

Even Rise Gregersen
Slvert Årestrup Roestad
Synne Steinset

En fleksibel standardløsning for utforming av 132/22kV transformatorstasjoner i regionalnettet

A flexible standard solution for design of 132/22kV substations in the distribution grid

Bacheloroppgave i Elkraftteknikk

Veileder: Ola Furuhaug

Mai 2021



Even Rise Gregersen
Slvert Årestrup Roestad
Synne Steinset

En fleksibel standardløsning for utforming av 132/22kV transformatorstasjoner i regionalnettet

Bacheloroppgave i Elkraftteknikk
Veileder: Ola Furuhaug
Mai 2021

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Fakultet for informasjonsteknologi og elektroteknikk
Institutt for elkraftteknikk

Bacheloroppgave

Oppgavens tittel: En fleksibel standardløsning for utforming av 132/22kV transformatorstasjoner i regionalnettet. Project title: A flexible standard solution for design of 132/22kV substations in the distribution grid.	Gitt dato: 18.01.21
	Innleavingsdato: 20.05.21
	Gradering <input checked="" type="checkbox"/> åpent <input type="checkbox"/> lukket <input type="checkbox"/> åpent fra _____
	Antall sider/bilag 61 + 50
Gruppedeltakere: Even Rise Gregersen Sivert Årestrup Roestad Synne Steinset	Veileder internt: Ola Furuhaug ola.furuhaug@ntnu.no 73412713
Studieretning: Elkraftteknikk	Prosjektnummer: E2132
Oppdragsgiver: Siemens Energy AS	Kontaktperson hos oppdragsgiver: Ivan Andre Lyng 92867895 Jens Petter Hanssen 93047817

Sammendrag

Transformatorstasjoner med tilsynelatende samme behov bygges i dag på vidt forskjellige måter. Siemens Energy ønsker derfor å effektivisere prosjekteringen og byggingen av nye stasjoner ved å utvikle en fleksibel standardløsning for transformatorstasjoner.

Denne rapporten skal gi Siemens Energy grunnlag for å videreutvikle en standardstasjon som er mulig å anvende i de aller fleste ordinære situasjoner. Vi har tatt hensyn til volum, design, økonomi, nyeste teknologi, lover og forskrifter for å lage en fremtidsrettet og fleksibel standardløsning.

For å få oversikt over hva norske nettselskaper tenker om en standardløsning og hvilket behov de har for en slik type stasjon ble det utført en spørreundersøkelse. Relevant faglitteratur sammen med erfaring og kompetanse fra oppdragsgiver, MT-Byggteknikk og Arcon Prosjekt har også vært viktig for å svare på problemstillingen.

I rapporten har vi fokusert på å designe en stasjon som skal kunne dekke alle behov en enkel transformatorstasjon stiller. Det vil si sørge for at stasjonen er mulig å tilpasses eventuelle stasjonsspesifikke behov og dimensjonert rommene etter komponenter vi ser for oss vil bli brukt i denne typen stasjon. Vi har tatt i betraktning både den byggetekniske og elkrafttekniske delen av transformatorstasjoner, men har fokusert mest på det elkrafttekniske og fått ekstern bistand til det byggetekniske.

I resultat presenterer vi en plantegning på en standardløsning for både 1 og 2 transformatorhaller med ytelse på 40 MVA per transformator. Med hjelp av MT-byggteknikk AS og Arcon prosjekt AS har et forslag til fasade av bygget blitt laget. Eksempler på hvordan løsningen kan tilpasses ulike omgivelser er også beskrevet. Det er laget eksempler på enlinjeskjema for koblingsanleggene på 22- og 132 kV sidene og hjelpeanlegget.

Vi drøfter så styrker og svakheter bak de valgene vi har tatt, og hvordan vi har oppfylt målene til prosjektet. Dette leder til en oppsummerende konklusjon av oppgaven som viser at økt standardisering av transformatorstasjoner vil hjelpe oppdragsgiver med å spare tid på planleggings- og byggefasen av hver stasjon siden de da har en mal de kan ta utgangspunkt i. Dette gjør det også mer attraktivt for potensielle kunder som vil spare tid ved å velge en standardisert løsning.

Abstract

Today substations with seemingly the same needs are built in widely different ways. Therefor Siemens Energy would like to make the engineering process of building new substations more efficient with a flexible standard solution.

This report shall give Siemens Energy the foundation to develop a standard solution that can be used under most ordinary circumstances. We have taken volume, design, economics, the newest technology, laws and regulations into account to make a future-proof and flexible standard solution.

In order to get an overview over what Norwegian network operators thinks of and need in a standard station there was conducted a survey. Relevant literature together with the experience and competence of Siemens Energy, MT-Byggteknikk and Arcon Prosjekt were also important to answer the issue.

In the report we focused on designing a station that will cover all the needs a substation has. This means that the station is adaptable to eventual station specific needs and the rooms are dimensioned after components we envision can be used in this type of station. We have considered both the construction technical and power electrical parts of a substation, however we have mostly focused on the power electrical side and gotten external assistance for the construction technical bit.

In the results we present a floor plan for both one and two transformer halls with a capacity of 40 MVA per transformer. With help from MT-Byggteknikk and Arcon Prosjekt we have made a proposal for the façade of the substation. Examples on how the station can be customized to different environments are described. There are also added one-line-schematics of the 22- and 132 kV switchgear and auxiliary facilities.

We then discuss the strengths and weaknesses of the choices we have made, and how we have met the goals of the project. This leads to a conclusion, which shows that increased standardisation of substations will help Siemens Energy save time in both the planning- and building phase of each station since there is a template to follow. This will make it more attractive for potential clients who wants to save time by choosing a standard solution.

Forord

Bacheloroppgaven er den avsluttende oppgaven for studiet elektroingenjør og blir gjennomført i det siste semesteret. Rapporten er utarbeidet av studenter ved Norges teknisk-naturvitenskaplige universitet i løpet av våren 2021. Oppgaven har vært læringsrik og utfordrende, vi håper dette prosjektet gir oss gode kunnskaper og erfaringer for å takle fremtidige utfordringer i utdanning og karriere.

Vi vil gjerne gi en stor takk til alle som har hjulpet oss på veien; Ola Furuhaug (NTNU), Ivan Andre Lyng (Siemens Energy), Jens Petter Hanssen (Siemens Energy), Torstein Iselvmo (MT-byggeteknikk), Andreas Strømsnes (MT-byggeteknikk) og Geir Ove Torgersen (Arcon prosjekt).

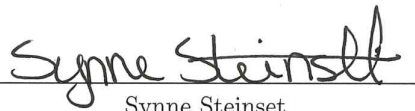
Trondheim, 19. mai 2021



Even Rise Gregersen



Sivert Årestrup Roestad



Synne Steinset

Innholdsfortegnelse

Sammendrag	i
Abstract	ii
Forord	iii
Innholdsfortegnelse	iv
Figurliste	vi
Tabelliste	vii
Ord og definisjoner	viii
1 Introduksjon	1
1.1 Bakgrunn	1
1.2 Problemstilling	1
1.3 Mål	1
1.4 Målgruppe	2
1.5 Omfang og begrensninger	2
1.6 Disposisjon	2
2 Teori	3
2.1 Strømnettet	3
2.2 Transformator	3
2.3 Måletransformatorer	6
2.4 SF_6 gass	7
2.5 Brytere	7
2.6 Samleskinner	8
2.7 Systemjord	9
2.8 Spolejordet nullpunkt	10
2.9 Direktejordet og resistansejordet nett	10
2.10 Effektfaktor	10
2.11 Kondensatorbatteri	11
2.12 Jordelektrode	11
2.13 Transformatorstasjon teori	11
3 Metode	14
3.1 Litteratur	14
3.2 Ansvarsfordeling	14
3.3 Møter	14
3.4 Verktøy	14
3.5 Byggteknisk kompetanse	14
3.6 Komponentinformasjon fra Siemens Energy	15
3.7 Spørreundersøkelse	15

4	Anleggsdeler	19
4.1	Transformatorrom	19
4.2	Spole	20
4.3	Oljeoppsamling	20
4.4	Stasjonstransformator	21
4.5	Hjelpeanlegg	22
4.6	AIS Vs. GIS	23
4.7	Konvensjonelle Vs. ikke-konvensjonelle løsninger	23
4.8	132 kV koblingsanlegg	27
4.9	22 kV koblingsanlegg	28
4.10	Kontrollanlegg	29
4.11	Kabelkjeller	29
4.12	Datagulv	30
4.13	Bygget	30
5	Regelverk	31
5.1	Relevante lover og forskrifter	31
5.2	Klassifisering	32
5.3	HMS	32
6	Resultat	35
6.1	Romliste	35
6.2	Forutsetninger for valg av planløsning	36
6.3	Standardstasjon	37
6.4	Fasade	40
6.5	Elkrafttekniske løsninger	41
6.6	Fleksibilitet i løsningen	42
7	Diskusjon	47
7.1	Vurdering av løsningen	47
7.2	Tolkning av regelverk	49
7.3	Resultatets gyldighet	49
7.4	Sammenligning med lignende prosjekter	49
7.5	Samfunnsperspektiv	50
7.6	Anbefaling til videre arbeid	50
8	Konklusjon	51
	Referanser	52
	Vedlegg	I

Figurliste

1	Forenklet oversikt over det norske strømnettet (Bilde: Verlo, NVE)	3
2	Prinsippskisse for enfase transformator	4
3	Delta- og stjernekobling	5
4	Tilkobling til transformator, gjennomføring [1]	6
5	Effektbryter	7
6	Skillebryter	7
7	Lastskillebryter	7
8	Sikringslastskillebryter	8
9	Jordbryter	8
10	Enkel og dobbel samleskinne	8
11	Systemjord, friskt nett	9
12	Systemjord, isolert nullpunkt	9
13	Systemjord: spolejordet nett	10
14	Tilsynelatende, aktiv og reaktiv effekt i forhold til hverandre	11
15	Størrelsen på nettselskapene som deltok i undersøkelsen	15
16	Oversikt over hvilke rom nettselskap ønsker i sine stasjoner	16
17	Hvor utbredt er standardløsninger hos nettselskapene	17
18	Hvor positive er nettselskapene for standardløsninger	17
19	Transformortilkobling 132 kV (Kilde: Siemens Energy)	20
20	Illustrasjon av oljegrube til krafttransformator	21
21	Oljeoppsamling spole (Kilde: NEK 440)	21
22	Batteri- og AC/DC-rom	22
23	8VN1 Blue GIS 145 kV anlegg fra Siemens Energy	28
24	Illustrasjon av oppkobling til GIS-anlegg med bøyeradius på kabel	30
25	Illustrasjon av regelverkshierarki	31
26	Planløsning for to transformatorer	37
27	Oversikt over datagulv og kabelkjeller i stasjonen	39
28	Kabelføring i stasjonen	39
29	Muligheter for tilleggsmoduler - Levert av Arcon Prosjekt AS	40
30	Fasade på stasjonen forfra med enkel transformator - Levert av Arcon Prosjekt AS	41
31	Fasade på stasjonen bakfra med to transformatorer - Levert av Arcon Prosjekt AS	41
32	Størst mulig 22 kV- og 132 kV rom	44
33	Transformatorløsning med byttet 22kV GIS- og kontrollrom	45
34	Planløsning for øde stasjon	46

Tabelliste

1	Utgangspunkt for standardstasjon	19
2	Fordeler og ulemper for LPIT	24
3	Fordeler og ulemper for konvensjonelle måletransformatorer	25
4	Fordeler og ulemper for GIS-anlegg med Clean Air gass	26
5	Fordeler og ulemper for GIS-anlegg med SF_6 gass	27
6	Oversikt over de relevante lovene og forskriftene	31
7	Oversikt over rommene i stasjonen og utstyret	35

Ord og definisjoner

AIS	Air insulated switchgear
CT	Strømtransformator (current transformer)
DSB	Direktoratet for samfunnsikkerhet og beredskap
EMC	Elektromagnetisk kompatibilitet
EMI	Elektromagnetisk interferens
EMP	Elektromagnetisk puls
FEF	Forskrift om elektriske forsyningsanlegg
FSE	Forskrift om sikkerhet ved elektriske anlegg
GIS	Gas insulated switchgear
GWP	Global warming potential
HMS	Helse, miljø og sikkerhet
KBF	Forskrift om sikkerhet og beredskap i kraftforsyningen (Kraftberedskapsforskriften)
LPCT	Lav effekt strømtransformator (low power current transformer)
LPIT	Lav effekt instrument transformator (low power instrument transformer)
MU	Merging unit (sammenslåingsenhet)
NEK	Norsk elektroteknisk komité
NVE	Norges vassdrag- og energidirektorat
ONAN	Oil natural air natural
REN	Rasjonell elektrisk nettvirkosomhet
SF ₆	Svovelheksafluorid
VT	Spenningstransformator (voltage transformer)
Branncelle	En branncelle skal hindre brannen i å spre seg fra en del av bygget til en annen i løpet av en viss tidsperiode.
Dielektrisk holdfasthet	Mål for når en gjennomslagsspenning vil oppstå, altså når isolasjonen slutter å isolere.
Galvanisk skille	Skiller deler av nettet fra hverander, overføring av effekt men ikke elektroner.
Gjennomføring	Isolert tilkobling til transformator som gjør at en ikke får utilsiktet jording.
Jordfeil	Når det oppstår en tilfeldig strømdførende bane mellom en faseleder og jord.
Jordfeilstrøm	En feilstrøm som går mot jord.
Kabelmuffe	Endestykke festet på kabelenden for å koble den til et anlegg.
Kortslutning	En tilfeldig eller planlagt forbindelse mellom to strømførende ledere mellom en impedans som er mye mindre en lastimpedansen.
Krafttransformator	En transformator som har i hovedoppgave og transformere opp og ned spenning til forskjellige nettnivåer i et nettsystem.
Lysbue	Lysbuer oppstår når spenningen er høyere enn isolasjonsmaterialets gjennomslagsspenning.
Overspenning	En spenning som er høyere enn normal driftsspenning.
Overspenningsavleder	Avleder og begrenser overspenninger før de når komponenten.
Redundans	Duplering av kritiske komponenter og funksjoner for å øke påliteligheten til systemet.
Vern	Får signal fra måletransformatorer, vil ved feil i anlegget åpne effektbryteren.

1 Introduksjon

1.1 Bakgrunn

Oppgaven er tildelt av Siemens Energy AS og våre oppdragsgivere herfra har vært Ivan Andre Lyng og Jens Petter Hanssen. Lyng har intensjoner om å bruke løsningen som et hjelpemiddel for å standardisere og effektivisere prosessen bak byggingen av nye transformatorstasjoner.

For å få tillatelse til å bygge nye transformatorstasjoner må det sendes konsesjonssøknad til NVE. Denne søknaden innebærer å lage et anslag for byggets utforming, etter søknaden er godkjent vil det ikke være mulig å gjøre større endringer på bygget. Når byggets utforming allerede er bestemt før elektroingeniørene kommer på banen legger dette begrensninger for de elkrafttekniske løsningene som er mulig å gjennomføre. Dette gjør at transformatorstasjoner med tilsynelatende samme behov bygges på vidt forskjellige måter. Ved å lage en fleksibel standardløsning for transformatorstasjoner gjennom samarbeid mellom elektroingeniører og byggingeniører kan dette føre til mer kostnads effektive og optimale løsninger og effektivisere prosessen bak byggingen av nye transformator stasjoner.

1.2 Problemstilling

Oppdragsgiver må i dag tilpasse seg ulike bygningsmessige løsninger for hver transformatorstasjon de er involvert i. Dette anser de som en lite gunstig løsning og ønsker å tilby en mer komplett pakke for transformatorstasjoner med et mer standardisert utgangspunkt.

Hvordan kan oppdragsgivers løsninger på transformatorstasjoner gjøres mer attraktive og samfunnsøkonomiske ved økt standardisering?

1.3 Mål

1.3.1 Samfunns mål

Med dette prosjektet ønsker vi å påvirke bransjen til å se en alternativ måte å gå frem på ved utbygging av transformatorstasjoner i regionalnettet. På sikt kan dette ha en positiv samfunnsøkonomisk påvirkning i form av billigere og raskere utbygging av nye stasjoner.

1.3.2 Effektmål

Et ønsket mål med prosjektet er å gi oppdragsgiver et bedre grunnlag for å standardisere fremtidige transformatorstasjoner. Dette kan føre til tids- og ressursbesparelser, og kan gi oppdragsgiver et mer komplett tilbud å presentere for netteier.

1.3.3 Resultatmål

I slutten av prosjektet vil vi presentere en rapport som viser et forslag til en fleksibel standardløsning for transformatorstasjoner hvor nyeste teknologi, volum og design har høyeste prioritet.

1.3.4 Prosessmål

Et ønsket mål med prosjektet er å gi studentene en god forståelse for hvordan en transformatorstasjon er bygd opp og hvordan det er å samarbeide med et byggteknisk firma i praksis. På slutten av prosjektet ønsker vi å sitte igjen med forbedrede samarbeidsevner, en bedre forståelse av hvordan det er å jobbe innenfor elkraftbransjen og en god karakter.

1.4 Målgruppe

Rapporten er skrevet for personer som har grunnleggende kunnskap innenfor elektrisitetstære. Hovedmålgruppen er folk og selskaper som jobber med eller har interesse for elkraftteknikk.

1.5 Omfang og begrensninger

Gjennom prosjektperioden er det utformet en planløsning for en transformatorstasjon. Det er laget forslag til fasade, løsninger for hvor kabelføringen vil gå og hvordan oljeoppsamlingen i stasjonen vil være. Vi har ellers holdt oss på et overordnet nivå og har ikke gått inn på detaljene i prosjekteringen. Det er heller ikke tatt hensyn til de delene av prosjekteringen som vil være avhengig av hvor stasjonen skal plasseres.

1.6 Disposisjon

Rapporten er delt inn i 8 kapitler som inneholder:

Kapittel 1: Innledning til oppgaven

Kapittel 2: Relevant teori til oppgaven

Kapittel 3: Metodene vi brukte til å svare på oppgaven

Kapittel 4: Relevant informasjon om de forskjellige anleggsdelene og rommene i en transformatorstasjon.

Kapittel 5: Hvilket forskrifter som vi har brukt og hvordan vi har tolket dem

Kapittel 6: Det vi har kommet frem til, sluttresultatet av oppgaven

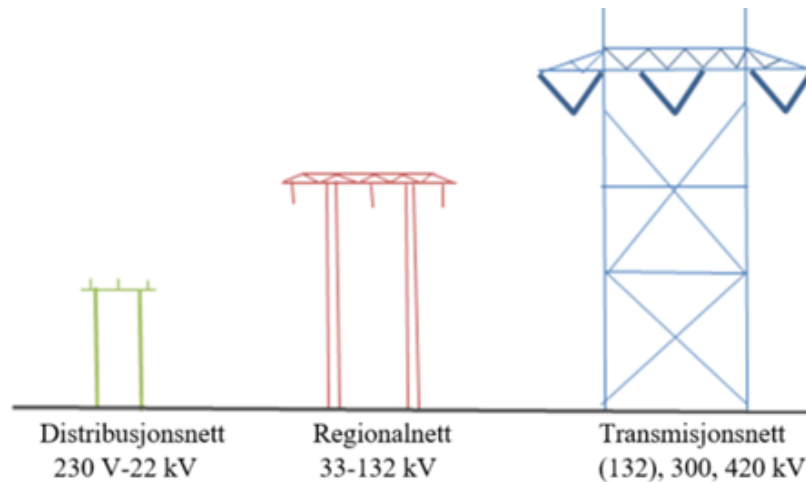
Kapittel 7: Diskusjon rundt resultatet og problemstillingen

Kapittel 8: Konklusjon på oppgaven

2 Teori

2.1 Strømnettet

Det norske strømnettet strekker seg over hele landet og har flere koblinger til utlandet, blant annet Sverige, Danmark og Tyskland [2]. Dette gir oss en diversifisert kraftforsyning med flere forskjellige energikilder som betyr høyere stabilitet og forutsigbarhet i strømnettet. Strømnettet skal frakte kraften fra den produseres i kraftverkene og frem til forbrukeren. På veien dit går den typisk gjennom de tre nettnivåene kjennetegnet som transmisjonsnettet, distribusjonsnettet og regionalnettet, disse er illustrert i figur 1.



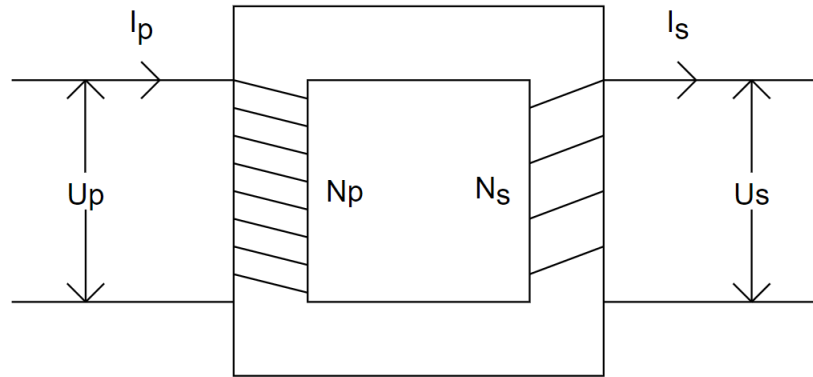
Figur 1: Forenklet oversikt over det norske strømnettet (Bilde: Verlo, NVE)

2.2 Transformator

En enfase transformator består av en jernkjerne med to viklinger, illustrert i figur 2, ved trefase er det seks viklinger. Transformatorer brukes for å transformere strøm og spenning til et annet nivå eller for å skille deler av nettet fra hverandre som et galvanisk skille. I en ideell transformator er det ikke noe tap, som vil si at effekten på primærsiden er lik effekten på sekundærsiden. For ideelle transformatorer brukes ligningen:

$$a = \frac{N_p}{N_s} = \frac{U_p}{U_s} = \frac{I_s}{I_p}$$

der a er omsetningsforholdet og N er antall viklinger på primær- og sekundærsiden.



Figur 2: Prinsippskisse for en fase transformator

2.2.1 Tap

I en ikke-ideell transformator vil det oppstå tap, kobbertap og jerntap, som fører til blant annet varmeutvikling og lavere virkningsgrad. Kobbertapet kommer av motstanden som er i viklingene og er proporsjonal med kvadratet av strømmen, $P = I^2 \cdot R$. Ved å redusere strømmen kan dermed tapet reduseres betraktelig og dette er en av grunnene til at elektrisitet overføres med lav strøm og høy spenning. Jerntapet i transformatoren består av hysteresetap og virvelstrømtap. Hysteresetapet kommer av at magnetiseringen i jernkjernen ikke forsvinner når feltet blir skrudd av. Det må da settes opp et negativt felt for å gjøre opp for dette. Virvelstrømtapet oppstår av det varierende magnetfeltet i transformatoren og fører til oppvarming av jernet.

2.2.2 Kjøling

Grunnet varmeutviklingen må en ha kjøling av større transformatorer. Høy temperatur kan bryte ned isolasjonen, skade komponenter, gi kortere levetid og mindre ytelse. Transformatorer blir kjølt ned ved bruk av olje, vann og/eller luft. Det skilles også mellom tvungen og naturlig kjøling. Ved naturlig kjøling er det naturlig sirkulasjon av kjølemediet, mens ved tvungen kjøling er det pumper eller vifter som gjør at kjølemediet sirkulerer. Hvilken type kjøling som brukes beskrives med fire bokstaver:

1. bokstav: Beskriver det direkte kjølemediet, det som er i kontakt med viklingene. Dette kan enten være mineralolje O, silikon og esterolje K, eller luft A.
2. bokstav: Beskriver om det er naturlig eller tvungen sirkulasjon av det direkte kjølemediet, N for naturlig og F for tvungen.
3. bokstav: Beskriver det indirekte kjølemediet, det som kjøler ned oljen. Dette kan enten være luft A eller vann W.
4. bokstav: Beskriver om det er naturlig eller tvungen sirkulasjon av det indirekte kjølemediet, N for naturlig og F for tvungen.

2.2.3 Oljeisolerte transformatorer

I oljeisolerte transformatorer ligger kjernen og viklingene i olje, dette gir både isolasjon og kjøling. Det finnes to typer, hermetisk tette transformatorer og transformatorer med ekspansjonstank. Når oljen varmes opp vil volumet øke, i hermetisk tette transformatorer må dette tas opp av volumendring i transformatorkassen. I transformatorer med ekspansjonstank vil volumendringen i oljen tas opp

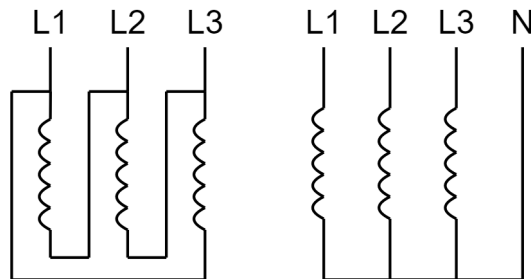
av en tank som er plassert øverst på transformatoren. Ekspansjonstanken og transformator-kassen er da koblet sammen via rør [3]. På sidene av oljefylte transformatorer er det kjøleribber som oljen sirkulerer gjennom slik at den kan bli kjølt ned av det indirekte kjølemediet.

2.2.4 Tørrisolerte transformatorer

Det skilles mellom to typer tørrisolerte transformatorer, tørrisolerte transformatorer der viklingene er i direkte kontakt med luften rundt og epoksyharpiksisolerte transformatorer, der viklingene er støpt inn i epoksyharpiks [3]. Tørrisolerte transformatorer tar mer plass enn oljeisolerte da olje isolerer bedre enn luft. I tillegg til dette må tørrisolerte transformatorer stå inne i en kapsling da de ikke er berøringssikre. Tørrisolerte transformatorer er derimot bedre å plassere innendørs fordi de ikke inneholder olje og det ikke vil være noe fare for oljebrann.

2.2.5 Koblingsgruppe

Koblingsgruppen til en transformator beskriver hvordan viklingene er koblet sammen, om det er nøytralpunkt og hvilken faseforskjell det er mellom primær- og sekundærspenningen. Viklingene i en trefase transformator kan kobles opp på ulike måter der de to vanligste er stjernekobling og deltakobling, representert ved henholdsvis Y og D. I deltakobling er fasespenningen lik linjespenningen, mens i stjernekobling er linjespenningen $\sqrt{3}$ ganger fasespenningen. Dette gjør at når en skal få spenningen ned vil det kreve mindre omsetningsforhold ved en stjerne-delta koblet transformator enn med andre koblinger. Som vist i figur 3 er det kun mulig å få nøytralleder i stjernekobling.

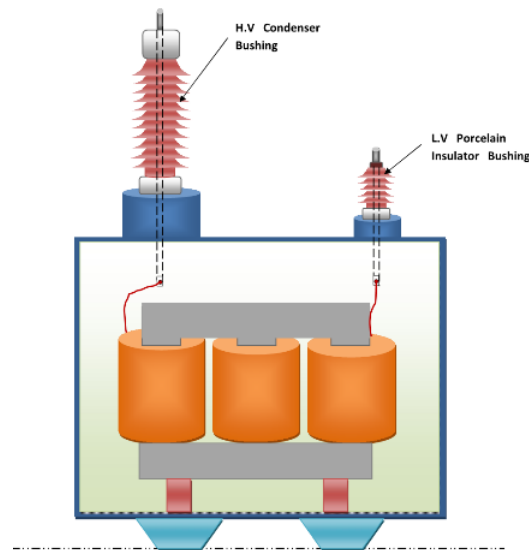


Figur 3: Delta- og stjernekobling

I koblingsgruppen skrives primærsiden med store bokstaver og sekundærsiden med små bokstaver. Her kommer det også frem om det er nøytralleder i koblingen, N. Tallet bak viser hvilken faseforskjell det er mellom primær- og sekundærspenningen. Faseforskjellen beskrives ved bruk av en klokke der 1 time på klokken viser til 30 grader faseforskyvning. Eksempelvis Dyn11 viser til deltakobling på primærsiden, stjernekobling med nøytralleder på sekundærsiden og en faseforskyvning på 330° .

2.2.6 Gjennomføring

For større transformatorer er kablene koblet til transformatoren via gjennomføringer, engelsk bushing, som vist i figur 4. Disse gjør at elektrisiteten overføres trygt til transformatoren uten å komme i kontakt med transformatorens kapsling, jord. Gjennomføringene er laget av ulike isolasjonsmaterialer ut fra hvor høy spenningen er. Spenningsnivået vil også bestemme størrelsen på gjennomføringene.



Figur 4: Tilkobling til transformator, gjennomføring [1]

2.3 Måletransformatorer

Måletransformatorer brukes i koblingsanlegg for å måle elektrisk strøm eller spenning, de plasseres gjerne på hvert felt og samleskinnene.

2.3.1 Strømtransformator

En strømtransformator brukes til å få strømmen ned til et målbart nivå, dette er som regel 1 A eller 5 A. Det finnes to typer kjerner for disse, dette er målekjerner og vernkjerner. Forskjellen mellom disse er at målekjernene er mer nøyaktig men går forttere i metning, mens vernkjernen har mye høyere metning men er ikke like nøyaktig. Strømtransformatoren brukes enten til å sjekke strømnivået i kretsen ved hjelp av målekjerne, eller til å gi signaler til vern ved eventuelle feil som for eksempel kortslutning ved å bruke vernkjerne.

Det er veldig viktig at sekundærsiden til en strømtransformator ikke er åpen da dette kan medføre brann eller eksplosjon. Grunnen til dette er at strømtransformatorer som regel er oljeisolerte, noe som kan føre til store branner [4].

2.3.2 Spenningstransformator

En spenningstransformator brukes for å få spenningen ned på et målbart nivå, dette er som regel 110 V eller 220 V. Spenningstransformatorer er som regel brukt til å holde øye med spenningsnivået i kretsen, da for å kontrollere eventuelle avvik og overspenninger.

Det er viktig at spenningstransformatoren ikke er kortsluttet på sekundærsiden da dette kan føre til brann eller eksplosjon. Spenningstransformatorer er som regel oljeisolerte og dette kan føre til store branner ved feil [4].

2.3.3 Low power instrument transformers (LPIT)

LPIT er en nyere løsning for å måle spenning og strøm i høyspenningsanlegg. Denne løsningen er mer kompakt siden begge deler måles i samme enhet. Den mest vanlig måten er ved bruk av rogowski-spoler for å måle strøm, og kapasitive spenningssensorer som måler spenning. Disse komponentene er støpt i epoksy og laget til en ring, dette er et mer stabilt isolasjonemedium enn olje og reduserer risikoen for eksplosjon og brann til nærmest null ved feil. Det er heller ingen risiko om måleutstyret er åpent eller kortsluttet.

2.4 SF_6 gass

SF_6 gass er en mye brukt gass i koblingsanlegg på grunn av dens høye dielektriske holdbarhet, dette gjør den optimal til å bryte lysbuer som kan oppstå ved høye spenninger. Gassen brukes i både høyspentbrytere på AIS-anlegg og i GIS-anlegg, men her vil et GIS-anlegg kreve mest gass.

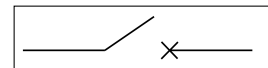
Med SF_6 gass kan det bygges et kompakt GIS-anlegg istedenfor et plasskrevende AIS-anlegg. GIS-anlegg med SF_6 blir derfor ofte tatt i bruk når omstendighetene for stasjonen gjør det vanskelig å ta opp store arealer, som for eksempel i bynære områder eller utfordrende terreng.

Den største utfordringen ved SF_6 gass er den store miljøpåkjenningen den utgjør. Gassen er vurdert til en GWP på omtrent 22 800 [5], dette betyr at 1 kg SF_6 vil tilsvare 22 800 kg CO_2 sluppet ut i atmosfæren, gassen bør derfor begrenses så langt det lar seg gjøre.

2.5 Brytere

2.5.1 Effektbryter

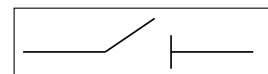
Effektbrytere er dimensjonert for å bryte driftsstrømmer og de høyeste kortslutningsstrømmene som kan oppstå i anlegget. Alle vern i anlegget er tilkoblet effektbrytere.



Figur 5: Effektbryter

2.5.2 Skillebryter

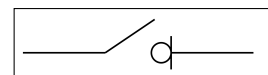
Skillebrytere brukes for å skille deler av anlegget fra hverandre slik at en kan jobbe på det. Slike brytere har ikke noe brytekapasitet og kan kun betjenes i strømløs tilstand.



Figur 6: Skillebryter

2.5.3 Lastskillebryter

Lastskillebrytere kan bryte de høyeste driftsstrømmene i anlegget, men ikke kortslutningsstrømmer.



Figur 7: Lastskillebryter

2.5.4 Sikringslastskillebryter

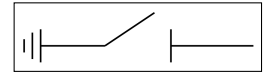
En sikringslastskillebryter har de samme egenskapene som en effektbryter da den har en påmontert smeltesikring som kan bryte kortslutningsstrømmer. Sikringslastskillebrytere er billigere enn vanlige effektbrytere.



Figur 8: Sikringslastskillebryter

2.5.5 Jordbryter

En jordbryter jorder og kortslutter de ulike fasene i anlegget. Dette gjøres slik at det skal være trygt å jobbe på anlegget. Utføres ofte ved bruk av en skillebryter som er jordet på den ene siden.



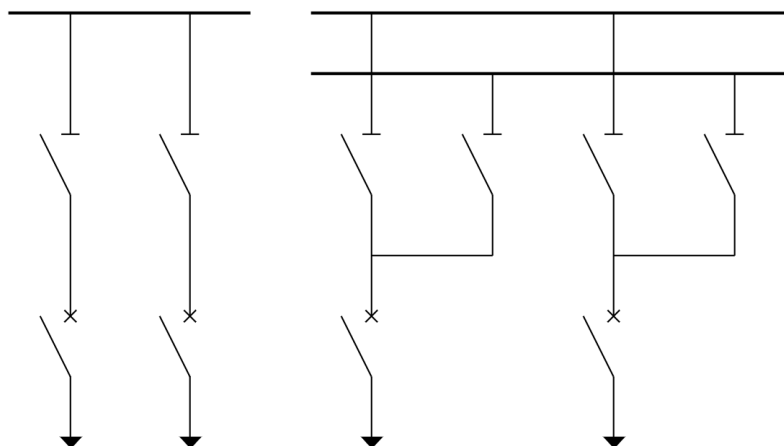
Figur 9: Jordbryter

2.6 Samleskinner

En samleskinne er en skinne eller et rør som brukes for å koble flere linjer sammen via brytere. Det er en skinne per fase og disse gjør at en enkelt kan koble ut deler av anlegget for å arbeide på det. Det finnes flere ulike samleskinnesystem som varierer i hvordan linjene er koblet til skinnen og antall samleskinner. Ved valg av antall samleskinner må en ta hensyn til:

- Forsyningsikkerhet
- Alternative forsyningsmuligheter
- Vedlikehold
- Utvidelsesmuligheter
- Hvilke krav det stilles til redundans

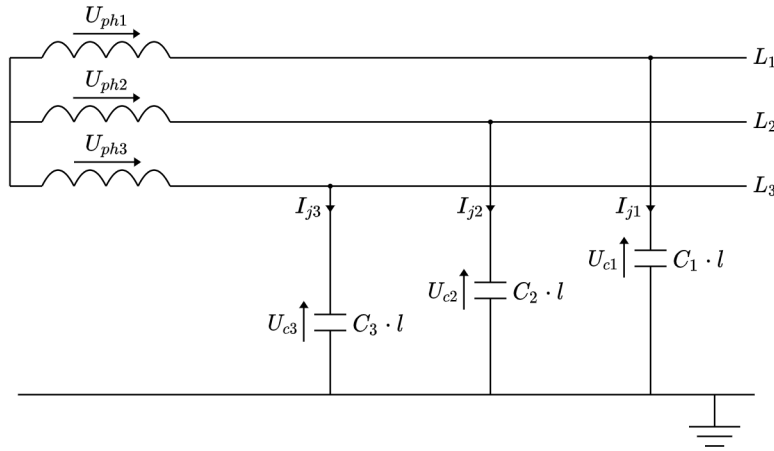
Enkel samleskinne er billigere enn andre løsninger, men er mindre driftssikkert da hele anlegget må legges ut ved arbeid på skinnen. Ved flere samleskinner kan anlegget fremdeles driftes via de andre skinnene dersom en av skinnene trenger vedlikehold.



Figur 10: Enkel og dobbel samleskinne

2.7 Systemjord

Systemjording går ut på hvordan en kobler transformatorens nullpunkt til jord. Valg av jordingsmetode vil være avhengig av ulike faktorer som hvilken jording det er ellers i nettet, spenningsnivået og nettets utstrekning. For å ha systemjord må det være et nullpunkt i transformatoren, dette kan oppnås enten ved å ha stjernekobling eller ved å lage et kunstig nullpunkt via z-kobling. I nettet vil det være potensialforskjell mellom hver fase og jord, dette virker som en stjernekoblet last med kondensatorer som vist i figur 11. Total kapasitans for hver fase til jord er $C \cdot l$ hvor l er nettets utstrekning.

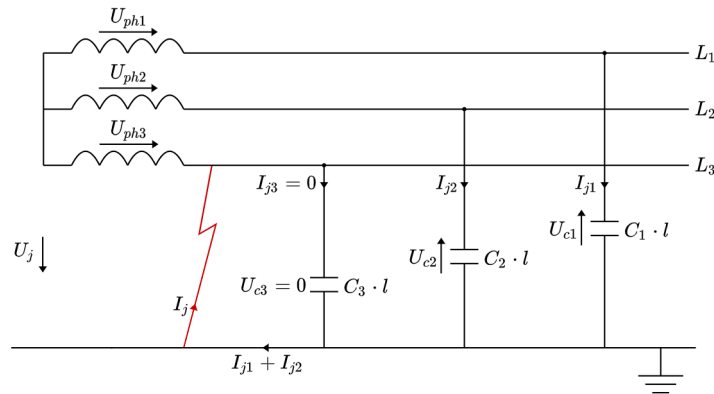


Figur 11: Systemjord, friskt nett

2.7.1 Isolert nullpunkt

Ved isolert nullpunkt er det ingen fysisk kobling mellom nullpunktet på transformatoren og jord. Dersom det oppstår en jordfeil på en av fasene vil størrelsen på denne feilstrømmen være avhengig av de friske fasene sin kapasitans mot jord og dermed også nettets utstrekning. I et nett med isolert nullpunkt vil jordfeilstrømmen begrenses da den går gjennom de små kapasitansene som er til jord.

$$\vec{I}_j = \vec{I}_{j1} + \vec{I}_{j2}$$



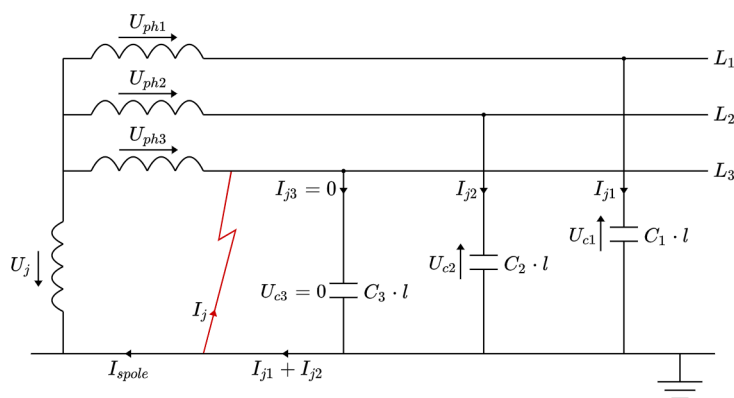
Figur 12: Systemjord, isolert nullpunkt

2.8 Spolejordet nullpunkt

I et spolejordet nett er transformatorens nullpunkt koblet til jord via en Petersenspole. Spolen skal kompensere for de kapasitive feilstrømmene ved å sette opp en like stor induktiv strøm. Da disse er 180° forskjøvet i forhold til hverandre vil de nulle hverandre ut og en eventuell lysbue vil slukkes. Dette er grunnen til at Petersenspolen også kalles for slukkespole. Feilstrømmen i et slikt nett vil bli:

$$\vec{I}_j = \vec{I}_1 + \vec{I}_2 - \vec{I}_{spole}$$

Fra ligningen ser en at strømmen i spolen må være like stor som summen av I_1 og I_2 for at jordfeilstrømmen skal bli lik null.



Figur 13: Systemjord: spolejordet nett

2.9 Direktejordet og resistansejordet nett

I direktejordet nett er nullpunktet til transformatoren direkte jordet, i et resistansejordet nett er det en resistans mellom nullpunktet og jord. I slike nett vil ikke feilstrømmen være avhengig av kapasitansen mellom hver fase og jord. Den vil derimot avhenge av potensialet i nullpunktet. I et direktejordet nett vil derfor feilstrømmen bli veldig stor. I et resistansejordet nett vil feilstrømmen kunne begrenses da større motstand i kretsen fører til mindre strøm.

2.10 Effektfaktor

Når effektfaktoren til en vekselstrømkrets er mindre enn 1 betyr dette at strømmen og spenningen ikke er i fase. Forskyvningen kommer av at det er kapasitive og induktive belastninger i kretsen, her vil kondensatorer produsere reaktiv effekt mens en spole tar opp reaktiv effekt. Dette vil ikke påvirke den tilsynelatende effekten som har samme absoluttverdi uavhengig av kapasitive og induktive belastninger, den finner vi ved formelen:

$$S = I \cdot U$$

For å finne effektfaktoren kan vi bruke formelen:

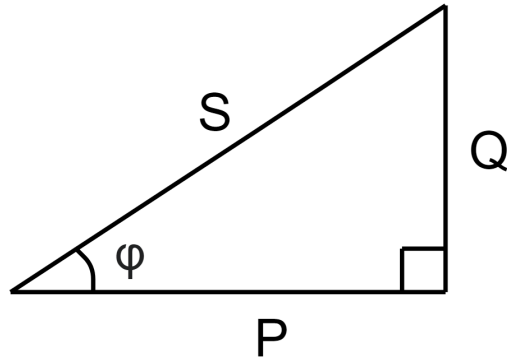
$$\cos\phi = \cos(\theta_u - \theta_i)$$

Her er phi altså differansen mellom vinkelen for spenningen og for strømmen, dette utgjør faseforskyvningen. Effektfaktoren kan så brukes for å regne ut den aktive effekten i kretsen ved å bruke følgende formel:

$$P = \cos\phi \cdot I \cdot U$$

Dersom vi ønsker å finne den reaktive effekten i kretsen brukes følgende formel:

$$Q = \sin\phi \cdot I \cdot U$$



Figur 14: Tilsynelatende, aktiv og reaktiv effekt i forhold til hverandre

2.11 Kondensatorbatteri

For lange linjer kan det være hensiktsmessig å installere et kondensatorbatteri. Et kondensatorbatteri består av flere kondensatorer og vil motvirke den induktive reaktive effekten som oppstår i linjen med å gjøre den mere kapazitiv. Dette vil gi en effektfaktor nærmere 1, som vil føre til mindre tap i linjen.

2.12 Jordelektrode

Jordelektrode er en ledende del som er gravd eller slått ned i bakken slik at den skal få så god kontakt med jord som mulig. Hensikten med en jordelektrode er å lede overspenninger og berøringsspenninger som kan oppstå ved ytre påkjenninger eller ved feil i anlegget til jord. Valg av jordelektrode vil avhenge av egenskapene til bakken den skal graves ned i, jordens resistivitet.

2.13 Transformatorstasjon teori

Transformatorstasjonen sin oppgave er å ta spenningen fra et spenningsnivå til et annet. Dette gjøres fordi høye spenninger betyr at vi kan frakte mer kraft med en lavere strøm og derfor også mindre tap og kabler med mindre tverrsnitt.

2.13.1 Koblingsanlegg

Et koblingsanlegg er et anlegg der vi har bryterfelt for innkommende og utgående linjer. I en transformatorstasjon vil du som regel ha to koblingsanlegg, et for hvert av spenningsnivåene til transformatoren. Koblingsanleggene sin oppgave er å kontrollere effekten som går inn og ut av stasjonen, koble ut komponenter ved feil og å stanse strøm og spenning om det trengs vedlikehold i anlegget. Det finnes to hovedtyper koblingsanlegg:

AIS er anlegg som er åpne og bruker luft og avstand for å isolere anleggsdelene fra hverandre. Her kreves det stor plass for å forebygge spenningsoverslag, dette fører til at de ofte bygges utendørs.

GIS er anlegg som er kapslet og fylt med en isolerende gass som isolerer anleggsdelene. Gassen kan for eksempel være SF₆-gass eller clean air som er en ren blanding av nitrogen og oksygen. Dette fører til at avstanden i anlegget kan minimeres som gir et mere kompakt anlegg.

2.13.2 Kontrollanlegg

Kontrollanlegget er den delen av transformatorstasjonen som styrer, tar målinger og kontrollerer vernene i stasjonen. Alle signaler til og fra koblingsanleggene og transformatorene går gjennom kontrollanlegget. Disse signalene blir prosessert gjennom mikroprosessorer, og det blir utført aksjoner enten lokalt i kontrollrommet, eksternt i en driftssentral eller automatisk om noe går feil. Kontrollanlegget er essensielt for å oppnå en sikker drift av stasjonen, om vi for eksempel har en kortslutning vil det umiddelbart bli sendt et signal fra strømtransformatoren til kontrollanlegget om å åpne effektbryteren. Dette skal skje på millisekunder og det er derfor strenge krav til sikkerhet rundt kontrollanlegget [4].

2.13.3 Transformatorrom

Transformatorrommet skal beskytte transformatoren fra omgivelsene. Ved å ha transformatoren innendørs vil levetiden forlenges og stasjonen vil få en bedre estetisk utforming. I tillegg til å beskytte transformatoren må transformatorrommet også beskytte omgivelsene fra transformatoren dersom noe skulle gå galt. De mest vanlige årsakene for transformatorulykker er designfeil, overspenning, feil i vindingene og oljelekkasjer, disse feilene kan føre til branner og eksplosjoner i transformatoren [6]. For å minimere konsekvensene ved en transformatoreksplosjon må trykket som oppstår ledes opp gjennom taket for å unngå at eksplosjonen utvider seg i en retning hvor det er stor fare for personskade.

2.13.4 Hjelpeanlegg

Transformatorstasjoner forsynes normalt med elektrisitet via en egen stasjonstransformator som får spenningen ned til 230 eller 400 V. Ved brudd i den ordinære stasjonsforsyningen vil det være nødvendig med et hjelpeanlegg som kan ta over driften av transformatorstasjonen til feilen er ordnet opp i. Hjelpeanlegget vil typisk bestå av ett eller to batterirom som skal kunne drifte stasjonen frem til et mobilt aggregat kan kobles til og overta driften. Kapasiteten ett batterirom kan tilby er som regel stor nok for de fleste stasjoner, men to batterirom i separate brannceller vil gi høyere redundans og en sikrere stasjon dersom feil skulle oppstått i et av batterirommene. For mer avsidesliggende stasjoner vil det ta lenger tid å få på plass et aggregat og batteribanken må da også ha større kapasitet.

2.13.5 Kabelføring

For å føre kablene rundt i stasjonen brukes det kabelkjeller, kabelkulvert eller datagulv.

En kabelkjeller er en full kjeller som blir brukt til å føre kablene under anleggene. Dette blir ofte brukt ved høyere spenningsnivå.

En kabelkulvert er en egen "gang" for kabelen som skal sørge for at kabelen kan trekkes avskjermet fra omgivelsene, det kan brukes på både høye og lavere spenningsnivå. Dette er en god løsning om stasjonen er bygd på et sted der det vil være ugunstig og lite økonomisk å lage en full kjeller pga. hard fjellgrunn eller lignende.

Datagulv er et forhøyet gulv der man kan fjerne gulvplatene for å komme under å legge kabler. Dette blir ofte brukt til kontrollanlegg der det er mange kabler med lav spenning, men kan også brukes til

mellomspenningskabler. Dette er en god løsning uavhengig av hvor stasjonen er plassert, men kan være begrensende dersom det skal føres større kabler. Vanlig dybde på datagulv kan variere fra 30cm til 2m.

For å finne tilstrekkelig dybde på en kabelkjeller, kulvert eller datagulv må man finne nødvendig bøyeradius. Bøyeradiusen er avhengig av både kabeldiameteren og materialet kabelen er laget av. For å finne bøyeradiusen brukes formelen:

$$r_b = d_y \cdot k \quad (1)$$

Hvor:

r_b = Bøyeradius

d_y = Ytre diameter til kabel

k = Faktor basert på kabelmaterialet

Når man har bøyeradiusen vet man hvor dyp kabelkjelleren må være for å kunne bøye kabelen 90° . Faktoren k vil man kunne finne i en kabelhåndbok levert av kabelprodusenten som for eksempel Nexans [7].

3 Metode

3.1 Litteratur

Litteratur har blitt brukt til å finne svar på faglige spørsmål relevant til problemstillingen vår. Vi har i hovedsak brukt Google scholar, NTNU open og fagbøker fra tidligere fag til å finne relevant litteratur til oppgaven.

Forskrifter og normer som REN-blad, FEF 2006 og NEK 440 har også vært svært viktig i oppgaven. Vi har fulgt disse for å lage en stasjon som følger kravene til lov og forskrift.

3.2 Ansvarsfordeling

Mellom oss har vi delt opp ansvaret i rollene gruppeleder og referent, disse posisjonene har vi rullert på hver tredje uke. Gruppelederen sin oppgave har vært å styre møtene og sørge for at hele sakslisten til møtet ble gjennomgått, gruppelederen har også hatt et overordnet ansvar for at arbeidsoppgavene blir gjort og at strukturen i gruppa opprettholdes. Referenten har hatt ansvar for å skrive notater til møtene for så å samle det i et møtereferat som ble sendt til møtedeltakerne. Den personen uten en rolle fikk ansvar for å skrive toukersrapportene.

Vi har delt inn arbeidsmengden i flere arbeidspakker, for hver arbeidspakke har vi også hatt en hovedansvarlig.

3.3 Møter

Vi har hatt faste progresjonsmøter hver andre uke med oppdragsgiver, Siemens Energy, og veileder for å holde de oppdatert på hvilke valg vi har tatt og hvilke løsninger vi har kommet frem til de siste to ukene. Under møtene har vi fått konstruktive innspill til det vi har gjort og råd for hvordan vi bør jobbe fremover. For å finne gode løsninger i en transformatorstasjon har det vært nyttig med tidligere erfaring fra andre prosjekter, vi har derfor hatt flere møter med fagpersoner med relevant bakgrunn for å drøfte løsninger og spørsmål når vi støter på noe som er uklart og vanskelig å få oppklart gjennom faglitteratur. Til møtene skrev vi møteinnkallinger for å gi møtet en tydelig struktur, og møtereferat for å dokumentere møtet. Dette gjorde det enkelt å gå tilbake i ettertid og se hvilke saker som ble diskutert og hvilke beslutninger som ble tatt.

Internt i gruppa har vi hatt hyppige møter for å sikre en stabil progresjon på prosjektet. Under møtene har vi fordelt oppgaver mellom oss som vi kan jobbe med på egenhånd for så å diskutere og gi hverandre innspill på det vi har gjort.

3.4 Verktøy

Teams har blitt brukt for å holde møter og for deling og lagring av filer relevant for prosjektet. For å lage de nødvendige skissene for stasjonen har vi brukt Autocad MAP 3D 2020 for planskisser av bygg og Autocad Electrical 2021 for elektriske tegninger. Selve rapporten er skrevet med Overleaf, men på diverse andre dokumenter er det i hovedsak brukt Microsoft Office. Nettsiden diagrams.net har blitt brukt for tegning av figurer til rapporten, og Google skjema ble brukt for å gjennomføre spørreundersøkelsen.

3.5 Byggteknisk kompetanse

For å få på plass de byggtekniske aspektene bak oppgaven trengte vi hjelp fra noen med kompetanse innenfor dette feltet. Oppdragsgiver hadde allerede vært i kontakt med firmaet MT Byggteknikk,

de var både interessert i oppgaven og villige til å bistå oss med veiledning. Vi fikk også hjelp fra prosjekteringsfirmaet Arcon Prosjekt AS til å lage plantegninger og tegninger av fasade og bygg.

3.6 Komponentinformasjon fra Siemens Energy

For å kunne designe en realistisk transformatorstasjon har vi måtte ta utgangspunkt i flere komponenter og standarddimensjoner. Disse har vi fått tilgjengelig via Siemens Energy som har gitt oss komponentinformasjon både direkte og ut i fra Siemens engineering guide. Vi har også fått tilgang til salgspresentasjonen om blå høyspenningsprodukter, dette ligger i vedlegg 1.

Siemens Energy har også bidratt med eksempler på plantegninger og bilder av lignende prosjekter, dette hjalp oss med å lage en realistisk løsning.

3.7 Spørreundersøkelse

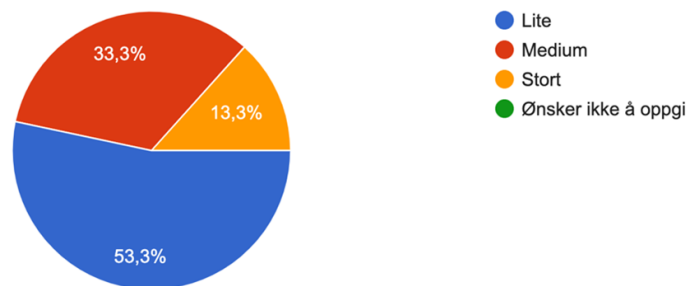
For å få en bedre forståelse for netteierens behov for en klasse 2 transformatorstasjon lagde vi en spørreundersøkelse som vi sendte til samtlige nettselskaper i Norge. Denne spørreundersøkelsen skulle kartlegge hva nettselskapene tenkte var nødvendig av tilleggsmoduler og deres tanker rundt standardisering av transformatorstasjoner.

3.7.1 Deltagelse

Vi sendte spørreundersøkelsen til totalt 70 nettselskaper over hele Norge. Undersøkelsen ble sendt fredag 19. februar og innen 1. mars hadde vi totalt fått 15 svar. Dette ga oss et representativt utvalg med netteiere av forskjellige størrelser og med forskjellige meninger.

Hvor stort er ditt nettselskap?

15 svar



Figur 15: Størrelsen på nettselskapene som deltok i undersøkelsen

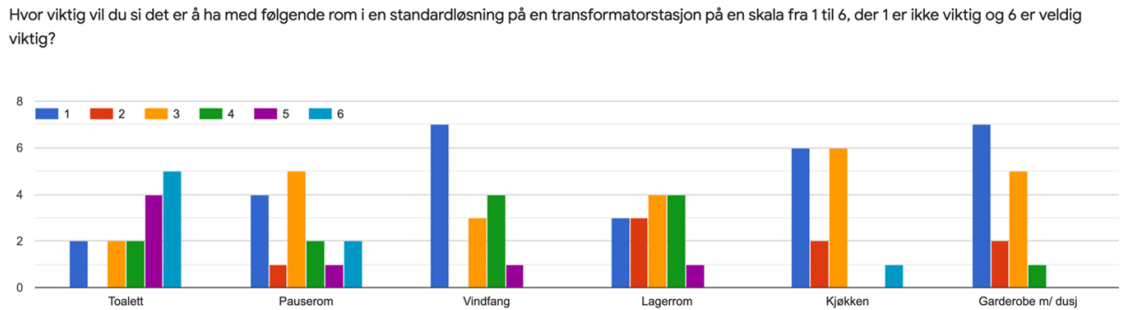
3.7.2 Hva ønsker nettselskapene i en transformatorstasjon?

Spørreundersøkelsen bekreftet at forskjellige nettselskaper har forskjellige behov for sine stasjoner. En stasjon som ligger øde og værhardt til må for eksempel ha mulighet for opphold i lengre perioder, mens en bynær stasjon ikke vil ha behov for dette.

På en øde stasjon kan det være helt nødvendig med toalett og pauserom, i tillegg kan det også være nyttig med et vindfang, en kjøkkenkrok og et lagerrom. Garderobe med dusj kan også vurderes som

nødvendig i enkelte tilfeller.

I bynære stasjoner er få av disse tilleggsmodulene særlig prioritert i tillegg til at arealbruk på stasjonen gjerne er en større faktor. Mange nettselskap ønsker også at stasjonen bare skal være et sted hvor montørene gjør det som skal gjøres før de drar videre på neste oppdrag og ikke at det blir et sted hvor de oppholder seg. Mange av disse rommene vil derfor være overflødig i en bynær transformatorstasjon, men vi kan fortsatt se for oss at enkelte nettselskap gjerne vil ha toalett og pauserom som en mulighet.



Figur 16: Oversikt over hvilke rom nettselskap ønsker i sine stasjoner

Fra figur 16 ser vi at toalett er helt essensielt for mange og flere vil gjerne også ha et eget pauserom. Vindfang og egen garderobe med dusj er nok mindre viktig for mange og er ikke nødvendig å inkludere i en standardløsning. Et kjøkken vil være mulig å inkludere i pauserommet og dersom det er ønskelig å ha en dusj på stasjonen bør dette være mulig å få plass til på et bad sammen med toalett. Bygget bør også kunne ha mulighet for å tilrettelegge for et lagerrom til de stasjonene som skulle trenge det.

3.7.3 Dagens bruk av standardiserte løsninger

Vi visste at enkelte nettselskap til en viss grad var kjent med å bruke standardiserte løsninger fra før og vi var interessert i hvor vanlig dette var i bransjen.

Bruker dere noen standardiserte løsninger fra før?

15 responses



Figur 17: Hvor utbredt er standardløsninger hos nettselskapene

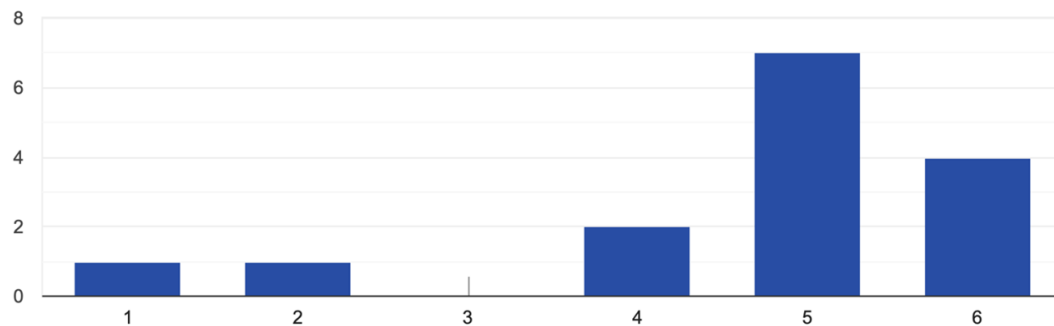
Vi kan se fra figuren at omtrent halvparten av nettselskapene er kjent med å bruke standardløsninger fra før, men at ingen av de holder seg bare til disse. Dette kan tyde på at mange nettselskap har maler for hvordan de ønsker å bygge transformatorstasjonene sine i tillegg til at det sannsynligvis er vanlig å hente inspirasjon fra tidligere prosjekter.

3.7.4 Interesse for en standardløsning

Undersøkelsen gir også et godt inntrykk av interessen for standardiserte løsninger og med 13 positive svar kan det fastslås at interessen er høy blant nettselskapene.

Hvor positive er dere til en standardisering av transformatorstasjoner på en skala fra 1 til 6, hvor 1 er lite positiv og 6 er meget positiv?

15 svar



Figur 18: Hvor positive er nettselskapene for standardløsninger

Standardisering har også blitt nevnt i NVE sin rapport "Kostnadsgjennomgang av transformatorstasjoner i transmisjonsnett". Dette gjelder riktig nok klasse 3 stasjoner, men flere av fordelene

er overførbare til klasse 2 stasjoner. I rapporten blir det trukket frem at standardisering er viktig i beredskapssammenheng da det forenkler beredskapsplanene og mengden reservemateriell [8].

3.7.5 Konklusjon

Gjennom spørsmålene vi stilte, fikk vi tidlig i oppgaven en god oversikt over hva nettselskapene krevde fra sine transformatorstasjoner, gjennom dette visste vi hva vi måtte fokusere på fremover når vi jobbet med oppgaven.

Det var også motiverende for oss å se hvor stor interesse det var for standardiserte løsninger i bransjen. Vi fikk blant annet høre om at REN har et lignende prosjekt på gang som jobber med standardisering av klasse 1 og klasse 2 stasjoner. Ett av svarene vi fikk nevnte også Siemens Villa fra 1980-tallet som bygde på lignende ideer som denne oppgaven er basert på, de var veldig fornøyde med denne standardiserte løsningen.

3.7.6 Usikkerhet i undersøkelsen

Undersøkelsen har få svar og kun to svar fra større nettselskap og er derfor ikke representativt for hele nettbransjen. Det er også naturlig å gå ut i fra at de som svarer er de som er mest interessert i en standardløsning for transformatorstasjoner. Undersøkelsen var heller ikke lagt opp til at vi kunne se hvilke svar som kom fra hvilket nettselskap, dette gjorde det vanskeligere å analysere hvorfor nettselskapene hadde svart som de gjorde.

4 Anleggsdeler

Anleggsdel	Antall liten stasjon	Antall stor stasjon
Transformator	1 transformator	2 transformatorer
132 kV koblingsanlegg	2 innkomne felt 1 transformatorfelt Mulighet for 1 forbikoblingsbryter	2 innkomne felt 2 transformatorfelt Mulighet for 1 forbikoblingsbryter
22 kV koblingsanlegg	4 utgående felt 1 transformatorfelt 1 felt til stasjonstransformator	6 utgående felt 2 transformatorfelt 1 felt til stasjonstransformator 1 felt for seksjoneringsbryter
Kontrollanlegg	4 releskap 2 IKT-skap	6 releskap 2 IKT-skap

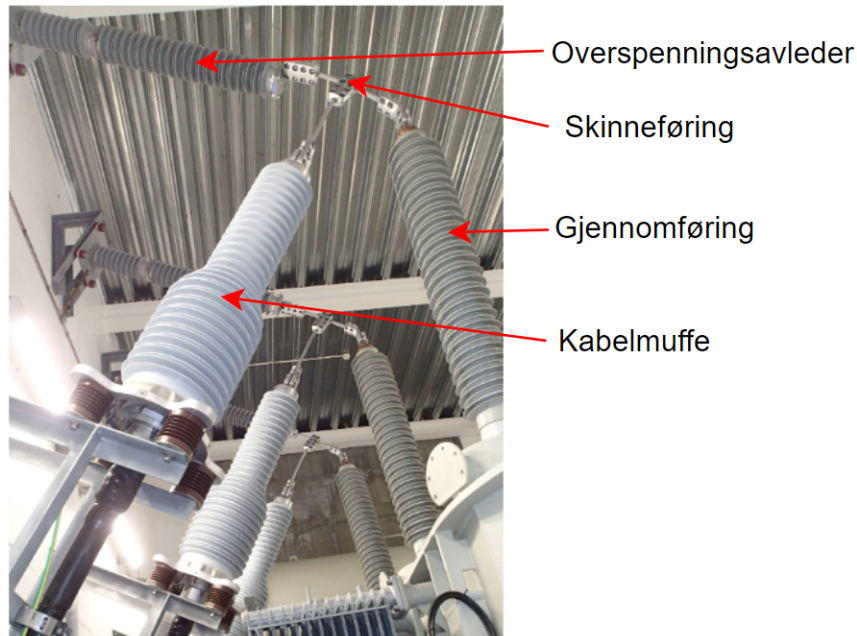
Tabell 1: Utgangspunkt for standardstasjon

4.1 Transformatorrom

Stasjonen er dimensjonert for en 40 MVA ONAN transformator. Data for transformatoren ligger i vedlegg 2, her er ekspansjonstank og kjøleribber inkludert i dimensjonene. Dette er den største transformatoren stasjonen er dimensjonert for, mindre transformatorer kan brukes. Transformatorgruven skal være lukket, som vil si at det skal være tak over transformatoren. Dette vil beskytte transformatoren fra dårlig vær samt minimere risikoen for sabotasje og hærverk, dette vil i praksis gi transformatoren lenger levetid uten å øke kostnadene betraktelig. En lukket transformatorgruve vil også føre til mindre støy. For å ventilere rommet skal det være naturlig ventilasjon gjennom inntaksrister på porten og uttaksrister øverst i veggen på motsatt side.

Da transformatoren veier flere tonn må det være en betongplate utenfor sjakten som fundament. Denne platen skal være like lang som transformatoren + 1 meter og like bred som porten. Det brukes jernbaneskiner for å føre transformatoren inn i rommet. Gulvet i gruve vil ha spor som skinnene kan legges i eller ha fastmonterte skinner. Det må også være et løftepunkt innerst i rommet for å dra transformatoren inn. Dette installeres ved å lage en utsparring i den ene gruveveggen og krever da ikke noe ekstra plass.

I DSB sin veiledning til FEF stilles det krav til 1 meters betjeningsgang for høyspenningsinstallasjoner [9]. Dette kan bli litt knapt når det skal kobles overspenningsavledere, kabelmuffer og skinneføringene til transformatoren. I tillegg kan et bredere rom gjøre at takhøyden reduseres ved at skinneføringene ikke kommer høyere enn gjennomføringene på transformatoren. Dette er fordi det vil være et avstandskrav mellom de åpne skinneføringene og taket. Illustrasjon av et eksempel på tilkoblingen til transformatoren vises i figur 19.



Figur 19: Transformortilkobling 132 kV (Kilde: Siemens Energy)

4.2 Spole

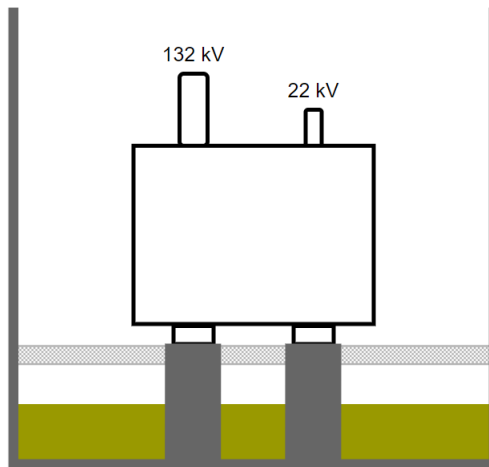
I standardløsningen skal det være spolejordet nett på 22 kV siden. Både ved en og to transformatorer er det kun behov for en spole som kobles inn og ut via en motordrevet bryter. Typiske mål for en spole i denne typen stasjon er 1800 mm lang, 2400 mm bred og 2650 mm høy. Det er tatt utgangspunkt i at spolens kjølemetode vil være ONAN og at den inneholder 1670 kg olje.

4.3 Oljeoppsamling

Ifølge DSB sin veileder til FEF skal komponenter med mer enn 1000 l olje ha oljegrube for å samle opp oljen ved eventuelle utslipp [9]. Både spolen og transformatoren inneholder mer enn dette og må da ha oljegrube. Komponentene skal ha en felles oljegrube der oljen fra spolen vil fraktes inn til oljegruben under transformatoren via rør. I følge NEK 440 8.8.1.3 må denne oljegruben romme volumet til hele oljemengden til den komponenten som inneholder mest olje [10]. For å dimensjonere nødvendig volum av oljegruben er det tatt utgangspunkt i en standard oljetype for ONAN kjøling, Nynes Nytro 10XN, som har en tetthet på $0,88 \text{ g/cm}^3$ [11]. Transformatorer av denne størrelsen inneholder typisk rundt 12 tonn olje, nødvendig volum i oljegruben vil da bli:

$$\frac{12 \cdot 10^6 \text{ g}}{0,88 \text{ g/cm}^3 \cdot \frac{10^6 \text{ cm}^3}{1 \text{ m}^3}} = 13,64 \text{ m}^3$$

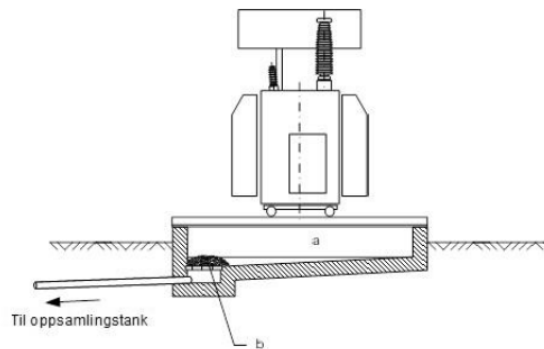
Oljegruben skal også utstyres med et stålristerfilter for slukking av en eventuell brann.



Figur 20: Illustrasjon av oljegruve til krafttransformator

Spolen skal stå på stålbjelker over en liten oppsamlingsplass som vist i figur 21, her vil det også være behov for en filterløsning som skal slukke eventuelle branner før oljen føres til oljegruve under transformatoren. I følge NEK440 må det her være plass til 20% av oljevolumet til spolen [10]. Da spolen inneholder 1670 kg olje vil nødvendig oppsamlingsvolum under spolen bli:

$$\frac{1670 \cdot 10^3 g}{0.88 g/cm^3 \cdot \frac{10^6 cm^3}{1 m^3}} \cdot 0.2 = 0.38 m^3$$



Figur 21: Oljeoppsamling spole (Kilde: NEK 440)

4.4 Stasjonstransformator

For å forsyne stasjonen med elektrisitet må den ha en egen stasjonstransformator. Det er vanligst å ha en stasjonstransformator med ytelse på 100 kVA i disse stasjonene, men da kunden kan ha behov for mer ytelse er stasjonen dimensjonert for en 315 kVA tørrisolert transformator. Denne transformatoren må stå inne i en kapsling da den ikke er berørings sikker, data med dimensjoner for kapslingen ligger i vedlegg 3. Da tørrisolerte transformatorer er større enn oljeisolerte vil det være plass til en oljeisolert stasjonstransformator dersom kunden ønsker det.

4.5 Hjelpeanlegg

4.5.1 Batterirom

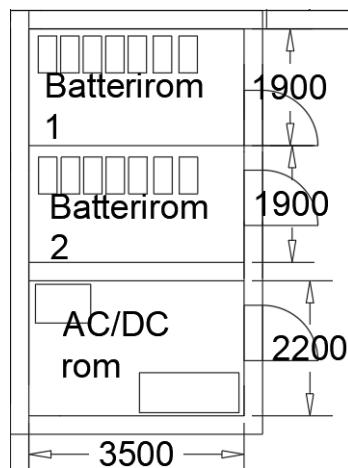
I batterirommet har vi bestemt oss for å dimensjonere for bruk av ventilregulerte blybatteri (VRLA celler). Dette kommer i hovedsak fra at disse batteriene ikke avgir like mye hydrogengass ved oppladning som blybatteri med ventilerte celler. Dette gjør også at vi slipper de strenge kravene til ventilering (NEK 400 806A) og ugjennomtrengelig og kjemisk motstandsdyktig gulv i batterirom (NEK 400 806B).

I stasjonen har vi lagt opp til at det er mulig å velge mellom å ha et eller to batterirom. Dette gir mulighet for å bygge en stasjon med et mer redundant hjelpeanlegg hvor batterirommene er i hver sin branncelle. Om stasjonen trenger høyere batterikapasitet kan de to batterirommene slås sammen så det blir plass til å parallellkoble batteriene og doble kapasiteten. Dersom nettselskapet mener det holder med et batterirom står dette rommet klart til andre formål som lagerrom eller eventuelt WC dersom stasjonen bygges uten tilleggsmoduler.

Batterirommet er dimensjonert for å romme 20 seriekoblede 12V battericeller av typen GNB Marathon M12V155FT [12]. Cellene skal settes i stativ ovenfor hverandre i tre nivåer for å få plass til alle.

4.5.2 AC/DC-forsyning

AC/DC-rommet skal i hovedsak ha plass til skapene til AC- og DC-fordeling. Dette er selve nettverket som forsyner hjelpeanlegget. Dimensjonene på skapene har vi fått oppgitt av Siemens Energy. DC-skap bxdxh 900x600x2200mm og AC-skap bxdxh 1620x650x2100mm. Det er dimensjonert plass til to DC-skap og ett AC-skap i rommet. Vi har laget et eksempel på hvordan hjelpeanlegget kan kobles i vedlegg 4 enlinjeskjema 1 og 2.



Figur 22: Batteri- og AC/DC-rom

4.5.3 Mobilt aggregat

Aggregattilkobling til bygget vil være på utsiden av bygget, slik kan eier av stasjonen komme med et mobilt aggregat ved behov. Batteriet skal være frem til det mobile aggregatet er på plass.

4.6 AIS Vs. GIS

NVE har laget en rapport der de sammenligner AIS og GIS anlegg. Et utdrag fra denne rapporten med en oppsummering av fordeler og ulemper ligger i vedlegg 5. Hovedargumentet for å bruke GIS-anlegg er at stasjonen skal være fleksibel og kunne plasseres også i trangere omgivelser, det var derfor viktig å gjøre den så liten som mulig. GIS-anlegg er da det beste valget siden de er mer kompakte enn AIS-anlegg. GIS-anlegg er også lettere å plassere innendørs og utgjør derfor mindre visuell forurensning enn AIS. GIS krever også mindre vedlikehold, men er også mer krevende å vedlikeholde. Investeringskostnadene er også generelt lavere for GIS-anlegg opp til 145 kV anlegg. Det var også et ønske fra oppdragsgiver å ta utgangspunkt i GIS-anlegg.

4.7 Konvensjonelle Vs. ikke-konvensjonelle løsninger

Når det skal bygges transformatorstasjon er det flere valg som må tas for å ende opp med en løsning som passer stasjonens behov, budsjett og omstendigheter. For å ta hensyn til dette har vi gjort en sammenligning av alternative løsninger som enten har vært mye brukt eller er på vei til å bli den nye standarden i markedet. Når vi har gjort valgene våre har vi også tatt hensyn til at stasjonen vår skal være en standardløsning som skal være mulig å bruke i mange år fremover. Med hensyn til dette har vi valgt løsninger som er lite plasskrevende og som vi ser for oss kommer til å bli mer etterspurt i fremtiden uten å komprimere stasjonens egenskaper.

4.7.1 LPIT Vs. Konvensjonelle måletransformatorer

Fordeler	Ulemper
<ul style="list-style-type: none">• Anlegget kan kortes ned 1.8 m i bredden og 0.3 m i høyden. Vekt redusert med ca. 1500 kg (bluegis). Vesentlig mindre kabling, og det krever ikke egne gassrom for måletransformatorene• Både strøm og spenningsmåling skjer i samme enhet• Høy redundans med to strømsensorer og en spenningsensor for hvert felt• Fleksibel, LPIT kan monteres hvor som helst i GIS-anlegget• Høy personsikkerhet, lave signaleffekter i sekundærkretser og ingen fare for ha-varier• Ingen magnetiske tap eller ferroresonans• Solid innfesting, vedlikeholdsfritt og ingen endring i måleegenskaper• Mer nøyaktig enn klasse 0,2S, det vil si at verdiene er innenfor en nøyaktighet på $\pm 0,2\%$• Ingen metningsproblematikk• Større frekvensbåndbredde for måling av harmoniske• Samme sensor for måling og vern• Ingen eksplosjons- eller kortslutningsfare	<ul style="list-style-type: none">• Relativt ny teknologi, det er dermed lite erfaring blant selskaper om vedlikehold og drift• Det er dårlig med testutstyr siden teknologien fortsatt er ny• Målingene er sensitive ovenfor støy og eksterne magnetiske felter• Krever elektronikk for å fungere. Høyere nøyaktighet krever dyrere elektronikk• Kortere levetid pga elektronikk• Relévern og måleutstyr må støtte inngangssignal i mV. Hvis ikke må MU tilkobles først (LPCT)

Tabell 2: Fordeler og ulemper for LPIT

Fordeler	Ulemper
<ul style="list-style-type: none"> • Godt utprøvd teknologi, nettselskaper har god kompetanse mtp. vedlikehold og oppbygning • Kan være fordelaktig å ha hver sin komponent for måling av strøm og spenning • Kan kobles til mange forskjellige fabrikater av kontrollutstyr • Lave investeringskostnader • God pålitelighet • Mulighet for åpen deltakobling på samme kjerne som sekundærkobling (VT) • Mulighet for flere sekundærsider på samme kjerne(CT) • Lang levetid 	<ul style="list-style-type: none"> • Tar mer plass, veier mye og krever to egne gassrom, øker lengden på anlegget vesentlig • Må ha en enhet for strømmåling og en annen for spenningsmåling • Mer vedlikehold • Måletransformatorer kan gå i metning (CT) • Forskjellige transformatorer for vern og måling. • Bruker olje som isolering • Fare ved kortslutning av sekundærside (VT) • Eksplosjonsfare ved brudd på sekundærkretsen (CT). Treg transient respons (CT)

Tabell 3: Fordeler og ulemper for konvensjonelle måletransformatorer

Tabellene er utarbeidet ved hjelp av vedlegg 1 og masteroppgaven ”Bruk av ikke-konvensjonelle mlettransformatorer” [13].

I de to tabellene over vises det fordeler og ulemper for både LPIT og konvensjonelle måletransformatorer, det er ut ifra dette, og med anbefalinger fra Siemens Energy at vi tok denne avgjørelsen.

Det er klart flere fordeler ved LPIT måletransformatorer, de største fordelene her er at den tar vesentlig mindre plass og at den ikke vil eksplodere eller forårsake større branner ved feilkobling da den ikke inneholder olje. Den klare ulempen med LPIT er at det er lite erfaring i bransjen angående vedlikehold og drift av dem, og at det kreves dyrere og mer nøyaktig elektronikk for å behandle signalene. Det er LPIT Siemens Energy anbefalte oss å ta utgangspunkt.

Det motsatte gjelder for konvensjonelle måletransformatorer, her er det mye erfaring rundt vedlikehold og bruk, men de tar mer plass og er ikke like sikre ved havari.

4.7.2 Clean Air Vs. SF_6 gass

Fordeler	Ulemper
<ul style="list-style-type: none">• Anlegget har lang levetid, over 50 år og krever lite vedlikehold.• Lekkasje rate på under 0,1%.• Kombinert med en LPIT måletransformator vil Clean Air anlegget ta mindre plass enn et SF6 anlegg.• Består av 20% oksygen og 80% nitrogen, dette er i praksis den samme blandingen vi har i lufta vi puster og det er derfor ingen helsefarlige eller miljøskadelige konsekvenser dersom gassen skulle lekke ut.• I GWP-verdi (Global Warming Potential) har Clean Air gassen 0 i utslag, dette måles i forhold til CO2 som da har verdien 1.• Anlegget er fullisolert og har ingen berøringsfare.	<ul style="list-style-type: none">• Clean Air gassen har en dielektrisk holdfasthet på 0,43 i forhold til SF_6 gass og krever derfor større avstander mellom spenningsførende deler for å unngå overslag.• Uten LPIT måletrafo vil anlegget ta mer plass enn et anlegg med SF6 gass.

Tabell 4: Fordeler og ulemper for GIS-anlegg med Clean Air gass

Fordeler	Ulemper
<ul style="list-style-type: none"> • Bransjen har lang erfaring med bruk av anlegg med SF_6 gass og de er både pålitelige og har lang levetid. • SF_6 gass har høy dielektrisk holdbarhet og kan derfor ha mindre isolasjonsavstand mellom komponentene. • Lekkasjeraten er så lav at gass som lekker ut er ubetydelig. • Gassen i sin naturlige tilstand er ikke giftig for mennesker. • Anlegget er fullisolert og har ingen berøringsfare. 	<ul style="list-style-type: none"> • Anlegget vil ha høye revisjonskostnader etter omtrent 20 år • SF_6 gass er luktløs og fargeløs og mennesker kan derfor ikke oppdage om de befinner seg i et rom med gassen. Dette kan være problematisk ettersom gassen er tyngre enn luft og vil kunne fortrenge luften i rom og utgjøre en kvelningsfare. • SF_6 gassen har en lang levetid i atmosfæren på opp mot 3200 år. • SF_6 gass er anslått til å ha en verdi på 22800 i GWP. [5] • Dersom SF_6 gassen utsettes for høye temperaturer som for eksempel ved en høyenergi utladning vil den omdannes til de giftige spaltningsproduktene SF_4, SOF_2 og AlF_3.

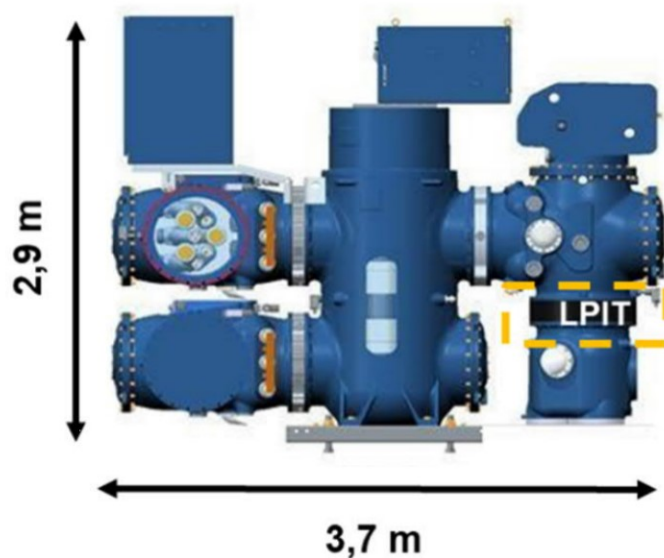
Tabell 5: Fordeler og ulemper for GIS-anlegg med SF_6 gass

For lukkede gassisolerte system (GIS) har det lenge vært vanlig å bruke SF_6 gass som isolasjonsmedium mellom fasene og fase-jord, dette er en gass som er veldig effektiv til å slukke lysbuer som betyr at den ikke trenger like stor avstand mellom komponenter for å gjøre samme jobben som et luftisolert system (AIS). Problemet med SF_6 er at det er en farlig drivhusgass med en GWP på omtrent 22 800, her kommer Clean Air isolasjon inn, dette er i praksis ren luft og kan erstatte SF_6 gassen i GIS-anlegget. Ved hjelp av Clean Air beholder vi den gode slukkeevnen hos GIS-anlegg som gir et relativt lite koblingsanlegg samtidig som vi holder oss unna den miljøskadelige SF_6 gassen.

4.8 132 kV koblingsanlegg

I koblingsanlegget for 132 kV siden for transformatoren har vi lagt opp til at det skal være dobbel samleskinne, LPIT måletransformatorer på hvert felt og på samleskinnen og jording på samleskinnen. Det blir to felt inn til stasjonen og et felt til hver transformator. Vi har valgt å dimensjonere anlegget etter Siemens Energy sitt 8VN1 Blue GIS 145 kV anlegg. De to løsningene vil kreve henholdsvis 3 og 4 felt og minstedimensjonene for anlegget blir da 2,9 m høyt, 3,7 m langt og 3,5 m bredt ved 3 felt og 4,5 m bredt ved 4 felt.

Siemens Energy sitt Blue GIS anlegg bruker teknisk ren luft bestående av 20% oksygen og 80% nitrogen som isolasjonsmedium, dette gir en stabil og helt ufarlig gass for både mennesker og miljøet.



Figur 23: 8VN1 Blue GIS 145 kV anlegg fra Siemens Energy

Det ble bestemt at 132 kV GIS-anlegget i utgangspunktet ikke skulle inkludere koblingsbryter siden dette er en dyr komponent som heller kan inkluderes ved behov.

Under montering av GIS-anlegget anbefaler vi bruk av portalkran. Portalkran er vanlig for nettselskap å ha tilgjengelig, det blir derfor den mest økonomiske løsningen siden den bare benyttes ved montering og 25 års revisjon eller dersom det skjer et havari på koblingsanlegget.

4.9 22 kV koblingsanlegg

I 22 kV koblingsanlegget ble det bestemt av Siemens Energy å ta utgangspunkt i Siemens NXPLUS C [14], se vedlegg 6 for datablad. Dette er hermetisk tette skap som bruker SF_6 -gass for isolasjon. Skapene har en samleskinne og kan enkelt settes sammen og utvides med nye skap, dimensjonene til skapene er 600 mm bredt, 1250 mm dype og 2650 mm høye. For løsningen med 2 transformatorer vil det være en seksjoneringbryter, denne gir oss mulighet til å drifte alle felt fra en transformator dersom det er nødvendig. Ellers vil hver transformator forsyne hver sin del av anlegget.

Årsaken til at vi bruker SF_6 gass her istedenfor Clean Air som i 132 kV koblingsanlegg, er fordi mengden SF_6 -gass er en god del mindre og sjansen for lekkasje er veldig liten. Dette gjør også at konsekvensene ved en eventuell lekkasje vil være mindre.

Antall felt i stasjonen vil variere med hvor mange transformatorer det er. Med en transformator vil det være 6 felt, for to transformatorer vil det være 10 felt.

Rommet er dimensjonert for opptil 13 felt. Standardstasjonen med 1 transformator kan da utvides med opptil 7 felt, og 2 transformatorløsningen kan utvides med opptil 3 felt.

4.10 Kontrollanlegg

I kontrollanlegget har vi tatt utgangspunkt i at hvert skap er 800 mm bredt, 800 mm dypt og 2100 mm høyt, dette er dimensjoner som Siemens Energy har gitt oss og som er vanlige for både relé- og IKT-skap.

Hvor mange skap som trengs kommer an på stasjonen, antall transformatorer, antall felt og om du har utstyr i LCC-skap på GIS-anlegget spiller inn på mengden skap. I dimensjoneringen vi gjorde av kontrollrommet tok vi utgangspunkt i at LCC-skapene skulle stå i 132 kV anlegget, men det kan gjøres en vurdering på om man ønsker å gjøre plass til dette i kontrollrommet. Ut fra Siemens Energy sine erfaringer trengs det 2-3 reléskap og 1-2 IKT-skap relativt uavhengig av stasjonen forøvrig. I tillegg til dette 1 reléskap per transformator og 1 skap for mulig utvidelse.

Dette gav oss følgende behov for skap basert på antallet transformatorer.

1 transformator: 2 IKT-skap + 4 reléskap = 6 skap totalt

2 transformatorer: 2 IKT-skap + 6 reléskap = 8 skap totalt

Antall skap er bare veiledende for dimensjonering av størrelse og utforming av rommet. Det skal også være plass til en pult med stasjonsdatamaskin for kontrollering av anlegget, eventuelt også tillegg som fiberskap og fordeling til stasjonen men dette kan også plasseres i AC/DC-rommet.

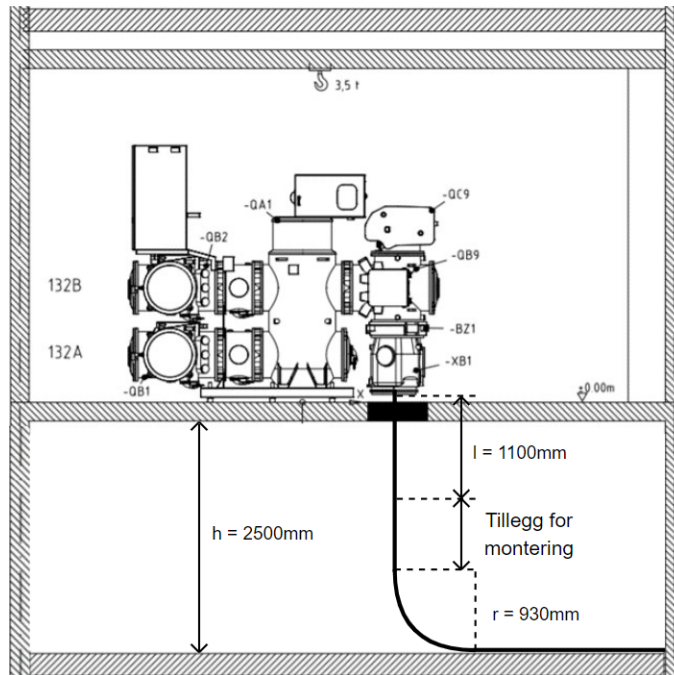
4.11 Kabelkjeller

Stasjonen skal ha kabelkjeller under 132 kV GIS-anlegg. Dette er for å enkelt kunne føre kablene til transformatoren og ha en full kjeller montørene kan jobbe i.

For kablene fra 132 kV-GIS anlegg til transformatoren har vi valgt å ta utgangspunkt i TSLF 170kV $1 \times 1200 \text{ mm}^2$ [Vedlegg 7]. Dette er en enleder kabel med en nominell ytre diameter på 93,0 mm. Minste bøyeradius ved gjentatt bøying eller bearbeiding regnes ut ved å multiplisere diameteren på kabelen med 10.

$$93,0 \text{ mm} \cdot 10 = 930 \text{ mm}$$

Fra endeavslutningen på GIS-anlegget til en kan starte bøying av kabelen må det også være 1100 mm for å unngå mekaniske krefter på endeavslutningen, dette gir en minimum høyde på 2100 mm. Det er i tillegg lagt til 400 mm for å gjøre monteringen enklere, nødvendig høyde på kabelkjelleren blir da 2500 mm.



Figur 24: Illustrasjon av oppkobling til GIS-anlegg med bøyeradius på kabel

4.12 Datagulv

Under 22 kV GIS-anlegget, kontrollanlegget, AC/DC hjelpekraft rommet og gangen skal det være datagulv i stasjonen. Kablene som går fra disse rommene har mindre tverrsnitt enn kablene som går fra 132 kV-GIS rommet, det er derfor tilstrekkelig å bygge stasjonen med datagulv her.

For kablene fra 22kV-GIS anlegg til transformatoren har vi tatt utgangspunkt i TSLF 24kV $1 \times 630 \text{mm}^2$ [Vedlegg 8]. Dette er en enleder kabel med en nominell ytre diameter på 50,1 mm. Vi regner ut minste bøyeradius ved gjentatt bøyning eller bearbeiding på samme måte som for TSLF 170kV kabelen.

$$50,1 \text{mm} \cdot 10 = 501 \text{mm}$$

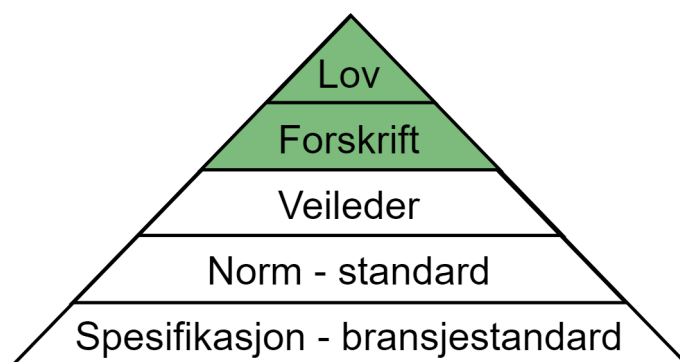
For 22 kV GIS-anlegget vil endeavslutningen ligge oppe i cellen (over datagulvet), dette betyr at vi ikke trenger å ta hensyn til mekaniske krefter på endeavslutningen. Når vi tar hensyn til at det også skal være en sum.transformator nær endeavslutningen og mulighet for å legge to kabler per fase så har vi fått anbefalt å konstruere datagulvet med en dybde på 1000mm.

4.13 Bygget

Alle veggene i stasjonen vil bli bygget med betongelementer. Dette vil tilfredsstillte alle krav til brann-celler og kan gjøre konsesjonssøknadsprosessen lettere. Disse veggene kan leveres som prefabrikkerte pakker og dersom det er ønskelig å gjøre endringer på byggets rominndeling kan dette gjennomføres ved å sette opp lekavegger.

5 Regelverk

Under planlegging, installasjon og drift av elektriske anlegg er det ulike lover og forskrifter som en må følge. I tillegg finnes det veiledere, normer, standarder og spesifikasjoner som gir retningslinjer for hvordan en kan oppfylle de kravene som er satt. Som vist i figur 25 står loven øverst i hierarkiet, og disse sammen med forskrifter er juridisk bindende. Dersom lovene stiller ulike krav, er det det strengeste kravet som gjelder.



Figur 25: Illustrasjon av regelverkshierarki

5.1 Relevante lover og forskrifter

Lov/forskrift	Formål
Energiloven	Loven skal sikre at energiforsyningen foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte og tar både private og samfunnsmessige hensyn.
Plan- og bygningsloven	Loven skal fremme bærekraftig utvikling og sørge for at tiltak blir i samsvar med lov, forskrift og planvedtak.
Forskrift om brannforebygging	Forskriften skal legge til rette for at sannsynligheten for brann blir så liten som mulig, og om brann skulle oppstå at konsekvensene blir minst mulig.
Forskrift om elektriske forsyningsanlegg (FEF:2006)	Forskriften skal sørge for at elektriske anlegg prosjekteres, utføres, driftes og vedlikeholdes slik at de sikkert ivaretar den funksjonen de er tiltenkt uten å fremby fare for liv, helse og materielle verdier.
Forskrift om sikkerhet ved arbeid og i drift av elektriske anlegg (FSE:2006)	Forskriften skal ivareta sikkerheten ved arbeid på eller nær drift av elektriske anlegg ved at det stilles krav om at aktivitetene skal være tilstrekkelig planlagt og at det er iverksatt nødvendige sikkerhetstiltak for å unngå skade på liv, helse og materielle verdier.
Kraftberedskapsforskriften	Forskriften skal sikre at kraftforsyningen opprettholdes og at normal forsyning gjenopprettes på en effektiv og sikker måte for å redusere de samfunnsmessige konsekvensene.

Tabell 6: Oversikt over de relevante lovene og forskriftene

5.2 Klassifisering

Kraftberedskapsforskriften klassifiserer transformatorstasjoner o.l. etter hvor viktige de er for beredskapen. Klassifiseringen går fra 1 til 3, der 3 er de viktigste. Med høyere klassifisering kommer strengere krav til prosjektering og redundans da det er mer kritisk om en slik stasjon går ut av drift.

KBF § 5-2. Klasser

Klasse 2 stasjon omfatter:

- b. Transformatorstasjon med samlet hovedtransformatorytelse på minst 50 MVA og høyeste spenningsnivå på minst 30 kV.

Standardstasjonen klassifiseres som en klasse 2 stasjon, dette er etter ønske fra oppdragsgiver. Hver transformator er på 40 MVA ytelse, dette kan gi en total ytelse på opptil 80 MVA. Vi har derfor valgt å følge forskriften og sikkerhetskravene som gjelder for klasse 2 stasjoner. Sikkerhetskrav til klasse 2 transformatorstasjoner fra KBF ligger i vedlegg 9.

5.3 HMS

En viktig del av å designe en transformatorstasjon er HMS, som forklart i FEF § 1-1:

Elektriske anlegg skal prosjekteres, utføres, driftes og vedlikeholdes slik at de sikkert ivaretar den funksjon de er tiltenkt uten å fremby fare for liv, helse og materielle verdier.

Dette nevnes også i FEF §2-1 om prosjektering:

Elektriske anlegg skal prosjekteres, utføres, driftes og vedlikeholdes slik at de sikkert ivaretar den funksjon de er tiltenkt uten å fremby fare for liv, helse og materielle verdier.

Anlegg og utstyr skal være robust og egnet for alle påregnelige påkjenninger. Anlegg skal være fagmessig utført.

I prosjektet har vi fulgt forskrifter og normer for havne på en stasjon som ikke bare er standardisert og fleksibel, men også sikker og pålitelig.

5.3.1 Brannceller

For at branner og eksplosjoner i anleggene skal gjøre minimalt med skade har vi valgt å plassere de fleste systemene i stasjonen i egne brannceller. Her har vi fulgt DSB sin Temaveiledning brannvern i kraftforsyningen [15]. I kapitel 4.3.6 nevnes det hvilke komponenter som skal ha egen branncelle, disse er:

- Trappeløp/korridorer
- Rom for høyspenningsanlegg
- Transformatorrom ol.
- Tekniske, relé-, data- og kontrollrom
- Kabler (Kulverter, sjakter og kabeltunneler)
- Lager for brannfarlig materiale

Komponenter som bør legges i egen branncelle er:

- Ventilasjonsanlegg
- Akkumulatoranlegg (batterirom)
- Effektbrytere ol.

Vi har valgt å ha batterirommet i egen branncelle, da det virker som om dette vil bli en norm i det nye REN-blad 7007 som fortsatt er under høring under publiseringen av denne rapporten. Brytere blir også i en egen branncelle med GIS-anlegget.

5.3.2 Nødutganger

For å bestemme hvor mange nødutganger stasjonen trenger har vi fulgt NEK440 7.5.4, denne nevner at det ikke skal være lengre enn 40 m til nærmeste nødutgang ved U_m større enn 52 kV, eller lengre enn 20 m ved U_m mindre enn 52 kV. Vi bestemte oss for å følge den sistnevnte i hele stasjonen siden den har to spenningsnivåer, der begge disse kravene kan gjelde. Det var også et mål å ha så få dører som mulig, dette var for å spare inn på kostnader og for å begrense adgangen til de forskjellige rommene.

5.3.3 Nødbelysning

Temaveiledning brannvern i kraftforsyningen kapittel 4.3.3 stiller krav til nødbelysning. Nødbelysningen skal være forsynet fra nødstrømsforsyningen, altså batteriene i hjelpeanlegget. Det er også en anbefaling om å installere lommelykter med batteri som kontinuerlig lades opphengt på sentrale steder.

5.3.4 Adgang

I kraftberedskapsforskriften står det i Vedlegg 2 til § 5-5: Særlige krav til sikring for anlegg klassifisert i klasse 2 at:

2.2.3 Driftskontrollrom og andre rom for styring og samband skal være egne adgangskontrollerte soner med middels sikringsnivå og brannmotstand etter fastsatte normer.

Det er ellers ingen krav til adgangskontroll i klasse 2 stasjoner i følge kraftberedskapsforskriften, men etter § 5-11 kan beredskapsmyndighetene pålegge at en klasse 2 stasjon skal følge samme krav som en klasse 3 stasjon og derfor også adgangskontroll.

Vi har derfor lagt opp til at det skal være mulig å føre en viss adgangskontroll i stasjonen. Dette blir utført med å ha en gang som fører til de fleste rom, og alle rom som ikke er tilknyttet denne skal kunne nås fra utsiden av stasjonen. Det er dermed mulig å nå alle rom uten å måtte gå gjennom et annet.

5.3.5 Avstander

Vi har brukt DSB sin veiledning til FEF 2006 tabell 4-1 for å finne fase-jord og fase-fase avstander. FSE 2006 tabell 1 for risikoavstander ved forskjellige spenningsnivåer.

For avstander rundt komponenter har vi brukt DSB sin veiledning til FEF 2006 tabell 4-3. Her har vi for eksempel krav om 1 meters bredde på betjeningsgang[9]. Dette har vært nok for de fleste komponenter, men for traforommet har vi måttet dimensjonert mer på grunn av den høye spenningen i transformatoren og for å få plass til tilkoblingen av høyspentkablene.

5.3.6 Redundans

I KBF vedlegg 2 til § 5-5: Særlige krav til sikring for anlegg klassifisert i klasse 2 står det om redundans:

2.2.6: Skal som hovedregel ha dublering av de viktigste komponenter for anleggets primære funksjoner. Dette gjelder bl.a. samleskinner, skillebrytere, samt annen nødvendig utrustning.

Vi har tatt hensyn til dette ved å ha dobbel samleskinne på 132 kV-siden. Vi har også valgt å ha mulighet for redundans i batterianlegget om dette er ønskelig.

5.3.7 Kryssing av kabler

I følge DSB sin veiledning til FEF 2006 §4-2 underkapittel "minste isolasjonsavstand under spesielle forhold" skal:

Minste isolasjonsavstand mellom deler av en installasjon som har ulikt spenningsnivå skal være minst 125% av avstandene til det høyeste spenningsnivået.

For 132 kV er avstandskravet 1300 mm, dette gir en isolasjonsavstand på: $1300 \text{ mm} \cdot 1.25 = 1625 \text{ mm}$.

6 Resultat

6.1 Romliste

En oversikt over de ulike rommene i standardstasjonen og utstyret som skal være i hvert rom er listet opp i tabell 7.

Rom	Utstyr
Transformatorrom	Krafttransformator 40 MVA Oljegrube Overspenningsavleder Kabelmuffer Skinneføringer Gjennomføringer Nullpunktsspolebryter
Spolerom	Petersonspole
132 kV GIS-rom	Siemens 145 kV 8VN1 Blue GIS anlegg LPIT strøm og spenningsmåler på hvert felt og samleskinne Jording av samleskinne 1 transformator: 2+1 felt 2 transformatorer: 2+2 felt LCC skap kan stå i 132 kV-rommet eller kontrollrommet
Batterierom	Mulighet for en eller to brannceller 20 seriekoblede batteri av typen GNB Marathon M12V155FT.
Hjelpeanlegg AC og DC	Én AC fordelingstavle med brytere og sikring Opptil to DC fordelingstavl
22 kV GIS-rom	22 kV kapslet anlegg delt opp i moduler 1 transformator: 6 skap 2 transformatorer: 10 skap
Stasjonstransformator	Transformator 315 kVA
Kontrollrom	Reletavler og IKT-skap Stasjonsdatamaskin Kommunikasjonsutstyr Energimålere 1 transformator: 4 reléskap og 2 IKT-skap 2 transformatorer: 6 reléskap og 2 IKT-skap Eventuelle LCC skap
Kabelkjeller	132 kV kabelføring
Datagulv	22 kV kabelføring Kabelføring kontrollrom Kabelføring stasjonstransformator og spole

Tabell 7: Oversikt over rommene i stasjonen og utstyret

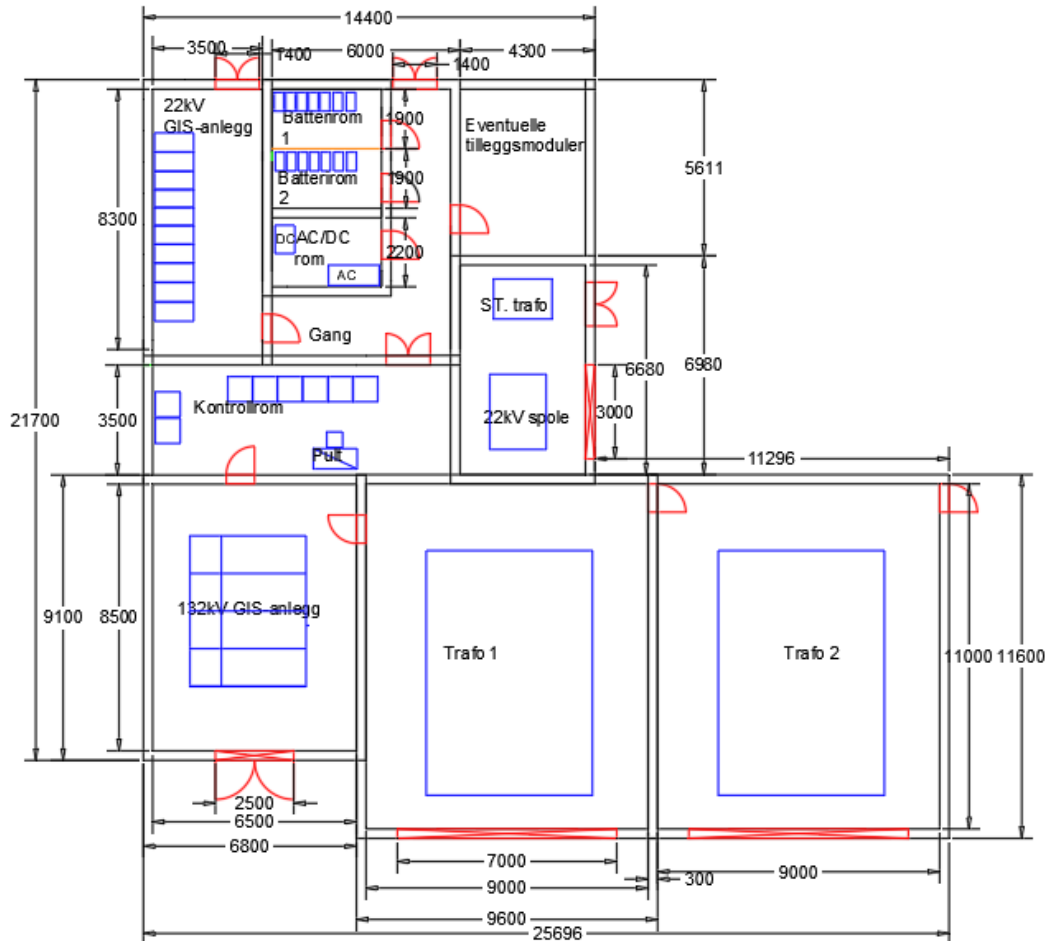
6.2 Forutsetninger for valg av planløsning

Et viktig fokusområde når vi skulle komme opp med en planløsning var å lage et plasseffektivt bygg samtidig som enkelte rom skulle være mulig å utvide uten komplikasjoner. Det skulle være plass til å utvide 22 kV og 132 kV GIS-rommene slik at det ville være mulig å bygge en stasjon med ekstra avganger. Det skulle også være mulig å inkludere tilleggsmoduler som pauserom og toalett på en naturlig måte. Vi kom frem til at dette ble de viktigste fokusområdene for at vi skulle få en så optimal løsning som mulig:

- Forskrifter og normer
- Enkel og dobbel transformatorløsningene skulle være så like som mulig
- Inngangen til transformatorene skal være på samme side av bygget
- Enklest mulig kabelføring
- Bygget må være dimensjonert for å få inn alle skap og komponenter
- Rom for utvidelser i fremtiden
- Naturlig fasade på bygget
- Lite grunnareal på bygget
- Skal helst ikke trenge å gå gjennom andre rom for å komme dit man skal

6.3 Standardstasjon

Figur 26 viser en plantegning for den ferdige stasjonen. Den kan ved små endringer bygges for enten en eller to transformatorer med en ytelse på 40 MVA hver. Plantegninger laget av Arcon Prosjekt ligger vedlagt i vedlegg 10 og 11.



Figur 26: Planløsning for to transformatorer

Transformatorrommet er dimensjonert for å romme transformatoren og ha nok plass til å bevege seg rundt. Under transformatoren er det en oljegrube, som samler opp oljen til transformatoren og 22 kV spolen ved lekkasjer og andre feil. Her er det også et stålristfilter som vil slukke en eventuell brann før det kommer inn i gruen.

Utenfor portene til transformatorrommene vil det være betongplater som tåler vekten til transformatoren. Her vil det også være mulig å installere skinner for å føre transformatoren inn i stasjonen.

Stasjonstransformator og 22 kV spole er plassert i samme rom, dette rommet er kun tilgjengelig fra utsiden da det sjelden er nødvendig å ha tilgang hit. Spolen deler oljegrube med transformatoren, dersom det brukes oljeisolert stasjonstransformator vil denne kunne ha et eget oljekar.

132 kV koblingsanslegg har dobbel samleskinne, to innkommende felt og en til to transformatorfelt. I standardløsningen er det også plass til et koblingsbryterfelt. GIS anlegget er isolert med clean air og bruker LPIT måletransformatorer i stedet for konvensjonelle måletransformatorer (se kap. 5 for begrunnelsen bak disse valgene).

22 kV koblinganlegg har enkel samleskinne, 6 felt ved en transformator og 10 felt ved to transformatorer. Rommet er også dimensjonert for at man kan ha flere felt om det er ønskelig, 7 ekstra felt er mulig for 1 transformatorløsning og 3 ekstra for 2 transformatorløsning.

Kontrollrommet er romslig og sentralt plassert i bygget, det skal i utgangspunktet være 6-8 skap her, men rommet er stort nok til å romme flere skap enn dette og. Kablene herifra vil gå via datagulvet, her er det en fordel at rommet står sentralt for å unngå trengsel og flaskehals for kablene, dette kan være et problem dersom alle kablene ut fra kontrollrommet skal i samme retning. Om ønskelig er det mulig å plassere LCC-skapene som vanligvis ville stått på 132 kV GIS-anlegget i kontrollrommet. Det er også god plass til en pult med stasjonsdatamaskin.

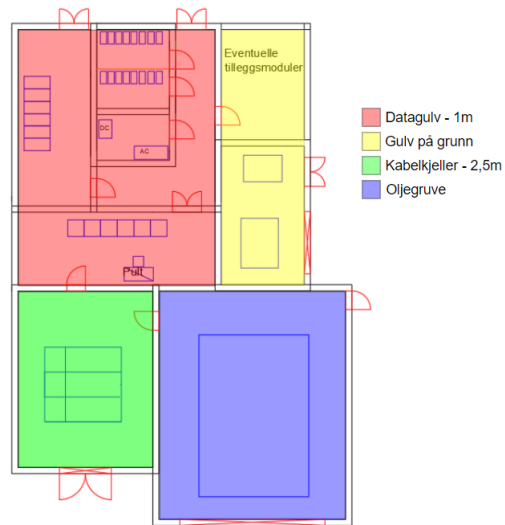
Hovedinngangen og dørene inn til 132- og 22 kV GIS-anlegg har dører med demonterbart overfelt. Dette vil gjøre det mulig å øke høyden på døren ved inntaking og uttaking av utstyr, mens de fortsatt overholder sikkerhetskrav til nødutgang. Porten inn til transformatorrommet blir laget av felt som plasseres oppå hverandre, disse feltene kan tas av ved behov. Porten inn til spolen blir en vanlig port, ellers i stasjonen er det standard dører.

Standardløsningen har plass til et stort eller to mindre batterirom i egne brannceller. AC/DC-rommet har fordelingene til hjelpekraftanlegget og stasjonsfordelingene, rommet har plass til en AC- tavle og 1-2 DC-tavler.

De fleste rom er tilgjengelig fra gangpartiet i den øvre delen av stasjonen. Unntakene er 132 kV GIS-rommet som er tilgjengelig fra kontrollrommet og utsiden, transformtorrommet som er tilgjengelig fra 132 kV GIS-rommet og utsiden og 22 kV spolen og stasjonstransformatoren som kun er tilgjengelig fra utsiden. Her er det god adgangskontroll siden alle rom er tilgjengelig enten fra utsiden eller gangpartiet. Dette gjør det mulig å implementere full adgangskontroll i stasjonen om det er ønskelig.

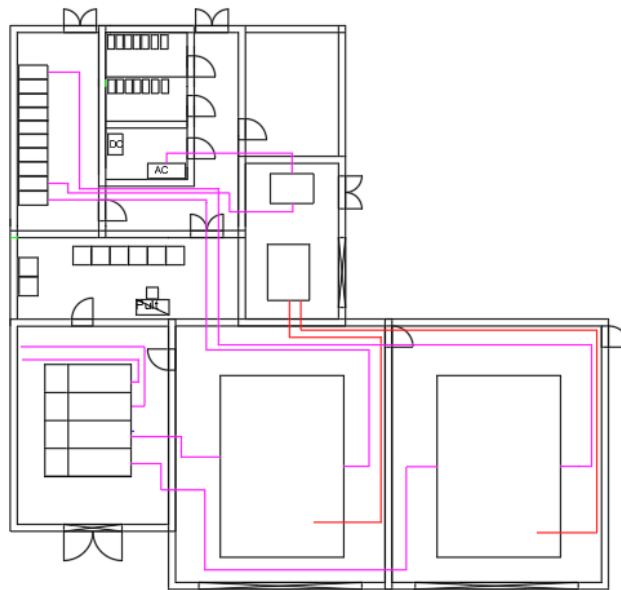
6.3.1 Kabelføringen i stasjonen

132 kV kablene vil bli ført til transformatoren via en kabelkjeller med en høyde på 2,5 meter. Kjelleren vil være tilgjengelig via en luke i gulvet. Det kan også plasseres en trapp på utsiden av bygget som vil gå inn under 132 kV koblingsanlegg for enklere tilkomst (se vedlegg 10 og 11). Under kontrollrommet, 22 kV koblingsanlegg, hjelpeanlegg, batterirom og gangen skal det være datagulv på en meter som vist i figur 27.



Figur 27: Oversikt over datagulv og kabelkjeller i stasjonen

Høyspenningskabler vil komme inn på østsiden av bygget og inn til 132 kV koblingsanlegg. Alt av 132 kV kabler befinner seg i nedre del av stasjonen da både 132 kV koblingsanlegg og transformator(e) befinner seg her. 22 kV kablene kan også tas ut på østsiden av bygget. Kablene til stasjonstransformatoren vil gå via datagulvet og føres inn i rommet via rør. Styrekablene fra kontrollrommet har kort vei inn til både 22 kV og 132 kV koblingsanlegg.

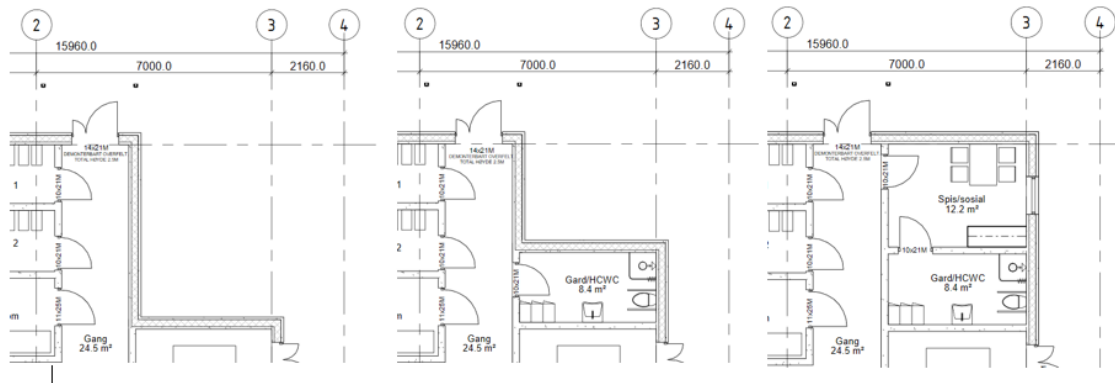


Figur 28: Kabelføring i stasjonen

6.3.2 Tilleggsmoduler

Det er 24 m² tilgjengelig for tilleggsmoduler i øvre høyre hjørne. Hvordan dette utnyttes er opp til kunden. I standardstasjonen er det lagt opp til en sosial sone, dette inkluderer pauserom med en kjøkkenkrok og et toalett med nøddusj og garderobeplass.

Tilleggsmodulene blir i utgangspunktet helt frivillig å ha, det blir også opp til kunden å bestemme hva som skal inkluderes i den. Det er god plass til pauserom med kjøkkenkrok, toalett og et lite teknisk rom. Plassen kan også brukes til lagerom om dette er ønskelig, eller sløyfes helt. Eksempler på hvordan dette kan gjøres vises i figur 29.



Figur 29: Muligheter for tilleggsmoduler - Levert av Arcon Prosjekt AS

6.4 Fasade

Standardstasjonen skal bygges i prefabrikkerte betongelementer. Vi har ellers valgt å holde mulighetene for fasaden på bygget åpne og ønsker at kunden selv skal ha mulighet til å velge dette. Med dagens teknologi er det mulig å gjøre mye spennende selv på enkle betongfasader og vi har fått hjelp fra arkitekt Geir Ove Torgersen fra Arcon Prosjekt AS til å lage et eksempel på hvordan stasjonen vil se ut i naturlige omgivelser.



Figur 30: Fasade på stasjonen forfra med enkel transformator - Levert av Arcon Prosjekt AS



Figur 31: Fasade på stasjonen bakfra med to transformatorer - Levert av Arcon Prosjekt AS

For å vise hvordan stasjonen kan gi et annet inntrykk ved enkle fargejusteringer har vi også fått laget to andre fargealternativer, disse ligger i vedlegg 12.

6.5 Elkrafttekniske løsninger

Stasjonen er designet for å romme det utstyret som kunden selv velger. Men for å kunne designe en realistisk stasjon har vi tatt utgangspunkt i flere komponenter og standardiserte dimensjoner.

For koblingsanleggene har vi laget forslag til enlinjeskjema basert på Siemens sine 8VN1 blue GIS 145 kV anlegg og Siemens NXPLUS C 24 kV anlegg. Disse enlinjeskjemaene er vedlagt i vedlegg 4, både for en og to transformatorer.

Transformatoren vi har tatt utgangspunkt i har en ytelse på 40 MVA. Nettselskaper velger ofte en egen produsent av transformatorer så denne er kun brukt for å få veiledende dimensjoner på en 40 MVA transformator. Det samme gjelder stasjonstransformatoren og 22 kV spolen.

Det er ikke tatt noen hensyn til spesifikke komponenter i kontrollrommet da dette vil variere mye fra stasjon til stasjon og vil inngå i detaljprosjekteringen. Antall skap i kontrollrommet er basert på tidligere erfaringer fra Siemens. Det samme gjelder skapene i AC/DC-rommet.

Vi har også laget forslag for hjelpeanlegget, dette ligger i vedlegg 4. Her er det to forslag, forskjellen mellom de ligger i hvordan det mobile aggregatet kobles på samleskinnen. I løsning 1 deler den avgang med stasjonstransformatoren, og de byttes mellom med en vendebryter. I forslag to er det to forskjellige avganger en for stasjonstransformator og en for mobilt aggregat med hver sin effektbryter mot samleskinnen. Utenom dette er anleggene bygd likt med to batteri, to DC-fordelinger, en AC tekniskfordeling og en AC byggfordeling.

Bateriet vi har tatt utgangspunkt i er GNB Marathon M12V155FT, for et batterianlegg trenger vi 20 slike batterier seriekoblet. Dette er et ventilregulerte blybatteri og anlegget vil da kunne levere 150 Ah.

6.6 Flexibilitet i løsningen

Løsningen er laget for å kunne utvides på flere måter, etter kundens behov. Det er lagt opp til at dette skal være mulig både i planleggingsfasen og i senere stadier. Med prefabrikkerte elementer vil det være enklere å utvide bygget også i ettertid.

Standardstasjonen har plass til alle feltene som trengs for 2 transformatorer. Så dersom det skulle være ønskelig å gå fra en til to transformatorer i ettertid er det kun nødvendig å bygge på et ekstra transformatorrom.

132 kV- og 22 kV koblingsanlegg kan begge utvides i lengderetning ved behov for flere felt. For 132 kV er dette ganske enkelt, den utvides ned mot transformatoren. For 22kV må rommet enten utvides oppover, som gir bygget enda en kant, eller utvides nedover. Dette vil spise av plassen til kontrollrommet, men om en også flytter spole og stasjonstrafo mot hjørnet vil kontrollrommet kunne flyttes etter. Disse endringene er vanskeligere å gjøre etter bygget er ferdig oppsatt, og bør helst være bestemt under planleggingen.

Det skal kunne velges om det skal være et større batterirom med to batterianlegg, eller to mindre batterirom som er i hver sin branncelle og har hvert sitt batterianlegg. Dette kommer fra det mulige kravet som REN-blad 7007 mest sannsynligvis vil stille til to batterianlegg. Denne sier derimot ingenting om krav til to brannceller.

Ikke alle stasjoner vil ha bruk for 22 kV spole, her er det også muligheter for å bruke rommet til lager, eller andre komponenter som for eksempel kondensatorbatteri.

Om det er ingen planer om utvidelse til 2 transformatorer, eller av flere felt på 22 kV anlegget. Så kan rommet deles i to, dette gir deg et ekstra rom som man står fritt til å bruke som man ønsker.

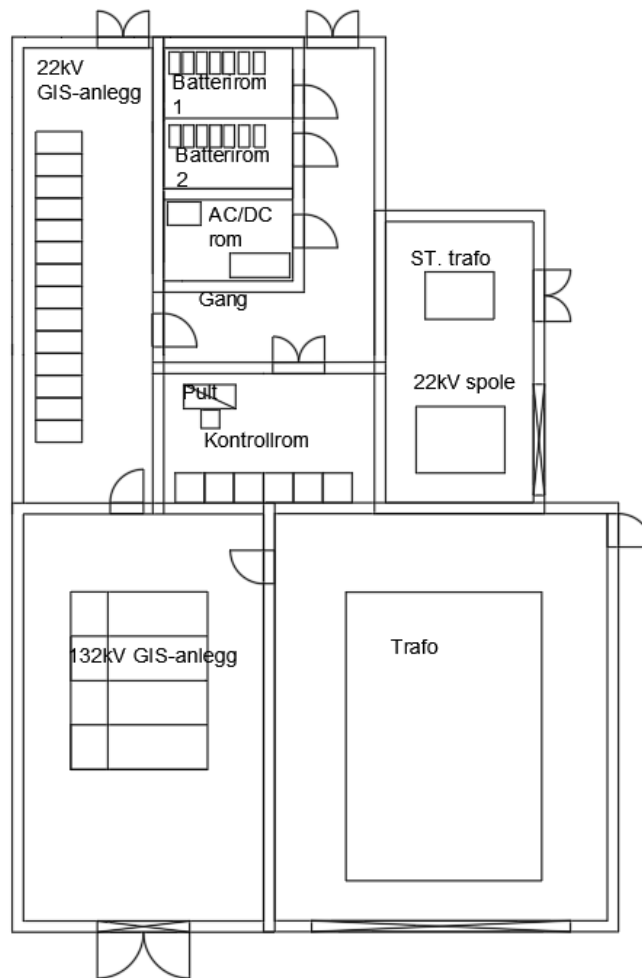
For å vise hvordan stasjonen ved enkle grep kan fylle nye behov har vi laget tre eksempelløsninger. Disse eksemplene er kun ment som veiledende og for å vise hvordan fleksibiliteten kan brukes til å tilpasse stasjonen til kundens egne behov.

6.6.1 Eksempel 1: bynære strøk

I et bynært strøk kan det være behov for en god del flere felt på 22 kV siden. I figur 32 blir det vist hvordan dette kan utvides uten at det går ut over størrelsen til stasjonen.

Her flyttes kontrollrommet innover mot 22 kV spole og stasjonstranformator, og 22 kV rommet nedover. 132 kV rommet flyttes også ned til hjørnet på transformatorrommet for å få flest mulig felt. Her er det også mulig å flytte stasjonstranformator og 22 kV spole til hjørnet av bygget for å utvide kontrollrommet, men siden flere 22 kV skap ikke gir så mye mer utstyr i kontrollrommet har vi her valgt å droppe det. Døren til 132 kV rommet er også flyttet fra kontrollrommet og til 22 kV rommet for å gi mer plass til skap.

Har i denne versjonen også droppet tilleggsmoduler som sosial sone og toalett. Disse vil det være mindre bruk for i bynære strøk.

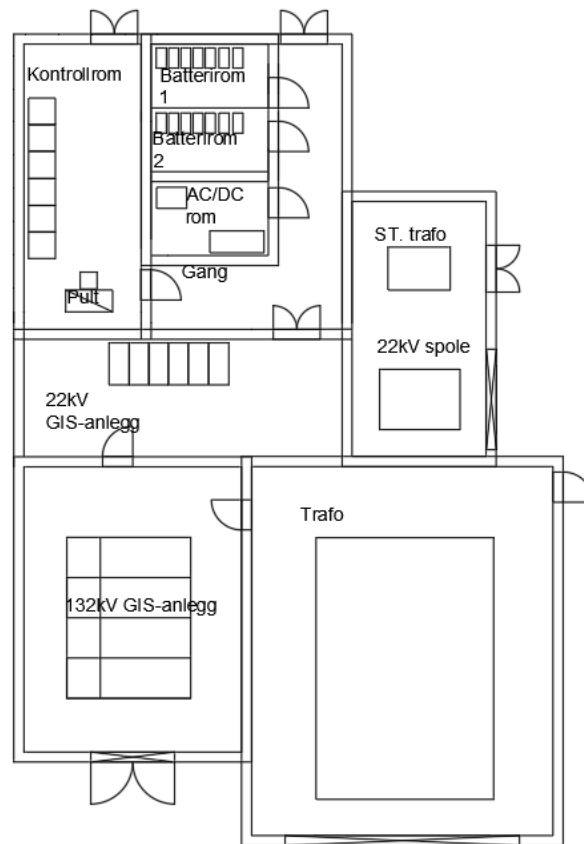


Figur 32: Størst mulig 22 kV- og 132 kV rom

6.6.2 Eksempel 2: Byttet plass på 22 kV- og kontrollrom

I noen sammenhenger kan det være hensiktsmessig å bytte om på kontrollrommet og 22 kV GIS anlegg. Dette vil gjøre det enklere å sende ut 22 kV kablene i flere retninger. Siden kontrollrommet og 22 kV er like brede er ikke byttet noe spesielt utfordrende.

En ulempe med denne løsningen er at det kan oppstå en flaskehals med kabler fra kontrollrommet. Dette kan oppstå fordi alle kablene vil måtte gå samme vei til 132 kV- og 22 kV GIS-anlegg. Det vil derimot gi kortere 22 kV kabler fra transformatoren til GIS-anlegget.

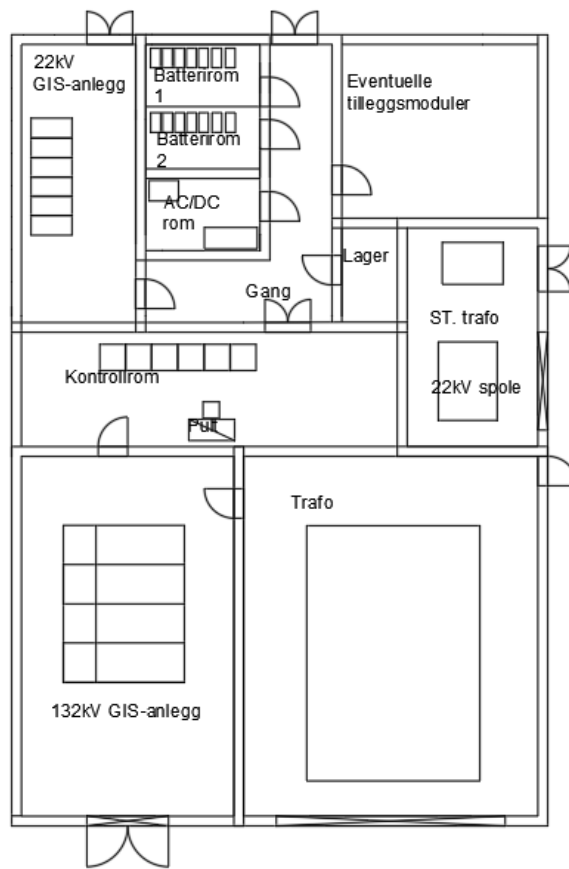


Figur 33: Transformatorløsning med byttet 22kV GIS- og kontrollrom

6.6.3 Eksempel 3: Løsning for øde stasjoner

For å utnytte plassen maksimalt kan bygget gjøres om til en ren firkant. Dette vil gi et større 132 kV GIS-rom, et større kontrollrom, og en større gang. Gangarealet kan eventuelt brukes til å utvide batteri og AC/DC-rom, eller 22 kV GIS-rom. Denne løsningen gir også mer areal til eventuelle tilleggsmoduler som sosial sone og lager.

I denne løsningen er kontrollrommet overdimensjonert, men som i eksempel 1, kan 22 kV rommet også utvides ved å ta opp plass fra kontrollrommet. Det er heller ikke mange som trenger så mye plass til sosiale områder, så denne løsningen kan passe bedre dersom den ligger langt fra bebygde områder der det kan være hensiktsmessig å potensielt overnatte i stasjonen.



Figur 34: Planløsning for øde stasjon

7 Diskusjon

7.1 Vurdering av løsningen

I resultatmål ble det spesifisert at volum, design og nyeste teknologi skulle være i fokus. Det er i tillegg blitt fokusert på å få en så kostnadseffektiv løsning som mulig.

7.1.1 Volum

Et mål da standardløsningen ble utformet var at den skulle ha så lite volum som mulig, dette gjelder både romstørrelse og takhøyde. Store stasjoner koster mer da de krever mer materialer og tar opp mer tomteareal. Små stasjoner er også gunstigere å ha i bynære områder siden det ofte er trangt om plassen her. På den andre siden kan det legge begrensninger for fleksibiliteten i stasjonen dersom alle rommene er dimensjonert etter et absolutt minimum. Overdimensjonerte rom vil gi mulighet for endringer i planleggingsfasen og fremtidige utvidelser. Vanligvis når det bygges transformatorstasjoner vet en hvor mange felt det er behov for eller hvilke utvidelsesplaner en ønsker å realisere i fremtiden. Når en skal lage en standardløsning er dette ukjent, noe som kan by på problemer når det kommer til å få minst mulig volum. Vi har derfor måttet gjøre antagelser for hva minstekravet til en kunde vil være samtidig som det må være mulig å innfri ønskene til en kunde som trenger en større stasjon med flere felt.

For å kunne bruke stasjonen med både en og to transformatorer er 22 kV rom og kontrollrom overdimensjonert i den minste planløsningen. Dette kan gjøre at stasjonen blir unødvendig stor dersom kunden ikke har planer om å utvide med flere felt i fremtiden. Da antall linjer inn og ut av stasjonen kan variere mye kunne det vært laget flere standardløsninger slik at ikke en løsning skal passe til alt. Dette kan forhindre at stasjonen vil være trang i noen situasjoner og unødvendig stor i andre. I avsidesliggende stasjoner er det ikke alltid behov for så mange utgående linjer, men mer behov for tilleggsmoduler som toalett og sosial sone. Her kan eksempelvis den ekstra plassen i 22 kV rommet brukes til et nytt batterirom slik at en kan gjøre batterirommet i gangen om til noe annet som toalett eller lager. Dersom det er en bynær stasjon kan det derimot være mer behov for alt arealet i 22 kV rommet, men ikke det samme behovet for tilleggsmoduler. 132 kV GIS anlegg er plassert slik at det vil være enkelt å både utvide og krympe etter hvor mange felt kunden har behov for. Resterende rom har ikke det samme behovet for fleksibilitet da størrelsen på komponentene ikke vil variere like mye. Disse rommene er da dimensjonert etter hva de inneholder og slik at de følger regelverket. Gangen som er i stasjonen tar opp areal som strengt tatt ikke er nødvendig og fører til en større stasjon samlet sett. Derimot kan gangen gi bedre flyt i stasjonen der en enkelt får tilgang til alle rommene og gi enklere adgangskontroll.

For å få minst mulig takhøyde samlet sett i stasjonen er de rommene som krever høyest tak, transformatorrommet og 132 kV GIS anlegg, plassert nederst på planløsningen. Dette legger til rette for at de andre rommene i stasjonen ikke må ha denne takhøyden. Resterende rom i stasjonen har litt varierende behov for takhøyde der 22 kV rom og spolerrommet trenger mest. Disse kunne kanskje vært plassert på samme side av bygget for å minske takhøyden enda mer. Derimot er det ikke så store forskjeller at det ville utgjort mye.

7.1.2 Design

Planløsning

I tillegg til volum er planløsningen utformet for å få så enkel og kort kabelføring som mulig. Det er her lagt opp til at kablene fra primærsiden av transformatoren ikke skulle krysse kablene fra sekundærsiden. Krysning av disse kablene kan gjøre kabelføringen utfordrende på grunn av avstandskrav. Kabelføringen fra krafttransformatoren og inn til 132 kV koblingsanlegg er kort, derimot er kablene

inn til 22 kV koblingsanlegg relativt lang. Denne kabelføringen kan gjøres kortere ved å bytte om på kontrollanlegget og 22 kV rommet som vist i kapittel 6.6.2. Dette kan også gjøre det lettere å ta ut 22 kV kablene på den andre siden av bygget. Derimot kan det oppstå flaskehals med styrekablene som skal gå fra kontrollrommet og inn til 22 kV og 132 kV koblingsanlegg da det er mange kabler som skal gå her. Et argument for å prioritere kortere kabelføring for 132 kV kablene over 22 kV kablene er at 132 kV kablene er større, dyrere og har en større bøyeradius.

22 kV rom og 132 kV rom er plassert med langsiden langs en yttervegg, dette er gjort for å enklere kunne føre kablene inn og ut av stasjonen. En annen fordel ved å ha de ved en yttervegg er at det vil være enklere å føre komponentene inn i rommene. Det er store skap som skal stå i 22 kV rom og disse kunne vært vanskelig å få inn via de andre rommene i stasjonen. Spolen, stasjonstransformatoren og krafttransformatoren er også plassert ved en yttervegg på grunn av store komponenter.

Fra spørreundersøkelsen i kapittel 3.7.2 kom det frem at behovet for tilleggsmoduler varierte en del. Det er derfor lagt opp til at kunden her kan bestemme selv hva de vil ha. Enkelte av rommene er også plassert slik at de vil være mulig å utvide. Det er også av økonomiske grunner lagt opp til at spolen skulle stå nærme krafttransformatoren og at ved to transformatorer skulle inngangene til disse være på samme side. Dette diskuteres nærmere i kapittel 7.1.4 *økonomi*.

Fasade

Stasjonen skal bygges med prefabrikkerte betongelementer, noe som kan gjøre konsesjonsprosessen lettere ved at en er sikker på at en tilfredsstillende alle krav til brannceller. Prefabrikkerte betongelementer kan også senke kostnadene da en ikke trenger å stå og mure stasjonen på stedet. Betongelementene kan være i fargene svart, grå og hvit. Dersom kunden ønsker en annen farge kan stasjonen males eller det kan legges på kledning. Da dette vil gjøre stasjonen dyrere og kreve mer vedlikehold kan dette være mindre ønskelig. Det er også mulig å lage mønster i betongen for å friske opp fasaden eller legge til belysning.

7.1.3 Nyeste teknologi

I standardløsningen er det lagt opp til bruk av LPIT måletransformatorer og clean air i 132 kV GIS-anlegg, se kapittel 4.7 for fordeler og ulemper. LPIT måletransformatorer tar vesentlig mindre plass enn konvensjonelle måletransformatorer. Dette kan by på problemer dersom kunden ønsker konvensjonelle måletransformatorer da rommet ikke er dimensjonert for dette. Et alternativ kan være å bruke SF₆ gass sammen med konvensjonelle måletransformatorer da SF₆ gassen vil redusere det totale volumet av anlegget igjen. Dersom kunden vil ha konvensjonelle måletransformatorer og clean air må rommet utvides.

7.1.4 Økonomi

I utgangspunktet er standardløsningen så enkel som mulig. Det er ikke med tilleggsmoduler som sosial sone og koblingsbryterfelt da dette er elementer som kunden ikke alltid vil ha behov for. Dette kan gjøre løsningen mer attraktiv da kunden ikke vil trenge å kjøpe en stasjon med mye ekstra som de nødvendigvis ikke har behov for. Fasaden har også en så enkel utforming som mulig slik at kunden står mer fritt til å velge selv.

For å gjøre stasjonen så kostnadseffektiv som mulig har det i noen tilfeller vært nødvendig å sette de ekstra byggetekniske kostnadene opp mot ekstra kostnader for elektro. Et eksempel på dette var da det skulle bestemmes høyde på datagulvet. Under noen av rommene er det ikke behov for den samme høyden som ellers i stasjonen. Samme høyde på datagulvet overalt ville da ført til lengre kabler og flere kabelbroer. Ulik høyde ville derimot økt kostnadene for bygget og laget flere unødvendige arbeidsoperasjoner ved at datagulvet måtte lages med flere plater og støpes igjen mellom de ulike

høydene.

For å spare på tomtkostnader og kabelføring er transformatoren integrert i hovedbygget. Alternativt ville vært å plassere den i et eksternt bygg, som på den andre siden kunne senket konsekvensene ved alvorlige feil i transformatoren. Spolen og krafttransformatoren er plassert vegg i vegg slik at spoleoljen enkelt kan føres inn til oljegraven under transformatoren via rør. Dette er gjort fordi det vil være dyrere å lage to separate oljegraver. I løsningen med to transformatorer er inngangene til disse plassert vedsiden av hverandre, dette er gjort fordi transformatorene veier såpass mye at det er dyrt med utbygging av vei hit. Dersom inngangene var på hver sin side av bygget måtte det blitt bygd to separate veier.

7.2 Tolkning av regelverk

Ved utbygging av nye stasjoner er det en del usikkerhet rundt tolkningen av lover og forskrifter. Hvordan regelverket blir fulgt kan variere en del fra stasjon til stasjon da de ulike bedriftene tolker disse forskjellig. I denne stasjonen har det vært usikkerhet angående om det skal være en eller to samleskinner i kapslede anlegg, om det skal være egen branncelle for AC/DC fordeling, om det skal være ett eller to batterirom og hvilke krav det stilles til rømningsvei fra kabelkjeller. Stasjonen er fremtidsrettet og det er derfor lagt opp til at stasjonen skal kunne følge de strengeste kravene som kan komme angående dette. Dobbelt samleskinne på 132kV GIS-anlegg vil ikke utgjøre noen forskjell på romdimensjonene så dette kan endres på uten å gjøre andre endringer på bygget. AC/DC fordelingen og batterirom er lagt sammen til et større rom som enten kan deles opp i to eller tre mindre rom etter hva stasjonen skal inneholde. Originalt skal det være en luke med stige for å få tilgang til kabelkjelleren under 132 kV GIS-anlegg. Dersom det vil være strengere krav til rømningsvei er det lagt opp til at det kan plasseres en trapp utenfor bygget slik at en enklere får tilgang til kjelleren. Denne trappen kan også gjøre det lettere å frakte inn materiell ved montasje.

7.3 Resultatets gyldighet

Prosjektet har hatt en praktisk tilnærming der erfaring er en viktig faktor for å få et vellykket resultat. Gjennom prosjektperioden har vi snakket med erfarne elektroingeniører og byggingeniører for å få verifisert at de ulike løsningene våre er gjennomførbare. Det kan derimot være praktiske problemer eller detaljer som har blitt oversett da vi ikke har erfaring med denne typen problemer. Vi har også holdt oss på et overordnet nivå, og dersom en begynner med detaljprosjektering kan det dukke opp ekstra ting som kan føre til endringer på romdimensjonene.

7.4 Sammenligning med lignende prosjekter

Siemens gjennomførte et lignende prosjekt på 80-tallet der de lagde en standardløsning for en transformatorstasjon, kalt "Villa" [16]. Denne stasjonen hadde til formål å passe inn i bebodde områder ved at den var plassbesparende og hadde en annen utforming og fasade enn den typiske transformatorstasjonen. Prosjektet var vellykket og stasjonen ble bygget flere plasser i Norge. "Villa" var i likhet med stasjonen i dette prosjektet fleksibel ved at den kunne lages med både en og to transformatorer, men hadde ikke den samme fleksibiliteten på andre områder. Denne stasjonen hadde også et annet spenningsnivå på de innkomne linjene og lavere maksytelse på transformatorene, 25 MVA. Årsaken til dette kan være at stasjonene er prosjektert med omtrent 40 års mellomrom. REN holder også på med å utvikle standardløsninger, men disse er ikke kommet på markedet enda. Gjennom prosjektperioden har vi fått inntrykk av at det er etterspørsel etter standardiserte løsninger og at det mest sannsynlig vil dukke opp flere av de fremover.

7.5 Samfunnsperspektiv

Vi ser for oss at standardiserte løsninger for transformatorstasjoner vil ha en positiv samfunnsøkonomisk påvirkning. Dette baserer vi på at standardisering vil gi kortere prosjektering av stasjonen ettersom det kun vil være nødvendig med mindre endringer fra stasjon til stasjon. Etterhvert som stasjoner bygges vil utbyggerne gjøre seg opp erfaringer som kan hjelpe til å videreutvikle og optimalisere stasjonen samtidig som byggeprosessen kan effektiviseres.

Målet med standardisering er økt lønnsomhet og effektivisering av prosjekteringsprosessen, dette kan oppnås dersom summen av investeringene er lavere enn kostnadene ved å bygge stasjonen på tradisjonelt vis [8]. En standardisert løsning vil ikke kunne gjøre noe for å minimere nettap og avbrudd i forhold til andre moderne transformatorstasjoner, men det kan spares inn penger på at investeringene for stasjonen er lavere.

7.6 Anbefaling til videre arbeid

Løsningen vi har utredet i rapporten er forhåpentligvis et godt utgangspunkt for oppdragsgiver å jobbe videre med. Vi har valgt å ikke detaljprosjekttere stasjonen, dette betyr at det fortsatt gjenstår arbeid for å få en helt ferdig standardstasjon.

For å ferdigstille standardløsningen må følgende punkter fortsatt gjennomføres:

- Det elektriske anlegget i kontrollrommet må dimensjoneres
- Det må lages en detaljert plan for hvordan stasjonen skal bygges
- Kabelføringer må detaljplanlegges

Dersom det skal bygges en stasjon ser vi for oss at følgende punkter gjennomføres:

- Velge ut spesifikke komponenter
 - Det må vurderes om det er nødvendig å gjøre noen endringer på stasjonen for å tilpasses komponentene
- Det må velges jordingsmetode for stasjonen
- Risiko- og sårbarhetsanalyse for stasjonen må gjennomføres
- Fasaden på stasjonen må planlegges nærmere slik at den kan tilpasses omgivelsene

8 Konklusjon

Det er blitt laget en standardløsning for transformatorstasjonen for både en og to transformatorhaller. Det er også gitt flere eksempler på hvordan den ved små justeringer kan endres til å innfri behov utenom det vanlige.

Vi har valgt komponenter etter det vi ser for oss vil dekke de fleste kunders behov. Rommene i stasjonen er dimensjonert etter hvor stor plass disse komponentene krever, disse komponentene er bare ment veiledende for å gi en ide om hvor mye plass som trengs for hvert rom.

Standardløsningen skal dekke behovene for en klasse 2 transformatorstasjon og være fullt operativ etter bygging. Enkelte av rommene har ekstra plass dersom det skulle være nødvendig med flere felt på 22 kV koblingsanlegget eller flere skap i kontrollrommet. Det vil også være mulig å gjøre disse utvidelsene i ettetid dersom det trengs eller om man ønsker å bygge ut stasjonen fra en til to transformatorer.

Rapporten viser flere alternativer for hvordan stasjonen kan tilpasse seg forskjellige omstendigheter, både i utformingen av fasaden og endringer som kan gjøres på innsiden. Dette gjør den anvendbar også dersom kunden har behov som overgår det standardløsningen kan tilby.

Økt standardisering av transformatorstasjoner vil hjelpe oppdragsgiver med å spare tid på planleggings- og byggefasen av nye stasjon. Dette fordi de vil slippe å starte prosjekteringen på nytt hvor hver stasjon som bygges. Dette gjør det også mer attraktivt for potensielle kunder som vil spare tid på å velge en standardisert løsning.

Referanser

- [1] Bushing of transformer (for h.v side and l.v side). <http://www.electricalunits.com/bushing-of-transformer/>. Accessed: 2021-05-19.
- [2] Tall og data for kraftsystemet, nordisk kraftflyt. <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/tall-og-data-fra-kraftsystemet/#nordisk-kraftflyt>. Accessed: 2021-03-22.
- [3] S Svarte and JH Sebergesen. Energiproduksjon og energidistribusjon: jordfeil, anlegg og sikkerhet. *Oslo: Gyldendal Norske Forlag AS*, 2018, 2002.
- [4] S Svarte and JH Sebergesen. Energiproduksjon og energidistribusjon: produksjon, nettsystemer og beregninger. *Oslo: Gyldendal Norske Forlag AS*, 2018, 2002.
- [5] Instruks for arbeid med sf6-anlegg og sf6-effektbrytere og opphold i sf6 innendørsanlegg. <https://www.statnett.no/globalassets/om-statnett/elsikkerhet/instruks-for-arbeid-med-sf6-anlegg-og-sf6-effektbrytere-og-opphold-i-sf6-innendørsanlegg.pdf>. Accessed: 2021-04-07.
- [6] Mohanad El-Harbawi and Fahad Al-Mubaddel. Risk of fire and explosion in electrical substations due to the formation of flammable mixtures. *Scientific reports*, 10(1):1–9, 2020.
- [7] Nexans Norway AS. Nexans kabelboka. 2006.
- [8] Kostnadsgjennomgang av transformatorstasjoner i transmisjonsnett. https://publikasjoner.nve.no/eksternrapport/2019/eksternrapport2019_09.pdf. Accessed: 2021-04-14.
- [9] DSB. Veiledning til forskrift om elektriske forsyningsanlegg. 2006.
- [10] Norsk Elektroteknisk Komite. Nek 440 - stasjonsanlegg over 1 kv. 2015.
- [11] Norsk Transformator. Generell produktinformasjon. <https://www.nortrafo.no/default.asp?Mode=Meny&HovedMenyId=99&UnderMenyId1=100&ThisMenyId=100>. Accessed: 2021-04-28.
- [12] Gnb marathon m12v155ft. <https://alpinepowersystems.com/telecom-products/telecom-batteries/gnb-marathon-ft-bloc/gnb-marathon-m12v155ft/>. Accessed: 2021-04-27.
- [13] Sindre Fallmyr. Bruk av ikke-konvensjonelle måletransformatorer. Master's thesis, NTNU, 2015.
- [14] Siemens. Power engineering guide. edition 8.0. <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:5bfb815b0db95760272f17c1329cc56c0c402686/peg8-final-160812.pdf>. Accessed: 2021-05-13.
- [15] DSB. Temaveiledning brannvern i kraftforsyningen. 2003.
- [16] Informasjonsbrosjyre for villa transf.stasjon. <https://docplayer.me/44951197-Innhold-intervju-med-elverksjef-arne-vinsrygg-sore-sunnmøre-kraftlag-1-1-22.html>. Accessed: 2021-05-10.
- [17] NVE. Gassisolerte og luftisolerte bryteranlegg. *NVEs hustrykkeri*, 2017.

Vedlegg

Vedlegg 1: Blå høyspenningsprodukter	II
Vedlegg 2: 40MVA ONAN transformator	XXII
Vedlegg 3: stasjonstransformator 315kVA tørrisolert	XXIII
Vedlegg 4: Symbolforklaring og enlinjeskjema.	XXIV
Vedlegg 5: Fordeler og ulemper for AIS og GIS fra NVE [17]	XXXIV
Vedlegg 6: Siemens NXPLUS C datablad.	XXXVII
Vedlegg 7: Kabeldata for 170kV kabel.	XXXVIII
Vedlegg 8: Kabeldata for 24 kV kabel.	XLI
Vedlegg 9: Krav til klasse 2 stasjon fra KBF.	XLIV
Vedlegg 10: 1 trafohall med alle moduler - Levert av Arcon Prosjekt AS.	XLV
Vedlegg 11: 2 trafohaller - Levert av Arcon Prosjekt AS.	XLVI
Vedlegg 12: Fasadealternativer - Levert av Arcon Prosjekt AS	XLVII
Vedlegg 13: Plakat for prosjekt	L

Blå høyspenningsprodukter

Hvorfor alternativer til SF₆?



SF₆ har fremragende tekniske egenskaper for isolasjon og lysbueslokking, men er som kjent en veldig potent drivhusgass med en GWP på ca. 23 000.

Løsning: "Blå" produktportefølje uten SF₆:
Vakuu effektbryter & Clean Air isolasjon



VCB



80 % N₂ + 20 % O₂

Våre utviklere hadde ambisjon om å ta skrittet fullt ut og ivareta hele HMS-begrepet!

- ✓ Helse: Kompromissløst; ren isolasjonsgass, ikke giftig, ingen farlige spaltningsprodukter, ingen kvelningsfare i trange rom → bedre enn SF₆
- ✓ Miljø: Kompromissløst; Isolasjonsgass med GWP=0
- ✓ Sikkerhet: Kompromissløst; stabil og pålitelig gjennom hele levetiden uten nedgraderingseffekter
- ✓ Forbedrede tekniske egenskaper til en akseptabel pris basert på gjennomprøvd teknologi og erfaring

Blå høyspenningsprodukter – dagen status



8VM1 wind tower Blue GIS® for 72,5 kV

Spesielt utviklet for vindmøller med vakuum effektbryter og clean air isolasjon.



8VN1 Blue GIS® for 145 kV

Verdens første 145 kV GIS med vakuum effektbryter og clean air isolasjon.



Blue Instrument Voltage Transformer® for 420 kV

Verdens første 420 kV spenningstransformator med clean air isolasjon. Strømtrafoer og kombitrafoer er tilgjengelig på lavere spenningsnivå.



3AV1 Blue Live Tank Circuit Breaker® for 145 kV

Verdens første 145 kV vakuum effektbryter og clean air isolasjon. Samme størrelse som med SF₆.



3AV1 Blue Dead Tank Circuit Breaker® for 145 kV

Verdens første 145 kV vakuum effektbryter og clean air isolasjon. Samme størrelse som med SF₆.



Blue Station Service Voltage Transformer® for 420 kV & 167 kVA

Verdens første 420 kV stasjonsforsyningstransformer med clean air isolasjon



* Low Power Instrument Transformer

Oktober 2020

Siemens Energy | Transmission

Unrestricted © Siemens Energy, 2020

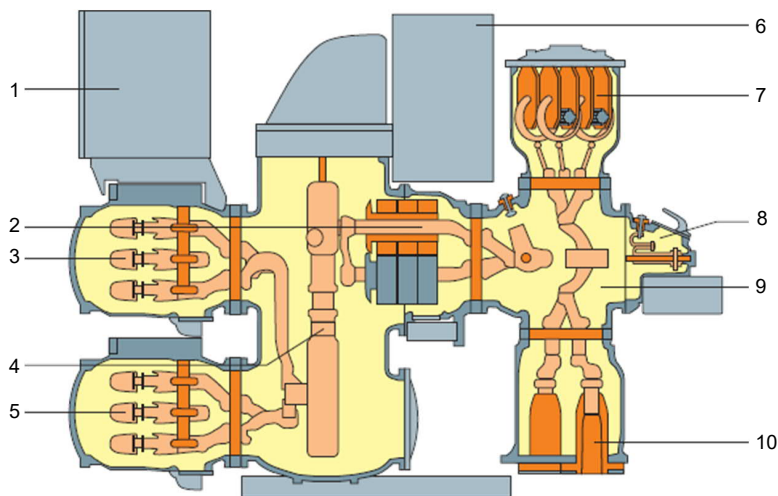
Blue GIS

Leveringsomfang: Gassisolerte koblingsanlegg 72,5 kV – 550 kV



Produktlinje	8VM1	8VN1	8DN8		8DN9	8DQ1		
Løsning								
Merkespenning	72.5 kV	145 kV	145 kV	170 kV	245 kV	420 kV (245 kV)	420 kV	550 kV
Kortslutningsbrytestrøm	25 kA	40 kA	40 kA	63 kA	50 kA	63 kA (80/90 kA)	80 kA	63 kA
Merkestrøm samleskinne	-	3150 A	3150 A	4000 A	4000 A	6300 A	6300 A	5000 A
Merkestrøm avgang	1250 A	3150 A	3150 A	4000 A	4000 A	5000 A	5000 A	5000 A
Bryterteknologi	Vakuum				Selvkompresjonsprinsippet			
Isolasjonsmedium	Clean air				SF ₆			

145 kV GIS type 8DN8, standard utførelse



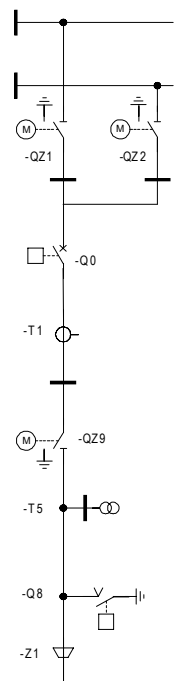
- 1 Integriert lokalkontrollskap
- 2 Strømtransformator
- 3 Samleskinne II med skillebryter og jordslutter
- 4 Effektbryter
- 5 Samleskinne I med skillebryter og jordslutter

- 6 Fjærmekanisme for effektbryter
- 7 Spenningstransformator
- 8 Hurtigjordslutter
- 9 Avgangsmodule med skillebryter og jordslutter
- 10 Kabelmodule med hunnkontakt

Oktober 2020

Siemens Energy | Transmission

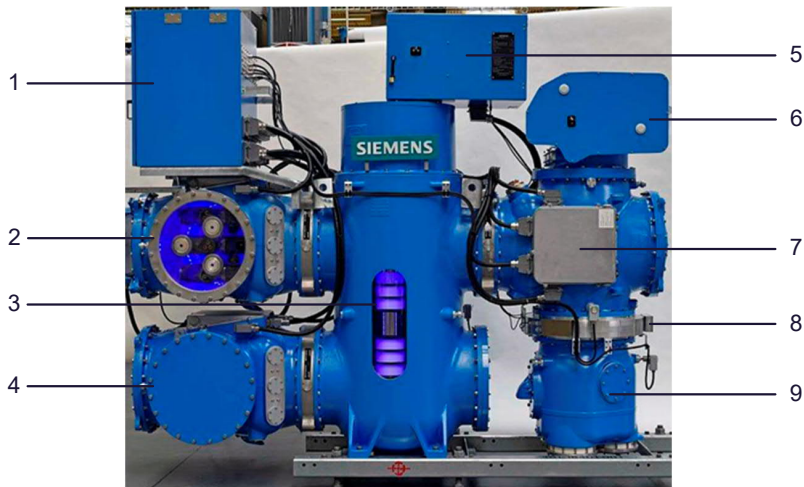
SIEMENS
ENERGY



8

Unrestricted © Siemens Energy, 2020

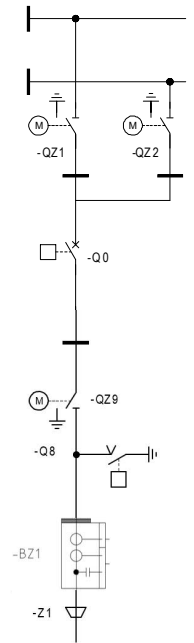
145 kV GIS type 8VN1, standard utførelse med LPIT



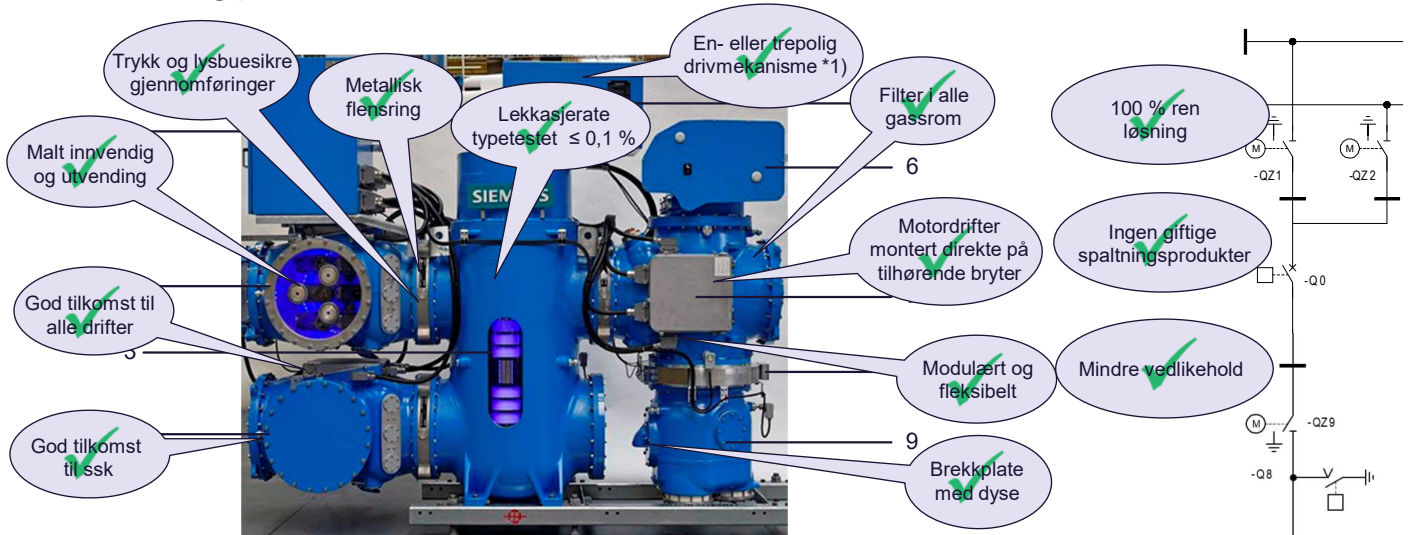
1. Integrert lokalkontrollskap
2. Samleskinne II med skillebryter og jordslutter
3. Effektbryter
4. Samleskinne I med skillebryter og jordslutter

5. Fjærmekanisme for effektbryter
6. Hurtigjordslutter
7. Avgangsmodule med skillebryter og jordslutter
8. LPIT
9. Kabelmodul med hunnkontakt

SIEMENS
ENERGY



145 kV GIS type 8VN1, standard utførelse med LPIT



1. Integrert lokalkontrollskap
2. Samleskinne II med skillebryter og jordslutter
3. Vakuum effektbryter
4. Samleskinne I med skillebryter og jordslutter

5. Fjærmekanisme for effektbryter
6. Hurtigjordslutter
7. Avgangsmul med skillebryter og jordslutter
8. LPIT
9. Kabelmodul med hunnkontakt

*) Blue Gis får enpolig drivmekanisme i 2023



Oktober 2020

8VN1 Blue GIS® for 145 kV

SIEMENS
ENERGY

Produktkarakteristikk

- Effektbryter i vakuumenteknologi | Clean air isolasjonsteknologi
- Vekt av SF₆ eller andre fluorholdige klimagasser = 0 kg
- GWP (Global Warming Potential) = 0
- Forventet levetid > 50 år | første hovedrevisjon > 25 år
- Ingen rapporterings- eller utslippskostnader under drift eller resirkulering.

Tekniske egenskaper

- Merkespenning 145 kV, Merkefrekvens 50/60 Hz
- Merkestrøm opp til 3150 A
- Kortslutningsstrøm opp til 40 kA
- Omgivelsestemperatur -50 °C til +55 °C
- Fjærmekanisme for effektbryter
- Lekkasjeprate pr gassrom og år (typetestet) < 0,1 %
- Utstyrt med Sensgear®-teknologi

Typen / varianter

- Innendørs & utendørs installasjon
- Kan bestykkes med Low Power Instrument Transformer (LPIT) for redusert størrelse og vekt

Typetestet

- I henhold til IEC / IEEE

Siemens Energy | Transmission

12
Unrestricted © Siemens Energy, 2020

Størrelse og vekt reduseres med LPIT

SIEMENS
ENERGY

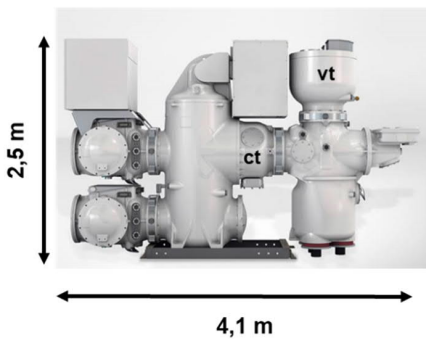
Flesteparten av Blue GIS-anleggene bestilles med LPIT

8DN8 SF₆ GIS 145 kV

Induktive strøm- og spenningstrafoer

Feltbredde 0,8 m / vekt ~ 4 tonn

SF₆ ~ 85 kg (lagret GWP = 2000 tonn CO₂-ekv)

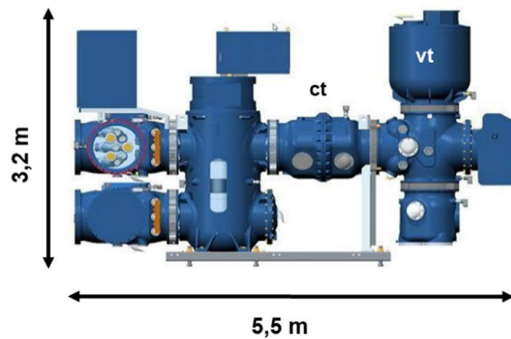


8VN1 Blue GIS® 145 kV

Induktive strøm- og spenningstrafoer

Feltbredde 1 m / vekt ~ 6 tonn

Clean air ~38 kg (GWP = 0)

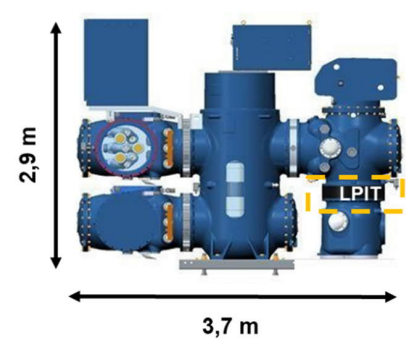


8VN1 Blue GIS® 145 kV

Low Power Instrument Transformer

Feltbredde 1 m / vekt ~ 4,7 tonn

Clean air ~33 kg (GWP = 0)



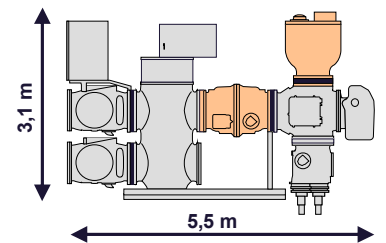
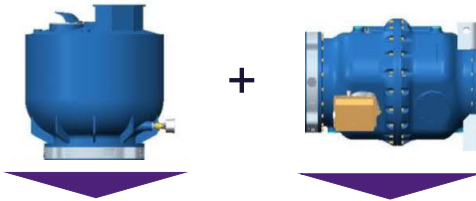
LPIT (Low power Instrument Transformer)

Måletransformorteknologi

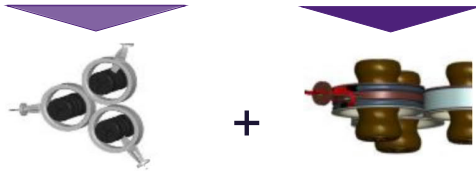


Konvensjonell måletransformorteknologi

Induktiv spenningstrafo (VT) Induktiv strømtrafo (CT)



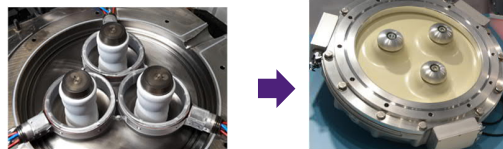
Low Power Instrument Transformer (LPIT) (Laveffekt)



1 x Kapasitiv spenningssensor

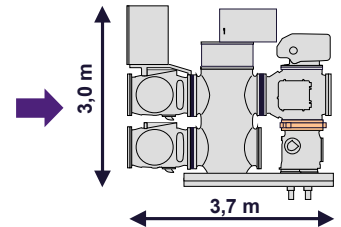
2 x Rogowskispoler

=



Strøm- og spenningssensorer integrert i epoxygjennomføring

→

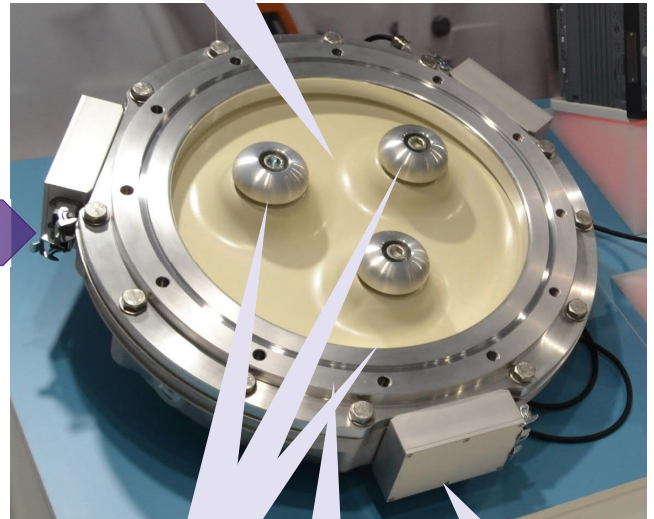


Siemens løsning for LPIT-teknologi for GIS Passive elementer støpt inn i gjennomføring

SIEMENS
ENERGY



Rogowskispoler og kapasitive
spenningssensorer



Gasstett
Gjennomføring

3-fase
kontaktsystem

Metallflens

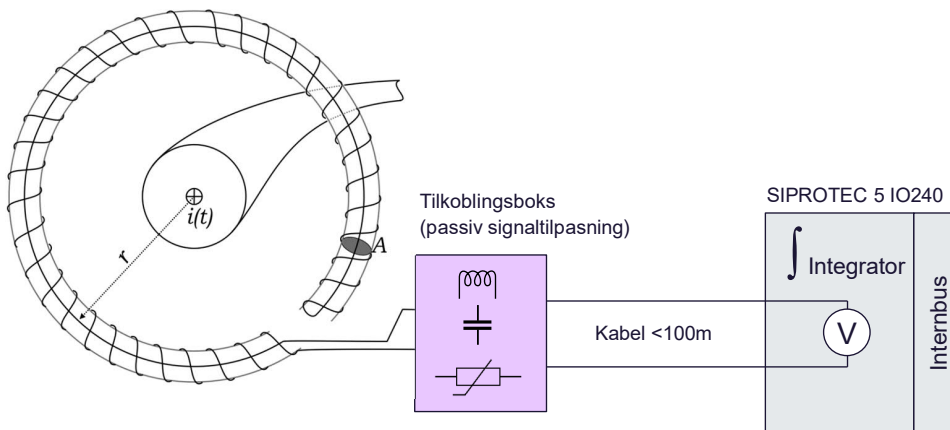
Tilkoblingsboks
for hver fase

Oktober 2020

Siemens Energy | Transmission

Unrestricted © Siemens Energy, 2020

LPIT strømmåling med en Rogowskispole



$$u(t) = \frac{-AN\mu_0}{l} \frac{di(t)}{dt}$$

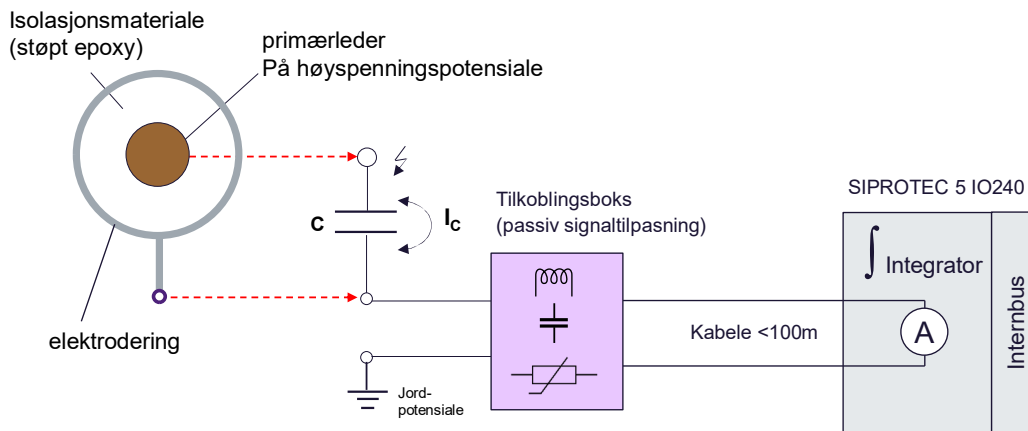
Der
 A er arealet av viklingene
 N er antall viklinger
 l er omkretsen av spolen
 μ_0 er den magnetiske konstanten

- Rogowskispole er en elektrisk komponent for måling av alternerende strøm (AC)
- Den er sensitiv mot det elektriske feltet som blir generert av spenningen på primærlederen

Den består av en heliksspole av kobber der lederen fra den ene enden blir returnert gjennom midten av spolen slik at begge tilkoblingsendene er på samme side av spolen

- Det er ingen jernkjerne og derfor ingen metning
- Utgangssignalet på sekundærsiden er spenning [mV]. Ca. 60mV@1kA
- IO240 er en Siemens SIPROTEC5-modul, som kan integreres i en Merging Unit 6MU85 eller til en SIPROTEC5 objektsmaskin eller vern

LPIT spenningsmåling via en kapasitiv spenningsensor



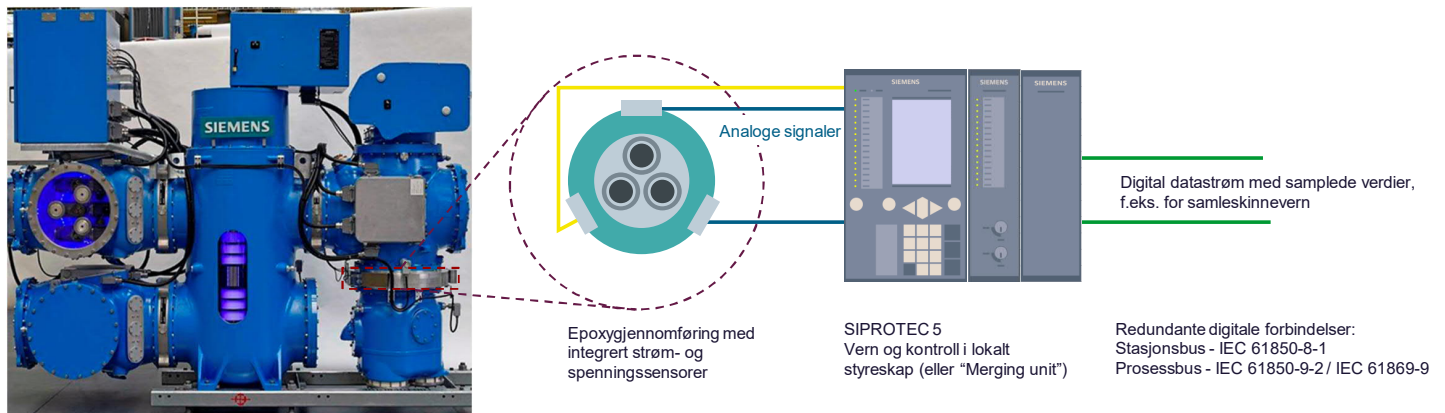
- En kapasitiv spenningsensor måler den primære AC spenningen ved hjelp av prinsippet om kapasitiv kobling
- Kondensatoren dannes av en elektrodering og selve primærlederen
- Vi måler forskyvningsstrømmen gjennom kondensatoren
- Utgangssignalet på sekundærsiden er strøm. Ca. 1 mA ved merkespenning
- IO240 er en Siemens SIPROTEC5-modul, som kan integreres i en Merging Unit 6MU85 eller til en SIPROTEC5 objektsmaskin eller vern

$$i_C(t) = C \frac{du(t)}{dt}$$

Der
C er kapasitansen gjennomføringen med integrert elektrode

8VN1 GIS bestykket med LPIT

SIEMENS
ENERGY



1. **Kombinert** elektronisk strøm- og spenningsensor i henhold til IEC
2. **Redundant**: to strømsensorer og en spenningsensor for hvert felt
3. **Universal**: samme sensor for vern og måling
4. **Standardisert**: samme sensor uansett merkestrøm og spenning
 - Måleområde (A): 200 A → anleggets tillatte termisk grenseverdi
 - Måleområde (V): 50 kV → anleggets tillatte overspenninger
5. **Fleksibel**: Kan monteres hvor som helst i GIS-anlegget

Fordeler med ukonvensjonelle måletransformatorer (LPIT) i GIS



- **Økt personsikkerhet**
 - Lave signaleffekter i sekundærkretser
 - Ingen fare for havarier
- **Redusert mål og vekt**
 - Vekt på CT og VT redusert med ca 1500 kg for BlueGIS
 - Mindre dimensjoner på anlegget og vesentlig mindre kabling
 - Krever ikke egne gassrom
- **Robust og holdbar i hele anleggets levetid**
 - Kun passive komponenter i primæranlegg
 - Solid innfesting → vedlikeholdsfritt og ingen endring i måleegenskaper → «Sealed for life»
 - Ikke behov for frakobling ved kabeltest
- **Bedre målenøyaktighet**
 - Mer nøyaktig enn klasse 0,2S
 - Lineær i stort måleområde og ingen metningsproblematikk
 - Større frekvensbåndbredde for måling av harmoniske
 - Samme sensor for måling og vern
- **Forenklet prosjektering**
 - Kun en hardwarevariant for både strøm- og spenningsmåling
 - Standardisert prosjektering → ingen godkjenning i tidligfase
 - Endring i primærstrømmer uten å endre primærkomponenter
 - Enklere reservedelshold og kortere leveringstider
- **Forbedrede egenskaper**
 - Ingen magnetiske tap
 - Ingen ferresonans



Clean Air isolasjonsteknologi

“Clean Air” isolasjonsteknologi



“Clean air” består av 80 % N₂ and 20 % O₂, rensed og fri for fuktighet (syntetisk luft eller teknisk ren luft)

- ❖ Ingen påvirkning på drivhuseffekten: GWP = 0 / Ingen påvirkning på ozonlaget: ODP = 0
- ❖ Ikke giftig og ikke antennelig
- ❖ Ingen kvelningsfare i trange rom
- ❖ Høy stabilitet
- ❖ Lavt kokepunkt og dermed ingen kondensering av isolasjonsmediet ved lave temperaturer
- ❖ Clean air er en isolasjonsgass med velkjent og gjennomprøvd materiellkompatibilitet
- ❖ F-gas fri isolasjonsgass med de laveste krav til transport, installasjon, drift, rapportering og resirkulering
- ❖ Ingen krav til dokumentasjon eller rapportering av utslipp / Ingen risiko for framtidige CO₂-avgifter (F-gasser)
- ❖ Ingen farlige spaltningsprodukter fra bryterkoblinger
- ❖ Ingen spesielle krav til byggventilasjon
- ❖ Ingen krav til gjenvinning av gassen
- ❖ Kurant og billig handelsvare



Takk for oppmerksomheten

**SIEMENS
ENERGY**

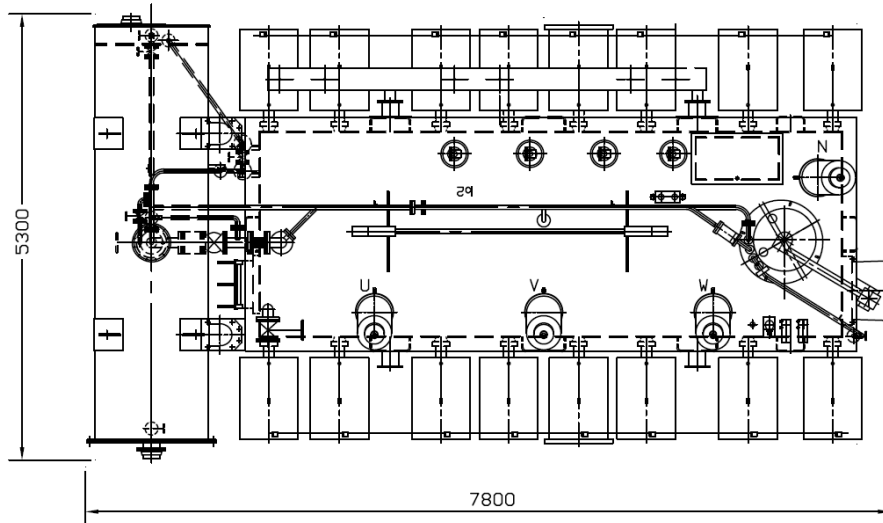
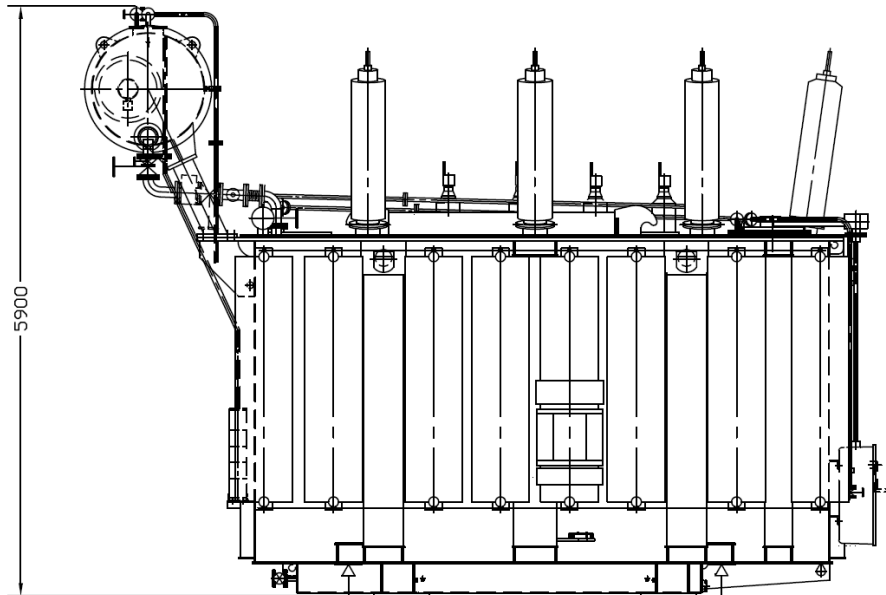
Siemens Energy AS

Leif Egil Stene Dahl - Systemansvarlig
leif.dahl@siemens.com

Leif Ingar Stadheim - kundeansvarlig Linja AS
leif.stadheim@siemens.com

siemens-energy.com

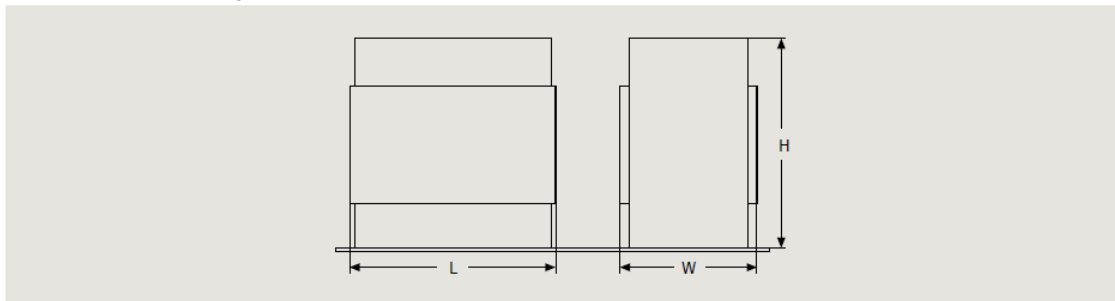




315 kVA tørrisolert trafo med platekapsling IP20.



Størrelse platekapsling:



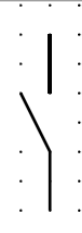
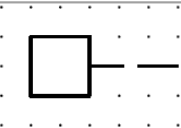
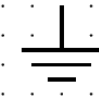
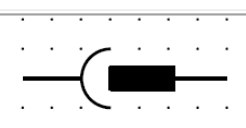
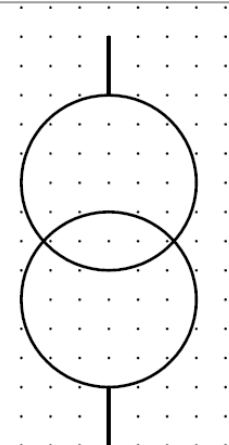
Housing size Degree of protection	Maximum housing dimensions [mm]				Housing weight [kg]	
	L	W	IP 20 H	IP 23 H	IP 20	IP 23
1	1390	1010	1335	1395	121	134
2	1860	1280	1535	1595	177	207
3	1860	1280	1885	1945	211	247
4	2120	1500	2120	2225	252	302
5	2360	1500	2340	2495	290	370

Table 1: Indoor

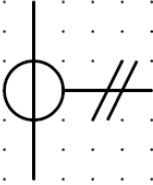
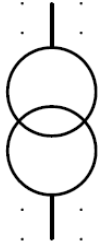

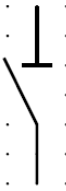

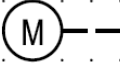

Unrestricted

Symbolforklaring for enlinjeskjema


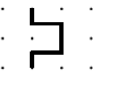
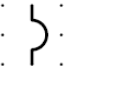
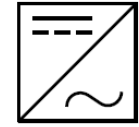

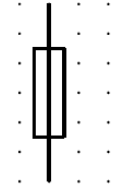
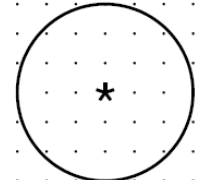
Symboler hentet fra NEK 144

Symbol	Navn	Grafikk m/kommentarer	Anvendte symboler	Merknader
S00227	<p>Lukkekontakt, generelt symbol; Bryter, generelt symbol <i>Make contact, general symbol; Switch, general symbol</i></p>			<p>A00060 A00061</p>
S00186	<p>Aktuator (betjent med lagret mekanisk energi) <i>Actuator (operated by stored mechanical energy)</i></p>			<p>A00050</p>
S00200	<p>Jord, generelt symbol <i>Earth, general symbol</i></p> <p>Jording, generelt symbol;</p>	 <p>For definisjonen av "jord" ("earth"), se IEC 195-02-03.</p>		
S00033	<p>Plugg og stikkontakt <i>Plug and socket</i></p>		<p>S00031 S00032</p>	<p>A00210</p>
S00841	<p>Toviklingstransformator, generelt symbol <i>Transformer with two windings, general symbol</i></p>			<p>A00128 A00129</p>

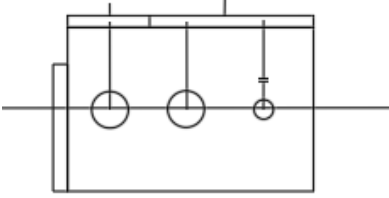


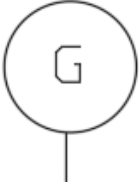


Vedlegg 4: Symbolforklaring og enlinjeskjema

S00850	<p>Strømtransformator, generelt symbol <i>Current transformer, general symbol</i></p>			<p>A00128 A00129</p>
S00878	<p>Spenningstransformator <i>Voltage transformer</i></p> <p>Måletransformator</p>		<p>S00841</p>	<p>A00128 A00134</p>
S01342	<p>Batteri <i>Battery of primary or secondary cells</i></p>	 <p>Den lengre linjen representerer den positive polen, den korteste den negative polen.</p>		
S00288	<p>Skillebryter <i>Disconnecter, Isolator</i></p>		<p>S00220 S00227</p>	<p>A00060</p>
S01848	<p>Kombinert skille- og jordingsbryter <i>Combined disconnecter and earthing switch</i></p>	 <p>Enkeltaktuatorer kan legges til</p>	<p>S00200 S00288</p>	
S00192	<p>Aktuator (betjent av elektrisk motor) <i>Actuator (operated by electric motor)</i></p> <p>Motordrevet aktuator</p>		<p>S00819</p>	
S00170	<p>Aktuator (betjent ved å dreie) <i>Actuator (operated by turning)</i></p> <p>Dreieaktuator</p>			

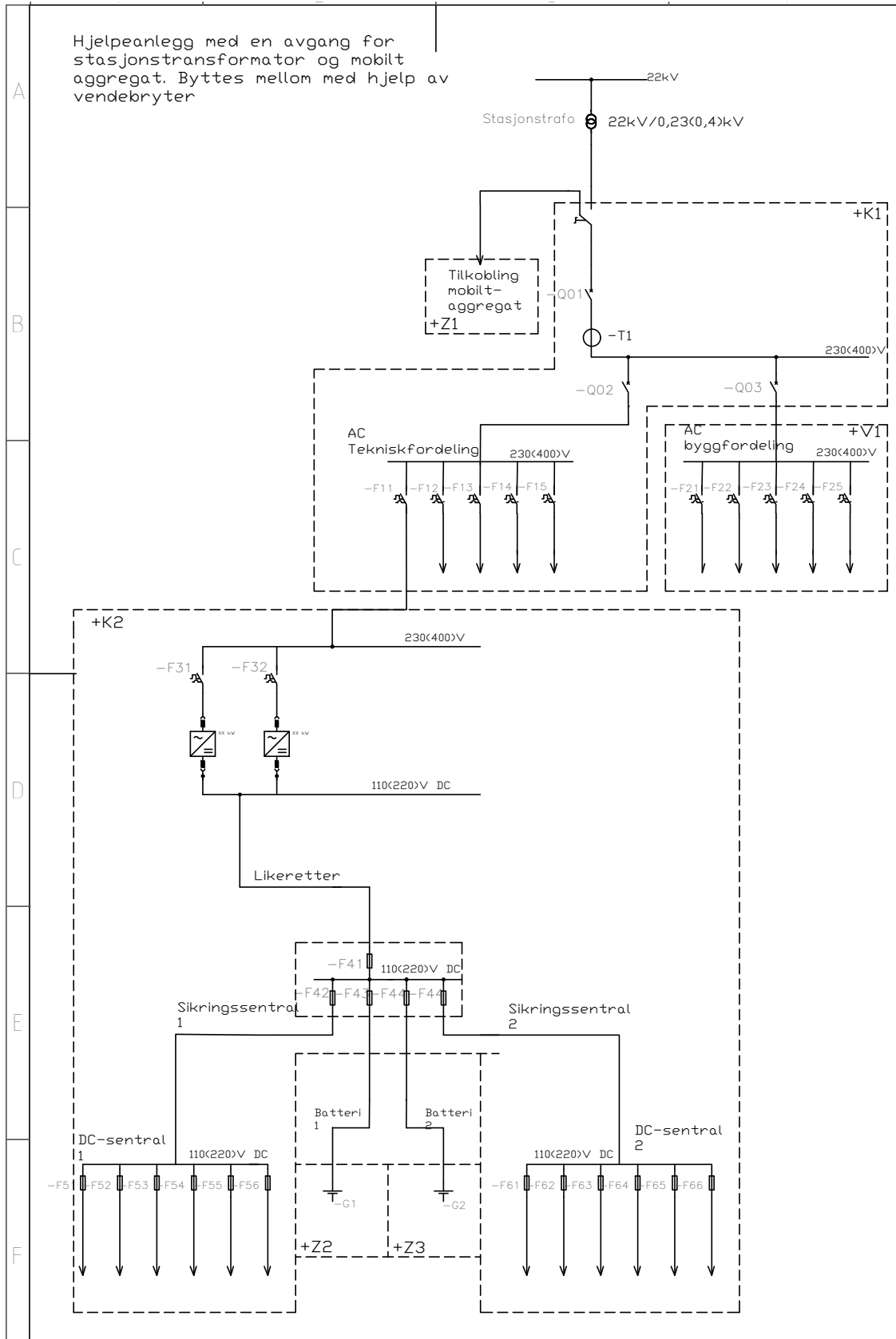
Vedlegg 4: Symbolforklaring og enlinjeskjema

S00287	Effektbryter <i>Circuit breaker</i>		S00219 S00227	A00060
S00120	Termisk effekt <i>Thermal effect</i>			
S00121	Elektromagnetisk effekt <i>Electromagnetic effect</i>			
S00896	Vekselretter <i>Inverter</i>		S00059 S00214 S01401 S01403	
S00894	Likeretter <i>Rectifier</i>		S00059 S00213 S00214 S01401 S01403	
S00362	Sikring, generelt symbol <i>Fuse, general symbol</i>			
S00819	Maskin, generelt symbol <i>Machine, general symbol</i> Roterende omformer; Generator; Synkrogenerator; Motor; Synkronmotor			A00125 A00191

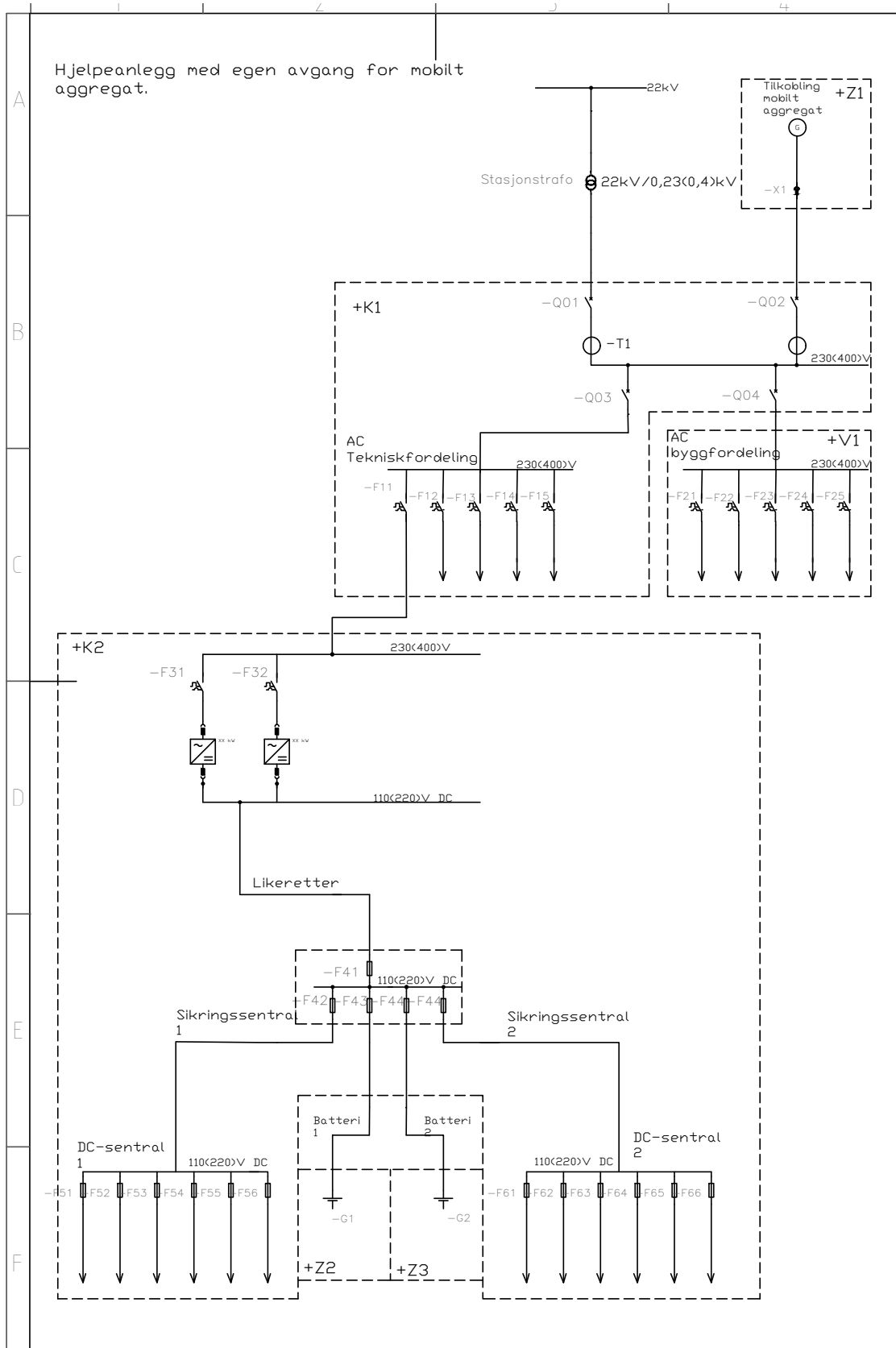
Egne symboler ikke hentet fra NEK 144

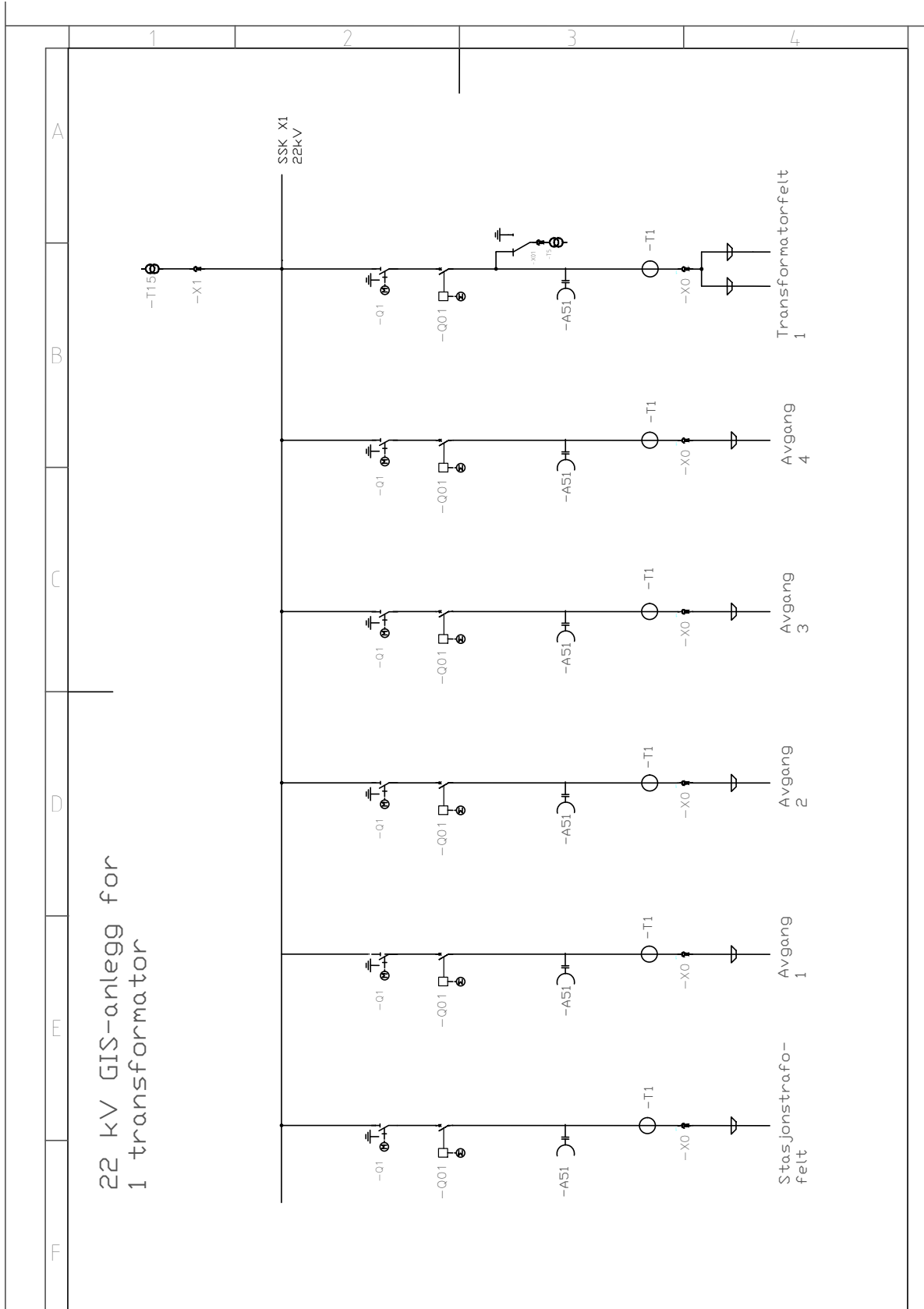
Grafikk	Funksjon
	<p>LPIT- Viser to ragowskispoler og 1 kapasitiv spenningsmåler i en enhet.</p>
	<p>Jordingsbryter, Halvt kryss tyder at den kan legges inn mot spenning.</p>
	<p>Forenklet symbol for strømtransformator.</p>
	<p>Generator; her brukt som mobilt aggregat.</p>
	<p>Automatsikring med elektromagnetisk og termisk utløsningsfunksjon.</p>
	<p>Kapasitiv spenningsmåler, skal merke om anlegget har spenning.</p>

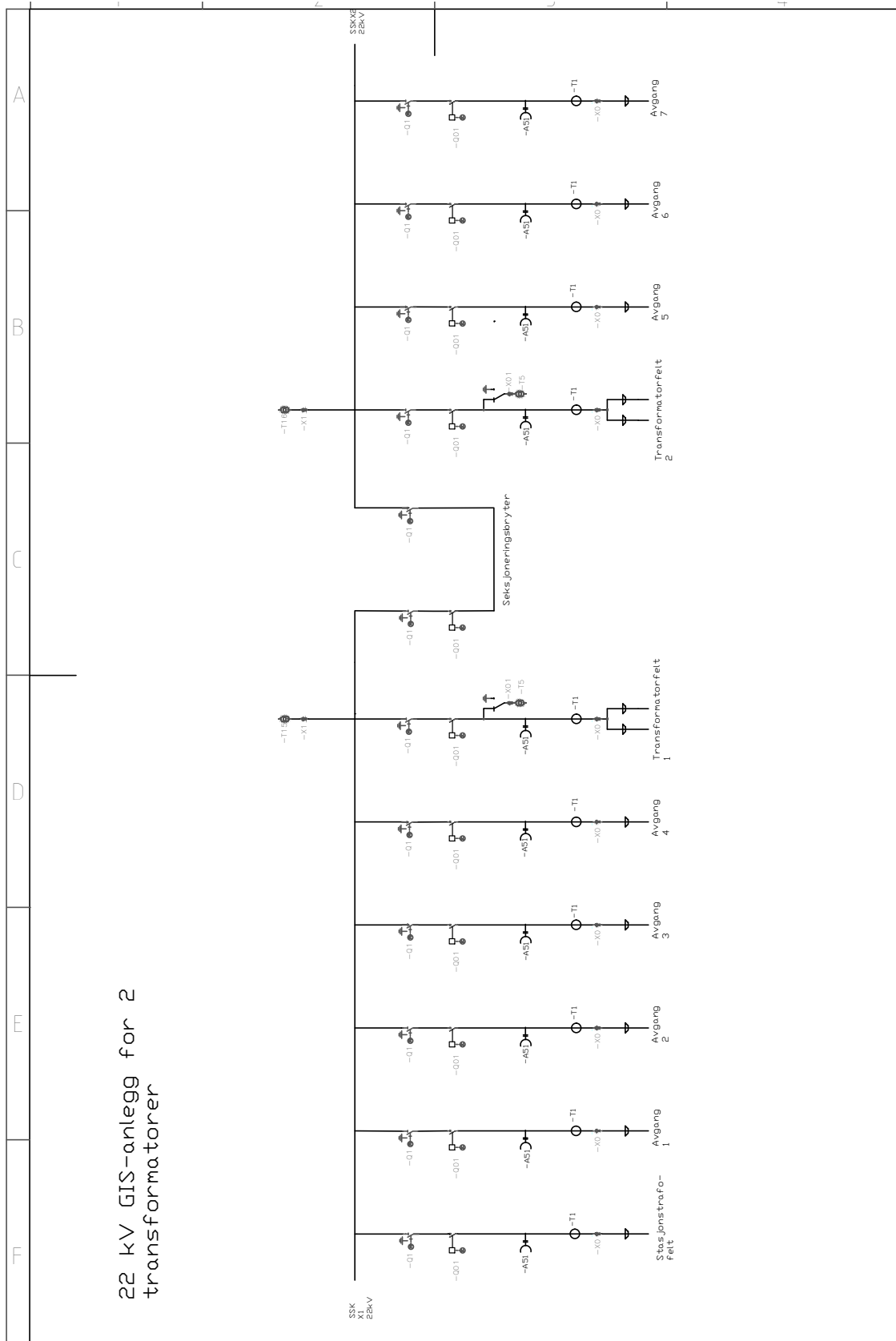
Vedlegg 4: Symbolforklaring og enlinjeskjema

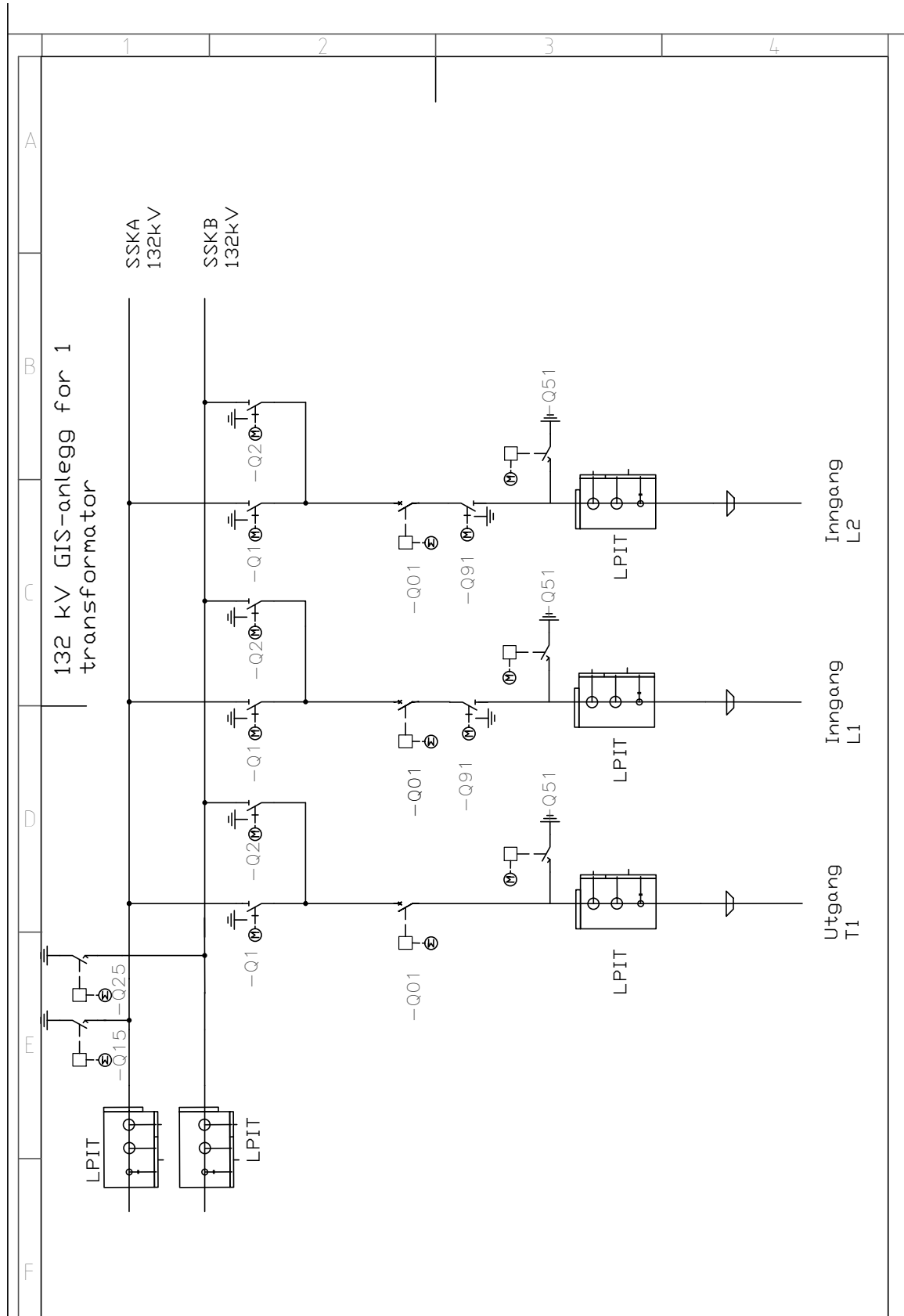


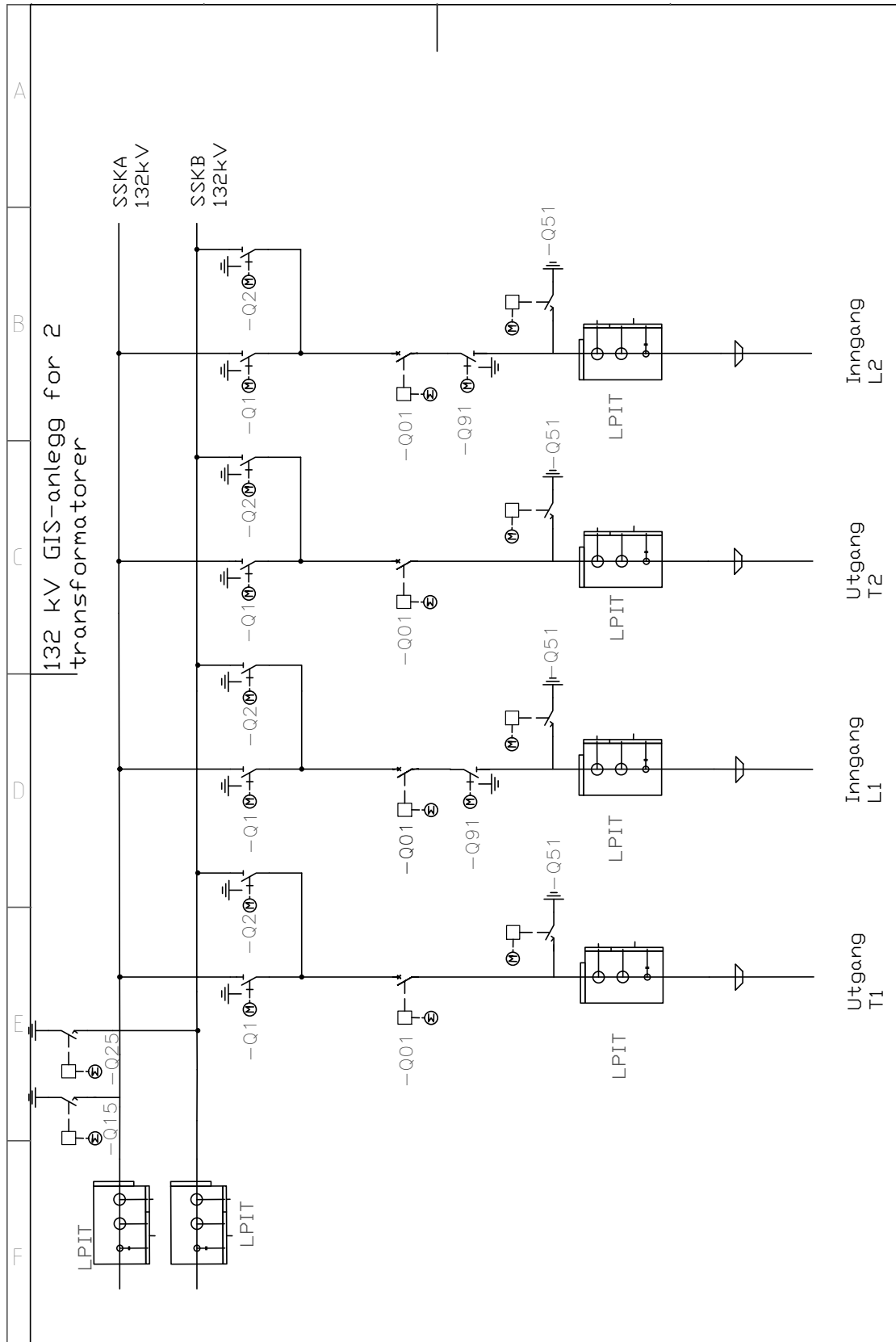
Vedlegg 4: Symbolforklaring og enlinjeskjema











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	<ul style="list-style-type: none"> + Arealbesparende som er spesielt gunstig i by- og tettbebygd strøk. 	<ul style="list-style-type: none"> - Arealkrevende. Større minimums isolasjonsavstander mellom faser og fase-jord.
Kostnader	<ul style="list-style-type: none"> + 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 	<ul style="list-style-type: none"> + 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	<ul style="list-style-type: none"> + 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. 	<ul style="list-style-type: none"> + Enkel tilgang til feilutsatte komponenter, kort reparasjonstid sammenlignet med GIS. Mindre avhengighet av særskilte leverandører.
Klima-miljøpåvirkning og	<ul style="list-style-type: none"> + 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. 	<ul style="list-style-type: none"> + 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.

		<ul style="list-style-type: none"> - SF₆ er en svært potent klimagass. <p>Potensielt store konsekvenser ved relativt små utslipp.</p>	
Drift-vedlikehold	og	<ul style="list-style-type: none"> + Krever mindre vedlikehold enn AIS-anlegg. - Høye revisjonskostnader etter ca. 20 år. - Komplisert revisjon, avhengig av spesialkompetanse fra leverandør. 	<ul style="list-style-type: none"> + Enkel tilgang til feilutsatte komponenter, kort reparasjonstid sammenlignet med GIS. Mindre avhengighet av særskilte leverandører og spesialkompetanse.
Fleksibilitet		<ul style="list-style-type: none"> - 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.) 	<ul style="list-style-type: none"> + Større grad av fleksibilitet ved behov for utvidelser av anlegget.
Visuelle virkninger		<ul style="list-style-type: none"> + Kompakte anlegg som ofte installeres innendørs. Gir markant mindre visuelle virkninger. 	<ul style="list-style-type: none"> - Gir relativt store inngjerdete anlegg med industrielt preg som dominerer i landskapsbildet.
Sanering		<ul style="list-style-type: none"> - Komplisert og kostbar sanering og demontering av anlegg. 	<ul style="list-style-type: none"> + Relativt enkelt å sanere og resirkulere deler av materialene.
Bygging montasje	og	<ul style="list-style-type: none"> - 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. 	<ul style="list-style-type: none"> + Ikke samme krav til spesialkompetanse for montasjepersonell. Standardisert utstyr og arbeidsprosedyrer.
Planlegging/prosjektering		<ul style="list-style-type: none"> + 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. 	<ul style="list-style-type: none"> + 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.

	<ul style="list-style-type: none"> - 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. 	<p>Risiko for klagebehandling og tilleggsutredninger i konsesjonsprosessen.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Som regel behov for eget bygg for kontrollanlegg. Behov for omfattende og kostbar internkabling over lengre avstander.
Personsikkerhet/HMS	<ul style="list-style-type: none"> + Berøringsikkert. Økt personsikkerhet 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. 	<ul style="list-style-type: none"> + 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 spenningsatt.
Fysisk sikkerhet mot vandalisme, terror og tyveri	<ul style="list-style-type: none"> + Vanskeligere tilgang for uautorisert personell når anlegget står innendørs. 	<ul style="list-style-type: none"> - Utendørs AIS-anlegg skal sikres med gjerder og lignende. Enklere tilgang for uautorisert personell. Tyveri av kobberledninger fra jordingssystemer er et utbredt problem.

NXPLUS C



Fig. 3.2-27: NXPLUS C panel

The compact NXPLUS C is the medium-voltage circuit-breaker switchgear that made gas insulation with the proven vacuum switching technology economical in its class. The NXPLUS C is used for secondary and primary distribution systems up to 24 kV, up to 31.5 kA and up to 2,500 A. It can also be supplied as double-busbar switchgear in a back-to-back arrangement (see catalogue HA35.41).

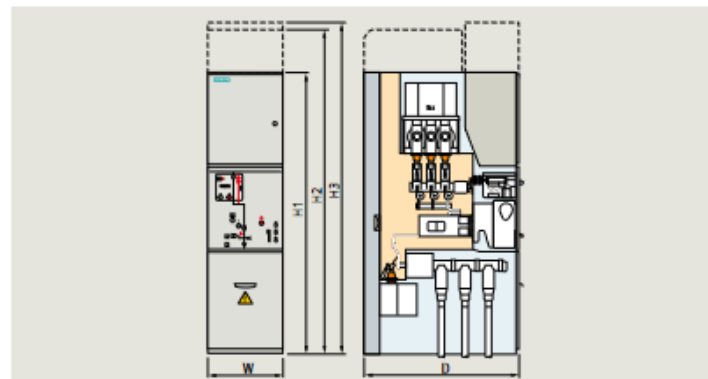
Performance features

- Type-tested according to IEC 62271-200
- Sealed pressure system with SF₆ filling for the entire service life
- Safe-to-touch enclosure and standardized connections for plug-in cable terminations
- Loss of service continuity category for switchgear:
 - Without HV HRC fuses: LSC 2
- 1-pole insulated and screened busbar
- 3-pole gas-insulated switchgear vessels with three-position switch and circuit-breaker
- Operating mechanisms and transformers are located outside the switchgear vessel and are easily accessible
- Metal-enclosed, partition class PM

Rated						
Voltage	kV	7.2	12	15	17.5	24
Frequency	Hz	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60
Short-duration power-frequency withstand voltage	kV	20	28*	36	38	50
Lightning impulse withstand voltage	kV	60	75	95	95	125
Short-circuit breaking current	max. kA	31.5	31.5	31.5	25	25
Short-time withstand current, 3 s	max. kA	31.5	31.5	31.5	25	25
Short-circuit making current	max. kA	80	80	80	63	63
Peak withstand current	max. kA	80	80	80	63	63
Normal current for busbar	max. A	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500
Normal current for feeders	max. A	2,500	2,500	2,500	2,000	2,000

* 42 kV according to some national requirements

Table 3.2-22: Technical data of NXPLUS C



Dimensions		In mm	
Width	W	630 A/1,000 A/1,250 A	600
		2,000 A/2,500 A	900
Height	H1	Standard design	2,250 (W = 600); 2,550 (W = 900)
	H2	With horizontal pressure relief duct	2,640 (W = 600); 2,640 (W = 900)
	H3	With higher low-voltage compartment	2,650
Depth	D	Wall-standing arrangement	1,250
		Free-standing arrangement	1,250

Fig. 3.2-28: Dimensions of NXPLUS C

- With horizontal pressure relief duct
 - Extended number of operating cycles (up to 15 kV, up to 31.5 kV, up to 1,250 A)
 - DISCONNECTING function: 5,000 x, 10,000 x
 - READY-TO-EARTH function: 5,000 x, 10,000 x
 - CIRCUIT-BREAKER function: 30,000 x
 - Certificate of compliance issued by Canadian Standard Association (CSA)
 - Type-approved by LR, DNV, GL, ABS, RMR
 - Internal arc classification for:
 - Wall-standing arrangement: IAC A FL 31.5 kA, 1 s
 - Free-standing arrangement: IAC A FLR 31.5 kA, 1 s.
- Advantages**
- No gas work during installation or extension
 - Compact
 - Independent of environment and climate
 - Maintenance-free
 - Personal safety
 - Operational reliability
 - Environmentally compatible
 - Cost-efficient.

TSLF 72 - 170 kV enleder

TSLF 170 kV 1x1200A

Kontakt

E-verks- og kraftkabel
firmapost@nexans.com

Nexans ref.: [10210291](#)

Skjermet kabel med Al-laminat og ytre ledende sjikt.

BESKRIVELSE

Konstruksjon:

Leder:Flertrådet, komprimert aluminiumsleder fyllt med svellpulver.

Indre halvleder:Ekstrudert, tverrbundet halvledende lag.

Isolasjon:Ekstrudert, tørrvulkanisert polyetylen (PEX).

Ytre halvleder:Ekstrudert, halvledende lag.

Skjerm:Et lag med runde, glødde kobbertråder.

Skjermtverrsnitt: Oppgitt tverrsnitt er fysisk tverrsnitt av kobbertråder i skjerm.

Svelllebånd:Et lag svellende bånd for å hindre langsintrengning av vann.

Diffusjonssperre:Et lag aluminiumslaminat med overlapp limt fast til ytre kappe.

Ytre kappe:Ytre kappe av polyetylen. Ytre kappe består av to sjikt som er påført i tandem og vulket sammen. Indre sjikt, den vanlige ytre kappen, er UV-bestendig og hvit for å lage et optisk skille mellom denne og det ytre ledende sjiktet som er svart.

Brukerfordeler:Diffusjonstett høyspentkabel med ytre ledende sjikt.

Kablens ytre ledende sjikt gjør den klar for kappetesting.

Brukersted: Utendørs, i jord og innendørs.

Innendørs må kablene dekkes med brannhemmende maling der det er krav til brannhemming.

Bruksområde: Høyspent energidistribusjon

Brannegenskaper: Halogenfri

Kabelmerking: NEXANS NS TSLF kV 1 x mm²/mm² MND ÅR, metermerking



STANDARDS

Internasjonal IEC 60840



Radial vannetting
Ja



Halogenfri
Ja



Min. bøylediameter v/
gjentatt bøyning
1860 mm



Maks. Kontinuerlig
ledertemperatur
90 °C



Min.
installasjonstemperatur
-20 °C



Min. bøyeradius v/gjentatt
bøyning eller bearbeiding
10 (xD)

Alle tegninger, design, spesifikasjoner, planer og informasjon om vekt, størrelse og dimensjoner i Nexans' tekniske eller kommersielle dokumentasjon er omtrentlig og er ikke bindende fra Nexans' side.

Generert 21.04.21 www.nexans.no Side 1 / 3



TSLF 72 - 170 kV enleder**TSLF 170 kV 1x1200A****Kontakt**E-verks- og kraftkabel
firmapost@nexans.com**EGENSKAPER**

Konstruksjonsegenskaper	
Ledermateriale	Aluminium
Lederform	Rund komprimert
Materiale brukt for langsgående vanntetthet	Svellepulver
Isolasjonsskjerm	Ekstrudert
Isolasjon	Ekstrudert PEX
Lederskjerm	Ekstrudert
Skjerm	Kobbertråd
Radiell vanntetting	Ja
Ytre kappe	MDPE
Ytre ledende sjikt	Ja
Halogenfri	Ja
Dimensjonsegenskaper	
Ledertverrsnitt	1200 mm ²
Lederdiameter	41,7 mm
Nominell isolasjonstykkelse	17,0 mm
Diameter over isolert leder	79,0 mm
Skjermverrsnitt Cu	50 mm ²
Gj.sn. tykkelse ytre kappe	4,0 mm
Nominell ytre diameter	93,0 mm
Vekt (ca.)	8,55 kg/m
Elektriske egenskaper	
Maks ledermotstand DC v/ 20 °C	0,0247 Ohm/km
Reaktans trekant 50 Hz	0,11 Ohm/km
Reaktans flat forlegning 50 Hz	0,14 Ohm/km
Maks. driftsspenning	170 kV
Tillatt belastning i jord v/ 15°C - flat forlegning	865 A
Tillatt belastning i jord v/ 15°C - trekant forlegning	945 A
Tillatt belastning i luft v/ 25°C - flatforlegning	1200 A
Tillatt belastning i luft v/ 25°C - trekantforlegning	1290 A
Tillatt kortslutningsstrøm leder i 1 s	108 kA
Nominell kapasitans leder -jord	0,23 µF / km
Mekaniske egenskaper	
Maksimal tillatt strekkstyrke	36 kN
Min. bøyediameter v/ gjentatt bøyning	1860 mm
Bruksegenskaper	
Maks. Kontinuerlig ledertemperatur	90 °C
Maks. ledertemperatur v/ kortslutning	250 °C
Min. installasjonstemperatur	-20 °C
Min. bøyeradius v/gjentatt bøyning eller bearbeiding	10 (xD)

TSLF 72 - 170 kV enleder

TSLF 170 kV 1x1200A

Kontakt

E-verks- og kraftkabel
firmapost@nexans.com

INFORMASJON

Kablene må behandles meget forsiktig ved temperaturer under 0 °C, spesielt må slagpåkjenninger unngås. Hvis en PEX-isolert kabels temperatur er under -10 °C ved utlegning, må man gjøre spesielle tiltak, som for eksempel oppvarming av hele trommelen, for å unngå skader på kabelen. Det er temperaturen i kabelen som er avgjørende, så en kan godt legge ut og bøye en kabel selv om lufttemperaturen er under -10 °C hvis kabelen er varmet opp på forhånd, og dens temperatur ikke synker under -10 °C ved behandlingen.

TSLF 24 - 36kV enleder

TSLF 24kV 1x630A

Kontakt

E-verks- og kraftkabel
firmapost@nexans.com

Nexans ref.: [10060895](#)

EI. nummer: 1067118

GTIN (EAN 13): 7045210028614

Diffusjonstett høyspentkabel med ytre ledende sjikt klargjort for kappetesting.

BESKRIVELSE

Leder: Flertrådet, komprimert aluminiumsleder fyllt med svellpulver.

Indre halvleder: Ekstrudert, tverrbundet halvledende PEX.

Isolasjon: Ekstrudert, tørrvulkanisert polyetylen (PEX).

Ytre halvleder: Ekstrudert, halvledende PEX.

Skjerm: Består av et lag med runde, glødde kobbertråder og aluminiumsfolien.

Normert skjermverrsnitt: Oppgitt tverrsnitt er summen av Cu- tråder og aluminiumsfolie.

Skjermverrsnitt: Oppgitt tverrsnitt er fysisk tverrsnitt av kobbertrådene i skjermen.

Langsgående vanntetting: Et lag svellende bånd for å hindre langsintrengning av vann. Svellebåndet er påført med en fuge for å sikre elektrisk kontakt mellom skjermen og aluminiumslaminatet (diffusjonssperren), som ligger over svellebåndet. Dette betyr at det ikke er nødvendig med separat jording av aluminiumslaminatet i skjøter og endearvslutninger.

Radiell vanntetting: Et lag aluminiumslaminat limt fast til ytre kappe.

Ytre kappe: Ytre kappe består av to sjikt: Indre sjikt, den isolerende delen av ytre kappe er UV-bestendig og hvit, for å lage et optisk skille mellom indre og ytre sjikt. Ytre sjikt består av ledende sort PE.

Brukerfordeler: Diffusjonstett høyspentkabel med ytre ledende sjikt klargjort for kappetesting.

Brukersted: Utendørs, i jord og innendørs. Innendørs bør kablene dekkes med brannhemmende maling der det er krav til brannhemming.

Bruksområde: Høyspent energidistribusjon

Kabelmerking: Kablene er varig merket med: NEXANS TSLF XX kV 1 x mm² Dato + tid + metermerking

LIFEMARK(TM): Overflaten på den ytre kappen er preget med tekst, som spesifiserer alle materialene i kabelen. Dette forenkler arbeide med fremtidig resirkulering.



YTTELSESERKLÆRING

Brannklasse: F_{ca}
i henhold til EN50575:2014
+A1:2016

STANDARDER

Internasjonal HD 620 S2 2010
10M; HD 620.10K; IEC 60502-2



Brannklasse
F_{ca}



Radiell vanntetting
Ja



Halogenfri
Ja



Min. bøylediameter v/
gjentatt bøyning
1002 mm



Maks. Kontinuerlig
ledertemperatur
90 °C



Min.
installasjonstemperatur
-20 °C



Min. bøyeradius v/
gjentatt bøyning eller
bearbeiding
10 (xD)

Alle tegninger, design, spesifikasjoner, planer og informasjon om vekt, størrelse og dimensjoner i Nexans' tekniske eller kommersielle dokumentasjon er omtrentlig og er ikke bindende fra Nexans' side.

Generert 21.04.21 www.nexans.no Side 1 / 3

Nexans

TSLF 24 - 36kV enleder

TSLF 24kV 1x630A

Kontakt

E-verks- og kraftkabel
firmapost@nexans.com

EGENSKAPER

Konstruksjonsegenskaper	
Ledermateriale	Aluminium
Materiale brukt for langsgående vanntetthet	Svellepulver
Lederform	Rund komprimert
Isolasjonsskjerm	Ekstrudert
Isolasjon	Ekstrudert PEX
Lederskjerm	Ekstrudert
Skjerm	Kobbertråd
Radiell vanntetting	Ja
Skjerm/-armeringstype	Aluminiumsfolie
Ytre kappe	MDPE
Ytre ledende sjikt	Ja
Halogenfri	Ja
Dimensjonsegenskaper	
Lederdiameter	30,1 mm
Ledertverrsnitt	630 mm ²
Diameter over isolert leder	41,7 mm
Nominell isolasjonstykkelse	5,5 mm
Normert skjermverrsnitt	50 mm ²
Skjermverrsnitt Cu	31 mm ²
Gj.sn. tykkelse ytre kappe	2,8 mm
Nominell ytre diameter	50,1 mm
Vekt (ca.)	3,17 kg/m
Elektriske egenskaper	
Tillatt belastning i jord v/ 15°C - flat forlegning	710 A
Tillatt belastning i jord v/ 15°C - trekant forlegning	735 A
Tillatt belastning i luft v/ 25°C - trekantforlegning	945 A
Tillatt belastning i luft v/ 25°C - flatforlegning	995 A
Maks ledermotstand DC v/ 20 °C	0,0469 Ohm/km
Tillat kortslutningsstrøm leder i 1 s	56,7 kA
Reaktans trekant 50 Hz	0,09 Ohm/km
Reaktans flat forlegning 50 Hz	0,15 Ohm/km
Nominell kapasitans leder -jord	0,43 µF / km
Maks. driftsspennning	24 kV
Mekaniske egenskaper	
Maksimal tillatt strekkstyrke	18,9 kN
Min. bøyediameter v/ gjentatt bøyning	1002 mm
Bruksegenskaper	
Forpakning	NX20
Standardlengde	500 m
Maks. Kontinuerlig ledertemperatur	90 °C
Maks. ledertemperatur v/ kortslutning	250 °C
Min. installasjonstemperatur	-20 °C

Alle tegninger, design, spesifikasjoner, planer og informasjon om vekt, størrelse og dimensjoner i Nexans' tekniske eller kommersielle dokumentasjon er omtrentlig og er ikke bindende fra Nexans' side.
Generert 21.04.21 www.nexans.no Side 2 / 3



TSLF 24 - 36kV enleder

TSLF 24kV 1x630A

Kontakt
E-verks- og kraftkabel
firmapost@nexans.com

Bruksegenskaper

Min. bøyeradius v/gjentatt bøyning eller bearbeiding

10 (xD)

INFORMASJON

Forlegning ved lave temperaturer: Kablene må behandles meget forsiktig ved temperaturer under 0 °C, spesielt må slagpåkjenninger unngås. Hvis en PEX-isolert kabels temperatur er under -10 °C ved utlegning, må man gjøre spesielle tiltak, som for eksempel oppvarming av hele trommelen, for å unngå skader på kabelen. Det er temperaturen i kabelen som er avgjørende, så en kan godt legge ut og bøye en kabel selv om lufttemperaturen er under -10 °C hvis kabelen er varmet opp på forhånd, og dens temperatur ikke synker under -10 °C ved behandlingen.

Krav til klasse 2 stasjon fra KBF (utdrag)

Vedlegg 2 til § 5-5: Særlige krav til sikring for anlegg klassifisert i klasse 2

Dersom et minst like godt sikringsnivå kan dokumenteres, kan beredskapsmyndigheten akseptere andre sikringstiltak enn de som er beskrevet i punkt 2.2 til 2.5.

2.1 For transformatorstasjoner, koblingsstasjoner, kraftstasjoner og driftskontrollsystemer gjelder følgende krav:

2.1.1 Anleggets sikringsnivå skal ivaretas gjennom en kombinasjon av blant annet følgende tiltak:

- a. Uønskede hendelser og handlinger skal oppdages raskt og håndteres av et effektivt reaksjonsmønster.
- b. Fysisk og elektrisk utførelse og beskyttelse skal være på et nivå som begrenser tap av funksjon og ødeleggelse.
- c. Gjenoppretting av eventuelle funksjonstap skal skje uten ugrunnet opphold.
- d. Redundans i anlegget eller kraftsystemet.

2.1.2 Tiltakene skal komplettere hverandre og gi en balansert helhet.

2.1.3 Anlegget skal fungere uavhengig av de strømutfall som kan forekomme i ordinær strømforsyning og påregnelige feil i eget strømforsyningssystem.

2.1.4 Anlegget skal kunne betjenes lokalt av kompetent bemanning i ekstraordinære situasjoner etter krav i denne forskriften, jf. § 4-2.

2.2 For transformatorstasjoner og koblingsanlegg/-stasjoner gjelder følgende krav i tillegg til kravene i punkt 2.1:

2.2.1 Anlegget skal være utstyrt med effektive og pålitelige alarmer for brann, innbrudd, elektriske feil og feil i styresystemer, samt ha etablert tiltak for effektiv reaksjon.

2.2.2 Viktige anleggsdeler som driftsbygg, innendørs apparatanlegg, muffeanlegg og anlegg for stasjonsstrøm og styring skal ha god skallsikring etter fastsatte normer.

2.2.3 Driftskontrollrom og andre rom for styring og samband skal være egne adgangskontrollerte soner med middels sikringsnivå og brannmotstand etter fastsatte normer.


2.2.4 Alle hovedtransformatorer med tilhørende adkomster skal sikres fra alle kanter med bygg eller lignende, med god beskyttelse etter fastsatte normer for sikring og brannmotstand.

2.2.5 Anlegget skal ha dublerede føringer for stasjonsstrøm og styresignaler.

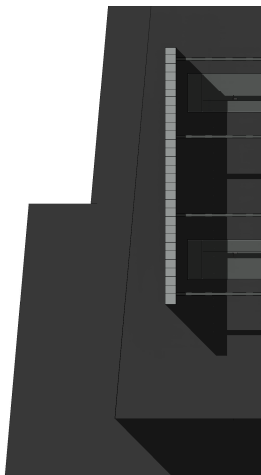
2.2.6 Skal som hovedregel ha dublering av de viktigste komponenter for anleggets primære funksjoner. Dette gjelder bl.a. samleskinner, skillebrytere, samt annen nødvendig utrustning.

2.2.7 Skal ha et dublert nødstrømsanlegg med batteribank og avbruddsfri strømforsyning. Om det ikke er installert et stasjonært nødstrømsaggregat, må et mobilt aggregat kunne kobles til innenfor batteritiden under maksimal belastning. Anlegget må samlet sett ha en gangtid på minst to døgn.

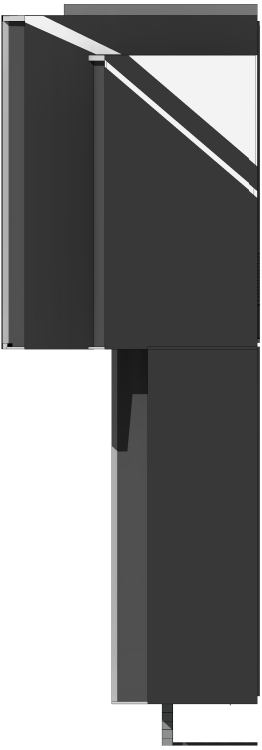
2.2.8 Viktige kabler for driftskontroll og styre- og nødstrøm skal så langt som mulig, fysisk separeres fra høyspentkabler.



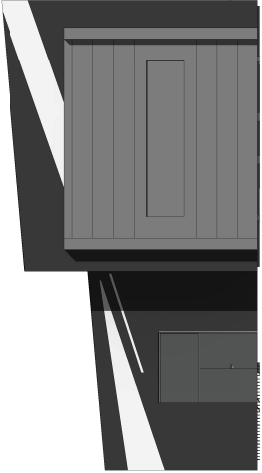
Fasade Øst
1 : 100



Fasade Nord
1 : 100



Fasade Vest
1 : 100



Fasade Sør
1 : 100

ARCON PROSJEKT AS	MT Byggeteknikk	ARCON PROSJEKT AS	TRAFOSTASJON FASADER	GOT	GOT
ANSTRETTE OG ISOLERTE INNSTRIKKE 12 12 10 10 12 12 10 10 12 12 10 10 12 12 10 10		PROSJEKT: 9999 TEGN. NO.: A32-01 RISE: A2		Dato: 10.05.21 Skala: 1 : 100	

Fasade Øst farge alt 2
1 : 100

Fasade Nord farge alt 2
1 : 100

Fasade Sør farge alt 2
1 : 100

Fasade Vest farge alt 2
1 : 100

				Oppdragsgiver: - Prosjekt: Trafostasjon Tegningssett: Fasader - Alt 2		Prosjekt: 9999 Tegn. nr.: A32-02 Rev.: A2		Dato: - Skala: - Rev.: -	
ARCON PROSJEKT AS ANSTRETTE OG KONTROLLERTE INNHOLD AV TEGNINGER ER BEKRÆFTET AV ARCON PROSJEKT AS		ARCON PROSJEKT AS ANSTRETTE OG KONTROLLERTE INNHOLD AV TEGNINGER ER BEKRÆFTET AV ARCON PROSJEKT AS		Prosjekt: 9999 Tegn. nr.: A32-02 Rev.: A2		Dato: - Skala: - Rev.: -		Prosjekt: 9999 Tegn. nr.: A32-02 Rev.: A2	

