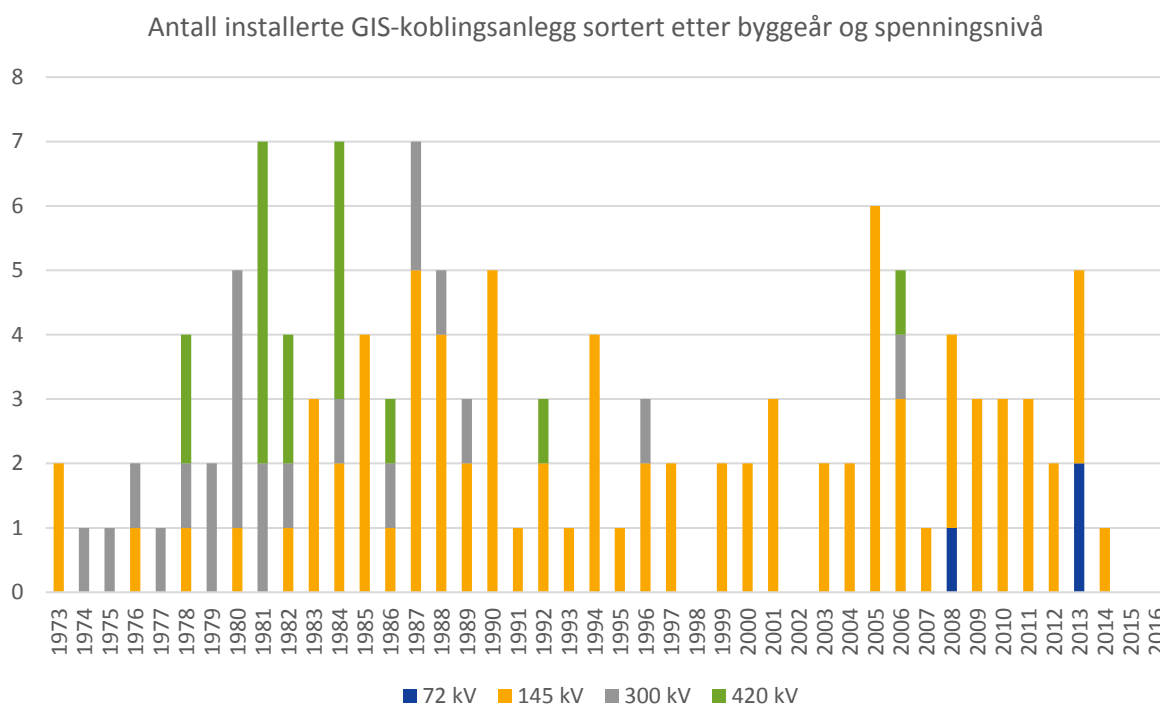
På grunn av økte dimensjoner stiger nødvendig gassmengde drastisk for 420 kV-anlegg. Til et bryterfelt på 420 kV er det behov for mer enn 800 kg SF₆, nesten 10 ganger så mye som for 145 kV (Blanchet, 2017)

2 Bruk av GIS i Norge

De første GIS-anleggene i Norge ble bygget tidlig på 1970-tallet. I henhold til statistikk fra Brukergruppen for SF₆-anlegg finnes det i dag totalt om lag 120 GIS-anlegg i regional- og sentralnettet, hvorav ca. 67 % av anleggene er på 145 kV, 18 % er på 300 kV og 13 % er på 420 kV.

Figur 4 viser antall koblingsanlegg sortert etter installasjonsår og spenningsnivå basert på statistikk fra brukergruppen. Som man ser av figuren, var det en betydelig økning i installerte anlegg fra slutten av 70-tallet og i løpet av 80-tallet. Det var også i denne perioden at majoriteten av anleggene på de høyeste spenningsnivåene ble installert. Utover 90-tallet avtar antall installasjoner betraktelig i takt med det generelt lave investeringsnivået i nettbransjen i dette tiåret. Antall installasjoner går noe opp igjen utover på 2000-tallet.

Det kan nå virke som flere nettselskap ønsker å bygge mer GIS sammenlignet med tidligere. NVE har ikke ført statistikk over konsesjonsgitte GIS-anlegg, men i 2014 og 2015 ble det gitt minst 15 anleggskonsesjoner for GIS. De fleste var for 145 kV, mens det ble gitt konsesjon til ett anlegg på 66 kV og tre på 420 kV.



Figur 4 Historisk utvikling av installerte GIS-anlegg i drift i Norge. Kilde: Brukergruppen for SF₆-anlegg

2.1 Brukergruppen for SF₆-anlegg

Brukergruppen for SF₆-anlegg¹ i Norge ble stiftet i 1991. Medlemsbedriftene består av både eiere og leverandører av SF₆-isolerte bryteranlegg i 145-, 300- og 420 kV-nettene, samt selskaper som markedsfører varer og tjenester til slike anlegg. De fleste eiere av slike anlegg er medlem av gruppen, men ikke alle. Eksistens og organisering av brukergruppen er ikke myndighetsregulert, men NVE har en observatør med i styringskomiteen.

¹ Se nettsiden www.sf6.no

Gruppens formål er å bidra til at erfaringer og problemstillinger knyttet til drift, vedlikehold og utvikling av SF₆-isolerte koblingsanlegg utveksles, avklares og kommuniseres mellom anleggseiere, leverandører, myndigheter og andre interesserte. Gruppen har etablert en utvekslingsordning for reservedeler til SF₆-anlegg, og organiserer også innrapportering av beholdning og utslipp av SF₆-gass til Miljødirektoratet. Denne innrapporteringen omfatter i underkant av halvparten av utslippene i Norge.

I arbeidet med dette notatet har Brukergruppen vært kontaktet for å innhente og diskutere blant annet feil- og utslippsstatistikk.

2.2 Gjennomgang av konsesjonssøknader med GIS-anlegg

I det følgende gjennomgås et utvalg av konsesjonssaker med GIS-anlegg som NVE har behandlet de siste årene. I gjennomgangen vektlegges tiltakshavers argumentasjon for valg av GIS fremfor AIS.

2.2.1 Heggen transformatorstasjon

Hålogaland Kraft fikk i mars 2015 konsesjon til å bygge nye Heggen transformatorstasjon i Harstad kommune i Troms. I konsesjonen ble det gitt tillatelse til å bygge stasjonen med et 145 kV GIS-anlegg bestående av dobbel samleskinne, samleskinnebryter og fire bryterfelt. I konsesjonssøknaden ble det søkt om GIS-anlegg, mens det var beskrevet et alternativ med fornying av eksisterende AIS-anlegg. AIS-løsningen ville også innebære nytt stasjonsbygg på Heggen med innendørs løsning for de øvrige anleggskomponentene.

Hålogaland Kraft begrunner valget av GIS-alternativet med følgende argumenter:

- *Arealbegrensninger:* Stasjonen er lokalisert i et tettbebygd område i Harstad by. Et AIS-anlegg må bygges på samme sted som dagens koblingsanlegg. Sanering av dagens koblingsanlegg vurderes å ha en positiv virkning for friluftsliv og landskapsopplevelsen i området.
- *Investeringskostnader:* Kostnaden for det elektriske anlegget med GIS ble estimert til 33,9 mill. kr, mens en AIS-løsning ble estimert til 35,9 mill. kr. Med en AIS-løsning vil det i tillegg komme ekstrakostnader i forbindelse med fundamentering og opparbeiding av anlegget på 1,5 mill. kr, samt en ekstra byggekostnad på 1,5 mill. kr. Totalkostnaden for det omsøkte alternativet med GIS-anlegg ble estimert til 77,3 mill. kr, mens totalkostnaden for alternativet med fornying av AIS-anlegget ble estimert til 84,6 mill. kr, dvs. nesten 10 % dyrere.

I NVEs vedtaksbrev vurderes et GIS-anlegg å gi tilfredsstillende forsyningssikkerhet til Harstad by. GIS-anlegget vil være inndelt med gasskamre slik at enkeltkomponenter kan tas ut av drift mens resten av anlegget er spenningssatt. Anlegget vil ha redundans slik at Harstad by i en feilsituasjon vil kunne forsynes via den feilfrie delen av anlegget.

2.2.2 Nørve transformatorstasjon

Mørenett fikk i desember 2015 konsesjon til å bygge nye Nørve transformatorstasjon i Ålesund kommune i Møre og Romsdal. I konsesjonen ble det gitt tillatelse til å bygge stasjonen med et 145 kV GIS-anlegg bestående av elleve effektbryterfelt. I konsesjonssøknaden ble det søkt om bygging av GIS-anlegg, men det var beskrevet og utredet et alternativ med fornying av eksisterende AIS-anlegg samt rehabilitering av eksisterende stasjon. Mørenett søkte om alternativet med GIS-anlegg med følgende begrunnelse:

- *Investeringskostnader:* I henhold til Mørenetts eget kostnadsoverslag ble kostnaden for GIS-anlegget beregnet til ca. 18 mill. kr, mens kostnaden ved reinvestering i eksisterende AIS-anlegg kom på ca. 27,5 mill. kr. For AIS-anlegget kom det i tillegg en ekstrakostnad for ny fundamentering av utendørsanlegget på ca. 11 mill. kr. Det omsøkte alternativet med GIS-anlegg ble beregnet å koste ca. 131 mill. kr, mens alternativet med rehabilitering av eksisterende stasjon og AIS-anlegg kom på ca. 140 mill. kr.

- *Arealbruk:* Bruk av innendørs GIS-anlegg reduserer arealbruken. Den nye stasjonen vil båndlegge et areal på ca. 1575 kvm, mens den eksisterende stasjonen er på ca. 7 500 kvm - en reduksjon i arealbruken på nærmere 80 %. Arealet som i dag beslaglegges av det luftisolerte koblingsanlegget og eksisterende stasjonsbygg, vil kunne omdisponeres og benyttes til andre formål når anlegget er sanert.
- *Visuelle virkninger:* De visuelle virkningene av stasjonen reduseres betraktelig når det eksisterende koblingsanlegget fjernes. Dette vil ha særlig verdi for et borettslag som ligger vis à vis stasjonen.
- *Klima- og miljøpåvirkning på stasjonen:* Stasjonen ligger ved Ellingsøyfjorden i nærheten av Ålesund sentrum, og dagens stasjon står kun 3-4 meter over havet. Mørenetts ROS-analyse viser at det er en risiko for vanninntrenging i dagens anlegg som følge av stormflo og forventet havnivåstigning på lengre sikt. For å eliminere denne risikoen, er det hensiktsmessig å bygge en ny stasjon hvor første etasje ligger 10 moh. Etablering av et nytt innendørs GIS-anlegg eliminerer problemer med korrosjon og risikoen for saltbelegg på isolatorer i AIS-anlegget.
- *Avbruddskostnader:* Mørenett forventer at et GIS-anlegg vil gi mindre KILE² enn et nytt AIS-anlegg, men presiserer at det er komplisert å tallfeste verdien av denne reduksjonen. Sammenlignet med fornying av dagens stasjon med AIS-anlegg, forventes det at årlige drift- og vedlikeholdskostnader reduseres med 18 % ved bygging av ny stasjon med GIS-anlegg.

2.2.3 Lyse transformatorstasjon (sentralnett)

I forbindelse med spenningsoppgradering mellom Tonstad (Ertsmyra) og Lysebotn fikk Statnett i desember 2014 konsesjon til å bygge et nytt 420 kV GIS-anlegg i Lyse transformatorstasjon i Forsand kommune i Rogaland. Koblingsanlegget skal stå innendørs og bestå av ni 420 kV bryterfelt. Statnett søkte opprinnelig om å bygge et konvensjonelt AIS-anlegg. I søknaden fra 2011 står det: «Statnett har vurdert en GIS-løsning basert på eksisterende GIS-teknologi. Et GIS-anlegg er mer kompakt, og dermed mindre arealkrevende, men har en mer kostnad på 150 mill. NOK i forhold til omsøkt konvensjonell løsning. Et GIS-anlegg i Lyse vil kunne by på driftsmessige og beredskapsmessige utfordringer, og utetiden ved feil kan bli lang, noe Statnett ikke kan tolerere ved et så viktig anlegg.»³

Etter en nærmere vurdering endret imidlertid Statnett det omsøkte alternativet under konsesjonsprosessen, da det ble klart at det blant annet var betydelige bygningstekniske utfordringer med et nytt AIS-anlegg. Statnett begrunnet valget av GIS-anlegg med følgende argumenter:

- *Arealbegrensninger, rasfare og visuelle virkninger:* Statnett forventet at Fylkesmannen i Rogaland ville stille krav til at stasjonen skal ha en buffersone mot elven Stølåna, noe som ikke lar seg gjøre med et AIS-anlegg. Med AIS-alternativet var det i tillegg teknisk utfordrende med ledningsinnføring på nordsiden av stasjonen, samt at endemaster måtte plasseres i et rasutsatt område. Statnett vurderte også dette som en estetisk dårlig løsning i et verdifullt naturmiljø ved Stølåna i Lysebotn.
- *Klima- og miljøpåvirkning på stasjonen:* Klimaet i Lysebotn har tidligere ført til korrosjonsproblemer på utsatte anleggsdeler. Et GIS-anlegg er beskyttet for klimapåkjenninger og ble derfor vurdert som en bedre løsning her.
- *Gjennomføringstid:* Det er viktig at prosjektet kan koordineres med utbygging av Lysebotn 2 og ny 420 kV-ledning Lyse – Støleheia. Det tar kortere tid å bygge et GIS-anlegg, noe som gjør sannsynligheten for å idriftsette anlegget allerede i 2018 større med et GIS-anlegg enn for AIS-anlegg.

² KILE – kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi

³ Konsesjonssøknad. 420 kV Tonstad(Ertsmyra)-Lyse, Statnett, desember 2011.

- *Pålitelighet:* Statnett har ikke personell i Lysebotn og adkomsten på vinteren kan være vanskelig. Veien er vinterstengt og adkomsten må da skje med båt. Ved ekstreme vær-situasjoner på vinterstid kan det bli saltbelegg på utendørs isolatorer. Med et GIS-anlegg vil det kun være noen få utendørs isolatorer og sannsynligheten for overslag/kortslutning pga. saltbelegg reduseres.
- *Vedlikehold:* Et GIS-anlegg forventes å kreve mindre vedlikehold enn et AIS-anlegg.

I NVEs vedtak vektlegges det faktum at det er lite rom for alternative plasseringer av stasjonen og at det dermed ikke er mulig å bygge et AIS-anlegg på grunn av plassmangel. Den relativt lenggere reparasjonstiden for et GIS-anlegg kan etter NVEs vurdering aksepteres, da feilsannsynligheten anses å være lavere for et GIS-anlegg.

2.2.4 Honna transformatorstasjon

Agder Energi Nett (AEN) fikk i mars 2015 konsesjon til å bygge og drive nye Honna transformatorstasjon med et 145 kV GIS-anlegg i Åseral kommune i Vest-Agder. NVE ga i desember 2013 opprinnelig konsesjon til å bygge stasjonen med et utendørs AIS-anlegg bestående av tre 420 kV bryterfelt og fem 145 kV bryterfelt, driftet på henholdsvis 300 kV og 110 kV. I en endringssøknad februar 2015 søker AEN om å bygge et 145 kV GIS-anlegg i stedet for det konsesjonsgitte 145 kV AIS-anlegget.

Tiltakshaver begrunner valget av GIS-anlegg med følgende med følgende argumenter:

- *Investeringskostnader:* GIS-anlegget med bygningsmessige tilpasninger og prosjekteringskostnader forventes å beløpe seg til 49 mill. kr, mens det tidligere omsøkte AIS-anlegget antas å koste 56 mill. kr. Kostnadene for kontrollanlegget er vesentlig høyere for AIS-alternativet. Tiltakshaver begrunner denne differansen med at kontrollskapene må plasseres langt unna primærkomponentene i AIS-anlegget, noe som krever betydelig mer internkabling sammenlignet med GIS-anlegget. Kontrollanlegget i GIS-anlegget er mindre og rimeligere og plasseres i umiddelbar nærhet til primærkomponentene. Dette gir en stor besparelse i redusert tid til montasje av styrekabler.
- *Forsyningssikkerhet:* AEN vurderer at forsyningssikkerheten forbedres med et GIS-anlegg sammenlignet med et AIS-anlegg. AEN refererer her til en CIGRE-rapport om feilrater i koblingsanlegg som viser at GIS har lavere feilfrekvens enn AIS. Forsyningssikkerheten til forbrukerne berøres heller ikke siden det ved bryterfeil i GIS-anlegget kan gjøres omkoblinger i nettet som opprettholder forsyningen. AEN vurderer at reparasjonstiden ved havari av en effektbryter vil være på 10-20 dager og ved havari av hele anlegget vil reparasjonstiden være sju måneder. AEN vurderer imidlertid et havari som svært lite sannsynlig.

2.2.5 Oppsummert

I sakene med 145 kV GIS-anlegg som er gjennomgått ovenfor, ser man at lavere investeringskostnader er et viktig argument for å velge GIS fremfor AIS. For de fire 145 kV bryteranleggene som beskrevet over, er det kun ett tilfelle der selve bryteranlegget er billigere som AIS enn GIS. Med tanke på hvor komplisert og omfattende et GIS-anlegg er utformet sammenlignet med AIS er dette bemerkelsesverdig. I det tilfellet AIS-anlegget er billigere i innkjøp, så medfører kostnadsposter som fundamentering, kontrollanlegg og internkabling at AIS totalt sett blir dyrere enn et GIS-anlegg.

I tillegg er forbedret forsyningssikkerhet og reduserte avbruddskostnader sentrale argumenter for å velge GIS fremfor AIS. For 420 kV-anlegget i Lyse transformatorstasjon er investeringskostnadene betraktelig høyere med GIS. Konsesjonssøknaden til Hamang sentralnettstasjon viser at GIS-alternativet er 35 prosent dyrere enn AIS. Ut i fra disse sakene kan det dermed virke som GIS for 420

kV er dyrere enn AIS. I begge sakene er det hensynet til arealbegrensninger, rassikring (kun for Lyse) og vær- og miljøpåvirkning som gjør at man velger GIS fremfor AIS.

2.3 Nettselskap og GIS

I arbeidet med å innhente informasjon om bruken av GIS-anlegg i Norge, har prosjektgruppa kontaktet noen utvalgte nettselskap for å få et inntrykk av selskapenes holdninger og fremtidige planer for bruk av GIS. Nedenfor er det sammenfattet de respektive selskapenes svar på ulike temaer som NVE har stilt spørsmål om. Viktige temaer som er kommentert er kostnader, feil på anlegg, rapporteringssystemet til Brukergruppen for SF₆-anlegg, samt selskapets policy for bruk av GIS.

2.3.1 Nettselskap 1

Nettselskap 1 har ingen bryteranlegg med GIS og har derfor begrenset erfaring, men ut fra tidligere prosjekter med nye stasjoner konkluderer de med at GIS er dyrere enn AIS. Som generell policy ønsker de også å redusere bruken av SF₆ så mye som mulig pga. klimautslippene, og bygger som hovedregel derfor ikke GIS. Nettselskap 1 sier også at de som regel har god plass rundt sine anlegg og ville sannsynligvis vurdert det annerledes dersom de hadde bygget anlegg i bynære strøk. Nettselskap 1 har nylig bygget en ny stasjon som et innendørs AIS-anlegg. Ettersom anlegget er bygget innendørs mener de at feilsannsynlighetene er svært lav, samtidig som det vil ta kort tid å reparere eventuelle feil.

2.3.2 Nettselskap 2

Kostnadsvurdering

Nettselskap 2 har vurdert investeringskostnadene for GIS og AIS til å være på omtrent samme nivå. Det er sjelden behov for vedlikehold på GIS, men revisjonene er kostbare. Sett over anleggenes levetid mener Nettselskap 2 at det ikke er vesentlig forskjell på vedlikeholdskostnadene (utfordrende å utarbeide et LCC-regnskap). Ved feil i anleggene, er feilretting og provisoriske omlegginger gjerne enklere og raskere å håndtere i AIS. Feilretting er også gjerne mer kostbart og tidkrevende i et GIS-anlegg. Feilsannsynligheten i et GIS-anlegg vurderes derimot til å være betydelig lavere enn i AIS. Når Nettselskap 2 planlegger og bygger GIS søker de om å bygge inn funksjonalitet i GIS-anlegget slik at de kan drifte anlegget videre med tilstrekkelig kapasitet uansett hvor en feil måtte oppstå i anlegget. Dette gjelder også under feilretting/reparasjon slik at avbruddskostnader ved feil i GIS-anlegg, ifølge Nettselskap 2, jevnt over skal bli lave.

Feil på anlegg

Nettselskap 2 har opplevd feil i GIS-anlegg, men da i et anlegg som tilhørte 1. generasjon (fra 1973). Dette anlegget hadde trolig noen designmessige «barnesykdommer» som ikke er relevant for dagens mer moderne design og anlegg.

SF₆-rapporteringen

Nettselskap 2 mener at dagens innrapporteringssystem gjennom brukergruppen fungerer meget godt og er viktig bidrag for hele organisasjonen i forhold til bevisstgjøring rundt SF₆ som klimagass og en intern målsetting om å holde eventuelle utslipp så lave som mulig. Innrapporteringssystemet hjelper Nettselskap 2 til å ha fokus på å holde utslipp til atmosfæren så lave som praktisk mulig.

Generell policy

Ved bygging av nye stasjoner og rehabilitering av eksisterende stasjoner vurderer Nettselskap 2 i utgangspunktet AIS og GIS som teknisk likeverdige alternativer. En kombinasjon av faktorer som tomteareal, beliggenhet, gjenbruk av eksisterende bygninger, påvirkning fra ytre miljø, mulighet for provisoriske omkoblinger ved feil og estetikk/visuell utforming av anlegget, vil påvirke valg av anleggstype. Nettselskap 2 mener at det er svært viktig å ha muligheten til å kunne velge mellom de to teknologiene også i fremtiden.

2.3.3 Nettselskap 3

Kostnadsvurdering

Nettselskap 3 mener at GIS er billigst i sentrumsnære strøk, mens AIS fortsatt er billigst i mer gravgrendte strøk. Som eksempel bruker Nettselskap 3 i budsjettssammenheng nå 1,5 MNOK pr. felt med GIS, mens det på slutten av 80-tallet var på omtrent det dobbelte. Bygningskostnader har gått motsatt vei, og gir fort et påslag på 1-2 MNOK pr. felt for å få etablert rom til GIS-anlegget. For konvensjonelle anlegg er også prisen nedadgående og pris er her ned mot 1,5 MNOK pr. felt (avhengig av design). DCB⁴ krymper arealbehov og dermed arealkostnaden.

Nettselskap 3 mener vedlikeholdskostnader er lavere på GIS-anlegg enn konvensjonelle anlegg, men har ikke konkrete tall på dette. Erfaring så langt har vært at det er lite vedlikeholdsbehov på GIS-anleggene utover planlagt revisjoner.

Feil på anlegg

Historisk sett har Nettselskap 3 hatt lite feil på sine GIS-anlegg. Men det har vært noen feil på gjennomføringer ut av anlegget og flenser/pakninger mellom deler i GIS. På et av anleggene deres har det også oppstått lekkasjer.

SF₆-rapporteringen

Nettselskap 3 har fått mer fokus på innrapportering av SF₆ de siste året.

Generell policy

Nettselskap 3 refererer til sitt svar på første spørsmål, samt at i sentrumsnære strøk er det ofte 45kV-anlegg som står i bygg som skal erstattes, og da er kun 132kV GIS som aktuelt ved oppgradering pga. plassforhold.

2.3.4 Nettselskap 4

Kostnadsvurdering

Nettselskap 4 mener at selve bryteranlegget har liten kostnadsforskjell om en vurderer GIS mot AIS-anlegg, mens kostnadene for bygge- og grunnarbeid fort blir mye høyere for AIS da de er plasskrevende. I området til nettselskapet er topografien slik at Nettselskap 4 i de fleste tilfeller må sprengne og planere ut større områder for å kunne bygge AIS. For GIS-anlegg har Nettselskap 4 valgt å bygge bygg med levetid på 100 år og allikevel ikke fått de samme kostnadene som tomt og kontrollbygg for AIS har generert. Nettselskap 4 mener det vil være et skjæringspunkt for investeringskostnad som tilsier at for små anlegg med 2-3 felt vil AIS komme rimeligere ut.

Nettselskap 4 har tidligere kalkulert med at drifts- og vedlikeholdskostnadene vil være utjevnet etter 25-30 års drift. Med 15 års intervall for kontroll på GIS og større revisjon etter 30 år, antar Nettselskap 4 at kompetanse, erfaring, opplæring etc. vil gå i favør av GIS. Fordelen med GIS-anlegg er at de plasseres innendørs i et stabilt klima med små temperaturvariasjoner og ikke utsettes for ytre påvirkninger. Et AIS-anlegg vil være mer utsatt for ytre påvirkninger, både klimatisk og mekanisk.

Når det gjelder avbruddskostnader forventer Nettselskap 4 færre avbrudd som følge av feil i et moderne GIS-anlegg enn i et AIS-anlegg. Opprettingstiden for feil inne i et GIS-anlegg vil allikevel være lengre. Dette kompenseres med mulighet for forbikoblinger i anlegget for å redusere konsekvensene. Nettselskap 4 har valgt å ha et komplett GIS-felt i reserve og i dette feltet kan anleggsdeler demonteres og hentes ved feil. Nettselskap 4 har også innført ekstra gasskammer (dobbel barriere) for å kunne demontere felt uten å måtte gjøre hele anlegget dødt. I regionalnettet har Nettselskap 4 som mål å tilfredsstille N-1 prinsippet, som innebærer at én feil normalt ikke skal føre til svikt i forsyningen.

⁴ Effektbryter som også er godkjent som skillebryter, og er dermed plassbesparende.

Avhengig av type feil/havari forventes det ikke høyere avbruddskostnader i et GIS-anlegg sammenlignet med AIS. Forutsetning er at Nettselskap 4 tilegner seg egen kompetanse for å stille diagnose, utføre utskiftninger i GIS-anlegg på lik linje med det de i dag gjennomfører i AIS-anlegg.

Feil på anlegg

Nettselskap 4 har hatt feil med drivmekanisme for bryterstyring med tilhørende lang responstid fra leverandør.

SF₆-rapporteringen

Nettselskap 4 registrerer inn til systemet som avtalt.

Generell policy

Nettselskap 4 sin policy er at alle nyinvesteringer og reinvesteringer skal ha alternativvurdering. Det er også en lederbeslutning på at de skal bygge AIS-anlegg dersom dette er mulig og kostnadmessig tilfredsstillende. Erfaringen med nyanlegg er at disse i de fleste tilfeller blir mye dyrere å bygge som AIS enn GIS, noe som har ført til at Nettselskap 4 nå bygger fire nye GIS-anlegg de kommende årene.

Ved reinvestering der det er plass til nytt AIS-anlegg, blir dette bygget dersom det er lønnsomt. I tettbygde strøk og eksisterende bygg, er GIS betraktet som den beste løsningen. Utviklingen framover og kostnadsnivået på komponenter, tjenester og bygge/tomte/grunnarbeid, forventes å gå i favør av kompakte anlegg med GIS-løsning. Forventningen til bedre GIS-anlegg med lengre og enklere vedlikehold samt alternativ til SF₆-gass, gjør at Nettselskap 4 mener kompakte gassisolert anlegg vil overta større markedsandeler.

2.3.5 Nettselskap 5

Kostnadsvurdering

Nettselskap 5 har ett GIS-anlegg fra 1984 og bygger nå ett til i bysentrum hovedsakelig pga. plassbegrensninger. Etter Nettselskap 5 sin vurdering er GIS billigere i bystrøk, men der tomteprisene ikke er så høye er AIS sannsynligvis billigere. Det er riktignok vanskelig å vurdere da GIS ikke nødvendigvis er så dyrt i innkjøp, men vedlikehold, dyre reservedeler, lang reparasjonstid og dyre revisjoner, kan gjøre GIS dyrere over levetiden. Usikkerhet knyttet til disse kostnadene gjør det krevende å regne på disse kostnadene. Nettselskap 5 betalte 1,5 MNOK for en liten revisjon av sitt eksisterende anlegg og 5 MNOK for en 30-års revisjon, noe som ville vært langt billigere i et AIS-anlegg.

Generell policy

Nettselskap 5 forsøker å unngå å bygge GIS-anlegg pga. utslipp av SF₆ samt beredskapshensyn. Selv om utslippene av SF₆ i normale situasjoner skal være veldig liten, samt at sannsynligheten for feil på anlegget er mindre, kan store utslipp og langvarige feil oppstå.

2.3.6 Oppsummert

Kostnadsvurdering

Det er vanskelig å konkludere med hva som er billigst av GIS og AIS-anlegg for 145 kV, da det er tydelig at dette vil variere med en rekke forhold. Usikkerhet knyttet til kostnad samt hyppighet for revisjoner og vedlikehold for de ulike anleggene, gjør det vanskelig å sette opp gode sammenlignbare levetidskostnader. Dette er noe som også vil variere avhengig av leverandør av disse tjenestene.

De fleste nettselskap mener endrede avbruddskostnader pga. GIS er vanskelig å beregne, mens ett nettselskap mener kostnaden synker. NVE mener at en sannsynligvis kan forvente en lavere feilrate med GIS sammenlignet med AIS, men at reparasjonstiden er lenger. NVE mener dermed det ikke finnes et godt nok grunnlag for å hevde at avbruddskostnader generelt kan forventes å være hverken høyere eller lavere ved GIS sammenlignet med AIS, men er åpen for at dette kan vurderes annerledes i enkelttilfeller.

Feil på anlegg

Det er tydelig at nettselskapene forventer lavere feilrate på GIS-anlegg sammenlignet med AIS. Nettselskapene nevner selv noen feiltilfeller fra sine anlegg, men Brukergruppens feilstatistikk utgjør et langt bedre underlag for å vurdere feilfrekvensen enn det de kan peke på gjennom et par enkelttilfeller. Flere nettselskap vedgår at reparasjonstiden kan være svært lang for GIS-anlegg, og at det er viktig å ta høyde for dette ved design av anlegget. Feilstatistikk er ytterligere vurdert senere i notatet.

Nettselskapene er av litt ulik oppfatning når det kommer til å vektlegge risikoen for feil på anlegget, reparasjonstid samt utslipp av SF₆. En høy vektlegging av disse elementene taler til fordel for AIS fremfor GIS.

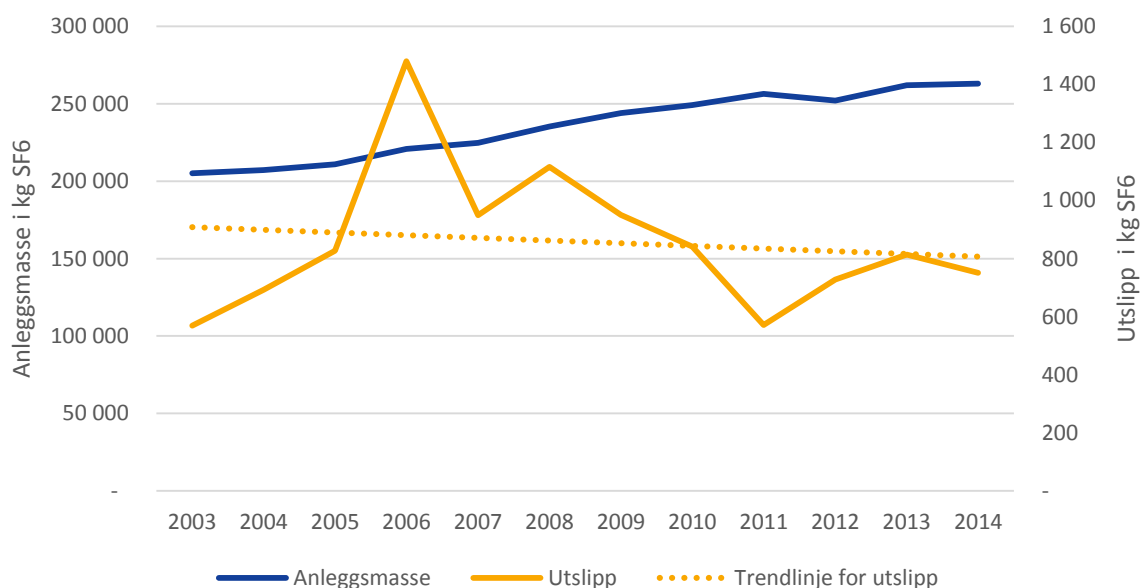
3 Miljøaspekter ved GIS

GIS-anlegg har et mindre arealbehov og dermed lavere visuell påvirkning på omgivelsene. Klimaeffekten ved utslipp fra GIS kan derimot være stor ettersom disse anleggene er isolert med SF₆. Klimaaspektet er noe NVE foreløpig ikke har vektlagt ved behandling av konsesjonssøknader om nye transformatorstasjoner.

3.1 Utslipp av SF₆

En ulempe med SF₆ er at det er den mest virkningsfulle klimagassen pr. vektenhet som finnes med en GWP⁵ på 22 800⁶ (IPCC, 2007). Det kan argumenteres for at klimapåvirkningen er enda større da GWP ofte beregnes med en tidshorisont på 100 år, mens SF₆ har en levetid på 3200 år.

Utslippene av SF₆ i Norge er beskjedne sammenlignet med de totale klimagassutslippene i verden. Mens det i 1990 ble sluppet ut mer enn 92 tonn med SF₆ i Norge, er utslippene redusert kraftig etter tiltak i magnesium- og aluminiumsindustrien. Utslippene ligger nå på mellom 2,5 og 3 tonn i året, som tilsvarer omtrent 0,1 % av de totale norske klimagassutslippene målt i GWP. GIS-anlegg står for om lag 75 % av SF₆-utslippene, og da er også produksjonen av GIS-relatert utstyr i Norge inkludert. Brukergruppens registrerte utslipp omfatter i underkant av halvparten av GIS-relaterte utslipp i Norge, mens resten estimeres av SSB⁷. Figur 5 viser at beholdningen av SF₆ i Brukergruppens GIS-anlegg har økt i perioden 2003-2012. Utslippene varierer fra år til år men har en liten nedadgående trend.



Figur 5 Mengde SF₆ i norske GIS-anlegg og utslipp rapportert fra Brukergruppen for SF₆. Kilde: Brukergruppen for SF₆

Lekkasjeraten er bestemt av internasjonale normer (IEC) og skal ikke overstige 0,5 % per år for høyspentanlegg og 0,1 % for mellomspenningsanlegg. Ifølge Statnett og CIGRE er reell lekkasjerate for høyspentanlegg langt lavere enn dette og nærmere 0,1 – 0,2 % (Statnett, 2015). I tillegg til utslipp fra lekkasjer kommer utslipp ved ulykker og feilhåndtering. Utslippene som andel av anleggsmassen i

⁵ Global warming potential. En skala for å beregne hvor virkningsfull en klimagass er. Beregnes i forhold til CO₂ som har GWP-verdien 1

⁶ Dette tallet varierer noe mellom ulike kilder. Trolig skyldes dette oppdaterte beregninger.

⁷ SSB vil i 2017 oppdatere sine estimater for SF₆-utslipp. Dette vil trolig redusere de estimerte GIS-relaterte utslippene

Norge har siden 2003 hovedsakelig variert med mellom 0,2 og 0,4 % (med unntak av 2006 hvor den var på 0,7 %). Ved å legge til grunn en lekkasjerate på 0,1 til 0,2 % kan det virke som feilhåndtering av anleggene står for omtrent halvparten av utslippene. Utslippene i 2006 var svært høyt, noe som skyldes uhell og tilhørende utslipp ved to enkeltanlegg.

Brukergruppen for SF₆-anlegg rapporterer inn anleggsmasse og utslipp av SF₆ til myndighetene. Én svakhet med dette systemet er at det kun er utslippene fra medlemmene i brukergruppen som registreres, samt at man er helt avhengig av at utslippene faktisk registreres. SF₆ kan anskaffes uten restriksjoner og det er ingen andre system enn brukergruppen sin rapportering som kan fange opp beholdning og utslipp. De norske utslippene av SF₆ er muligens høyere enn de oppgitte tallene over, men mengden av disse utslippene er vanskelig å estimere. Atmosfæremålinger tyder på at de faktiske utslippene av SF₆ er mye høyere enn de rapporterte utslippene på verdensbasis (Asphjell, 2016). Ettersom SF₆ er en gass som fordeler seg i atmosfæren kan dette naturlig nok ikke brukes til å uttale seg om det er underrapporterte utslipp i Norge.

Selv om utslippene av SF₆ fra GIS er lave, er mengdene SF₆ installert i slike anlegg av betydelig størrelse. Figur 5 viser at nettselskapene som er medlem av Brukergruppen har installert mer enn 250 000 kg SF₆ i sine anlegg. Disse anleggene representerer et potensielt utslipp på 5,7 Mt CO₂-ekvivalenter, eller 10% av Norges årlige utslipp av klimagasser.

3.1.1 Livssyklusanalyse av GIS

En prosjektgruppe i ABB gjennomførte i 2003 en livssyklusanalyse (LCA) av GIS. Studien er gjengitt av Cigré (CIGRE, 2009). Til tross for det svært høye globale oppvarmingspotensialet til SF₆ konkluderer livssyklusstudien med at GIS-anlegg har lavere klimapåvirkning enn AIS. Hovedgrunnen til dette ser ut til å være fordi det med GIS-anlegg er mulig å føre høyspentlinjene nærmere forbruket, som fører til lavere elektriske tap og mindre materialbruk. Med en høy utslippsfaktor av CO₂ på elektrisitet og stålproduksjonen, vil dette trekke ned klimapåvirkningen for GIS-anlegg. Det kommer ikke frem av studien hvilken utslippsrate av SF₆ som legges til grunn i analysen.

Det er lite trolig at disse konklusjonene vil holde for det norske kraftsystemet, blant annet fordi CO₂-faktoren til den fysiske kraftmiksen i Norge er veldig lav. I tillegg er lokasjonen for anleggene som regel uavhengig av om det bygges GIS eller AIS, og dermed blir ikke tapene eller materialbruken redusert i særlig grad.

3.2 HMS-aspekter ved SF₆

SF₆ er usynlig, luktfri og ikke giftig gass, men på grunn av gassens relativt høye massetetthet, kan den ved store innendørs utslipp samle seg ved bakkenivå og i fordypninger hvor den fortrenger luft/oksygen i kort tid før likevekt med andre gasser oppnås. Dette medfører forbigående kvelningsfare for personell som utsettes for et stort SF₆-utslipp. Ved eksplosjon eller lysbuer blir SF₆ omdannet til gassene SF₄ og SOF₂ som er meget giftige. Gassene har intens lukt og opptrer normalt i små mengder. I tillegg oppstår et tredje spaltningsprodukt, AlF₃, som opptrer som et hvitt pulver. Pulveret er etsende i kombinasjon med fuktighet og må derfor ikke innåndes eller komme i kontakt med hud og øyne. (Statnett, 2012) De som eier SF₆ bør dermed ha en god plan for hvordan man skal reagere ved en slik hendelse.

3.3 Oppsummert

Statistikken viser at utslippene av SF₆ fra GIS er liten, og svært liten i nasjonal sammenheng. Samtidig kan flere slike anlegg øke sannsynligheten for store utslipp av SF₆. På bakgrunn av dette er det vanskelig å konkludere med at NVE bør være mer (eller mindre) restriktive mot bygging av GIS-anlegg. Samtidig bør NVE forsikre seg om at selskap med GIS har gode rutiner for innrapportering av utslipp. Helst bør nettselskapet være medlem av Brukergruppen for SF₆, men dette er noe NVE ikke kan pålegge selskapet.

4 Regulering av SF₆

Norge er omfattet av EU sitt regelverk fra 2006 som regulerer bruken av fluorholdige gasser, blant annet SF₆. EU vedtok i 2015 en ny forordning (EU, 2015) som skjerper kravene til sertifisert personell og håndtering av fluorholdige gasser. Forordningen sier også at EU-kommisjonen i 2020 vil vurdere forbud av SF₆ i mellomspenningsanlegg (inntil 52 kV) hvis det innen den tid finnes gode erstatningsgasser. For å vurdere dette, skal det lages en rapport innen juli 2020 som belyser om det finnes gode alternativer uten fluorholdige gasser.

I første omgang er det altså kun bruk av SF₆ i mellomspenningsanlegg som er utsatt for et eventuelt forbud. EU-kommisjonen vil dermed ikke vurdere å forby bryteranlegg på spenningsnivå over 52 kV i nærmeste fremtid. Samtidig er det ikke umulig at denne holdningen vil revurderes hvis det kommer gode alternativer til SF₆ også på disse spenningsnivåene.

Miljødepartementet og elektrobransjen undertegnet i 2002 en frivillig avtale om å redusere utslippene av SF₆ med 30 prosent frem mot 2010 (Miljødirektoratet, 2004). Utslippene var allerede i 2004 redusert med 60 prosent etter diverse tiltak. Avtalen om utslippskutt gikk ut i 2010, men samarbeidet pågår fortsatt og innebærer blant annet rapportering av utslipp til myndighetene. Noe av motivasjonen for å inngå et slikt samarbeid var å unngå en avgift på SF₆. Bransjen er opptatt av å holde utslippene lave og bidra til opplæring slik at kompetansen opprettholdes. Miljødirektoratet vurderer pr. 2017 å gjøre den frivillige rapportering av SF₆-utslipp til en forskriftsmessig forpliktelse⁸.

4.1.1 Avgift på F-gasser

Andre F-gasser (fluorholdige gasser) er avgiftsbelagt med 383 kr/GWP-tonn (Skatteetaten, 2016). Ved destruksjon av gassen hos godkjent mottak etter bruk, refunderes avgiften til den som leverer inn gassen. SF₆ er ikke omfattet av denne avgiften, blant annet pga. den frivillige ordningen med utslippsrapportering og fokus på reduksjon av GIS-relaterte utslipp.

⁸<http://www.miljodirektoratet.no/no/Horinger/Regelverk/Hoyring-om-skjerpa-krav-til-fluorholdige-klimagassar-20165504/>

5 Alternativer til SF₆ og GIS

I lys av et mulig forbud fra EU forskes det en del på alternativer til SF₆, men så langt har det vist seg vanskelig å finne gode erstatninger for komplette GIS-anlegg og for spenningsnivåer over 72,5 kV. Det er derfor også jobbet mye for å redusere utslipp ved håndtering og produksjon, jf. den tidligere nevnte avtalen mellom Miljødepartementet og elektrobransjen. Nye bryteranlegg inneholder dessuten langt mindre mengder SF₆ sammenlignet med gamle anlegg. Det er også standard at nyere 145 kV GIS-anlegg leveres med en rekke gasskammer. Dette innebærer at en feil med lekkasje ett sted i anlegget fører til at kun SF₆-gassen i det tilhørende kammeret lekker ut, noe som kan føre til betydelig mindre lekkasje⁹. Flere gasskammer fører også til at deler av anlegget kan driftes selv om det har oppstått feil ett sted.

Det er foreløpig to dominerende alternativer til SF₆ som isolasjonsmedium; andre gasser og fast stoff kombinert med vakuum.

5.1 Andre gasser

Blant andre forsker ABB mye på perfluorketoner (PFK) som ser ut til å være et lovende alternativ. PFK har lav GWP og lav toksisitet, men ikke like gode strømbrytningsegenskaper som SF₆. Tester tyder på at strømstyrken må reduseres hvis samme volum med SF₆ skal erstattes med PFK, i tillegg til at den indre konstruksjonen på anleggene må endres. Gassen er ikke like stabil og det er stor usikkerhet rundt driftssikkerhet og vedlikehold på anlegg som er isolert med PFK. ABB har installert et titalls anlegg på mellomspenningsnivå, men foreløpig er det for tidlig å si noe om hvor god driftssikkerheten er. Foreløpig er gassen best egnet i mellomspenningsanlegg, og det er betydelig mer komplisert å benytte PFK for bryteranlegg med spenningsnivå over 52 kV. ABB forsker allikevel på dette og har et 170 kV GIS-anlegg i Sveits med denne gassen (Tehlar, 2015).

Alstom og GE, som også er store produsenter av bryteranlegg, forsker på bruk av «g³», som er en blanding av syntetiske gasser som isoleringsgass (Kieffel & Ponchon, 2015). Denne har litt bedre isolasjonsevne enn PFK, men har en GWP på 500. Status på bruk av denne gassen i GIS-anlegg er at det er en lovende teknologi som fortsatt er på pilotstadiet.

Siemens forsker på bruk av såkalt «ren luft» i GIS opp til 145 kV, og ønsker å levere slike anlegg fra 2019 (Haagensen, 2016).

Statnett utreder nå hvorvidt noen av disse teknologiene kan benyttes i fremtidige GIS-anlegg i sentralnettet.

5.1.1 Bruk i effektbrytere

Det er noe lettere å erstatte SF₆ i effektbrytere enn i komplette GIS-anlegg. For spenningsnivå opp til 38 kV har vakuum tatt over som den ledende teknologien i effektbrytere (Dingle, Vol 238 No 5), men som nevnt tidligere er disse ofte plassert i ringkabelanlegg som er isolert med SF₆.

For spenningsnivå tom. 72,5 kV, har ABB utviklet effektbryter med CO₂ mens Siemens har utviklet effektbrytere med vakuum. Siemens har noen slike effektbrytere i prøvedrift med god erfaring, men har ikke solgt noen av disse da de er nesten dobbelt så dyre som konvensjonelle brytere med SF₆. Siemens har også startet utviklingen av vakuumbrytere for 145 kV med sikte på salg fra 2019 (Haagensen, 2016). ABB sine CO₂-brytere er mer konkurransedyktige på pris og så langt har i overkant av 20 slike brytere vært i ordinær drift i Norge, Sverige og Sør- Afrika siden 2010 med gode erfaringer (Bergström, 2016).

⁹ Nettopp dette var tilfellet da en muffe på Hafslunds nye GIS-anlegg på Smestad fikk overslag ved spenningssetting. 35 kg med SF₆ slapp ut, men uten gasskammer ville lekkasjen vært på flere hundre kg.

5.2 Fast stoff

Frem til 90-tallet var det vanlig å bruke epoxy som isolasjon på mellomspenningsanlegg. Vedlikeholdsproblemer pga. fukt og støv gjorde at man gikk bort i fra dette. I det siste har forsøkene med bruk av epoxy som isolasjon økt og frontes som et miljøvennlig alternativ til SF₆ (Eaton, 2009). Forsøk med bruk av fast stoff for høyere spenninger viser lovende resultater, men må fortsatt regnes for å være på forskningsstadiet (Kieffel & Pohlink, 2014).

5.3 Innendørs AIS

Et ønske om å bygge et innendørs anlegg for å redusere feilsannsynligheten er ofte en begrunnelse for å bygge GIS. Det er verdt å nevne at AIS også kan bygges innendørs, og spesielt koblingsanlegg tom. 145 kV kan egne seg godt til dette. Volumet på stasjonsbygget må naturlig nok bli noe større enn ved GIS, men ved å bruke effektbryter av typen DCB kan plassbehovet reduseres. DCB står for «Disconnecting circuit breaker» og er en effektbryter som også oppfyller kravene til en skillebryter. Ved å bruke en slik bryter reduseres arealbehovet til hele koblingsanlegget med om lag det halve (Larsson, 2011).

6 Feilstatistikk

I dette kapittelet presenteres norsk og internasjonal feilstatistikk for GIS og AIS. Ulik definisjon av hva som inngår i de ulike feilstatistikkene gjør at det ikke er mulig å sammenligne tallene direkte.

6.1 Norsk feilstatistikk for effektbrytere

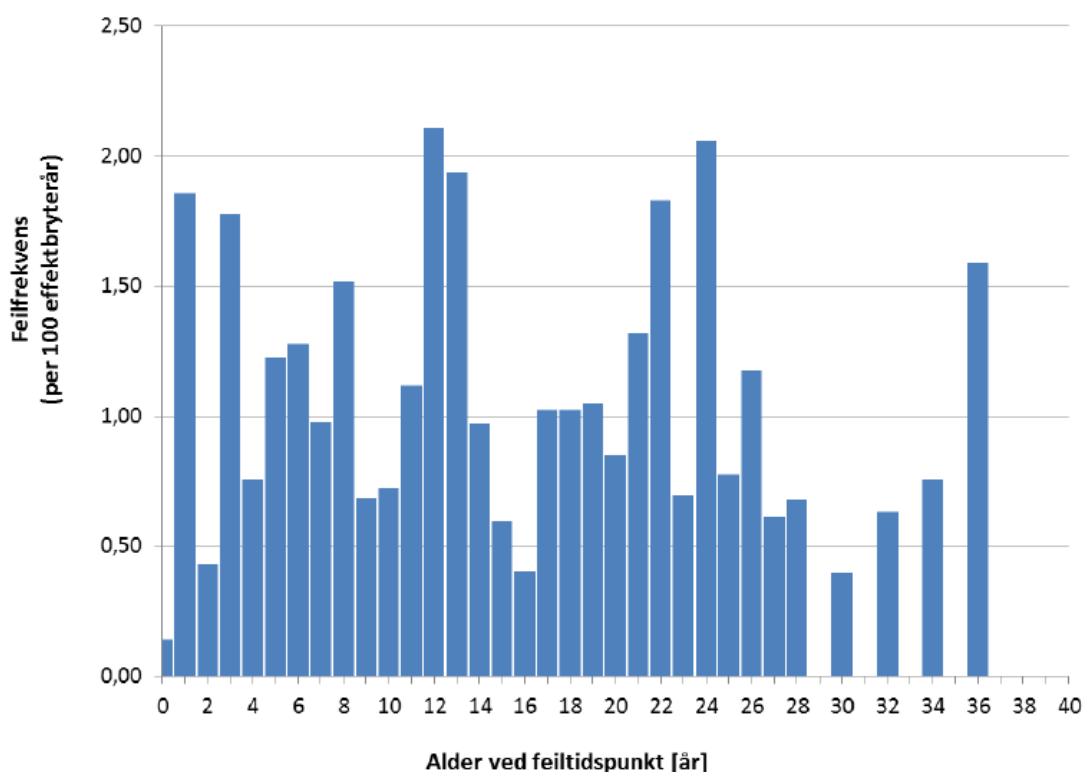
6.1.1 GIS-anlegg

Brukergruppen for SF₆-anlegg har 125 anlegg med 792 effektbrytere i sitt register. De registrerer også feil for anlegg og beregner feilstatistikk på bakgrunn av dette. I perioden 1973-2015 har det vært 192 mer eller mindre alvorlige feil som har blitt rapportert til brukergruppen. Total feilfrekvens for alle spenningsnivå er 1,02 feil pr. 100 effektbryterår (pr. høsten 2015). For de høyeste spenningsnivåene er den høyere (se Tabell 1), hovedsakelig pga. høy feilfrekvens på eldre 300 kV-anlegg. Tallene inkluderer også uregelmessigheter som kunne ført til avbrudd hvis det ikke hadde blitt utbedret.

Spenningsnivå	Ca. antall feil pr. 100 effektbryterår
420 kV	1,2
300 kV	2,3
132 kV	0,45
Totalt	1,02

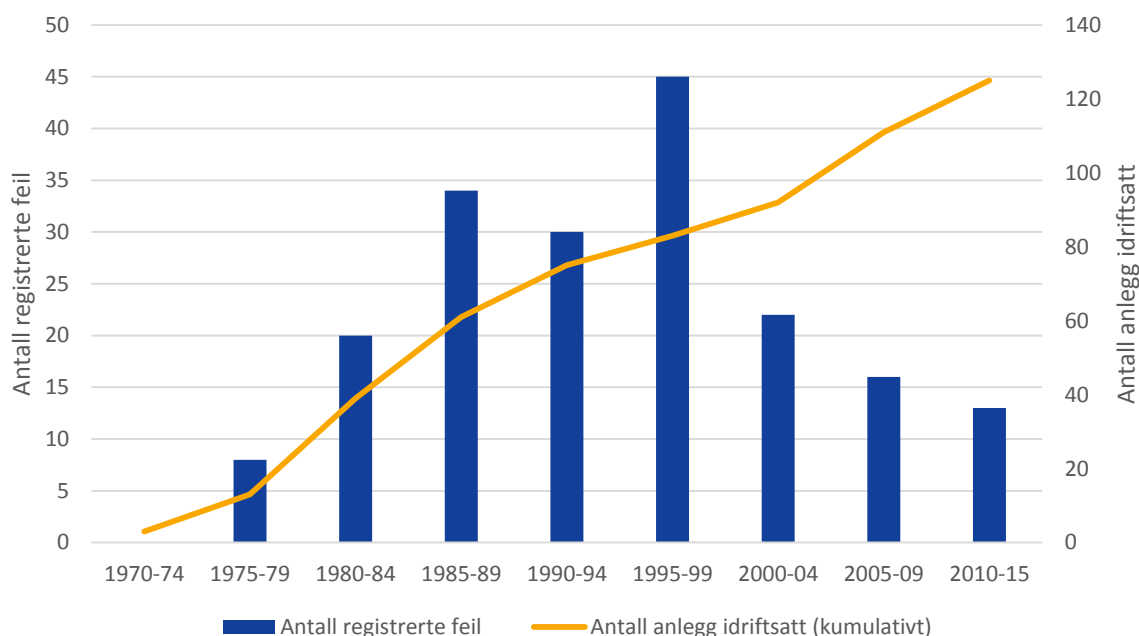
Tabell 1 Feilfrekvens SF₆-anlegg i Norge. Både varige og forbigående feil fra 1973-2015. Kilde: (Istad, 2015)

Figur 6 viser at feilfrekvensen til anleggene har lav sammenheng med alderen. Unntaket her er et mindre antall eldre GIS-anlegg på 300 kV.



Figur 6 Oversikt over feilfrekvensen og alderen til GIS-anlegg. Kilde: (Istad, 2015)

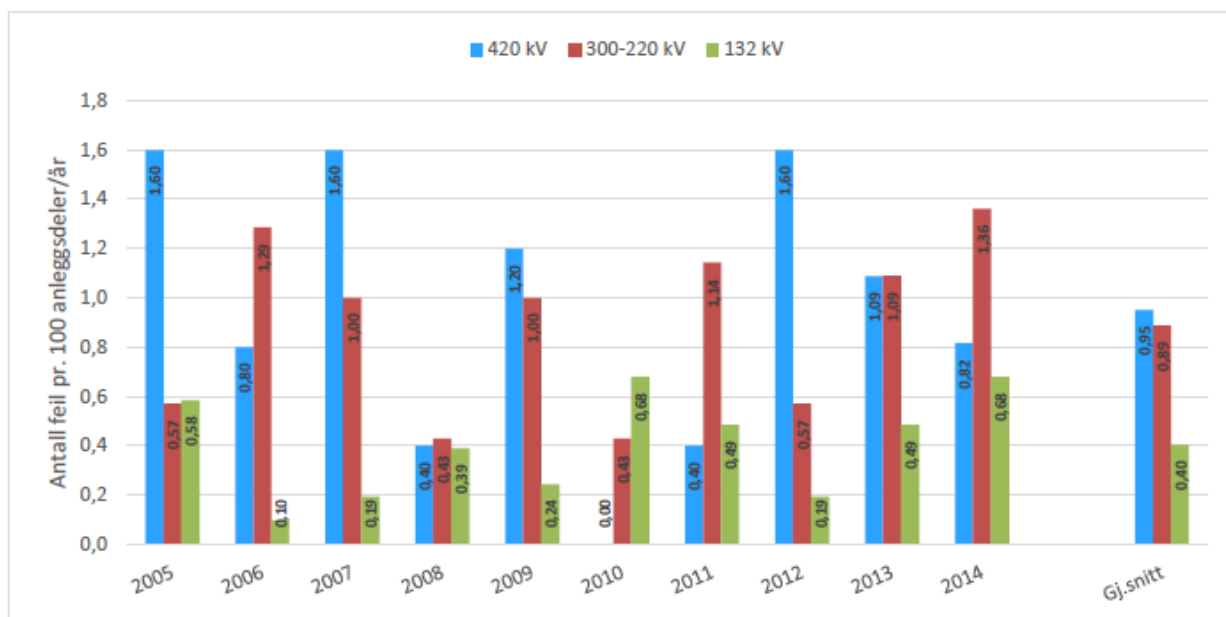
Antall registrerte feil pr. år økte fram til slutten av 90-tallet, men siden år 2000 har tallet gått ned, til tross for at anleggsmassen har økt, se Figur 7. Dette bekrefter at nyere anlegg har færre feil enn anlegg installert på 70- og 80-tallet.



Figur 7 Rapporteringstidspunkt for feil ved norske GIS-anlegg. Kilde: Brukergruppen for SF₆

6.1.2 Luftisolerte anlegg

Statnetts feilstatistikk 2014 for 33-420 kV presenterer en oversikt over effektbryterfeil siden 2005, både forbigående og varige. Se Figur 8. Statistikken omfatter alle effektbrytere, både de som står i luftisolerte anlegg og i SF₆-isolerte anlegg. Siden andelen GIS er lav kan vi se på feilstatistikken som gjeldende for AIS. Gjennomsnittlig feilfrekvens for perioden 2005 til 2014 er 0.95, 0.89 og 0.40 feil pr. 100 effektbryterår for hhv. 420, 300 og 132 kV jmf. gjennomsnittstallene i Figur 8.



Figur 8 Statnetts feilstatistikk over effektbrytere i perioden 2005-2014. Omfatter både AIS og GIS. Kilde: (Statnett, 2014)

6.2 CIGRE-statistikk for SF6-anlegg

CIGRE undersøkte påliteligheten til elektriske anlegg i perioden 2004 til 2007, hvor 23 land deltok i undersøkelsen. Undersøkelsen bruker begrepet “circuit breaker bays”:

One CB-bay is a 3-phase GIS assembly consisting of one circuit breaker, its associated isolating switches, instrument transformers, interconnecting bus up to and including the line disconnecting switch (if applicable), and section of main bus (if applicable).

Feilstatistikken de presenterer inkluderer altså blant annet skillebryter, jordingsbryter, samleskinne, strøm- og spenningstransformatorer i tillegg til selve effektbryteren. Tabell 2 viser feilfrekvensen fordelt på spenningsnivå.

Spenningsnivå	Feilfrekvens
60≤U<100 kV	0,31
100≤U<200 kV	0,24
200≤U<300 kV	0,33
300≤U<500 kV	0,88
500≤U<700 kV	0,50
≥700 kV	1,18
Snitt	0,37

Tabell 2 Feilfrekvens feil for GIS-«circuit breaker bays». Antall pr. 100 effektbryteranlegg-år. Kilde: (CIGRE, 2012)

I spenningskategorien 100-200 kV er det samlet tall fra 26 402 anlegg, og ca. 90 % av anleggene var 20 år eller yngre. 10 331 anlegg med spenningsnivå 300-500 kV utgjorde datagrunnlaget i undersøkelsen, og blant disse var ca. 70 % 20 år eller yngre (CIGRE, 2012).

6.2.1 Betydningen av ulike innkapsling

CIGRE-undersøkelsen viser også feilfrekvensen for effektbrytere ved ulike typer kapsling. Kapslingene som er undersøkt er «dead tank», «live tank» og «GIS-total». En «live tank»-bryter har et spenningspotensial over jordnivå og kan ikke berøres, mens en «dead tank»-kapsling er berøringssikker. Luftisolerte anlegg i Norge er typisk «live tank», mens i f.eks USA er det mest utbredt med «dead tank», se for øvrig Figur 9 for illustrasjon. Det er litt usikkert hva som ligger bak betegnelsen «GIS totalt», men sannsynligvis er det effektbrytere inne i et GIS-anlegg det vises til.



Figur 9 «Live tank» til venstre, «dead tank» til høyre.

Tabell 3 er hentet fra CIGRE-undersøkelsen og viser feilfrekvensen for effektbrytere i ulike typer kapsling.

Type kapsling	Antall feil pr. 100 effektbryterår
«Live tank»	0,48
«Dead tank»	0,14
GIS-total	0,14
Totalt	0,30

Tabell 3 Feilfrekvens for ulike bryteranlegg. «GIS-total» tolkes som effektbryter i et GIS-anlegg. Kilde: (CIGRE, 2012)

«Dead tank», der brytermediet som slukker lysbuen også isolerer mot jord, har en lavere feilfrekvens enn «live tank». Tallene gjelder alle spenningsnivåer og feilfrekvensen øker generelt med spenningsnivået. At beskyttelsen mot jord er avgjørende for feilfrekvensen kommer tydelig frem av tabellen, og type bryter har antagelig mindre betydning for feilfrekvensen.

6.3 Sammenligning av statistikkene

CIGRE presenterer en lavere feilsannsynlighet for GIS-anlegg enn det den norske SF₆-brukergruppen gjør. I Norge er det ca. 2,3 feil pr. 100 anleggsår for 300 kV, mens den ifølge CIGRE er 0,88 for omtrent samme spenningsnivå. At den norske feilfrekvensen er såpass høy, kan skyldes noen få gamle anlegg med mange feil. Brukergruppen registrerer dessuten alle feil (også kortvarige/forbigående), ikke bare «major failures» som CIGRE. Den internasjonale undersøkelsen har et vesentlig større datagrunnlag enn den norske, samtidig er den norske undersøkelsen mer relevant for norske forhold.

For både 132 og 420 kV viser den internasjonale statistikken at SF₆-anlegg har noe lavere feilfrekvens enn luftisolerte anlegg. Den norske statistikken viser derimot at GIS-anlegg har høyere feilrate enn AIS på alle spenningsnivå. Det blir riktignok feil å sammenligne disse tallene direkte da et GIS-anlegg inneholder flere komponenter enn effektbrytere. En undersøkelse viser f.eks. at på spenningsnivået 100-200 kV står selve effektbryteren for bare 25 % av feilene (CIGRE, 2012). Brukergruppen registrerer også uregelmessigheter som kunne ført til avbrudd som en feil, og har derfor en videre feildefinisjon enn både Statnett og CIGRE.

I et bryteranlegg er det flere komponenter rundt effektbryteren som kan få feil og forårsake avbrudd. Feilstatistikken for anlegget rundt bryteren er interessant når luftisolerte anlegg skal sammenlignes med GIS-anlegg. Én statistikk over feil i alle komponenter i anlegget finnes ikke. Om et kapslet SF₆-anlegg beskytter effektbryteren mot feil, hjelper det ikke hvis andre komponenter som inngår i kapslingen feiler.

Moderne GIS-anlegg har endret seg mye fra tidligere generasjoner, og feilfrekvensen vil sannsynligvis være lavere for anlegg som bygges i dag. Med den statistikken som foreligger nå er det vanskelig å bruke feilstatistikk som argument for å bygge AIS eller GIS. Statistikkene kan ikke sammenlignes direkte, ettersom de inkluderer ulike komponenter og er plassert i ulike land med ulike regelverk og krav. Det er usikkerhet rundt feilfrekvensen for SF₆-anlegg på de høyeste spenningsnivåene, og det betyr at de som velger å investere i slike anlegg må leve med en (u)viss risiko.

6.4 Reparasjonstid

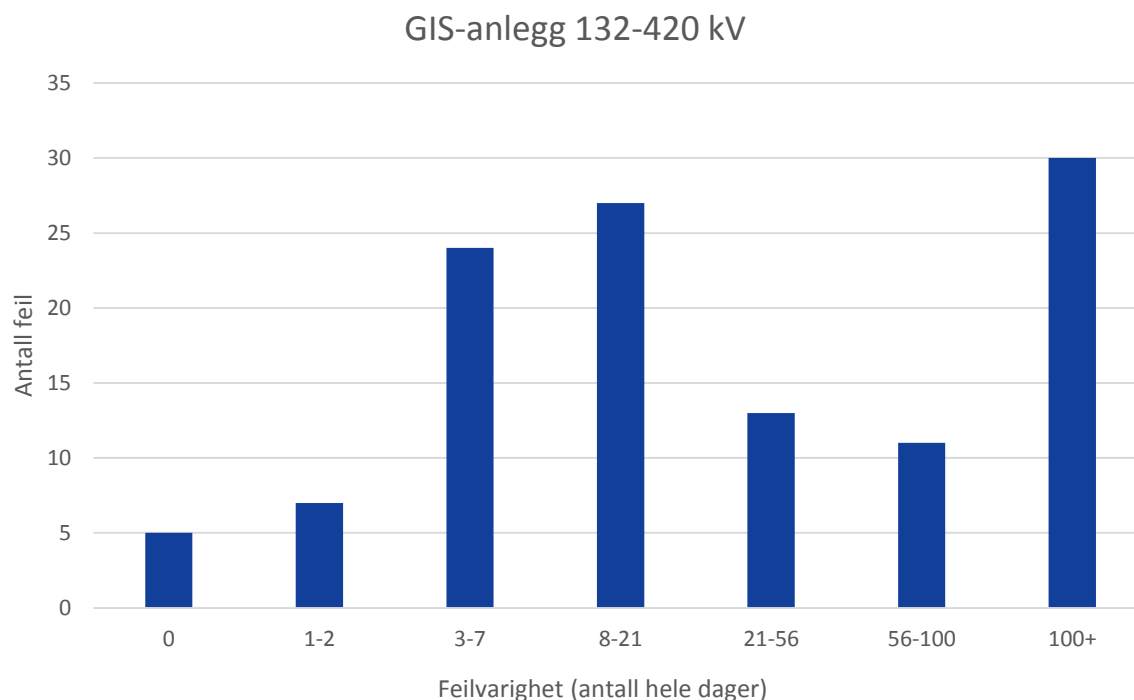
Reparasjonstiden ved feil i SF₆-anlegg finnes det lite statistikk over, men Brukergruppen for SF₆-anlegg har et eget system for å kartlegge feil og reparasjonstider¹⁰. Basert på 192 feil innrapportert fram til januar 2014 har SF₆-brukergruppen registrert at:

- 14 feil førte til at hele SF₆-anlegget var ute av drift i over en uke.
- I 43 av tilfellene tok reparasjon av komponent med feil over en uke.
- Blant de 43 tilfellene var det 6 tilfeller hvor det tok 6 måneder eller mer før reparasjonen var gjennomført.
- Startdato og dato for fullført reparasjon er registrert for 113 av 192 feilregistreringer, og for disse er det gjennomsnittlig 142 dager fra feilen startet til den var reparert. Uten de tre mest langvarige registreringene blir gjennomsnittet 89 dager. Medianen er 20 dager.
- 86 av de registrerte feilene førte ikke til avbrudd, 106 førte til avbrudd.
- Ventetid på deler er registrert for 48 av 192 registrerte feil, og gjennomsnittlig ventetid for disse feilene er 51 dager.

Basert på feilstatistikken har NVE utarbeidet Figur 10 som viser en fordeling av feilvarighet. Mangelfull innrapportering gjør at det kun har vært mulig å vise feilvarigheten for 117 av 192

¹⁰ <http://www.sintef.no/projectweb/sf6/feilregistrering/>

registreringer. Det er verdt å påpeke at ikke alle feil fører til avbrudd, noe som kan ha betydning for feilvarigheten, men dette gjelder også for feilvarighet for luftisolerte anlegg.



Figur 10 Feilvarighet for feil registrert av SF₆-brukergruppen, basert på 117 registreringer. (0 betyr kortere enn én dag)

Statistikken viser at over 50 % av registrerte feil på GIS-anlegg varer lenger enn to uker. Til sammenligning viser Statnett sin årsstatistikk fra 2005 at 50 % av alle feil på 132-420 kV effektbrytere var reparert innen 7-18 timer avhengig av spenningsnivå. Grunnen til dette kan være at kompetansen til norske nettselskaper og montører er mye lavere på GIS-anlegg sammenlignet med luftisolerte anlegg. Det er vanlig med serviceavtaler med leverandør, og det dreier seg i større grad om spesialkomponenter til anleggene. Statistikken bak feilvarighetene viser at det kan ta tid å skaffe kompetent personell og de rette komponentene for å utføre en reparasjon. Det at bryterne er innkapslet gjør det også vanskelig med provisoriske forbikoblinger i en feilsituasjon, med mindre det er tatt høyde for dette i utformingen av anlegget. En lang reparasjonstid vil være mer akseptabel i et nett der man etter omkobling fortsatt kan forsyne all last.

Beredskapsforskriftens klassifiseringssystem plasserer 132 kV-anlegg i klasse 2. Her er det i utgangspunktet krav til doble samleskinner og skillekniver, samt enkel effektbryter. Dette gjelder også SF₆-anlegg og innebærer at anleggene skal være seksjonert slik at feilretting kan foregå uten at hele koblingsanlegget må tømmes for gass. Koblingsanlegg i klasse 2 skal «som hovedregel» ha dublering av de viktigste komponenter som samleskinne og skillebryter, og kapslede anlegg skal alltid ha denne dubleringen. Dette gjelder også for koblingsanlegg i klasse 3, som i tillegg skal ha dublert effektbryter.

At gjennomsnittlig ventetid for levering av nye deler er så langt som 51 dager kan tyde på at nettselskapene ikke følger beredskapsforskriftens krav om reservedeler. Krav til reparasjonsberedskap ifølge beredskapsforskriften §4.4 krever at reservedeler med lang leveringstid skal være på lager eller det skal være inngått avtale med noen som har det på lager. Da leverandører av GIS-anlegg som regel bare vil garantere for reservedeler i noen få år, innebærer dette at nettselskapet (anleggseier) i mange tilfeller må kjøpe inn et bryterfelt i reserve. Det er også en mulighet å dele reservedeler med andre nettselskap. Om dette kravet overholdes, vil ikke lange leveringstider være et problem.

Det er også viktig å huske på at ulike fabrikat og ulike generasjoner av samme fabrikat kan ikke uten videre utvides, og de vil ikke ha samme reservedeler. Det er derfor av stor betydning ved nyanlegg at komplett reservefelt kjøpes inn sammen med anlegget. Etter flere års drift er det en risiko for at reservefelt må spesiallages med svært lang leveringstid.

6.5 Konklusjon forsyningssikkerhet

Den foreliggende statistikken over feil på effektbrytere gir ikke et entydig svar på om luftisolerte eller gassisolerte anlegg er best med tanke på forsyningssikkerhet. Det er imidlertid mulig å konkludere med at det ikke vil kunne forventes spesielt store forskjeller i feilfrekvens for effektbrytere med den ene eller andre teknologien.

Den største bekymringen med tanke på forsyningssikkerhet er forventningen om lenger reparasjonstid for feil på SF₆-isolerte anlegg. Selv om feilfrekvensen skulle være noe lavere for SF₆-isolerte anlegg enn for luftisolerte anlegg, vil feilbefengte komponenter det tar lang tid å reparere utgjøre en større risiko for at det oppstår ytterligere en feil i en annen komponent. Dette er spesielt relevant i anlegg som på grunn av høye krav til leveringspålidelighet er bygget med redundans. Følgelig bør det foretas risikoreduserende tiltak og utvises forsiktighet ved å etablere kapslede koblingsanlegg for særlig viktige stasjoner. Likefult kan det også være gode grunner for å etablere koblingsanlegg innendørs. Dette kan skyldes risiko for eksterne påkjenninger, slik som snøfokk, forurensning, ising eller flygende gjenstander. Et luftisolert koblingsanlegg kan også etableres innendørs, men størrelsen på den nødvendige bygningen kan begrense dette som tiltak.

Vi vet imidlertid at omgivelser¹¹ er den enkelt største årsaken til strømbrydd og at innbygging av koblingsanlegg effektivt reduserer denne risikoen. Det vi derimot ikke vet fullt ut basert på det foreliggende tallgrunnlaget, er i hvilken grad feilhendelser i koblingsanlegget som helhet er reflektert i feil- og avbruddsstatistikken. Konklusjonene i dette notat er bygget på sammenligning av bryterfelt, da det ikke eksisterer statistikk for hele koblingsanlegg samlet. Dette er vurdert som det best tilgjengelige sammenligningsgrunnlaget, men utgjør likevel en tenkbar feilkilde.

Konklusjonen er at NVE for GIS-anlegg bør sikre at Beredskapsforskriftens bestemmelser vedrørende klasse 2 og 3 følges, spesielt mtp. kravet om tilgang til reservedeler. For de aller høyeste spenningsnivåene er luftisolerte koblingsanlegg å foretrekke basert på en ren vurdering av leveringspålidelighet, spesielt for svært viktige koblingsanlegg. Det er likevel ikke grunnlag for å avslå kapslede anlegg da disse kan ha fordeler når det kommer til påkjenninger fra omgivelsene. Fordelen ved at anlegget enklere kan bygges inn, skal veies opp mot den økte ulempen ved risiko for flere samtidige feil som følger av de forventet lengere feilrettingstidene.

¹¹ I FASIT-systemet kan driftsforstyrrelser registreres med ulike kategorier for utløsende årsak, disse er: *omgivelser, mennesker, driftspåkjenninger, teknisk utstyr, konstruksjon/montasje, tidligere feil og årsak ikke klarlagt*. Hver av kategoriene har ulike underkategorier, og *omgivelser* har følgende mulig underkategorier: *tordenvær, vind, snø/is, frost/tele, vann/nedbør/fukt, salt/forurensning, fremmedlegemer, fugl/dyr, vegetasjon, setninger, ras, brann/eksplosjon, annet og ukjent*.

7 Oppsummering

Nedenfor er en rekke forhold mellom GIS- og AIS-anlegg listet opp som en oppsummering av notatet. Tabellen samsvarer i stor grad med funnene i CIGRE-rapporten «Evaluation of Different Switchgear Technologies» (CIGRE, 2009).

Vurderings-kriterium	GIS	AIS
Arealbruk og lokalisering	+ Arealbesparende som er spesielt gunstig i by- og tettbebygd strøk.	- Arealkrevende. Større minimums isolasjonsavstander mellom faser og fase-jord.
Kostnader	+ For anlegg tom. 145 kV kan investeringskostnadene være lavere for GIS. Kostnaden til apparatanlegget kan være lavere, samt kostnader til kontrollanlegg, internkabling og areal. - Dyre (men mindre hyppige) revisjoner	+ For de høyeste spenningsnivåene (300-420 kV) er AIS etter alt å dømme billigere enn GIS. + Standardkomponenter som er billigere å bytte - Krever mer vedlikehold i forhold til GIS
Forsynings-sikkerhet	+ Trolig noe lavere feilrate. - Potensielt lang reparasjonstid dersom en feil oppstår. Vanskelig å gjennomføre provisoriske reparasjoner slik at anlegget blir liggende ute i lengre tid ved feil og en må lage arrangementer for å forbikoble feilstedet/stasjonen. Lengre avbruddstid og feilrettingstid. - Lang leveringstid på utsatte komponenter. Mangel på standardkomponenter.	+ Enkel tilgang til feilutsatte komponenter, kort reparasjonstid sammenlignet med GIS. Mindre avhengighet av særskilte leverandører.
Klima-miljøpåvirkning og	+ Støy til omgivelsene minimeres, ingen koronautladninger. + Anlegget er beskyttet mot klimapåkjenninger. Eliminerer risiko for korrosjon og saltutslag/belegg. Saltbelegg på isolatorer øker sannsynligheten for overslag/kortslutning. + Elektriske felter i umiddelbar nærhet til anlegget elimineres siden gasskamrene er jordet. Magnetisk feltstyrke reduseres fordi faseavstanden reduseres.	+ Betraktelig lavere risiko for store klimagassutslipp. Det er noe SF₆-gass i AIS-effektbrytere, men av et vesentlig mindre volum enn for GIS-anlegg. - Koronautladninger gir en konstant summende støy til omgivelsene. - Utsatt for ekstremvær, saltutslag/belegg ved nærhet til sjøvann og utsatt for korrosjon som forkorter levetiden på utsatte komponenter.

		- SF₆ er en svært potent klimagass. Potensielt store konsekvenser ved relativt små utslipp.	
Drift-vedlikehold	og	+ Krever mindre vedlikehold enn AIS-anlegg. - Høye revisjonskostnader etter ca. 20 år. - Komplisert revisjon, avhengig av spesialkompetanse fra leverandør.	+ Enkel tilgang til feilutsatte komponenter, kort reparasjonstid sammenlignet med GIS. Mindre avhengighet av særskilte leverandører og spesialkompetanse.
Fleksibilitet		- Begrenset fleksibilitet. Fremtidige behov/utvidelser må i større grad vurderes i designfasen. Begrenset frihetsgrad ved utvidelse av anlegget etter 10-20 år pga. teknisk utvikling med nye modeller. For eldre anlegg er det risiko for at leverandøren ikke lenger produserer anlegget eller det har skjedd endringer på leverandørsiden (nedleggelse, fusjonering etc.)	+ Større grad av fleksibilitet ved behov for utvidelser av anlegget.
Visuelle virkninger		+ Kompakte anlegg som ofte installeres innendørs. Gir markant mindre visuelle virkninger.	- Gir relativt store inngjerdete anlegg med industrielt preg som dominerer i landskapsbildet.
Sanering		- Komplisert og kostbar sanering og demontering av anlegg.	+ Relativt enkelt å sanere og resirkulere deler av materialene.
Bygging montasje	og	- Svært viktig med renslighet ved montasje. Urenheter påvirker levetiden og påliteligheten til anlegget. - Viktig at montasjepersonell er skolert i montering av det særskilte anlegget. Behov for teknisk assistanse fra leverandør.	+ Ikke samme krav til spesialkompetanse for montasjepersonell. Standardisert utstyr og arbeidsprosedyrer.
Planlegging/prosjektering		+ Det relativt mindre fotavtrykket til et GIS-anlegg kan øke allmennhetens aksept for anlegget og dermed forenkle konsesjonsprosessen. + Bestiller forholder seg som regel kun til én leverandør. + Enklere å implementere kompakte og integrerte kontrollanlegg. Dette reduserer internkablingen i stasjonen og dermed kostnadene.	+ Større grad av standardisering og hylleware som reduserer risiko for feil i prosjektering av anlegget. + Mindre kompliserte systemer for overvåkning og kontroll av anlegget. - Det kan være flere ulike leverandører av komponenter til ett og samme AIS-anlegg. Viktig med god prosjektkoordinering. - Anleggets relativt store fotavtrykk kan medføre mindre aksept i allmennheten.

	- Skreddersydde design stiller høyere krav til kompetanse og kommunikasjon hos både leverandør og bestiller. - Flere og mer kompliserte kontrollfunksjoner. Krav til blant annet gassovervåkningssystemer og feillokaliseringssystemer. - En kompakt installasjon stiller høyere krav til nøyaktighet i planleggingen og koordinering av prosjektaktiviteter. Mindre rom til å gjøre endringer underveis i prosjektet.	Risiko for klagebehandling og tilleggsutredninger i konsesjonsprosessen. - Som regel behov for eget bygg for kontrollanlegg. Behov for omfattende og kostbar internkabling over lengre avstander.
Personssikkerhet/HMS	+ Berøringssikkert. Økt personssikkerhet ved normal drift. - Potensiell HMS-risiko. Ved eksplosjoner og høye temperaturer omdannes SF₆ til giftige gasser og stoffer. Ved store innendørs utslipp fortrenger SF₆ kortvarig luft/oksygen, potensiell kvelningsrisiko ved store utslipp.	+ Betraktelig mindre SF₆-gass i komponentene reduserer risiko for at personell eksponeres for giftige spaltningsprodukter. Anlegg i friluft reduserer kvelningsrisiko ved lekkasje. - Bryterfelt og samleskinner er ikke berøringssikre når spenningssatt.
Fysisk sikkerhet mot vandalisme, terror og tyveri	+ Vanskeligere tilgang for uautorisert personell når anlegget står innendørs.	- Utendørs AIS-anlegg skal sikres med gjerder og lignende. Enklere tilgang for uautorisert personell. Tyveri av kobberledninger fra jordingssystemer er et utbredt problem.

8 Referanser

- Asphjell, T. (2016, Mars 7). Utslipp av SF6. *Presentasjon for NVE*. Miljødirektoratet.
- Bergström, S. (2016, Mai 2). Senior Area Sales Manager (ABB). (Epostkorrespondanse, Intervjuer)
- Blanchet, G. (2017, Februar 10). Epostkorrespondanse.
- CIGRE. (2009). *390 - Evaluation of Different Switchgear Technologies*.
- CIGRE. (2009, August). Evaluation of Different Switchgear Technologies (390).
- CIGRE. (2009, June). GIS state of the art. 381.
- CIGRE. (2012). *509 Final report of the 2004-07 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment, Part 1 - Summary*.
- CIGRE. (2012). *513 Final Report of the 2004 – 2007, International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment, Part 5 - Gas Insulated Switchgear (GIS)*.
- Dingle, P. (Vol 238 No 5). SF6 versus vacuum, the serious contenders. *Electrical review*.
- Eaton. (2009, November). *A sustainable alternative for SF6 gas-filled switchgear*. Hentet fra http://www.eaton.de/ecm/idcplg?IdcService=GET_FILE&allowInterrupt=1&RevisionSelectionMethod=LatestReleased&noSaveAs=0&Rendition=Primary&dDocName=PCT_501042
- Endre, T. (2005, Desember 6). Presentasjon: SF6-teknologi i dagens og fremtidens transmisjons-og distribusjonssystemer. Trondheim.
- EU. (2015). *New F-gas Regulation from 2015*. Hentet fra http://ec.europa.eu/clima/policies/f-gas/legislation/index_en.htm
- Haagensen, E. F. (2016, April). Siemens. (Epostkorrespondanse, Intervjuer)
- IPCC. (2007). *2007 IPCC Fourth Assessment Report*. Hentet fra <http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/wg1/ar4-wg1-chapter2.pdf>
- Istad, M. (2015, 11 3). Presentasjon av feilstatistikk under SF6- brukermøte. Reykjavik.
- Kieffel, Y., & Pohlink, K. (2014). ECO-FRIENDLY SOLID INSULATION FOR HIGH VOLTAGE GIS. *Cigre*.
- Kieffel, Y., & Ponchon, P. (2015, June 15-18). ALTERNATIVE GAS TO SF6 FOR USE IN HIGH VOLTAGE SWITCHGEARS. *23rd International Conference on Electricity Distribution*. Lyon.
- Kjønås, J. (2016, April). Hafslund Nett.
- Larsson, R. (2011, Mars). *Disconnecting Circuit Breaker- Safer and highly reliable substation solutions (ABB)*. Hentet fra [http://www02.abb.com/global/zaabb/zaabb011.nsf/bf177942f19f4a98c1257148003b7a0a/c790b68bf6b1e82ac1257b720040106a/\\$file/disconnecting+circuit+breakers.pdf](http://www02.abb.com/global/zaabb/zaabb011.nsf/bf177942f19f4a98c1257148003b7a0a/c790b68bf6b1e82ac1257b720040106a/$file/disconnecting+circuit+breakers.pdf)

- Miljødirektoratet. (2004, 07 13). *Lavere SF6-utslipp i elektrobransjen*. Hentet fra http://www.miljodirektoratet.no/no/Nyheter/Nyheter/Old-klif/2004/Juli/Lavere_SF6_utslipp_i_elektrobransjen/
- Skatteetaten. (2016, April 21). *Avgift på HFK og PFK*. Hentet fra <http://www.skatteetaten.no/no/Bedrift-og-organisasjon/avgifter/miljo/hfk-og-pfk/>
- Statnett. (2012). *Instruks for arbeid med SF6-anlegg og SF6-effektbrytere og opphold i SF6 innendørsanlegg*.
- Statnett. (2014). *Årsstatistikk 2014, Driftsforstyrrelser og feil i 33-420 kV-nettet*. Hentet fra <http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Kraftsystemet/Systemansvar/Feilstatistikk/>
- Statnett. (2015, Februar 2). SF6-presentasjon for NVE.
- Tehlar, D. (2015, November 3). Presentasjon: HV GIS technology with eco-efficient insulation gas.



Norges
vassdrags- og
energidirektorat

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo

Telefon: 09575
Internett: www.nve.no