



UPPSALA
UNIVERSITET

UPTEC F 23011

Examensarbete 30 hp

04/2023

Förbikoppling av stationer vid reinvesteringsprojekt i transmissionsnätet

Aron Johanson



UPPSALA
UNIVERSITET

Bypassing substations during reinvestment projects in the Swedish national grid

Aron Johanson

Abstract

Svenska kraftnät is responsible for the operation and development of the Swedish transmission grid. A large number of substations in the transmission grid are approaching their expected service lifetime and must be renewed in the coming years.

When renewing substations, total and partial outages in operation are often unavoidable. These outages may cause downtime for any party connected to the substation, whether it be an electricity generation or consumption. A solution is to build a new substation while the old is still in operation. Upon completion, a transfer of operation can be done from the old to the new substation. This however requires laying claim to new land, which affects the local environment and can be a time-consuming process. In an effort to minimise the need for planned outages during substation renewals, Svenska kraftnät wants to investigate techniques for bypassing substations while also allowing the connected party to remain in operation.

This thesis has evaluated two differing techniques that allow for substations and any connecting parties to remain mostly in full operation during station renewals.

One technique involves constructing a temporary switchgear compartment using air-insulated apparatuses to bypass the station and connect the third party. The other technique uses a mobile gas-insulated switchgear to achieve essentially the same arrangement.

After studying cases where either technique has been employed in station renewals, it was concluded that a solution utilising air-insulated apparatuses is better in several aspects. While the two technologies achieved similar results, the air-insulated technology did so at a lower cost, offered more flexibility, and was easier to integrate into pre-existing stations. Furthermore, the gas-insulated technology required more specialised competence, possibly limiting the availability of qualified contractors.

It was concluded that bypassing stations during renewal projects could provide several benefits in terms of less downtime and economical losses, while also minimising the need to claim new land. In order to optimise the method a supply of air-insulated apparatuses and construction materials necessary for the bypassing of a station should be established by Svenska kraftnät. This, mostly reusable, equipment would then be on stand-by, ready to use in future station renewals.

Teknisk-naturvetenskapliga fakulteten

Uppsala universitet, Utgivningsort Uppsala/Visby

Handledare: Liselotte Schillén-Wenger Ämnesgranskare: Marcus Berg

Examinator: Tomas Nyberg

Sammanfattning

Svenska kraftnät är ansvarig myndighet för driften och utvecklingen av det Svenska transmissionsnätet. Flera stationer i transmissionsnätet närmar sig sin tekniska livslängd, och behöver förnyas inom de kommande åren. För att kunna genomföra en stationsförnyelse behövs det ofta ett antal avbrott i driften. I dagsläget används redan en stor del av den tillgängliga kapaciteten i transmissionsnätet. Mot bakgrund av detta vill Svenska kraftnät undersöka möjligheterna att minimera behovet av avbrott vid stationsförnyelser.

Vid stationsförnyelser har traditionellt sett två olika metoder använts. Den ena går ut på att bygga en ny station bredvid den gamla medan den gamla stationen fortfarande är i drift. När den nya stationen är klar för driftsättning görs en omläggning av kraftledningarna från den gamla stationen till den nya. Denna metod kräver minimalt med avbrottstider, men gör det nödvändigt att ta ny mark i anspråk. Detta får konsekvenser för lokalområdet och kan ofta kräva att ny koncession söks parallellt med andra tillståndprocesser, något som kan vara mycket tidskrävande. Ofta har också betongfundament och stålkonstruktioner betydligt längre livslängd än stationens elektrotekniska apparater och skulle därför gå att behålla i den förnyade stationen.

Den andra förekommande metoden innebär att den gamla stationen förnyas inom det befintliga stationsområdet, något som vanligtvis kräver ett antal driftavbrott. För en anslutande part, till exempel ett kraftverk eller en elförbrukning, kan stopp i driften få stora negativa konsekvenser.

I det här examensarbetet har två olika metoder för att förbikoppla stationen och samtidigt ha anslutande part i drift undersökts. Den ena metoden involverar luftisolerad teknik och går ut på att konstruera en tillfällig ledningssäng för att förbikoppla stationen samt ansluta produktion eller förbrukning som påstick, med för ändamålet nödvändiga högspänningsapparater. I den andra metoden åstadkoms motsvarande anslutning i stället med hjälp av ett mobilt gasisolerat ställverksfack.

För att jämföra metoderna har två exempel där respektive teknik använts för att förbikoppla stationer studerats: Svenska kraftnäts förnyelse av stationen i Ritsem samt Statnetts förnyelser av flera stationer i Nordnorge. De båda metoderna uppnår liknande resultat, men skiljer sig vida åt på övriga punkter.

Studien kom fram till att den luftisolerade tekniken hade flera fördelar jämfört med den gasisolerade. Den luftisolerade tekniken var mindre kostsam, mer flexibel och lättare att integrera i den befintliga stationen. Idrifttagningstiderna för den gasisolerade tekniken visade sig, trots dess mobila utförande, vara likvärdiga eller längre

än för den luftisolerade. Detta berodde på de omfattande förberedelser som behövdes innan driftsättning av det gasisolerade facket. I dagsläget finns det större erfarenhet och kompetens för luftisolerad teknik än för gasisolerad när det kommer till den här typen av temporära lösningar. Detta gäller både inom Svenska kraftnät och bland de entreprenörer som anlitas.

Efter att flera teknikerspecialister inom och utanför Svenska kraftnät konsulterats kunde en metod för att effektivisera förbikopplingar med påstick av anslutande part tas fram. Den går ut på att Svenska kraftnät bygger upp ett beredskapslager med högspänningsapparater, prefabricerade fundament och annan materiel nödvändig för förbikopplingen. Detta för att kunna tillhandahålla den utrustning som krävs till entreprenören så att denne snabbt kan utföra förbikopplingen, då apparaterna som krävs annars har långa leveranstider. Genom att standardisera processen kan även värdefull kompetens byggas upp. Detta effektiviserar arbetet ytterligare, vilket kan få betydelse vid oplanerade händelser såsom haverier, då tillfälliga åtgärder snabbt kan behöva komma på plats. Denna metod för förbikopplingar ska därefter tas i beaktning under utredningsfasen för framtida stationsförnyelser.

Erkännanden

Jag skulle vilja börja med att uttrycka min djupaste tacksamhet till min handledare Liselotte Schillén-Wenger för att ha gett mig möjligheten att utföra det här examensarbetet på Svenska kraftnät. Jag uppskattar verkligen det samarbete vi haft och hur närvarande och hjälpsam hon varit under arbetets gång.

Ett stort tack till min ämnesgranskare Marcus Berg för hans rådgivning, feedback och stora tålmodighet. Marcus har med sin skarpa granskande blick och ämneskunskap haft en avgörande betydelse för rapportens kvalitet.

Jag vill också tacka Erik Engsten, min närmaste chef, för det stöd och den hjälp han gett mig under tiden på Svenska kraftnät.

Tack även till Tomas Winter för hans delaktighet och hjälp med flera av momenten i arbetet.

Slutligen vill jag tacka alla vänliga och generösa kollegor på Svenska kraftnät, som både hjälpt mig i mitt arbete och bidragit till att jag känt mig så väldigt välkommen på arbetsplatsen.

Aron Johanson
Stockholm, februari 2023

Innehåll

Ordlista	1
1 Introduktion	3
1.1 <i>Syfte</i>	4
1.2 <i>Metod</i>	4
1.3 <i>Disposition</i>	4
1.4 <i>Viktig information till läsare</i>	4
2 Svenska kraftnäts uppdrag	5
2.1 <i>Reinvestering</i>	5
3 Sveriges kraftsystem	6
3.1 <i>Produktionsanläggningar i transmissionsnätet</i>	6
3.2 <i>Transmissionsnätet i Sverige</i>	7
4 Komponenter och elektroteknik i transmissionsnätet	8
4.1 <i>Stationer</i>	9
4.2 <i>Ställverk</i>	9
4.3 <i>Ledningar</i>	13
4.4 <i>Transformatorer</i>	13
4.5 <i>Kondensatorer</i>	15
4.6 <i>Reaktorer</i>	16
4.7 <i>Effektbrytare och frånskiljare</i>	17
4.8 <i>Kontrollanläggning</i>	19
4.9 <i>Gasisolerade ställverk</i>	20
4.10 <i>Kort om arbeten i högspänningsmiljö</i>	22
5 Stationsförnyelsen i Ritsem	23
5.1 <i>Bakgrund</i>	23
5.2 <i>Gamla stationen i Ritsem</i>	25
5.3 <i>Förnyade stationen i Ritsem</i>	25
5.4 <i>Projektet</i>	26
6 Statnetts användning av Mobilt GIS	33

6.1	<i>Utförande</i>	34
6.2	<i>Anslutning</i>	36
7	Jämförelse	43
7.1	<i>Ekonomi</i>	43
7.2	<i>Platsbehov, tillstånd och miljö</i>	46
7.3	<i>Idrifttagningstider och avbrottstider</i>	47
7.4	<i>Tillämpbarhet för Svenska kraftnät</i>	48
8	Diskussion	50
9	Slutsatser och rekommendationer	51
9.1	<i>Framtida arbeten</i>	52
	Referenser	54

Ordlista

AIS – Air-Insulated Switchgear, dvs ett luftisolerat ställverk.

Friledning – Oisolerad ledare ovan mark fastsatt på stolpar eller andra stöd. Den mest förekommande typen av kraftledning i transmissionsnätet.

GIS – Gas-Insulated Switchgear, dvs ett gasisolerat ställverk.

Kabel – Sammansättning av en eller flera ledare med ett skyddande hölje och nödvändig fyllning, isolering och skyddsmaterial. Det finns markkabel, sjökabel och tunnelkabel.

Kraftledning – Ledare eller kabel ovan mark fastsatt på stolpar eller andra stöd. Den överlägset vanligaste typen av kraftledning på transmissionsnätet är så kallade friledningar där varje ledare är oisolerad. Kraftledning och friledning används därför ofta synonymt med varandra.

Ledningssäng – Tillfällig konstruktion för att göra ihopkopplingar av olika objekt, till exempel under ombyggnadsarbeten.

Luftledning – Detsamma som Kraftledning.

Slack – Ett kopplingsstycke bestående av en böjlig och fritt hängande (ej uppspänd) elektrisk ledare. Slackar är vanliga vid korta och temporära ihopkopplingar.

Station - Av parterna inhägnat område (stationsområde), med tillhörande byggnader och utrustning som är nödvändig för att möjliggöra en anslutningspunkt till transmissionsnätet. Innefattar även anslutande parts anläggning inom stationsområdet.

Ställverk – Den del av stationen som elektriskt kopplar ihop de olika kraftsystemkomponenterna.

Ställverksfack – Ett ställverksfack (eller bara fack) är en del av ett ställverk innehållandes kopplingsapparater och mättransformatorer för att ansluta ett objekt, till exempel en ledning eller en krafttransformator. Ett ställverk omfattar vanligtvis flera fack.

Ventilavledare – Apparat som installeras i nära anslutning till ett objekt i syfte att skydda det ifrån de överspänningar som kan uppstå (främst till följd av blixtnedslag). Ventilavledare är mycket vanliga och förekommer ihop med krafttransformatorer, reaktorer, kablar, ledningar och flera andra komponenter i kraftsystemet. Termen *avledare* används ofta och är helt synonym med ventilavledare.

Voltampere (VA) – Mått på skenbar effekt. Används att beskriva effektförflödet i komponenter som inte uträttar något arbete, till exempel ledningar eller transformatorer. Formellt samma enhet som Watt (W), som används för att beskriva aktiv effekt.

1 Introduktion

Svenska kraftnät är ett statligt affärsverk som har i uppdrag att utveckla och förvalta det svenska transmissionsnätet (tidigare benämnt stamnätet) för elkraft. Svenska kraftnät är också systemansvarig myndighet för det svenska kraftsystemet, och ansvarar därmed för att det råder balans mellan elproduktion och elförbrukning.

Svenska kraftnät står inför en utmanande framtid där stora delar av det befintliga transmissionsnätet behöver förnyas, samtidigt som det måste ske en utbyggnad för att ansluta ny elproduktion och förbrukning. Utvecklingen är delvis pådriven av det klimatmål som Sveriges riksdag har antagit. Klimatmålet anger att de svenska nettoutsläppen av växthusgaser ska vara noll till år 2045, och som delmål ska elförsörjningen vara klimatneutral till år 2040.

För att nå målet behöver det ske en omfattande elektrifiering av samhället. Vissa sektorer, såsom transporterna och stålindustrin, kommer därmed bli mycket elintensiva, och kräva både mer förnyelsebar el och en ökad överföringskapacitet i elnätet. De höga kraven på tillgänglighet i transmissionsnätet försvårar genomförandet av förnyelser, ombyggnationer och underhållsåtgärder, eftersom anläggningarna oftast behöver tas ur drift under tiden arbetet pågår. I synnerhet försvåras större projekt där längre avbrottstider kan vara nödvändiga.

Mot bakgrund av detta ser Svenska kraftnät ett stort behov av att undersöka hur avbrottstider vid förnyelser och ombyggnationer av stationer i drift kan minimeras, och därför har olika projekt på området initierats. En metod för att upprätthålla tillgängligheten är att förbikoppla anläggningen där arbetet ska ske. Detta kan göras genom att förbinda de in- och utgående ledningarna och på så sätt koppla förbi stationen. Produktion eller förbrukning kan i vissa fall då anslutas som påstick på ledningen. För detta behövs tillfälliga ställverksanordningar byggas upp på plats. Ett möjligt alternativ är att förbikoppla genom att ansluta ett mobilt GIS-fack (Gas Insulated Switchgear). Mobila GIS-fack används redan på flera ställen i världen, däribland Norge, men har ännu inte testats på transmissionsnätsnivå i Sverige. Förutom att minimera behovet av planerade avbrott skulle en standardiserad lösning för förbikopplingar kunna användas vid oförutsedda händelser, såsom haverier, och på så sätt bidra till att minska sårbarheten i transmissionsnätet.

1.1 Syfte

Detta examensarbete syftar till att, utifrån Svenska kraftnäts förutsättningar, utreda förbikopplingar vid reinvesteringsprojekt.

- Vilka nyttor och begränsningar finns?
- Vilka är förutsättningarna för att en förbikoppling ska genomföras?
- Vilka tekniska lösningar är mest lämpliga?

För att besvara frågeställningarna kommer två olika alternativ för förbikopplingar studeras och jämföras: traditionell luftisolerad teknik och mobila GIS-fack.

1.2 Metod

Detta arbete har utförts på plats på Svenska kraftnät i Sundbyberg. Arbetet inleddes med att fördjupa förståelsen för de berörda teknikerna. I synnerhet Svenska transmissionsnätets utformning och komponenter samt gasisolerade ställverk studerades, genom både litteraturstudier och studiebesök. Därefter har två konkreta fall studerats: Svenska kraftnäts förnyelse av stationen Ritsem belägen i Norrbotten respektive Statnetts förnyelser av stationer i Nordnorge. En mängd information rörande dessa projekt har samlats in och sammanställts. Personer med kompetens i de berörda områdena, både inom och utanför Svenska kraftnät, har intervjuats och konsulterats. Slutligen har den information som framkommit under arbetets gång summerats och formulerats i ett antal rekommendationer.

1.3 Disposition

Rapporten är strukturerad så att den inleds med en beskrivning av det Svenska kraftsystemet och relevant teknik. Sedan följer två stycken där nyttjandet av vardera tekniken för förbikopplingar presenteras. Det första stycket behandlar Svenska kraftnäts förnyelse av transmissionsnätetsstationen i Ritsem där luftisolerad teknik användes, och det andra stycket behandlar Statnetts förnyelse av flera stationer i Norge där ett mobilt gasisolerat ställverksfack användes. Därefter följer en jämförelse mellan de olika teknikerna. Rapporten avslutas med slutsatser, rekommendationer och en diskussion.

Om inget annat anges är figurerna i rapporten skapade av författaren.

1.4 Viktig information till läsare

Denna rapport har en tillhörande bilaga med information som endast är tillgänglig internt på Svenska kraftnät.

I litteraturförteckningen för arbetet finns flera hänvisningar till källor som endast är tillgängliga för läsning inom Svenska kraftnät. Dessa källhänvisningar är markerade med antingen [Intern källa] eller [Extern källa].

2 Svenska kraftnäts uppdrag

Svenska kraftnät är ett statligt affärsverk vars huvudsakliga uppdrag är att förvalta och utveckla transmissionsnätet för el i Sverige. Svenska kraftnät har varken någon egen elproduktion eller energilagring, men möjliggör och samordnar andra aktörers verksamhet på energimarknaden. Svenska kraftnät ansvarar också för elberedskapen vid extrema händelser och kriser samt dammsäkerheten i Sverige. Att Svenska kraftnät är ett statligt affärsverk innebär att det ska drivas enligt affärsmässiga principer. Det innebär att verksamheten främst finansieras av avgifterna för de tjänster som Svenska kraftnät levererar. [1]

Kort sagt kan Svenska kraftnät sägas ha två olika roller: rollen som nätägare och rollen som systemansvarig.

Som nätägare ansvarar Svenska kraftnät för att transmissionsnätet både har en tillräcklig överföringskapacitet för att möta samhällets behov och är tillräckligt robust för att klara olika störningar, tillbud och haverier som kan uppstå. Svenska kraftnät kan även ansluta förbrukning och produktion direkt till transmissionsnätet i de fall de regionala elnäten skulle vara underdimensionerade, något som emellertid är ovanligt. Med produktion menas i detta fall till exempel större elkraftverk, och med förbrukning avses mycket elintensiva industrier. Utöver transmissionsnätet finns också ett stort antal lokala och regionala nät som Svenska kraftnät varken äger eller ansvarar för. [2]

I rollen som systemansvarig säkerställer Svenska kraftnät tillförlitligheten hos kraftsystemet, både genom egna insatser och genom samordningen av andra aktörers insatser. Svenska kraftnät kontrollerar kraftsystemets stabilitet och balans dygnet runt. Detta görs främst genom att övervaka frekvensen, spänningen och rotorvinkeln hos generatorerna. [3]

2.1 Reinvestering

Reinvesteringar är investeringar som avser att förnya redan befintliga nätkomponenter som stationer och ledningar. Reinvesteringar görs för att upprätthålla erforderlig systemtillgänglighet, stabilitet och säkerhet. Sverige har ett gammalt transmissionsnät, och många anläggningar härstammar från den period av intensiv utbyggnad och utveckling av elnätet som inleddes på 1970-talet. En stor del av transmissionsnätets stationer börjar därför uppnå sin tekniska livslängd och är i behov av att förnyas. Eftersom många stationer byggdes under en relativt kort tidsperiod

kommer de också behöva förnyas under motsvarande korta tidsperiod. Under den kommande tioårsperioden planeras totalförnyelser av ca 45 stationer och partiella förnyelser i ca 50 ytterligare stationer. Därtill ska omkring 25 helt nya stationer byggas. För att hinna med denna snabba förnyelsetakt är det viktigt med en så effektiv reinvesteringsprocess som möjligt, både vad gäller planeringsfasen och den faktiska ombyggnationen. [4]

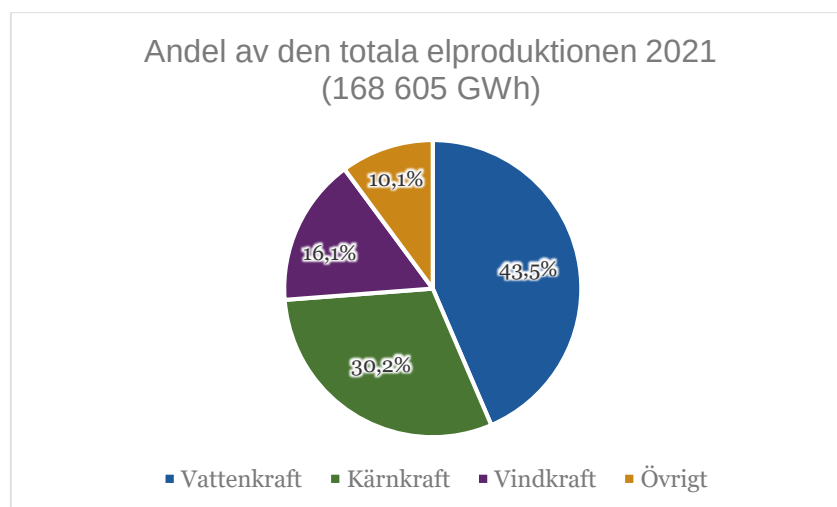
3 Sveriges kraftsystem

Det svenska kraftsystemet utgörs av kraftverk för elproduktion samt ett elnät som distribuerar elen till konsumenter. Ett mycket stort antal aktörer samverkar för både elproduktionen och eldistributionen.

3.1 Produktionsanläggningar i transmissionsnätet

Under 2021 uppgick den totala elproduktionen i Sverige till 168 605 GWh, medan elanvändningen för samma år var 143 036 GWh. Mellanskillnaden utgörs främst av en stor elexport till utlandet, men även en viss elimport. Den svenska elproduktionen har traditionellt sett dominerats av vattenkraft och kärnkraft, men på senare år står även vindkraft för en betydande del av elproduktionen (se Figur 1). [5]

Sverige har idag en mycket stor nettoexport till utlandet. Elproduktionen är dock ojämnt fördelad över landet, med majoriteten av produktionen i norr. På grund av begränsningar i elnätens överföringskapacitet kan det lokalt råda effektbrist. Den södra landsändan är hårdast drabbad eftersom elkonsumtionen är hög, men produktionen förhållandevis låg, med en stor andel icke planerbara energikällor. För att öka överföringskapaciteten pågår det hos Svenska kraftnät flera stora investeringsprojekt där transmissionsnätet förnyas och byggs ut. [6]



Figur 1: Andel av den totala elproduktionen för respektive energislag under 2021. Bland "Övrigt" återfinns olika typer av värmekraft. [5]

3.2 Transmissionsnätet i Sverige

Sveriges elnät är uppbyggt i olika delar där transmissionsnätet (förr kallat stamnätet) utgör stommen. Transmissionsnätet är uppbyggt av ca 17 000 km kraftledningar och drygt 200 transformator- och kopplingsstationer. Det finns även ett flertal utlandsförbindelser med högspänd likström (HVDC) genom vilka stora mängder energi kan exporteras och importeras. Under transmissionsnätet finns regionnäten och lokalnäten, som även kallas för *distributionsnäten*. Medan det finns flera sinsemellan oberoende region- och lokalnät finns det endast ett rikstäckande transmissionsnät. Transmissionsnätets huvudsakliga funktion är att transportera stor elektrisk effekt över långa avstånd. Transmissionsnätet gör detta med låga förluster tack vare sin höga spänningsnivå på 400 kV samt 220 kV. Transmissionsnätet sammanbinder alla regionnät med varandra, som i sin tur ansluter till de lokala näten. Trots att transmissionsnätet är rikstäckande innehåller det, i förhållande till distributionsnäten, relativt få anslutningspunkter. Generellt sett gäller det för elnäten att ju lägre spänningsnivån är, desto fler anslutningspunkter finns det. De klart flesta anslutningarna till elnätet finns således inom de lokala näten, vars spänningar ligger mellan 0,4 kV och 20 kV. Därefter kommer regionnäten som typiskt har spänningar på 20 kV till 130 kV. [7] För att ansluta sig till 400 kV-nätet krävs en inmatning eller ett uttag om minst 300 MW, och på 220 kV-nätet 100 MW. [8] Detta gör att det i praktiken främst är stora elproducenter såsom vatten- och kärnkraftverk som är direktanslutna till transmissionsnätet.

Transmissionsnätet är uppbyggt utifrån det så kallade *N-1-kriteriet*. Det föreskriver att systemets funktion ska bibehållas oavsett vilket större fel som inträffar. N-1-kriteriet innebär att en godtycklig elproduktionsanläggning, ledning eller nätkomponent ska kunna falla utan att påverka nätets funktion eller stabilitet. Inom olika delsystem i transmissionsnätet ska det även råda redundans. Till exempel är stationer i transmissionsnätet byggda med dubbla säkerhetssystem. Det innebär att det alltid finns två separata skyddssystem, reservkraftsanläggningar, manöverutrustningar etc. [9]



Figur 2: Schematisk karta över det Svenska transmissionsnätet 2020. Källa: [10]

4 Komponenter och elektroteknik i transmissionsnätet

En grundläggande förståelse för de komponenter och tekniker som utgör transmissionsnätet är nödvändig för att tillgodogöra sig den här rapporten. Nedan följer en översiktlig förklaring av några av de viktigaste begreppen rörande transmissionsnätet.

4.1 Stationer

Transmissionsnätet kan förenklat ses som ett antal noder, så kallade stationer, sammankopplade med varandra genom ledningar. Det finns flera olika typer av stationer med varierande syfte och funktion. Stationens syfte och funktion avgörs till stor del av vilka apparater som finns installerade. Förutom de in- och utgående ledningarna finns det i alla stationer även ett ställverk (se Stycke 4.2) som ansluter alla ledningar, apparater och andra objekt. Stationsområden är också omgärdade av ett stängsel för att hindra att obehöriga tar sig in på området.

Den vanligaste typen av stationer i transmissionsnätet har en kombination av följande apparater:

- Transformatorer (Stycke 4.2) – som höjer eller sänker spänningen. Används för att mata effekt in i eller ut ur nätet.
- Kondensatorbankar (Stycke 4.5) – som bidrar med en spänningshöjning.
- Reaktorer (Stycke 4.6) – som skyddar mot överspänningar.

Dessa stationer har även en tillhörande kontrollanläggning (se Stycke 4.8) med övervaknings- och manövreringsutrustning och en mängd olika skyddssystem.

Därtill finns det även ett antal andra stationer:

- Högspänd likströmsstation (HVDC) som används för att transportera effekt långa sträckor med mycket låga förluster.
- Frekvensregleringsstationer som reglerar spänningen på nätet genom olika metoder (Statcom, FACTS, SVC etc.)
- Kopplingsstationer vars syfte är att fördela strömmen mellan olika ledningar.

4.2 Ställverk

I transmissionsnätet finns det inom varje station en anordning för att ansluta inkommande och utgående ledningar med stationens olika objekt, ett så kallat ställverk.

Det finns två huvudsakliga typer av ställverk: luftisolerade (AIS) och gasisolerade (GIS). I luftisolerade ställverk isoleras de högspända delarna genom stora avstånd i luft. I gasisolerade ställverk är de spänningssatta delarna inkapslade i en behållare fylld med isolerande gas, vanligen SF₆. Eftersom SF₆ är ett avsevärt mycket bättre isolerande medium än luft kan gasisolerade ställverk göras betydligt mer kompakta. [11]

4.2.1 Luftisolerade ställverk

Luftisolerade ställverk (AIS) är den överlägset vanligaste typen inom det svenska transmissionsnätet. Som namnet antyder är apparater och ledningar isolerade från varandra med hjälp av vanlig luft. Inuti diverse apparater förekommer det dock isolerande gas, oftast i form av SF₆.

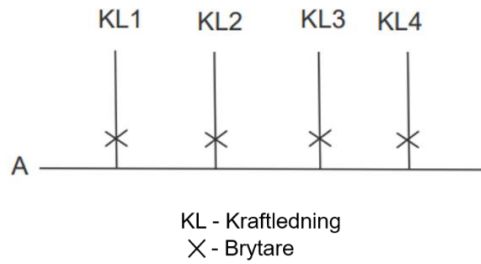
De inkommande och utgående ledningarna ansluts till så kallade *samlingsskenor*, långa parallella rör som i grupper om tre kopplas till respektive fasspänning. Till samlingsskenorna ansluts sedan stationens övriga apparater och objekt. Anslutningen mellan ett enskilt objekt och en samlingsskena kallas för *fack*.

Hela ställverket är jordat genom ett jordlinenät under mark. Jordlinenätet jämnar ut eventuella potentialskillnader i ställverket som kan uppstå vid fel eller blixtnedslag. [11]

Ställverk ska vara utformade så att risken för allvarliga bortfall av ledningar vid fel eller underhållsarbeten minimeras. Det enklast tänkbara ställverket är en enkelskena där varje kraftledning är ansluten till en och samma samlingsskena via varsin brytare (se Figur 3). I praktiken kan inte denna konfiguration användas i transmissionsnätet då man vid underhållsarbete av en brytare skulle behöva koppla bort det anslutande objektet. En enkelskena skulle också innebära en hög sårbarhet då fel på samlingsskenan skulle leda till att alla objekt kopplas bort.

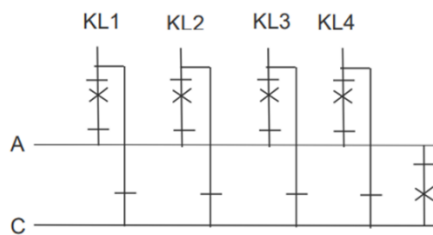
Traditionellt sett har AC-ställverket varit vanligt förekommande i transmissionsnätet (se Figur 4). För att möjliggöra underhållsarbeten kompletteras en huvudskena (A) med en reservskena (C). I AC-ställverk kan arbeten och service utföras genom att använda sig av reservskenan. Om ett fel inträffar på en brytare eller samlingsskena kopplas dock fortfarande samtliga objekt bort. Av denna anledning anses idag AC-ställverk inte ha eftersträvad driftsäkerhet, och inga nya byggs i transmissionsnätet. En liknande variant är ABC-ställverket där det finns två huvudskenor och en reservskena. Objekten är fördelade mellan de två huvudskenor. Vid ett fel på en samlingsskena kopplas dennas objekt bort, medan objekten på den andra samlingsskenan kan fortsätta vara i drift. På så sätt påverkas färre objekt vid ett eventuellt fel. Reservskenan kan även här användas vid underhållsarbeten. [9] [12] Nya ställverk i transmissionsnätet byggs i så kallat tvåbrytarutförande (se Figur 5). Det innebär att varje objekt är anslutet till två samlingsskenor med en brytare på vardera anslutningen. I denna konfiguration råder full redundans och vid ett fel på en samlingsskena kan driften fortsätta ostört på den andra samlingsskenan. [9]

Enkelskena

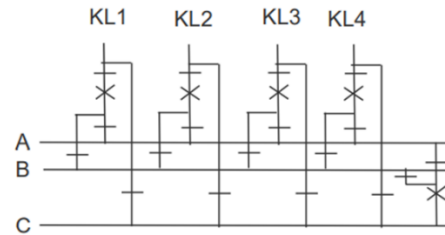


Figur 3: Ställverk utformat som en enkelskena. Kraftledningarna (KL) kan exempelvis ansluta till en transformator, reaktor eller en annan station. Källa: [9]

AC-ställverk



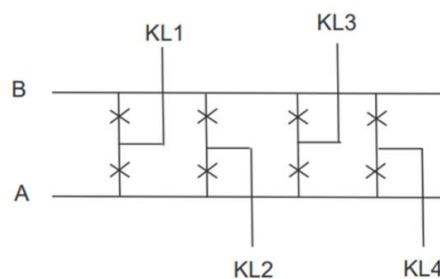
ABC-ställverk



⊕ - Frånskiljare

Figur 4: AC-ställverk och ABC-ställverk. Huvudskenor betecknas med A och B, och reservskenan med C. Källa: [9]

Tvåbrytarställverk



Figur 5: Ett ställverk i tvåbrytarutförande. Här är samtliga objekt anslutna via en brytare till respektive samlingsskena. På så sätt uppnås redundans och en hel samlingsskena kan falla utan att det påverkar driften. Källa: [9]



Figur 6: 400 kV tvåbrytarställverk i transmissionsnätet utanför Sundsvall. Den stora byggnaden i nedre vänstra hörnet är kontrollanläggningen (se Stycke 4.2). Källa: [13]



Figur 7: Gasisolerat ställverk för 145 kV i vattenkraftverket Verbois i Schweiz. Källa: [14]



Figur 8: Samlingsskena i ett ställverk utanför Sundsvall. Samlingsskenan utgörs av de tre långa parallella rören som löper diagonalt i bilden. Källa: [13]

4.3 Ledningar

Ledningar är den generella benämningen för den fysiska installation som används för att överföra el. Ledningar delas upp i två underkategorier beroende på deras tekniska utformning: luftledningar och kablar. [15]

En luftledning är en sammansättning av en eller flera ledare (ofta tre – en för varje fas) ovan mark uppsatt på stolpar eller andra stöd. I de flesta fall är det underförstått att luftledningen är en så kallad friledning, det vill säga ledning som saknar elektrisk isolering. [15]

I kablar är ledarna inneslutna i ett skyddande hölje med elektrisk isolering och annan fyllning. Isoleringen gör att kablar kan förläggas under mark, på sjöbotten eller i tunnlar, vilket gör att inga stolpar behöver byggas. Kablar har därmed, till skillnad från luftledningar, ingen påverkan på landskapsbilden. [16]

Dock finns flera tekniska utmaningar med kablar. På grund av isoleringen kyls kablar inte av i samma utsträckning som luftledningar, något som leder till ökad värmeutveckling och minskar den möjliga effektöverföringen. Kablar har också mycket högre kapacitans än luftledningar, vilket begränsar hur lång förbindelsen med kabel kan vara. För att inte det elektriska fältet i kabeln ska bli så starkt att motsvarande spänning överstiger kabelns genomslagsspänning (breakdown voltage) måste ledarens tvärsnittsarea göras mycket stor, det vill säga kabeln behöver göras mycket tjock. På transmissionsnätnivå är det därför inte möjligt att inrymma samtliga faser i en enda kabel. I stället används tre separata kablar (en per fas). De tre kablarna brukar tillsammans benämnas *kabelförband*. Som ett resultat av detta är kablar mycket dyra, omkring 6-10 gånger dyrare än motsvarande luftledning. [16]

Där en kabel slutar finns ofta så kallade *kabelavslut*. Kabelavslut är apparater som används för terminering av kablar, det vill säga då en kabel ansluts till nästa objekt. Det finns andra metoder för att terminera kablar, men kabelavslut är särskilt vanliga vid övergången mellan kabel och luftledning. I förbindelser där kabelavslut används utgör de kritiska komponenter, och eventuella fel kan få stora konsekvenser. Kabelavslut har därför strikta krav på sin konstruktion, och är ofta relativt dyra. Kabelavsluten ska bland annat klara stora mekaniska krafter, hindra fukt från att tränga in i kabeln samt utgöra säkra jordningspunkter för kabeln. Att ansluta en kabel till ett kabelavslut är ett tidskrävande arbete som kräver specialkompetens. Detta sköts ofta av tillverkarens egen personal. [11] [17]

4.4 Transformatorer

Transformatorer är bland de mest centrala komponenterna i ett elnät. Transformatorer gör det möjligt att konvertera ström mellan olika spänningsnivåer, och är bland annat en förutsättning för att det ska gå att transportera elektricitet längre sträckor.

Förenklat kan en enfastransformator sägas bestå av två spolarna: en primärspole och en sekundärspole, med en gemensam järnkärna (se Figur 9). De två spolarna är sammanlänkade med varandra genom ett magnetflöde Φ_m . Järnkärnan gör att magnetflödet effektivt överförs från primärspolen till sekundärspolen. I verkligheten kommer det dock alltid finnas förluster i transformatorn i form av läckflöden Φ_l . Läckflödena är magnetflöden som bara går igenom en av spolarna. [18]

Förhållandena mellan den pålagda spänningen på primärsidan u_1 , den inducerade spänningen på sekundärsidan u_2 , strömmarna i_1 och i_2 , samt antalet lindningsvarv N_1 och N_2 är relativt enkla att härleda ur Faradays induktionslag och energins bevarande. Ekvationerna ges av

$$\frac{u_1}{u_2} = \frac{i_2}{i_1} = \frac{N_1}{N_2} = n$$

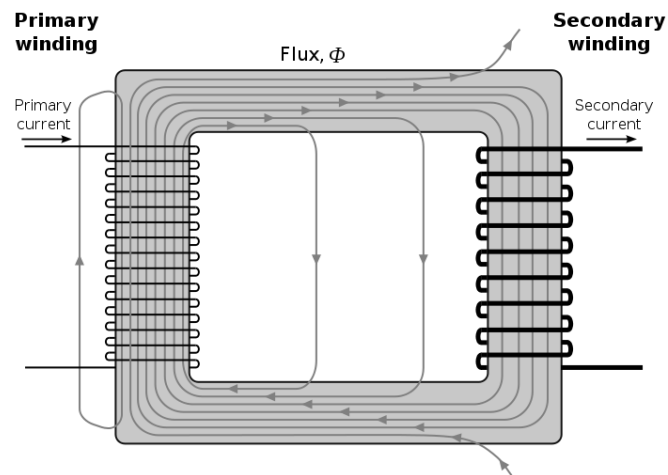
där n betecknar kvoten av antalet lindningsvarv på primär- och sekundärsidan (turns ratio). [16]

En trefastransformator är i princip tre stycken ihopkopplade enfastransformatorer. Beroende på hur kopplingen mellan transformatorerna för de olika faserna är utformad uppnås olika egenskaper hos trefastransformatorn. [18]

I elnätssammanhang skiljer man på så kallade krafttransformatorer och mättransformatorer. En krafttransformator överför stora effektlöden mellan olika spänningsnivåer och möjliggör insättning och uttag av elektricitet på transmissionsnätet. Mättransformatorer däremot används för att omvandla strömmarna på transmissionsnätet till mer hanterbara nivåer för den inkopplade mätutrustningen. Två typer av mättransformatorer finns: strömtransformatorer och spänningstransformatorer. En strömtransformator har ett fixt och mycket noggrant kalibrerat förhållande i strömstyrkan mellan primär- och sekundärsidan, till exempel 2000:1. Samma princip gäller också för spänningstransformatorer. På så sätt kan strömmen och spänningen i transmissionsnätet avläsas utan att mätutrustningen skadas. [19]

Krafttransformatorer är bland de dyraste och viktigaste komponenterna i transmissionsnätet. Krafttransformatorer omvandlar el mellan olika spännings- och strömnivåer och behövs vid alla anslutningspunkter till transmissionsnätet. Den el som alstras i kraftverkens generatorer har relativt låg spänning men hög strömstyrka, vilket inte är lämpligt när elen ska transporteras eftersom det leder till stora överföringsförluster. För transmissionsnätet krävs därför att elen transformeras upp i spänning och ned i strömstyrka. Krafttransformatorer finns därmed i anslutning till kraftverk där effekt ska tillföras till transmissionsnätet. I omvänt syfte finns också krafttransformatorer i de punkter där spänningen ska konverteras ned och effekt matas ut, till exempel där transmissionsnätet slutar och regionnätet tar vid. [19]

De största krafttransformatorerna i transmissionsnätet kan vara dimensionerade för ett effektflöde på över 750 MVA (mega-voltampere) och brukar ha extremt hög verkningsgrad och driftsäkerhet. Trots att verkningsgrader på över 99,7 % kan uppnås sker det en enorm värmeutveckling i transformatorerna: 0,3 % av 750 MVA motsvarar 2,3 MW, vilket måste ledas bort i form av värmeenergi. Detta görs vanligtvis genom ett kylningssystem med elektriskt isolerande olja och stora kylflänsar.



Figur 9: Schematisk skiss över en enfastransformator, bestående av två spolar med en gemensam järnkärna. Antalet ledningsvarv N för spolarna skiljer sig åt. Källa: [20]



Figur 10: 380 kV trefas krafttransformator utanför Frankfurt i Tyskland. Källa: [21] (Beskuren)

4.5 Kondensatorer

Kondensatorer används i stor utsträckning i transmissionsnätet för att kontrollera och stabilisera spänningen, så kallade *shuntkondensatorer*. Med ”shunt” menas att

de är parallellkopplade mellan ledning och jord. Shuntkondensatorerna är ofta utformade som bankar (se Figur 11) och kan vara placerade i stationer eller längs transmissionsledningar. [19]

Shuntkondensatorer höjer spänningen i en nod och kopplas ofta in när lasten i elnätet är hög. Det kan till exempel vara under vardagar då de flesta industrier har sin produktion igång. Shuntkondensatorer kan också användas för att kontrollera fasförskjutningen mellan spänning och ström och bidrar med nödvändig reaktiv effekt. Att transportera reaktiv effekt är problematiskt då förlusterna är stora; i stället skapas den ofta där den behövs. Kondensatorbankar placeras därför i nära anslutning till stora induktiva laster som industriella elmotorer och transformatorer. [19]



Figur 11: Shuntkondensatorbank i anslutning till en transformatorstation. Källa: [22]

4.6 Reaktorer

Reaktorer är en typ av primärapparat som förekommer i transmissionsnätet. Förenklat kan de beskrivas som gigantiska spolar som utgör mycket stora induktiva laster. Beroende på deras konfiguration kan de tjäna två huvudsakliga syften. Den första typen kallas shuntreaktorer och är kopplade mellan ledning och jord, och används för att kontrollera spänningen i elnätet. Shuntreaktorer absorberar överflödig reaktiv effekt och sänker spänningen i ledningarna. Shuntreaktorerna kan kopplas in vid behov, vilket primärt sker när spänningen i elnätet är på väg upp till följd av att lasten är låg, exempelvis under natten. [19]

Shuntreaktorer används också för att kompensera för den så kallade *Ferrantieffekten* som annars kan leda till en överspänning i den mottagande änden av en lång transmissionsledning. Ferrantieffekten uppstår när laddningsströmmen (charging current) överstiger strömförbrukningen i den mottagande änden, vilket den kan göra då reaktansen i långa ledningar kan vara betydande. Detta gör att spänningen i den mottagande änden överstiger spänningen i den transmittande änden. Genom att

installera reaktorer i stationer där lasten riskerar att vara låg kan Ferrantieffekten motverkas. [23]

Reaktorer förekommer också i kopplingsstationer i serie med ledningarna, där de utgör en skyddsmekanism vid kortslutningar. Strömmarna vid en kortslutning i högspänningsnätet kan bli extremt stora och orsaka omfattande skador innan skyddsreläer och brytare hinner utlösa. Reaktorerna introducerar en tröghet i systemet genom att generera kraftiga magnetfält som (enligt Lenz lag) motverkar den snabba ökningen i strömstyrka vid kortslutningar. [19]

4.7 Effektbrytare och frånskiljare

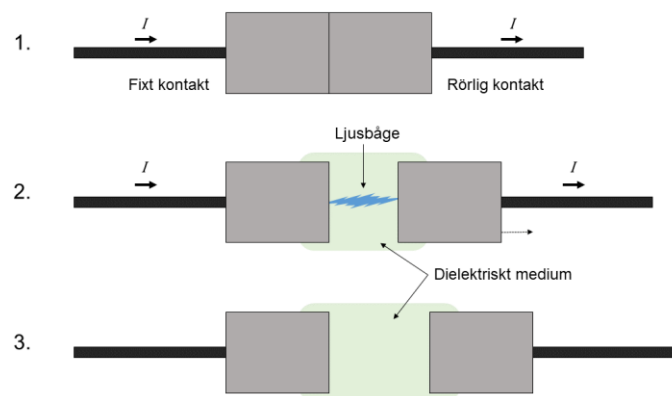
En effektbrytare (se Figur 12), ofta bara kallad brytare, har till uppgift att stoppa strömmarna i en ledning, antingen till följd av ett fel eller vid planerade stopp, till exempel vid underhållsarbeten. Brytaren är en mycket central och viktig del i ett ställverk, och är den komponent som ytterst möjliggör person- och systemsäkerheten. [19]

På de spänningsnivåer som råder i transmissionsnätet är det inte trivialt att bryta strömmen. Effektbrytaren måste också kunna bryta kretsen vid kortslutningar då strömmarna kan vara många gånger större än vid normal drift. I 400 kV-ställverk är brytarna dimensionerade för att kunna hantera felströmmar upp till 40 kA. [24]

Högspänningsbrytare bryter strömmen genom att två kontakter dras isär, antingen med hjälp av en motor eller med fjädrar. När kontakterna separeras kommer den elektriska fältstyrkan att överstiga det omgivande mediets dielektriska motstånd. Detta leder till en jonisering av mediet, som då tappar sina isolerande egenskaper och börjar leda ström över gapet. Detta fenomen kallas överslag och ger upphov till en tydlig ljusbåge mellan kontakterna. Ljusbågen består av plasma och kan nå temperaturer på upp emot 50 000 K, vilket är långt mer än vad något material klarar av. Det är därför absolut nödvändigt, för både utrustningens och personsäkerhetens skull, att ljusbågarna släcks så snabbt som möjligt. Detta kan göras genom att (1) kyla mediet så att joniseringen minskar, (2) öka avståndet mellan kontakterna, (3) styra om eller klippa av ljusbågen. Ofta använder man sig av en kombination av flera metoder. Beroende på spänningsnivå kan det dielektriska mediet skilja sig åt. I transmissionsnätet används uteslutande brytare med SF₆-gas, men på lägre spänningsnivåer förekommer olje-, luft- och vakuumbrytare. I SF₆-brytare kan ljusbågen släckas mycket effektivt genom en puff av SF₆-gas. [23]



Figur 12: Brytare för 400 kV i en station i transmissionsnätet. Bilden visar en brytare med tre brytarpoler, en för varje fas. Källa: [25]



Figur 13: Schematisk skiss över en högspänningsbrytares funktion. (1) Normal drift. (2) Brytaren aktiveras och kontakterna separeras. Det dielektriska mediet joniseras och en ljusbåge uppstår i gapet mellan kontakterna. Strömmen flyter fortfarande i detta läge, trots att kontakterna inte vidrör varandra. (3) Ljusbågen har släckts och strömmen är bruten.

Frånskiljare används för att garantera att en ledning eller en sektion av ställverket förblir helt spänningslös utifall en brytare skulle haverera. Frånskiljarens utformning varierar men består oftast av en skena som, vid normal drift, ligger mellan två kontaktpunkter och leder ström. När frånskiljaren aktiveras flyttas skenans ena ände från kontakten till en jordningspunkt. Frånskiljaren har till skillnad från brytaren

ingen mekanism för att släcka de ljusbågar som uppstår om kontakterna skulle öppnas under drift, och används därför inte för att bryta strömmen. Gentemot brytaren har frånskiljaren fördelen att det blir visuellt tydligt om en sektion är strömlös, och utgör också en extra säkerhet för personal. [16] I svenska ställverk blir det allt vanligare med frånskiljande brytare där funktionen hos både en brytare och en frånskiljare är integrerad i en apparat. I frånskiljande brytare finns en mekanisk blockering som gör det omöjligt för strömmen att oavsiktligt slå till. [9]

4.8 Kontrollanläggning

Begreppet kontrollanläggning syftar till de system vars funktion är att skydda, styra och övervaka den primära anläggningen, det vill säga stationen och dess kraftledningar. Ordet *kontrollanläggning* används både för att beskriva de faktiska systemen och det teknikområde som omfattar dessa. [26]

Kontrollanläggningens huvudsakliga funktioner kan delas in i följande kategorier:

- Skydd – För att skydda person och egendom krävs reläskydd som snabbt kopplar bort utrustning vid eventuella fel på ledningar och apparater.
- Manövrering – Utrustning som kopplar in eller ur ledningar och andra objekt efter behov, till exempel brytare, transformatorer och reaktorer.
- Övervakning – Utrustning som levererar information om värden för olika elektriska storheter, brytarlägen, utlösningar av reläskydd och liknande.
- Strömförsörjning – För ovanstående funktioner krävs en mycket pålitlig strömförsörjning som inte är beroende av de anslutande elnäten (se Stycke 4.8.1).

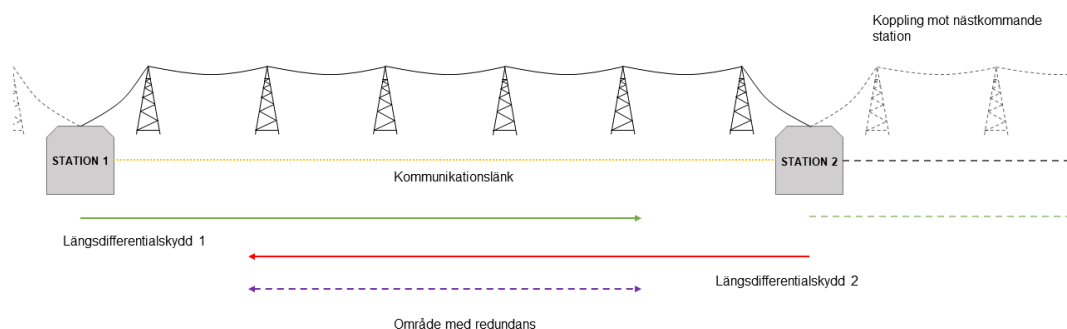
[27]

Kontrollanläggningen inryms i sin tur i en så kallad manöverbyggnad som är placerad inom stationsområdet, eller i nära anslutning till det.

Svenska kraftnäts kontrollanläggningar innefattar en stor mängd samverkande system. En viktig grupp skyddssystem är ledningsskydden, vilka som namnet antyder har till uppgift att skydda ledningarna mellan stationer. Ledningarna är den del av kraftnätet där flest störningar sker. Felen kan vara orsakade av blixtnedslag, kraftiga vindar, arbeten på ledningarna etc. Ledningsskydd är en typ av reläskydd, och utlöses alltså automatiskt vid ett detekterat fel. [27] [28]

Även inom gruppen ledningsskydd finns det flera olika typer av skydd. Många går i stora drag ut på att en elektrisk parameter, exempelvis strömmens amplitud eller fasvinkel, mäts och jämförs i bägge ledningsändar. Skulle en avvikelse i mätvär-

dena uppstå indikerar det ett fel någonstans på ledningen, och strömmen till ledningen bryts omedelbart. Ifall ett fel detekteras på ledningen mellan två stationer kommer de respektive stationernas brytare slå ifrån. Om ett fel upptäcks i stationen i ena änden av en ledning kommer den stationen automatisk skicka en signal om att slå ifrån brytarna vidare till stationen i den andra änden av ledningen. Denna funktion kallas *fjärrutlösning*, och förkortas FUT. För detta krävs en snabb och pålitlig kommunikationslänk mellan angränsande stationer. Idag används vanligtvis fiberoptisk kabel för kommunikation. [27]



Figur 14: Förenklad bild över hur ett längsdifferentialskydd (som är en typ av ledningsskydd) fungerar. Längsdifferentialskyddet från en station sträcker sig ungefär 80% av sträckan till angränsande station, vilket resulterar i ett stort område med redundans. Mellan stationerna finns även en kommunikationslänk.

4.8.1 Kraftförsörjning till kontrollanläggningen

Den ordinarie kraftförsörjningen till kontrollanläggningen, den så kallade lokal-kraftmatningen, sker via 400 V trefas växelspanning som antingen hämtas från det lokala elnätet eller en hjälplindning på stationens krafttransformator.

För att klara strömbrott i lokalkraften finns även ett dieselmotorsystem samt ett hjälpkraftsystem bestående av en batterianläggning och en växelriktare. [9]

4.9 Gasisolerade ställverk

Gasisolerade ställverk (GIS) utgör tillsammans med luftisolerade ställverk (AIS) de två huvudsakliga ställverkstyperna. I GIS är samtliga primärapparater och strömförande komponenter inneslutna i en kammare fylld med isolerande gas. GIS är generellt sett ett dyrare och tekniskt mer avancerat alternativ jämfört med AIS. [11]

För de spänningsnivåer som råder i transmissionsnätet är det uteslutande svavelhexafluorid (SF_6) som används som isolerande medium, men ersättningsgaser är under utveckling. För lägre spänningsnivåer finns det idag flera gångbara alternativ

till SF₆. På många sätt är SF₆ en ideal gas som isolerande medium: en hög elektro-negativitet och densitet ger den mycket goda isolerande egenskaper. SF₆ är också kemiskt stabil och relativt ofarlig att andas in (det finns dock en kvävningrisk då den tränger undan syre). Med SF₆ som isolerande medium i stället för luft kan fasavståndet i ställverket reduceras markant, och på så sätt kan hela anläggningen göras betydligt mindre. GIS behöver endast 10-25 % av markytan för motsvarande AIS, vilket kan vara en avgörande fördel om det finns begränsat med utrymme. Till exempel kan GIS vara det mest ekonomiska alternativet i städer där markpriserna är mycket höga.

Andra fördelar med GIS är att alla elektriska komponenter är inbyggda och därmed skyddade från omgivningen. Detta kan vara av stor betydelse på platser där salthalten i luften är hög eller där det är mycket luftföroreningar. Eftersom alla högspända delar är inbyggda kan GIS även vara fördelaktigt ur ett säkerhetsperspektiv.

Det är värt att poängtera att SF₆ också används i traditionella brytare och därmed förekommer i vanliga AIS (se stycke 4.7), men då i avsevärt mindre mängd.

Den stora nackdelen med SF₆ är dess klimatpåverkan: 1 kg SF₆ har samma klimatpåverkan som 23 900 kg CO₂. Till följd av dess kemiska stabilitet är SF₆ praktiskt taget inert och därmed extremt långlivat i atmosfären. Dessa egenskaper gör SF₆ till den mest potenta växthusgasen som upptäckts. Ur klimathänsyn är det därför mycket viktigt att utsläpp av gasen minimeras. [29] 2017 fanns det i Svenska kraftnäs anläggningar totalt 27,3 ton SF₆-gas, mestadels i brytare och GIS-fack, men även i spännings- och strömtransformatorer. Till följd av kontinuerligt läckage och underhållsåtgärder räknar Svenska kraftnät med att 50-60 kg SF₆ släpps ut i atmosfären från deras anläggningar, vilket är ungefär 0,2 % av den totala installerade mängden. Detta motsvarar ca 1 320 ton CO₂-ekvivalenter årligen. [30]

Det bedrivs forskning och utveckling för att ta fram en ersättningsgas för SF₆, och på senare år har lovande framsteg gjorts för spänningsnivåer upp till 145 kV. En realistisk ersättning till SF₆ på Svenska kraftnäs spänningsnivåer (220 kV och 400 kV) ligger emellertid långt in i framtiden. [30]

4.9.1 Mobilt GIS

Med SF₆-gas kan ställverkets storlek minskas så pass mycket att ett helt fack kan inrymmas i en container. Denna typ av lösning kallas ofta för integrerad GIS och har markant kortare installationstid jämfört med att bygga ett GIS från grunden. Integrerade GIS har använts i flera fall då idrifttagningen ska gå fort eller då terrängen är besvärlig, till exempel för gruv- och oljeindustrin eller vid anslutning av vindkraftparker. Ett integrerat GIS kan göras så pass kompakt att det kan monteras på en trailer och flyttas med lastbil. Det mobila GIS-facket kan då transporteras

med lastbil till den plats där det behövs, till exempel för att användas i en förbi-koppling vid en stationsförnyelse eller då en produktion eller förbrukning snabbt måste anslutas till elnätet. [31]

4.10 Kort om arbeten i högspänningsmiljö

Att arbeta i en högspänningsmiljö, såsom en transmissionsnätstation, är förknippat med vissa risker. För att ingen person ska komma till skada måste dessa risker beaktas och hanteras.

Runtomkring strömledare förekommer det elektriska och magnetiska fält. Styrkan i dessa fält beror på spänningen och strömstyrkan i ledaren. Vid växelström, vilket är standard inom transmissionsnätet, oscillerar de elektriska och magnetiska fälten i takt med att strömmen byter riktning och ger upphov till elektromagnetiska fält. På grund av de höga effektnivåerna i transmissionsnätet kan de elektromagnetiska fälten som alstras av utrustningen och ledningarna vara mycket starka. Dessa fälts inverkan på omgivningen måste beaktas, i synnerhet då människor exponeras för dem. [32]

Inom transmissionsnätets stationer är det främst E-fälten som utgör en säkerhetsrisk. Inför arbeten i starka E-fält görs modelleringar av arbetsmiljön för att beräkna fältstyrkan i olika punkter. Dessa beräkningar fungerar som vägledning, men kan avvika mycket från verkligheten. E-fälten är i praktiken inhomogena och påverkas kraftigt av yttre ledande föremål, vilket gör dem svårberäknade. I närheten av spetsiga metalldelar, såsom skenor, stolpar eller uppstickande bultar, kan E-fälten bli mycket starka. Även människor och andra dielektriska föremål påverkar fältbilden och kan leda till lokala förstärkningar av E-fältet. [33]

E-fälten i en station gör att människor och objekt som inte är jordade får en elektrisk potential. Skillnaderna i potential kan leda till elektriska urladdningar, till exempel mellan en person och ett jordat föremål. Eftersom E-fälten i en station oscillerar kan nya potentialskillnader och urladdningar uppstå med mycket korta intervall. En person som arbetar med ett jordat föremål kan därmed utsättas för flera elchocker på kort tid. Vid denna typ av arbete utgör sällan urladdningarna i sig en fara, men de kan vara smärtsamma och leda till ett starkt obehag. Kraftiga urladdningar riskerar också att orsaka okontrollerade rörelser hos en person, vilket i sin tur kan leda till ett olycksfall. Urladdningarna kan bli betydligt starkare om en jordad person vidrör ett större ojordat och ledande objekt, såsom ett arbetsfordon på gummihjul. För att undvika att potentialskillnader uppstår och därmed att urladdningar sker, måste alla personer, fordon och andra större ledande föremål i stationen jordas. [32]

Starka E-fält kan även ha en direkt påverkan på människor, bland annat genom negativ stimulering av nerv- och muskelvävnad. Det är inte helt klarlagt vilka hälsoeffekter som kan uppstå och vid vilka fältstyrkor, men det finns flera fall av upplevda sensoriska effekter hos personer som arbetat nära högspänningsutrustning.

Symtomen inkluderar till exempel yrsel, synrubbningar, trötthet och bismaker i munnen. Eftersom kunskapsläget kring E-fälts hälsoeffekter är dåligt tillämplar Svenska kraftnät försiktighetsprincipen och strävar efter att arbeten i starka E-fält undviks. Då arbeten i starka E-fält ska utföras kan exempelvis en jordad metallbur användas för att avskärma personalen från E-fältet. [32]

Inom transmissionsnätets stationer utgör normalt sett inte magnetfälten någon säkerhetsrisk. Ett tidsvarierande magnetfält, från till exempel en ledning eller samlingsskena, kommer förvisso att inducera strömmar i omkringsliggande ledande objekt, men dessa strömmar är vanligtvis för små för att utgöra en säkerhetsrisk. Storleken på den inducerade strömmen i ett objekt beror på flera parametrar. En avgörande parameter är sträckan som objektet löper parallellt med den ledare som alstrar magnetfältet. Inom ett stationsområde är denna sträcka (även kallad parallellgång) oftast relativt kort. Längs med långa transmissionsledningar kan dock parallellgången vara mycket lång och induktion utgör där en påtaglig elsäkerhetsrisk. [32]

En ytterligare risk vid arbeten i högspänningsmiljö är oavsiktlig kontakt mellan en person och spänningssatt utrustning. Detta kan medföra att en potentiellt livsfarlig ström går genom personens kropp. Vid transmissionsnätets spänningsnivåer räcker det att komma nära spänningssatt utrustning med en kroppsdel eller ett ledande föremål för att ett elektriskt överslag ska ske. Risken för denna typ av olyckor minimeras exempelvis genom att i förväg bryta strömmen till de delar av ställverket där arbetet ska ske, samt genom tydliga rutiner gällande säkerhetsavstånd och jordning.

5 Stationsförnyelsen i Ritsem

Nedan följer en sammanställning av förnyelsen av transmissionsnätstationen i Ritsem.

5.1 Bakgrund

Ritsem är den nordligaste stationen i det svenska transmissionsnätet, belägen ca 15 mil nordväst om Gällivare. Ritsem består av en vattenkraftstation samt ett 400 kV ställverk. Förutom att ansluta vattenkraftstationen till transmissionsnätet ansluter Ritsem också en ledning till Ofoten i Norge och en ledning till Vietas kraftstation längre ned längs Luleälven. Stationen är på grund av sitt läge mycket viktig i förbindelsen mellan norra Sverige och Nordnorge. [34]

Stationen i Ritsem togs i bruk 1977, och efter att ha varit i drift i närmare 40 år började den närma sig sin planerade tekniska livslängd och behövde förnyas. Slitage på utrustning och apparater uppstår ofrånkomligen med tiden, och en stationsförnyelse var nödvändig. Att en station inte drivs längre än sin tekniska livslängd är viktigt för att inte riskera drift- och personsäkerhet. [34]

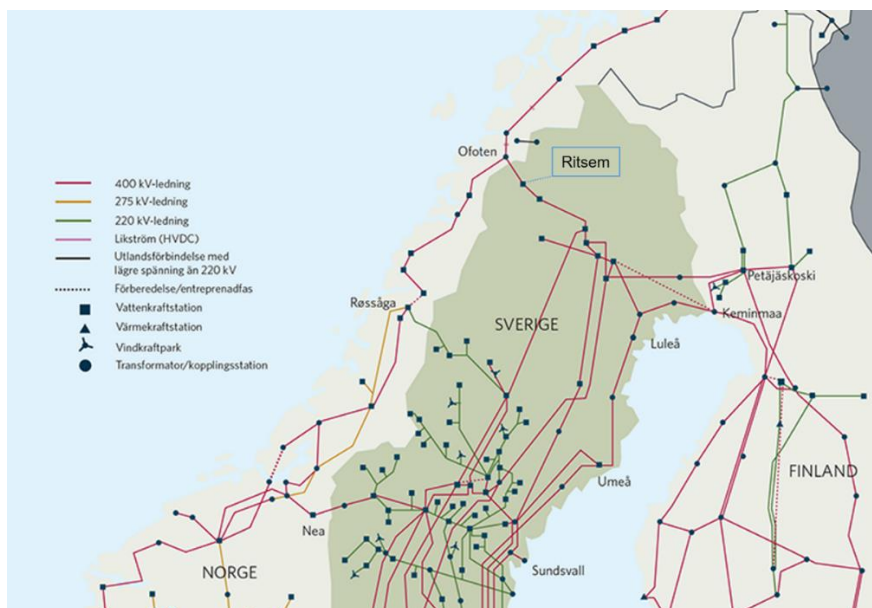
När en station ska förnyas är det vanligt att ett nytt ställverk byggs upp bredvid den befintliga stationen. När det nya ställverket är klart kopplas ledningarna om från den gamla till den nya stationen och driften kan fortsätta med bara ett kort avbrott. Det finns dock flera situationer då denna metod inte är praktiskt genomförbar, till exempel om det inte finns någon ny mark att tillgå eller om endast vissa sektioner av stationen behöver förnyas. Ritsem är belägen inuti Stora Sjöfallets nationalpark, vilket gör det olämpligt att ta något nytt markområde i anspråk. Allt arbete med förnyelsen behövde ske inom det befintliga stationsområdet. [35]

Vattenkraftstationen i Ritsem är något ovanlig i sitt slag då det inte finns några utskovsluckor där vattnet i dammen kan släppas förbi. Den enda reglerbara vägen för vattnet är genom kraftstationens turbiner, vilket kräver att elproduktionen hålls igång. Vid ett längre driftstopp kommer vattennivån stiga tills dammen svämmar över. Vattnet i dammen rinner då ned i en dedikerad spillväg, något som kallas för överrinning. Översvämning bör undvikas i största möjliga mån och därför är det högt prioriterat att bibehålla elproduktionen i kraftverket. [36]



Figur 15: Överrinning i Sitasjaure vid Ritsem vattenkraftverk. Betongklacken är synlig strax under vattenytan. Källa: [36]

Under planeringsstadiet av projektet lyfter Vattenfall Vattenkraft AB att en avstängning av kraftstationen enligt den föreslagna projektplanen skulle leda till överrinning av dammen i Sitasjaure. Även om det inte finns några juridiska hinder för att låta dammen översvämma skulle det innebära en stor negativ påverkan på samebyar och rennäringen i området samt på turistnäringen. [36] Efter Vattenfalls invändning beslutar Svenska kraftnät att omarbete den ursprungliga planen för att undvika en överrinning i Sitasjaure. Svenska kraftnäts nya plan möjliggör för vattenkraften att vara ansluten under så gott som hela ombyggnationen, och på så sätt undvika en överrinning. Detta åstadkoms genom att låta krafttransformatorn vara ansluten till ställverket under ombyggnationen, genom ett så kallat *påstick* där krafttransformatorn ansluts till ett temporärt fack. [37]



Figur 16: Karta över transmissionsnätet i norra Sverige, med Ritsem markerat. Källa: [38]

5.2 Gamla stationen i Ritsem

Den gamla stationen i Ritsem är ett 400 kV ställverk i så kallat *AC-utförande*, där AC refererar till konfigurationen hos samlingsskenorna (se Stycke 4.2.1). Detta utförande kallas också $1\frac{1}{2}$ -brytarfack och är mycket vanligt i Sverige. Vid nybyggnationer har AC-ställverken ersatts till förmån för tvåbrytarställverk, som har högre driftsäkerhet och samtidigt lägre underhållskrav.

Ställverket i Ritsem ansluter en ledning till Ofoten i Norge och en ledning till Vietas i Sverige, samt en shuntreaktor (se stycke 4.6) och en krafttransformator (se stycke 4.2) kopplad till vattenkraftstationen som ägs av Vattenfall Vattenkraft. Manöverutrustning för styrning och skydds- och övervakningssystem fanns innan förnyelsen lokaliserad inne i vattenkraftstationen. [34]

5.3 Förnyade stationen i Ritsem

Inför förnyelsen utfördes en statusbesiktning där stationens stålkonstruktioner och betongfundament konstaterades vara vid så pass gott skick att deras livslängd kunde förlängas med ytterligare 40 år, förutsatt att några mindre brister åtgärdades. Därmed behövde endast stationens ställverksapparater, ställverksmateriel och kontrollutrustning förnyas. Eftersom stålkonstruktioner och betongfundament behölls hade den förnyade stationen samma layout som den gamla, med undantag för några små skillnader, såsom placeringen av shuntreaktorn.

Att bygga ett tvåbrytarställverk, så som vanligtvis eftersträvas, avfärdades under utredningsfasen eftersom det hade krävt en totalförnyelse av stationen, inklusive stålkonstruktionerna och betongfundamenten. En totalförnyelse hade inneburit marginella skillnader i nyttor jämfört med en partiell förnyelse, men varit betydligt mer kostsam och resurskrävande. Dessutom hade en totalförnyelse eventuellt gjort det nödvändigt med intrång i nationalparken.

Under förnyelsen byttes samtliga primärapparater i ställverket ut, med undantag för krafttransformatorn. Detta inkluderade ställverkskomponenter såsom isolatorer, ström- och spänningstransformatörer, brytare och frångiljare och även shuntreaktorn. En ny manöverbyggnad där alla skydds- och övervakningssystem skulle inrymmas byggdes även inom stationsområdet. Denna manöverbyggnad ersatte den tidigare använda manöverutrustningen som funnits inuti vattenkraftstationen. Genom att ha manöverbyggnaden och kontrollanläggningen inom transmissionsnätets stationsområde blev Svenska kraftnäts utrustning och verksamhet tydligare åtskild från vattenkraftens. Den nya stationen togs i drift hösten 2021. [34]

5.4 Projektet

Projektet upphandlades som totalentreprenad. Vinnande entreprenör var Vattenfall Service Nordic AB (VSN), ett dotterbolag till Vattenfall AB som utför entreprenad och konsulttjänster för energi- och elanläggningar. VSN kontrakterades för hela förnyelsen. Projektet genomfördes i 14 etapper där Etapp 0 var den befintliga stationen och Etapp 13 var den färdigställda stationen. Hela förnyelsen från byggstart till idrifttagning tog ca 29 månader (maj 2019 – september 2021). Under flera av etapperna kunde stationen bibehålla normal drift tack vare förbikopplingen.

Arbetsmomenten i projektet kan sägas falla under två olika kategorier: de som relaterade till förnyelsen av själva stationen och de som relaterade till förbikopplingen och påsticket av krafttransformatorn. Den förstnämnda kategorin är sådant som hade genomförts oavsett teknisk lösning för förbikopplingen, till exempel installation av nya primärapparater och fack för den nya shuntreaktorn. Den andra kategorin är mer intressant för denna studie, då den är relevant för jämförelsen mellan olika tekniker vid förbikoppling.

5.4.1 Förbikopplingen i Ritsem

Förbikopplingen och påsticket av krafttransformatorn skedde genom att konstruera och ansluta en *ledningssäng*, en typ av temporär samlingsskena som ersätter den ordinarie samlingsskenan. [39]

Stora delar av arbetet relaterat till förbikopplingen krävde ett totalavbrott i stationen. Även om det fanns en ambition att hålla avbrotten till ett minimum innebar det också att andra arbeten relaterade till själva förnyelsen av stationen underlättades och kunde utföras mer effektivt. [39]

Förbikopplingen gjorde också arbetsplatsen säkrare för personalen som arbetade med förnyelsen. I normala fall hade de ordinarie samlingsskenorna utgjort de närmaste spänningssatta delarna för arbetarna. Under förbikopplingen passerade strömmen i stället i spannet mellan ledningen från Vietas till den centrala portalstolpen, det vill säga högt ovan mark. Den spänningssatta ledningssängen var tydligt avgränsad; risken att av misstag komma i kontakt med spänningssatta delar minskade därför. Även riskerna med E-fältspåverkan (se stycke 4.10) minskade tack vare förbikopplingen. [39]

Förbikopplingen åstadkoms med tre avbrott: två totalavbrott för hela ställverket och ett partiellt avbrott där ledningen mellan Vietas och Ofoten var i drift men med avbrott i resten av ställverket. Avbrotten och vilka arbetsmoment i förbikopplingen som utfördes finns presenterade i Tabell 1.

Den första etappen i förbikopplingen, som utfördes utan någon form av avbrott, involverade att montera de betongfundament som stödisolatorerna för ledningssängen och primärapparaterna skulle vara förankrade i. Fundamenten i betong var prefabricerade och grävdes ned på plats.

Nästa del av förbikopplingen gjordes under ett 14 dagar långt totalavbrott i stationen och bestod av förberedelser och arbete med ledningssängen. Under denna etapp byggdes själva ledningssängen, som bestod av tre parallella tvärgående rör (för de tre olika fasspänningarna), stativ, stödisolatorer och annan materiel. För respektive fasspänning anslöts också en spänningstransformator vars syfte är att transformera ned högspänningen till en spänning som kan avläsas av kontrollanläggningens mätutrustning. Skulle avvikelser förekomma i mätvärdena kan spänningsreglerande åtgärder vidtas eller stationens skyddssystem utlösas.

Kort därefter genomfördes ett partiellt avbrott på 20 dagar i stationen. Det fack som sammanlänkade huvudskenan och reservskenan kopplades ur. Hela reservskenan samt krafttransformatorn togs också ur drift. Kvar i drift fanns då huvudskenan, reaktorn, samt in- och utgående kraftledningar. Under detta avbrott monterades brytarna och därefter anslöts de med tillfälliga kablar till kontrollanläggningen i vattenkraftstationen.

Det tredje och sista avbrottet som behövdes för att slutföra förbikopplingen var ett kortare totalavbrott på 5 dagar. De strömförande rör som kopplade ihop ledningssängen med spannet ovanför den centrala portalstolpen monterades. Ledningssängen kopplades sedan ihop med slackar till kraftledningen mot Ofoten.

Olika anpassningar av kontrollanläggningarna i Ritsem och de angränsande stationerna utfördes för att erforderlig säkerhet och kontroll skulle uppnås under tiden för förbikopplingen. Anpassningarna omfattade bland annat att installera fjärrutlösta reläer för ledningsskydd och brytare (mer information under Stycke 5.4.2.). Innan den temporära utrustningen togs i drift utfördes också olika tester för att verifiera

dess funktion och säkerhet. Slutligen togs förbikopplingen med krafttransformatorn som påstick i drift, och det resterande arbetet med stationsförnyelsen kunde fortsätta.

	Typ	Varaktighet	Datum
Avbrott 1	Totalavbrott i 400 kV ställverk.	14 dagar	April 2020

Stativ, rör och stödisolatorer för ledningssängen monterades.

Avbrott 2	Avbrott i reservskenan & reservfacket. Krafttransformatorn ur drift.	20 dagar	Maj 2020
------------------	---	----------	----------

Den befintliga anslutningen mellan krafttransformatorn och samlingsskenorna demonterades. De temporära brytarna monterades och kopplades in mellan krafttransformatorn och ledningssängen. Nya ventilavledare installerades ovanpå transformatorbåset. Test av kontrollanläggningsfunktioner mellan brytare och kraftstation utfördes.

Avbrott 3	Totalavbrott i 400 kV ställverk.	5 dagar	Maj 2020
------------------	----------------------------------	---------	----------

Strömbanorna mellan ledningssängen och kraftledningarna mot Vietas samt Ofoten monterades. Anpassningar av kontrollanläggningarna i Ritsem och de angränsande stationerna slutfördes. Idrifttagningsprov av förbikopplingen och påsticket utfördes. Förbikopplingen med krafttransformatorn som påstick togs i drift.

Tabell 1: Avbrotten under arbetet med förbikopplingen och dess ungefärliga varaktighet. Under tiden för avbrotten utfördes även flera arbetsmoment som ej var direkt relaterade till förbikopplingen, detta eftersom dessa arbetsmoment underlättades och blev säkrare av att utföras i en spänningfri miljö. [39]

5.4.2 Anpassning av kontrollanläggning

När stationen i Ritsem förbikopplades innebar det även att vissa kontrollanläggningsfunktioner i stationen förbikopplades. För att bibehålla skyddsfunktioner behövde vissa anpassningar göras av kontrollanläggningen i Ritsem, men också av kontrollanläggningarna i de närliggande stationerna i Ofoten och Vietas. Det kan poängteras att flera av apparaterna i den befintliga stationen, såsom reaktorn och vissa brytare, var urkopplade under ombyggnationen och behövde därför inte vara ihopkopplade med kontrollanläggningen.

Temporära anslutningar gjordes mellan befintlig kontrollanläggning belägen i vattenkraftens utrymmen och de spänningstransformatorer och brytare som temporärt installerats mellan ledningssängen och krafttransformatorn. En förutsättning för att denna anslutning kunde göras relativt enkelt var att de temporära brytarna hade samma manöverspänning som den befintliga kontrollanläggningen, det vill säga

220 V likspänning. Svenska kraftnät bygger normalt sina kontrollanläggningar med 110 V likspänning. [35]

Ritsems ledningsskydd kopplades bort helt under förbikopplingen. Detta kompen-
serade man för genom att ställa om ledningsskydden i de angränsande stationerna,
Vietas och Ofoten. Förenklat kan det beskrivas som att en nod (Ritsem) togs bort
ur nätverket medan de två andra noderna (Vietas och Ofoten) förbands direkt med
en ledning. För att ledningsskydden skulle fungera och att stationerna skulle kunna
fjärrutlösa varandras brytare behövde en kommunikationslänk direkt mellan Ofoten
och Vietas upprättas. [40]

För att Svenska kraftnät ska kunna ta betalt för sina tjänster mäts den tillförda ef-
fekten från elproducenter. Då vattenkraftstationen skulle vara ansluten under om-
byggnationen behövde man införa en temporär debiteringsmätning. [40]

5.4.3 Kostnader för förbikopplingen i Ritsem

De temporära funktioner och åtgärder som behövdes för förbikopplingen och
påsticket av transformatorn medförde vissa kostnader vid förnyelsen av stationen,
även om dessa kostnader var små i förhållande till den totala projektbudgeten. För
anslutande part var det mycket positivt ur ett ekonomiskt perspektiv att få produkt-
ionsbortfallet minimerat.

En sammanställning av förbikopplingen och påstickets kostnader har gjorts i sam-
råd med de berörda parterna: projektledaren från Svenska kraftnät, kontrollanlägg-
ningsspecialisten från Svenska kraftnät, samt projektledaren för entreprenaden.
Kostnadssammanställningen presenteras i Tabell 2. Beloppen är grovt redovisade,
och det finns vissa osäkerhetskällor. Framförallt är det svårt att hitta detaljerade
kostnadsuppgifter för specifika moment, eftersom dessa ofta faller under mer över-
gripande budgetposter.

Kostnaderna för förbikopplingen och påsticket kom i huvudsak ifrån lagda arbets-
timmar och inte från utrustning och materiel. De primärapparater som användes
(spänningstransformatorer och brytare) återanvändes från den gamla stationen.
Alltså införskaffades inga primärapparater specifikt för förbikopplingen. Övrig ma-
teriel, som stål och linor, som behövdes för den temporära ledningssängen samt för
ihopkopplingar utgjorde en relativt liten kostnad. Denna materiel monterades i slu-
tet av projektet ned och forslades bort för skrotning och återvinning.

Utöver arbetstimmar tillkom också kostnader för den utrustning som inte gick att
återanvända, till exempel för omställningen av kontrollanläggningen och de betong-
fundament som gjöts specifikt för den temporära uppställningen.

Kostnader associerade med kontrollanläggningen inkluderar anpassning av re-
läskydd i angränsande stationer, både vad gäller mjukvara och hårdvara, införandet

av en telekommunikationslänk mellan Ofoten och Vietas, samt en temporär debiteringsmätare för den anslutna produktionen. Arbetskraft och tid lades även på att testning och kontroller av de temporära systemen.

Att det artade sig så att inga primärapparater behövde införskaffas var på grund av turliga omständigheter. Vid förbikopplingar i andra reinvesteringsprojekt är det inte säkert att nödvändiga primärapparater finns tillgängliga, och de skulle i så fall behöva införskaffas. För att ge en mer representativ bild av kostnaderna som är associerade med denna typ av förbikoppling, har schablonspriser för de primärapparater som kan behöva införskaffas för att utföra en motsvarande förbikoppling presenterats i Tabell 3. Schablonspriserna representerar en övre gräns för det förväntade priset, och det faktiska priset vid inköp brukar i regel vara lägre.

<i>Moment</i>	<i>Belopp [Tkr]</i>
Byggnation och markarbeten	
Projektledning	576
Konstruktion och projektering	462
Montering	640
Stål, linor, klämmor, isolatorer, jordlina etc.	2 450
Markarbeten	594
Fundament, massor	650
Maskintjänster	352
Demontering	320
Skrotning och borttransport	350
Deltotal:	6 394
Kontrollanläggning	
Anpassning: Ritsem – Vietas	1 808
Anpassning: Ritsem – Ofoten	500 – 1 000
Övriga interna kostnader	100 – 200
Deltotal:	2 408 – 3 008
Högt: 9 400 Tkr	
Lågt: 8 800 Tkr	
Medel: 9,1 Mkr	

Tabell 2: Kostnader för olika moment i förbikopplingen. [39] [40] [41]

Primärapparat (420 kV)	Antal	Styckepreis [Tkr]
Brytare	3	1 608
Spänningstransformator	3	299
Stödisolator	10	46
Strömtransformatorer*	0	414
Total: 6,2 Mkr		

Tabell 3: Kostnaderna för primärapparaterna som användes vid förbikopplingen i Ritsem om de hade behövt införskaffas nya. Priserna är baserade på upphandlingar 2019-2020 och justerade för inflation. *Strömtransformatorer behövdes inte för förbikopplingen i Ritsem. Vid andra förbikopplingar kan de dock komma att behövas, vilket gör deras pris relevant. Källa: [42]

5.4.4 Markåtgång

En viktig aspekt av förbikopplingen är hur mycket yta den temporära uppställningen tar i anspråk. Många stationer i transmissionsnätet har begränsat med utrymme och avstånden mellan strömförande komponenter måste av säkerhetsskäl vara stora. Det kan därför vara svårt att passa in en temporär ledningssäng i en befintlig station. Man måste även beakta att det under ombyggnadsarbeten krävs uppslagsplatser för materiel samt personalbodrar.

Den temporära ledningssängen i Ritsem bestod av tre samlingsskenor av något olika längd. Den längsta var 36 m och den kortaste 24 m. De var placerade så att de utgjorde en fyrhörning med en rätvinklig sida och en snedställd. Ytan som ledningssängen upptog var cirka 330 m². Under tiden ledningssängen var högsänd rådde ett säkerhetsavstånd på minst 5.4 meter till närmaste spänningsförande del. Därför spärrades ett område runt om ledningssängen av med varningstejp. Ytan för det avspärrade området var klart större än den för själva ledningssängen.

I Ritsem gick det att passa in den temporära ledningssängen relativt väl i den befintliga stationen. Detta var av stor betydelse, då stationen under projekttiden utgjorde en arbetsplats där det skulle gå att arbeta och manövrera fordon på ett säkert sätt.

5.4.5 Framgångsfaktorer och begränsningar i Ritsem

Projektet i Ritsem var mycket lyckat och vann tidningen Byggindustrins samhällsbyggnadspris ”Årets Bygge” 2022. [43] En avgörande del i att projektet var så pass framgångsrikt var förbikopplingen och påsticket av krafttransformatorn. För att samma koncept ska kunna överföras till framtida reinvesteringsprojekt måste Ritsems unika förutsättningar beaktas, både vad gäller möjligheter och begränsningar.

En mycket grundläggande förutsättning för förbikoppling som stationen i Ritsem uppfyllde var att det fanns tillräckligt med plats på stationsområdet. Ritsem är beläget i Stora Sjöfallets nationalpark, vilket medför att det är nästintill omöjligt att expandera stationsområdet, eller vidta andra åtgärder som påverkar den omkringliggande naturen. Att bygga upp en ny station bredvid och sedan göra en omläggning från den gamla till den nya stationen var alltså inte möjligt i Ritsem.

En tidig teknisk frågeställning var huruvida shuntreaktorn kunde kopplas ur under längre perioder. Vid tillfället för den tekniska förstudien kopplades reaktorn in och ur på daglig basis, som ett sätt att reglera spänningsnivån (se stycke 4.6). Att koppla ur en reaktor innebär att möjligheten till spänningsreglering minskar, vilket därmed ökar risken för överspänningar i de angränsande stationerna. Innan reaktorn kunde kopplas ur gjordes driftsanalyser för att säkerställa att systemet skulle kunna hantera den ökade belastningen. Att även ansluta reaktorn till ledningssängen hade tekniskt sett varit enkelt, och kunnat göras på samma sätt som med transformatorn. En brytare hade då behövt monteras mellan reaktorn och ledningssängen. Anslutningen mellan reaktorn, brytaren och ledningssängen hade kunnat åstadkommas med exempelvis slackar. I Ritsem hade en sådan anslutning dock varit svår att få plats med, då utrymmet mellan ledningssängen och reaktorn var litet.

Förutsättningarna för att göra förbikopplingen hade ändrats om det inte hade funnits möjlighet att använda befintliga primärapparater. Att införskaffa nya primärapparater hade ökat kostnaderna markant, och eventuellt inte varit möjligt, då leveranstiderna är långa. För att det ska vara möjligt att återanvända de befintliga brytarna krävs det att de inte är för gamla för att kunna flyttas utan risk för skador. Den materiel som behövde införskaffas, såsom stål, linor och betong, har obetydliga leveranstider och är relativt billig.

6 Statnetts användning av Mobilt GIS

Statnett kan beskrivas som den norska motsvarigheten till Svenska kraftnät. Till skillnad från Svenska kraftnät drivs Statnett som ett företag och ägs till 100 % av norska staten. Statnett är i likhet med Svenska kraftnät systemansvariga för det norska transmissionsnätet, och ansvarar för dess drift och utveckling. [44]

Det norska transmissionsnätets spänningsnivåer ligger på 420 kV, 300 kV och 132 kV, med 300 kV som den historiskt sett mest förekommande spänningen. Med start runt 2010 påbörjade Statnett ett omfattande investeringsprojekt i syfte att höja kapaciteten och öka tillgängligheten i det norska transmissionsnätet. På flera ledningssträckor skulle den befintliga spänningsnivån höjas, från antingen 300 kV eller 132 kV, till 420 kV. En mängd stationer skulle byggas om, både för att anpassas till den höjda spänningen och för att möjliggöra en större effektöverföring mellan transmissionsnätet och distributionsnäten. För att upprätthålla så hög tillgänglighet som möjligt ville Statnett att stationernas krafttransformatorer skulle vara anslutna under ombyggnationen, så att berörd elproduktion och elförbrukning skulle kunna fortsätta vara i drift. För att uppnå detta anslöts stationernas krafttransformatorer som påstick på ledningarna, på ett liknande sätt som i Ritsem (se Figur 20 för anslutningen i Bardufoss transformatorstation). Då ett flertal stationer med tillhörande ledningar skulle byggas om efter varandra, och varje byggprojekt hade liknande förutsättningar, såg man potentialen i en återanvändbar lösning för förbikopplingen. Konceptet som togs fram bestod av ett transportabelt GIS-fack monterat på en lastbilstrailer. GIS-facket kompletterades av en container som inrymde kontrollanläggningen samt diverse fundament och apparater för anslutningen. [31] [45]

Inför förnyelsen av fyra transformatorstationer i Nordnorge införskaffade Statnett två mobila GIS-fack med kompletterande utrustning. De stationer som GIS-facken skulle användas i var transformatorstationer där transmissionsnätet anslöt till regionnäten via 420/132 kV krafttransformatorer. Regionnäten i sin tur anslöt till lokalnät som distribuerade vidare elen till mindre konsumenter, samt direkt till vissa industrier och elproducenter. [31]

Flera olika faktorer låg till grund då Statnett valde att satsa på mobila GIS-fack, i stället för luftisolerad teknik. Bland annat bedömde Statnett att det inte skulle gå att göra förbikopplingen inom det befintliga stationsområdet. Den temporära anläggningen skulle med andra ord behöva byggas på ett nytt område. En luftisolerad lösning ansågs behöva långt mer omfattande markåtgärder på grund av sin storlek. Statnett ville i största möjliga utsträckning undvika sprängningsarbeten, då dessa är mycket dyra. Den samlade bedömningen var att ett gasisolerat ställverk, på grund av sin kompakthet, skulle vara mer fördelaktigt. Den högre inköpskostnaden skulle tjänas in på besparat arbete och förkortade avbrottstider. [31]

Förutom förbikopplingen i de planerade projekten såg Statnett flera användningsområden för ett mobilt GIS, till exempel som felavhjälpning vid haverier. Efter avslutade ombyggnationer planerade Statnett för deras mobila GIS-fack att ingå i en beredskap för haverier och oförutsedda händelser. [31]

6.1 Utförande

Statnetts mobila GIS-fack konstruerades av ABB Power Grids AB och baserades på ABB:s befintliga modell för gasisolerade ställverk ELK-3. Konstruktionen kan sammanfattas som ett GIS-fack monterat ovanpå en trailer och som omslutits av en täckande kåpa. GIS-fack av denna typ har tidigare integrerats i containerliknande moduler, men på den spänningsnivå som råder i norska transmissionsnätet var Statnetts lösning med ett GIS integrerat med en trailer unik i sitt slag.

6.1.1 Specifikationer

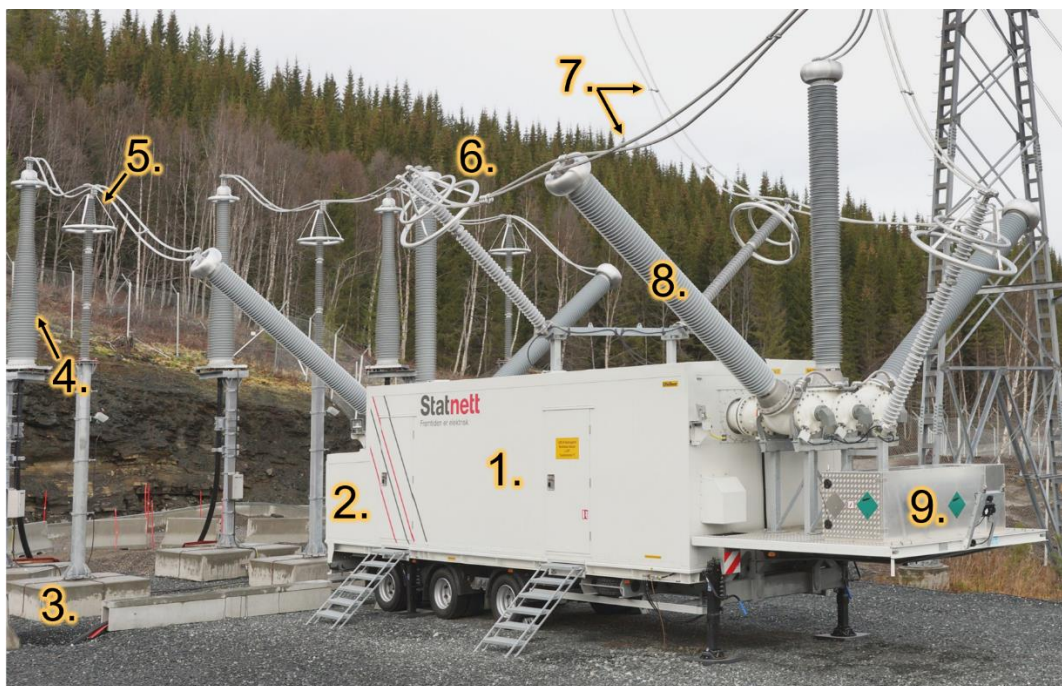
Specifikationer	
Märkspänning	420 kV
Märkström	3 kA
Maximal kortslutningsström (3 sek)	40 kA
Frekvens	50 Hz
År för leverans	2015

Tabell 4: Specifikationer för Statnetts mobila GIS-fack. [46]

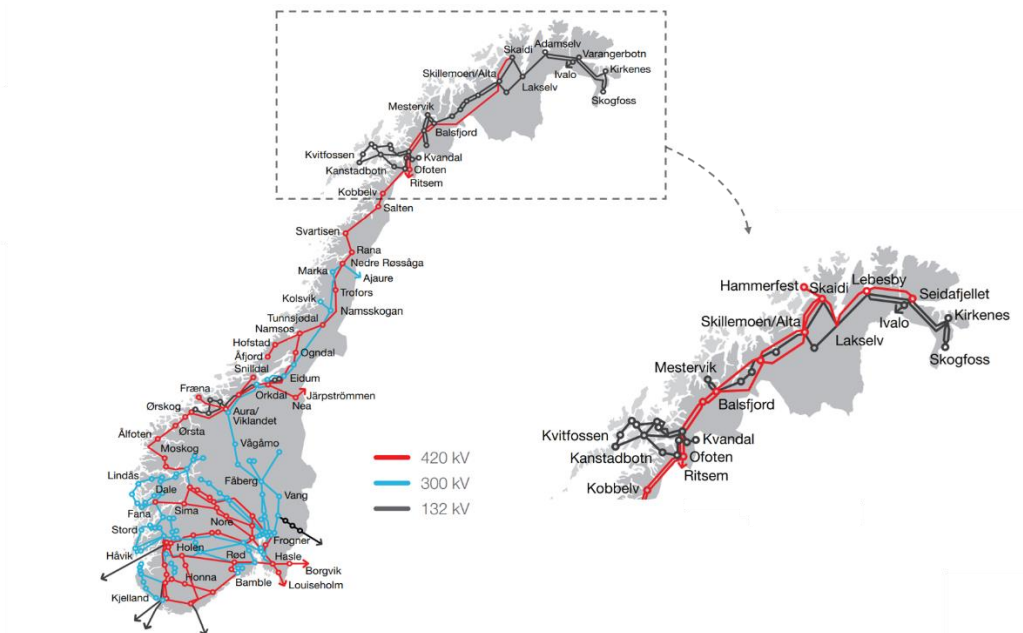
Utöver de elektrotekniska kraven hade Statnett flera andra krav på konstruktionen. Bland annat skulle GIS-containern klara en omgivande temperatur på ned till -40°C , vilket förutsätter en inbyggd klimatanläggning. Därtill skulle den känsligaste delen av GIS-facket, genomföringarna, klara vindstyrkor på 37 m/s. I övrigt var mobiliteten hos utrustningen högt prioriterad, särskilt med tanke på att vägförhållandena kan vara svåra i Nordnorge. [31]



Figur 17: Statnetts två mobila GIS-fack under konstruktion. Trailern till höger i bild har precis fått sin täckkåpa monterad över GIS-utrustningen. På trailrarnas närmaste kortsida syns de tvärgående stöttorna som genomföringarna senare kommer att vila på. Källa: [47]

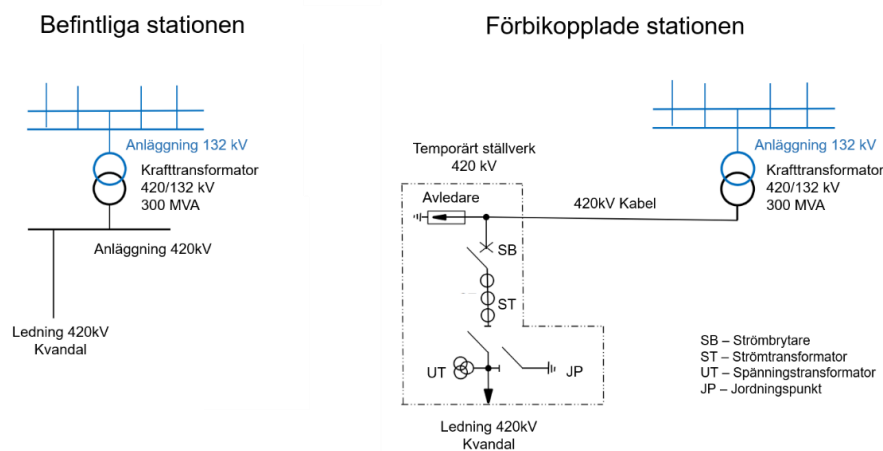


Figur 18: Ett mobilt GIS på dess uppställningsplats. (1) GIS-modulen. (2) Kontrollskåp. (3) Portabla prefabricerade betongfundament. (4) Kabelavslut. (5) Avledare för utgående kabel. (6) Avledare för inkommande ledning. (7) Slackar för anslutning. (8) Genomföring luft $\rightleftharpoons$ SF₆. (9) Lagringstank för SF₆-gas. Källa: [46]



Figur 19: Det norska transmissionsnätet 2021. Källa: [44]

Bardufoss transformatorstation



Figur 20: Schematisk ritning över Bardufoss transformatorstation före och under förnyelsen. Den inkommande 420 kV-ledningen från Kvandal ansluter via transformatorn till ett 132 kV-ställverk, som i sin tur ansluter de regionala och lokala distributionsnäten. Källa: [31]

6.2 Anslutning

För att ansluta det mobila GIS-facket använde Statnett en kombination av slackar och markkabel. GIS-fackets ena sida anslöts direkt till den förbipasserande 420 kV-ledningen med hjälp av slackar. Den andra sidan anslöts till en 420/132 kV transformator via ett ca 400 meter långt kabelförband placerat ovan mark. Kabelförbandet bestod av tre kablar, en kabel per fas, som placerats inuti en provisorisk kabelkanal i betong (se Figur 21). Kabelkanalen gick ovan mark, vilket både var betydligt

billigare och smidigare än att gräva ned kabelförbandet. Kablar förlagda ovan mark kyls mer effektivt än nedgrävda, vilket i Statnetts fall bidrog positivt till kablarnas överföringskapacitet. [17] Detta gjorde att det för Statnett räckte med en kabel per fas. [31]

Kablarna anslöts inte direkt till det mobila GIS-fackets genomföringar, utan gick via kabelavslut (se Stycke 4.3). Kabelavsluten var i sin tur anslutna till genomföringarna på det mobila GIS-facket via slackar som gick över portabla avledare (se Figur 21). [31]

Det mobila GIS-facket anslöts till ett jordlinenät under mark. Detta skedde i en enda punkt, så kallad *enpunktsjordning*. [31] För elektriska kretsar med låga frekvenser har enpunktsjordning flera fördelar. Med enpunktsjordning minimeras eventuella potentialskillnader som kan existera i olika punkter i GIS-facket. Detta blir särskilt viktigt vid blixtnedslag då potentialskillnaderna kan bli mycket stora mellan olika jordningspunkter. Genom att bara ha en strömväg uppstår heller inga parallellkopplingar mellan GIS-facket och jord. Detta minskar risken för problem med brus och störningar som annars kan uppstå genom till exempel så kallade jordslingor (*ground loops*). [48]

6.2.1 Idrifttagningen

Efter att GIS-facket anlönt till uppställningsplatsen påbörjades arbetet med att driftsätta det. Första steget var att montera genomföringarna (se Figur 23) på containern samt placera ut avledare och kabelavslut. Till kabelavsluten anslöts kablarna från transformatorn. Vidare anslöts även den tillfälliga kontrollanläggningen till GIS-facket via kablar. Slutligen monterades slackar från kabelavsluten och kraftledningen till genomföringarna på respektive sida av GIS-facket (se Figur 21).

Innan GIS-facket kunde tas i drift behövde flera olika tester genomföras. Så gott som alla komponenter i uppställningen funktionstestades. Exempel på komponenter och funktioner som testades av Statnetts egna personal:

- Drivmekanismer och mekaniska reglage
- Brytare, isolatorer, ström- och spänningstransformatorer
- Signaler och signalhantering, mätutrustning
- Omkopplingstider, övergångsmotstånd

Det sista testet att utföras innan idrifttagningen var ett högspänningstest. Detta test utfördes med personal och utrustning ifrån ABB i Schweiz. Testet verifierade bland annat funktionen vid olika frekvenser och spänningsnivåer (upp till 520 kV). För att säkerställa att GIS-fackets isolerande förmåga var intakt efter transport utfördes

även ett test av partiella urladdningar (*partial discharge test* även kallat *PD test*). [31]

Samtliga tester behövde utföras inför varje ny idrifttagning. Detta innebar alltså att testerna gjordes om efter att GIS-trailern flyttats till en ny plats. [31]



Figur 21: Anslutning av ett mobilt GIS-fack, med slackar på den enda sidan och markförlagd kabel på den andra sidan. Bilden är från transformatorstationen i Bardufoss. Det mobila GIS-facket används här för att ansluta en 420/132 kV krafttransformator till transmissionsnätet. På krafttransformatorns andra sida anslöt regionnätet via ett 132 kV ställverk. Källa: [47]



Figur 22: Jordningen av GIS-facket och trailern sker i en gemensam punkt på containerns utsida. Jordledaren går ned till jordlinenätet under mark (se Figur 26). Källa: [31]



Figur 23: Monteringsfasen av Statnetts mobila GIS-fack. Det är värt att notera att flera stödisolatorer används för anslutningen i detta fall. Källa: [47]



Figur 24: Uppställningen under högspänningstestet utfört av ABB. Källa: [47]

6.2.2 Kontrollanläggning

För att bibehålla person- och driftsäkerhet krävdes en kontrollanläggning under tiden för förbikopplingen. Statnett, tillsammans med ABB, tog fram en lösning med en kontrollanläggning inbyggd i en container och monterad ovanpå en trailer (se Figur 25). Lösningen för kontrollanläggningen liknade därför den för GIS-containern, både konceptuellt och visuellt.

Kontrollanläggningen ställdes upp på ett temporärt stationsområde och anslöts till GIS-facket via kontrollkablar. Till kontrollanläggningen anslöts även lokalkraft i form av vanlig 400 V trefas växelspanning. Utifall det skulle ske ett strömvabrott på lokalkraften var kontrollanläggningen även utrustad med ett system för reservkraft bestående av en batterianläggning på 220 V likspänning. [31] Den mobila kontrollanläggningen hade därmed en strömförsörjning som motsvarar en vanlig stations permanenta kontrollanläggning.

Kontrollanläggningen var utrustad med olika system för skydd, manövrering och kontroll. Den exakta utformningen av kontrollanläggningen och vilka system som ingår är information som är svår att ta del av. Men enligt Statnett ska samma säkerhetsgrad uppnås med den mobila kontrollanläggningen som med vanliga kontrollanläggningar. [31] För detta krävs bland annat olika reläskydd, mättransformatorer samt telekommunikation till angränsande stationer.



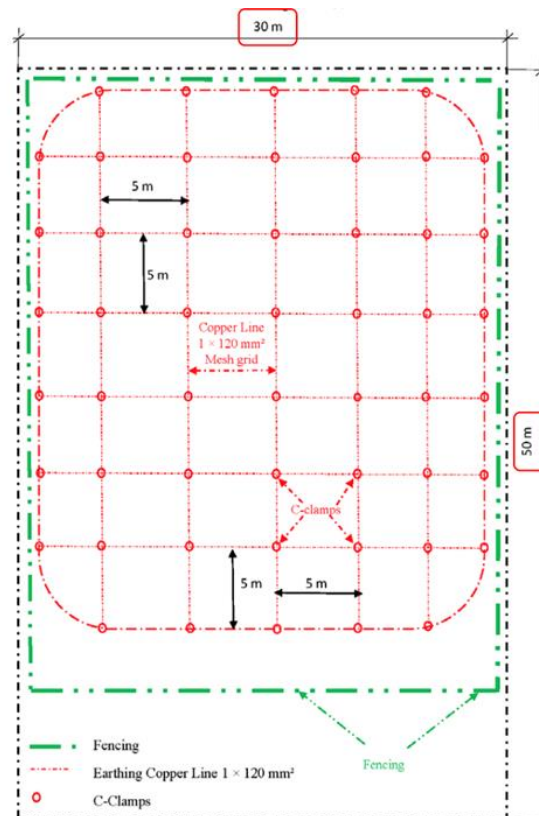
Figur 25: Kontrollanläggningen uppställd och ansluten till GIS-facket. Källa: [31]

6.2.3 Markanspråk och markåtgärder

Statnetts mobila GIS-fack har förhållandevis strikta krav på uppställningsplatsen. Först och främst måste uppställningsplatsen vara helt plan. Beroende på terrängen kan detta kräva omfattande schaktningsarbeten. Vidare måste marken vara fast nog för att kunna bära upp vikten från den mobila GIS-trailern och dess tillhörande komponenter. I sitt transportutförande väger GIS-facket inklusive trailer och lastbil (det vill säga hela ekipaget) 38,4 ton. Av detta utgörs ca 14 ton av själva ställverket och 10 ton av containern. Därtill kommer även vikten för kontrollanläggningen och stödutrustning, såsom kabelavslut och avledare. [31]

Ett GIS ställer betydligt högre krav på jordningssystemet än vad ett AIS gör. Detta beror delvis på att ställverket är mer kompakt och att kontaktytan med jord därför är mycket mindre. I ett GIS är de strömförande komponenterna inneslutna i ett metallhölje, fyllt med SF₆-gas. Metallhöljet tillsammans med de relativt små fasavstånden gör att det kan induceras stora strömmar i höljet. För att undvika stora potentialskillnader är det därför mycket viktigt att resistansen mellan GIS-facket och jord är låg. I en luftisolerad station löper ett jordlinenät under mark som sammankopplar alla strömledande delar av stationen och jämnar ut eventuella potentialskillnader. Det jordlinenät som används i ett AIS är dock för grovmaskigt och har för hög impedans för att användas tillsammans med ett GIS. Detta innebär att ett nytt jordlinenät måste installeras även om ett mobilt GIS placeras inom ett befintligt stationsområde. [49]

Statnett anlade ett nytt stationsområde för det mobila GIS-facket. Det nya området låg ca 400 meter ifrån den befintliga stationen och användes temporärt under tiden för förbikopplingen. En yta på 50×30 meter schaktades ut och jämnades till. Ett jordlinenät installerades under mark bestående av 120 mm² kopparledningar i ett rutnät med maskor på 5×5 meter. Den temporära stationen behövde precis som vanliga stationer inhägnas med stängsel och områdesskydd, samt anpassas för in- och uttransporter. [31]



Figur 26: Ritning över uppställningsplatsen med jordningsnätet utmarkerat. Källa: [31]

6.2.4 Kostnader

Kostnaderna för användningen av mobilt GIS är inte helt enkla att kartlägga: det är inte entydigt specificerat vad som ingår i de belopp Statnett delat med sig av. Det är heller inte säkert att kostnaderna skulle bli desamma ifall Svenska kraftnät skulle välja att satsa på en liknande teknik. Svenska kraftnäts tekniska riktlinjer skiljer sig från Statnetts på vissa punkter. I de fall kostnadsuppgifterna från Statnett har varit otillräckliga har informationen kompletterats med Svenska kraftnäts kostnadsuppgifter och kalkylverktyg. De två organisationerna har också olika resurser och förutsättningar. Generellt sett har Statnett mer egna resurser, medan Svenska kraftnät i högre grad använder sig av externa resurser, det vill säga entreprenörer.

Åtgärder för att iordningställa det temporära stationsområdet är beräknade med Svenska kraftnäts egna kalkylverktyg för budgetering av projekt. Kostnaderna presenteras i Tabell 5.

<i>Åtgärd</i>	<i>Å pris</i>	<i>Antal</i>	<i>Belopp</i>
Markarbete ställverksplan - Normala förhållanden	432 kr/m ²	1500	649 066 kr
Markarbete ställverksplan - Svåra förhållanden	760 kr/m ²	1500	1 140 251 kr
Områdesstängsel	11 700 kr/m	160	1 873 055 kr

Högt: 3 013 305 kr

Lågt: 2 522 120 kr

Tabell 5: Beräknad kostnad för att anlägga ett temporärt stationsområde motsvarande Statnetts (en yta på 30 × 50 m). Två olika kostnader ges beroende på hur omfattande markarbeten som behövs. [50]

Som kan ses i Tabell 5 utgörs en stor del av kostnaden av områdesstängslet. Stängslet runtomkring Svenska kraftnäts permanenta stationer är utformat för att hålla under mycket lång tid. Stängslet är även konstruerat med ett så kallat undergrävningsskydd för att hindra obehöriga från att gräva sig in på stationen under stängslet. Undergrävningsskyddet är förankrat i en platsgjuten betonggrund under mark, en mycket kostsam åtgärd. För temporära uppställningar kan det vara motiverat att använda ett stängsel av enklare typ. Huruvida ett enklare och mindre kostsamt stängsel skulle kunna användas under ombyggnationen behöver bedömas från fall till fall, och är därför svårt att besvara på förhand.

<i>Kostnadspost</i>	<i>Tkr</i>
Mobilt GIS-fack	14 700
Markåtgärder	2 522 – 3 013
Kabelförläggning	4 800– 8 100
Jordlinenät inkl. montage	650 - 800

Högt: 22 672 Tkr

Lågt: 26 613 Tkr

Medel: 25 Mkr

Tabell 6: Grov uppskattning av vad kostnaderna skulle bli för Svenska kraftnät om ett mobilt GIS användes för förbikoppling av en station under ett förnyelseprojekt. Källa: [31] [17] [50] [39]

6.2.5 Tidsåtgång

Statnett räknade med att det tog totalt sex till sju veckor från det att arbetet med att iordningställa det temporära stationsområdet inleddes, till det att det mobila GIS-facket kunde tas i drift.

En stor del av denna tid ägnades åt förberedelser av platsen, så som schaktning och installering av jordlinenät och stängsel. Efter det att GIS-facket anlänt till uppställningsplatsen räknade Statnett med att det krävdes 18 arbetsdagar innan det kunde tas i drift. [31]

7 Jämförelse

Båda teknikerna resulterar i en förbikopplad station, där ledningen hålls i drift samtidigt som en produktion eller förbrukning kan anslutas som påstick. Metoderna och de steg som är nödvändiga för att kunna göra förbikopplingen skiljer sig dock åt signifikant. För att jämförelsen ska göras tydligare och mer överskådlig har den delats upp i följande rubriker:

- Ekonomi
- Platsbehov, tillstånd och miljö
- Idrifttagningstider och avbrottstider
- Tillämpbarhet för Svenska kraftnät

7.1 Ekonomi

Ekonomi för de olika teknikerna är en komplex fråga som är svår att utreda. För det första är kostnadsuppgifterna ifrån Statnett inte helt entydiga och det saknas en del information. Många moment är också unika för respektive projekt, vilket försvårar jämförelsen. Till exempel behövde Statnett iordningställa ett tillfälligt stationsområde, ett moment som saknar egentlig motsvarighet i Ritsem. Det är så gott som omöjligt att ge exakta kostnader för en framtida förbikoppling med varadera teknikslaget. En ekonomisk jämförelse kan dock vara vägledande trots att det finns stora osäkerheter i beloppen.

Det finns flera tillvägagångssätt att göra en ekonomisk jämförelse, men det mest uppenbara är förmodligen att jämföra totalkostnaderna. Vid en direktjämförelse av beloppen presenterade i Tabell 2, Tabell 3 samt Tabell 6 ser vi att kostnaderna för mobilt GIS uppskattas vara klart högre än för den luftisolerade tekniken. Den uppskattade totalkostnaden för den luftisolerade tekniken inklusive inköp av alla primärapparater är omkring 15 miljoner kronor, medan motsvarande summa för den

gasisolerade tekniken är omkring 25 miljoner. Alltså är den gasisolerade tekniken för förbikopplingar i de undersökta fallen uppskattningsvis 67 % dyrare än den luftisolerade. Detta överensstämmer med att det mobila GIS-facket är tekniskt mer komplext till sin konstruktion, och dessutom behöver mer omfattande förberedelser. Kostnaderna för enbart det mobila GIS-facket, även utan förberedelser, uppskattas vara ungefär desamma som för hela förbikopplingen i Ritsem.

Själva funktionen hos det mobila GIS-facket motsvaras i det luftisolerade fallet av brytare, spännings- och strömtransformatorer samt konstruktion för anslutning. I Ritsem utgjorde ledningssängen själva anslutningsmöjligheten. Genom att granska kostnaderna för endast dessa enheter uppnås en mer avskalad jämförelse där vardera förbikopplingens specifika omständigheter exkluderas. Detta ger möjligtvis en mer rättvis bild av kostnadsskillnaderna mellan teknikslagen, då till exempel markåtgärderna som kan skilja sig åt från plats till plats exkluderas. Det går att argumentera för att vissa förberedelser och extrautrustning är givna för det specifika teknikslaget, till exempel jordlinenätet för GIS-facket, och att det vore fel att utesluta kostnaden för dessa moment. Dock, även om jordningen av GIS-facket måste uppnås på något sätt, behöver det inte nödvändigtvis ske exakt så som Statnett gjorde det. Därför kan det vara motiverat att utesluta kostnaderna även för dessa moment. I Tabell 7 presenteras beloppen för att med luftisolerad teknik åstadkomma en funktion motsvarande mobilt GIS om allt köps in nytt. Kostnaderna för det mobila GIS-facket är i detta fall omkring 56% dyrare än summan av de luftisolerade komponenterna.

<i>Mobil GIS</i>	<i>Mkr</i>	<i>Luftisolerad teknik</i>	<i>Mkr</i>
Mobilt GIS-fack	14,7	Brytare (3 st)	4,8
		Spänningstransformatorer (3 st)	0,90
		Strömtransformatorer (3 st)	1,2
		Ledningssäng	2,5
Total:	14,7	Total:	9,4

Tabell 7: Uppskattade kostnader för att åstadkomma det mobila GIS-fackets samtliga funktioner med luftisolerad teknik. Beloppen är hämtade från Tabell 3 och Tabell 6.

En stor kostnad för Statnett var de kabelförband och kabelavslut som användes (omkring 6,5 Mkr). Kablar anpassade för transmissionsnätets effektlöden är ingen lagervara utan måste i regel specialbeställas från tillverkaren, vilket gör att de både är dyra och har långa leveranstider. Dessutom kräver ofta tillverkaren att beställningarna avser större partier. Det finns inget som säger att anslutningen nödvändigtvis måste ske med kablage, samtidigt som friledningar sannolikt hade varit betydligt billigare. Kablar medför dock vissa fördelar då de ofta är enklare att passa in i befintliga stationsområden. Friledningar kan vara svåra att få plats med då de kräver stora säkerhetsavstånd, både mellan faserna och till övrig utrustning. På grund av sin isolering behöver däremot kablar inget särskilt säkerhetsavstånd till

omgivningen. Kablar kan i vissa fall vara en förutsättning för att en temporär anslutning ska vara möjlig, och därmed ändå vara det smidigaste och billigaste alternativet.

Kablar medför dock också flera tekniska utmaningar. Kablarna behöver skyddas, till exempel via en kabelkanal, så att de inte riskerar att grävas sönder eller dylikt. Kabelkanalen hindrar också kablarna från hastiga och potentiellt farliga rörelser till följd av de magnetiska kortslutningskrafter som kan uppstå vid elfel. Vid mycket stor effektöverföring, såsom är vanligt på transmissionsnätets nivå, kan det ske en betydande värmeutveckling i kabeln. För att undvika att värmeutvecklingen i kabelförbandet blir för stor kan det vara nödvändigt att använda flera kablar per fas, något som gör att kostnaderna stiger snabbt. Termineringen av kabeln görs via kabelavslut (se Figur 21). Kabelavslut för transmissionsnätet är mycket dyra, omkring 700 000 kr styck. Därtill är termineringen, det vill säga själva kopplingen mellan kabel och avslut, både komplicerad och tidskrävande. Att utföra termineringen kan ofta ta en hel arbetsvecka, och många tillverkare har som krav att den ska skötas av deras egen personal. [17] Kablar för transmissionsnätet är också så pass grova att de kräver en mycket stor böjradie. Detta får till följd att ett kabelavslut kan behöva placeras mycket högt upp i de fall kabeln ska placeras ovan mark. Detta skärper kraven på hållfasthet och stabilitet för den konstruktion som avslutet är monterat på, vilket ofta är ett slags stativ förankrat i ett betongfundament.

En annan kostsam utrustning Statnett använde sig av är den mobila kontrollanläggningen. I Ritsem använde man sig av den gamla kontrollanläggningen placerad inom vattenkraftstationen. Fördelen med en mobil kontrollanläggning är att man frigör sig från beroendet av en tillgänglig kontrollanläggning i anslutning till stationen. Det finns möjliga framtida scenarier där en befintlig kontrollanläggning för förbikopplingen inte finns att tillgå, vilket skulle innebära att tekniken som användes i Ritsem inte skulle vara tillämpbar.

Huruvida utrustningen för förbikopplingen kan återanvändas efter avslutat projekt är en högst relevant frågeställning vid en jämförelse av kostnaderna. Det mobila GIS-facket och mesta delen av den tillhörande utrustningen var utformade för att kunna återanvändas flera gånger. De två mobila GIS-facken som köptes in användes vid två tillfällen vardera. Löpande kostnader för GIS-facken är i huvudsak anläggningen av det tillfälliga stationsområdet samt underhåll och service. Att återvinna de kostsamma kablarna mellan projekt är också fullt möjligt, förutsatt att slitage är obetydligt och att ungefär samma kabellängd behövs. [17] Det mesta av utrustningen för förbikopplingen i Ritsem skrotades och återvanns, med undantag för spänningstransformatorerna som installerades i den nya stationen och brytarna som gick till driftreserv. Det hade dock varit fullt möjligt att återanvända lednings-sängen, ledare, stål etc. till ytterligare förbikopplingar om det funnits en strategi för hur utrustningen ska tas till vara.

Det finns stora osäkerheter i kostnadsbeloppen för de olika teknikslagen, men skillnaderna är så pass stora att det går att utgå från att användning av mobilt GIS är mer kostsamt än motsvarande luftisolerad teknik. Kostnadsskillnaden är mest märkbar vid inköpet av utrustningen, men även de löpande kostnaderna är i de undersökta fallen högre för mobilt GIS. För båda teknikslagen, men i synnerhet i Statnetts fall, finns det möjlighet att kostnadseffektivisera förbikopplingen genom att välja mindre kostsamma alternativ för vissa av momenten, till exempel friledning i stället för kablar för anslutningen av krafttransformatorn.

Sammantaget finns det ur ett ekonomiskt perspektiv klara fördelar med luftisolerad teknik. De kostnadsmässiga aspekterna ska dock ställas i relation till de nyttor de båda teknikerna kan bidra med i form av förkortade avbrott, minskade inkomstförluster och förbättrad arbetsmiljö.

7.2 Platsbehov, tillstånd och miljö

Ett avseende där de olika teknikerna skiljer sig vida åt är hur väl de kan integreras med omgivningen. Den luftisolerade tekniken byggs upp på plats och det finns goda möjligheter att anpassa utformningen på konstruktionen utifrån det givna områdets förutsättningar. De centrala komponenterna, brytarna och mättransformatorerna, är relativt små vilket gör att det finns en flexibilitet i val av placering. Beroende på station kan det dock vara logistiskt svårt att ansluta den nödvändiga utrustningen: dels på grund av säkerhetsavståndet som krävs till kraftledningar och andra spänningsförande delar, och dels på grund av att de ledningssängar som ofta används för anslutningen är relativt platskrävande.

Det mobila GIS-facket har däremot relativt strikta krav på uppställningsplatsen. Ett begränsande krav är det på jordlinenätet som för GIS behöver vara tätare än det jordlinenät som normalt finns i luftisolerade ställverk. Det innebär att i de fall ett mobilt GIS ska användas för att förbikoppla en luftisolerad station måste ett nytt jordlinenät läggas. Det finns metoder och lösningar för hur ett temporärt jordlinenät kompatibelt med GIS skulle kunna läggas inom ett befintligt stationsområde. Till exempel skulle ett tätare rutnät av kopparlina kunna placeras ovanpå marken i ett luftisolerat ställverk, och därefter täckas över med ett lager fyllningsmassa.

Det är inte självklart att det mobila GIS-facket skulle gå att inrymma inom ett befintligt stationsområde. Det mobila GIS-facket är en relativt stor enhet, trots den kompakthet som SF₆-gasen medger. Detta gäller i synnerhet när genomföringarna monterats ovanpå trailern. För att montera genomföringar och annan utrustning måste man också komma åt med kranbil, vilket kan vara svårt inom ett befintligt ställverk. I Statnetts fall underlättades arbetet med jordlinenätet och monteringen av genomföringarna betydligt av tillgången till ett separat och temporärt stationsområde. I ett svenskt sammanhang kan ett temporärt stationsområde behöva nya koncessions- och drifttillstånd, beroende på hur och var det anläggs. Ansökan om och beviljande av sådana tillstånd är en mycket lång process som i regel tar många

år. Eftersom syftet med förbikopplingarna till stor del är att effektivisera och snabba på stationsförnyelser är det därför högt prioriterat att tekniken tillåter att det befintliga stationsområdet används. Att slippa ta ny mark i anspråk har också klara fördelar för den lokala miljön omkring stationen.

Markytan som brytare och spänningstransformatorer tillsammans upptar i det luftisolerade fallet är jämförbar med, eller något mindre än, den markyta som upptas av det mobila GIS-facket med dess tillhörande kabelavslut och avledare. Ledningssängen, som tillkommer med den luftisolerade tekniken, upptar emellertid en relativt stor markyta. I Ritsem kunde ledningssängen integreras väl med det befintliga ställverket och ytan den upptog behövdes inte i något annat syfte. I fallet Ritsem får den luftisolerade tekniken därmed anses vara platseffektiv.

En betydelsefull skillnad mellan teknikerna är mängden SF₆ som används. Som tidigare nämnts förekommer SF₆ även i luftisolerade apparater (se stycke 4.7), men då i betydligt mindre mängd än i GIS. Eftersom SF₆ är en extremt potent växthusgas finns det goda skäl att minimera dess användning i den mån det går. EU reglerar användningen av fluorerade växthusgaser, däribland SF₆, genom den så kallade *F-gasförordningen*. Förordningen förbjuder all användning av SF₆-gas annat än i högspänningsutrustning. Det innebär alltså att användning av GIS med SF₆ fortfarande är godkänd. Det finns dock ambitioner om att sträva åt förordningen ytterligare, vilket skulle kunna leda till att användning av SF₆ förbjuds vid alla nyinstallationer efter 2030. Det pågår just nu ett intensivt arbete med att ta fram mer miljövänliga alternativ till SF₆ för de spänningsnivåer som råder i transmissionsnätet. Med bakgrund mot detta kan det vara strategiskt att avvakta med satsningar på den här typen av GIS-lösningar. [51] [52]

7.3 Idrifttagningstider och avbrottstider

I sammanhanget för det här examensarbetet är det framförallt avbrottstiderna som är intressanta, då dessa har betydelse för transmissionsnätets tillgänglighet. I och med att Sveriges transmissionsnät är sammanhängande, så påverkar statusen i en punkt också statusen i resten av nätet. Ett planerat avbrott i driften i en station minskar därmed möjligheterna till planerade avbrott i andra stationer, vilket kan vara en begränsande faktor om flera stationsförnyelser ska genomföras parallellt.

I Tabell 8 presenteras avbrottstiderna samt de totala idrifttagningstiderna för de olika teknikerna. Med *idrifttagningstid* avses här tiden det tog från att arbetet med förbikopplingen påbörjades, till det att utrustningen kunde tas i drift. Idrifttagningstiderna inkluderar även förberedande arbeten, såsom markåtgärder, gjutning av betongfundament etc.

Statnetts avbrottstider med det mobila GIS-facket var obetydliga, eftersom metoden överläggning som man använde sig av inte kräver några direkta avbrott. I Ritsem behövdes flera avbrott i ställverket för att bygga upp och ansluta den temporära

ledningssängen. En stor skillnad var att man i Ritsem gjorde förbikopplingen inom stationsområdet i närhet till strömförande utrustning, något som kräver avbrott för personalens säkerhet, medan Statnett använde sig av separata temporära stationsområden. Avbrottstiderna hade kunnat elimineras även i Ritsem med den luftisolerade tekniken, om man som Statnett hade haft möjlighet att arbeta i ett separat stationsområde.

De totala idrifttagningstiderna hos de två teknikerna är påfallande likvärdiga, trots teknikernas väsentligt olika utformningar. Sannolikt hade även avbrottstiderna varit likvärdiga om det mobila GIS-facket hade placerats inuti ställverket, så som ledningssängen i Ritsem var.

Idrifttagningstiderna som har presenterats avser två specifika stationsförnyelser. För andra förnyelseprojekt skulle idrifttagningstiderna kunna vara avsevärt anorlunda, beroende på den aktuella stationens utformning samt andra omständigheter kring projektet. I de undersökta fallen skulle idrifttagningstiderna sannolikt kunnat ha förkortats. I fallet Ritsem hade man ansökt om att få göra avbrott i stationsdriften i 39 dagar fördelade över tre olika tillfällen, och fått detta beviljat. Det var naturligt att utnyttja de tilldelade avbrottstiderna fullt ut, och därmed också hinna utföra annat arbete orelaterat till förbikopplingen. I Statnetts fall berodde inte stationsdriften på hur fort det mobila GIS-facket kopplades in, och det fanns därför inget stort behov av att tidseffektivisera arbetet så mycket som möjligt.

	<i>Idrifttagningstid</i>	<i>Avbrottstid</i>
Mobilt GIS	42 - 49	n/a
Luftisolerad teknik	44	39

Tabell 8: Ungefärliga idrifttagning- och avbrottstider angivna i dagar för de två teknikslagen i de specifika undersökta fallen.

7.4 Tillämpbarhet för Svenska kraftnät

En av de viktigare aspekterna i jämförelsen mellan de olika teknikerna är hur väl dessa passar in i Svenska kraftnäts verksamhet. För att besvara detta måste Svenska kraftnäts specifika förutsättningar och resurser beaktas.

Statnett har resurser och kompetens för att själva ombesörja de mobila GIS-facken. Allt ifrån service och besiktning till transport och anslutning utförs av Statnetts egna personal. Det enda momentet där man behöver ta hjälp av en extern aktör är det högspänningstest som görs innan det mobila GIS-facket tas i drift (se Stycke 6.2.1). Högspänningstestet utförs av tillverkaren med dess utrustning och personal. Testet säkerställer funktionen hos GIS-facket och måste utföras inför varje idrifttagning. För Svenska kraftnät är det högt prioriterat att inte behöva förlita sig på någon enskild extern aktör. Generellt sett är det inte helt okomplicerat att överta ansvaret för

att utföra vissa moment ifrån tillverkaren. Delvis för att det kan krävas specialiserad personal och utrustning, så som i fallet med högspänningstestet, men också för att tillverkaren kan ha klausuler om att vissa moment ska utföras av dem själva för att garantin ska gälla. Sådana klausuler skulle möjligen gå att omförhandla, men detta är för spekulativt för att ingå i denna jämförelse.

En aspekt som kan anses vara en nackdel med användandet av mobilt GIS är att tekniken är relativt ny och avancerad, vilket medför att det finns begränsat med kompetens på området inom Svenska kraftnät. Eftersom Svenska kraftnät traditionellt sett använt sig av entreprenörer för sina reinvesteringsprojekt skulle en intern kompetenshöjning på mobila GIS-fack också behöva efterföljas av en kompetenshöjning hos de entreprenörer som Svenska kraftnät anlitar. Luftisolerad teknik är däremot väl beprövad och det finns en mycket stor kompetens inom Svenska kraftnät på området samt erfarenhet bland entreprenörerna av att arbeta med utrustningen.

Enligt Svenska kraftnäts tekniska riktlinjer ska funktionen i ett ställverk i norra Sverige (norr om Dalälven) vara opåverkad ned till -50 °C. I mellersta och södra Sverige ska funktionen vara opåverkad ned till -40 °C. [53] Statnetts mobila GIS-fack är dimensionerat för temperaturer ned till -40 °C. För att fungera vid så pass låga temperaturer har containern med GIS-facket en inbyggd klimatanläggning. För att vara kompatibel med Svenska kraftnäts tekniska riktlinjer för norra Sverige skulle alltså containern och klimatanläggningen behöva utformas för att klara ännu lägre temperaturer.

Den GIS-lösning som Statnett nyttjade bestod av färre separata delar och kan anses vara en mer enhetlig lösning. Även om detta inte har någon större betydelse för funktionen hos utrustningen kan det vara positivt ur ett förvaltningsperspektiv. Utrustning som införskaffas med målet att kunna återanvändas kräver en enhet som ansvarar för förvaltningen av utrustningen. Utrustningen måste lagerföras när den inte används och service och underhåll ska utföras med jämna mellanrum. Om utrustningen införskaffas i syfte att kunna utnyttjas vid stationsförnyelser måste också ett system likt ett bokningssystem upprättas. Detta bör ske för att Svenska kraftnäts projektledare långt i förväg ska kunna veta huruvida utrustningen är tillgänglig för en planerad stationsförnyelse. I dessa avseenden kan en lösning med mobilt GIS anses vara fördelaktig, då färre och större komponenter är lättare att handha och underhålla.

8 Diskussion

Det finns klara och tydliga nyttor med förbikopplingar, och Svenska kraftnät bör inför framtida reinvesteringsprojekt eftersträva att göra förbikopplingar där stationsfunktioner bibehålls under ombyggnationen. I de flesta fall är det krafttransformatorerna som är önskvärda att ha i drift, då dessa möjliggör insättning eller uttag av el på transmissionsnätet. Om en standardiserad metod för förbikopplingar etableras, där krafttransformatorer ansluts som påstick kan det även bli aktuellt att ansluta andra apparater, som till exempel shuntreaktorer, för att ytterligare öka tillgängligheten.

Förutom de ekonomiska vinsterna med förbikopplingar, genom minskat inkomstbortfall och ökad tillgänglighet, finns det även vinningar för miljön om befintliga stationsområden nyttjas, i stället för att ny mark tas i anspråk. När ett nytt stationsområde anläggs får det konsekvenser för den lokala miljön: markområden måste schaktas ut och ofta kan skog behöva avverkas, i synnerhet då nya ledningsgator ska byggas. Genom att hålla sig inom det redan existerande stationsområdet går det också att undvika de mycket tidsödande tillståndprocesser och koncessionsansökningar som annars kan krävas. Dessutom behöver ofta den nya marken först förvärfvas av markägaren. Sammantaget skulle processen kring stationsförnyelser kunna göras avsevärt mycket smidigare om befintliga stationsområden utnyttjas. Detta skulle i sin tur kunna medföra att stationer förnyas i högre takt, vilket vore värdefullt för Svenska kraftnäts arbete mot målen i systemutvecklingsplanen. Det vore även positivt för stabiliteten hos transmissionsnätet som helhet.

I valet av teknik för att åstadkomma temporära förbikopplingar och påsticksanslutningar är slutsatsen av detta arbete att luftisolerad teknik är det bättre alternativet, jämfört med gasisolerad teknik. Båda tekniker uppnår likvärdiga resultat vad gäller funktion och drift, men den luftisolerade är enklare och billigare att ansluta till befintliga stationer. Luftisolerad teknik går därför att i högre utsträckning integrera i befintliga stationer. En viktig anledning till detta är att luftisolerad teknik kan nyttja det befintliga jordlinenätet i de flesta stationerna.

Inom Svenska kraftnät finns det mer erfarenhet och större kompetens när det kommer till luftisolerad teknik, jämfört med gasisolerad teknik. Detsamma gäller även för de entreprenörer som typiskt anlitas för förnyelseprojekt. Denna skillnad i kompetens är inte bara relevant för utrustningens anslutning och drift, utan även vid besiktning och underhåll av utrustningen.

En utmaning vid alla typer av förbikopplingar där produktion eller förbrukning ska vara ansluten är arbetet rörande kontrollanläggningen. Även vid tillfälliga lösningar måste det finnas fullgod säkerhet och möjlighet till övervakning och manövrering

av utrustningen: alltså krävs en kontrollanläggning. I samband med de flesta förnyelser finns det en kontrollanläggning att tillgå, antingen genom att stationen har en befintlig manöverbyggnad eller genom att använda sig av en anslutande parts kontrollanläggning (så som var fallet i Ritsem). Det kan dock finnas situationer då ingen befintlig kontrollanläggning går att använda. I dessa fall skulle en mobil kontrollanläggning lik Statnetts vara mycket användbar. En mobil kontrollanläggning skulle också kunna användas vid andra typer av temporära anslutningar, exempelvis vid anslutning av nya vindkraftparker eller vid eventuella haverier.

9 Slutsatser och rekommendationer

Baserat på detta arbete och den information som samlats in under arbetets gång kan följande rekommendationer ges till Svenska kraftnät.

Svenska kraftnät bör bygga upp en beredskap för förbikopplingar med påstick inför framtida förnyelser. Förbikopplingen åstadkoms lämpligast med luftisolerad teknik och behöver innehålla följande utrustning:

- Brytare för 220 och 400 kV med möjlighet att ansluta manöverspänningar på både 110 och 220 V likspänning
- Spänningstransformatorer
- Stödisolatorer
- Stål, rör, slackar och annan nödvändig materiel för anslutningar och konstruktion av ledningssäng
- Prefabricerade fundament för montering av apparater
 - Strömtransformatorer
 - Avledare

Behovet av strömtransformatorer och avledare skiljer sig från behovet av övrig utrustning som nämns ovan: Även om strömtransformatorer och avledare är nödvändiga för förbikopplingen, finns de i regel att tillgå i anslutning till stationens krafttransformatorer. Syftet med den beskrivna tekniken är huvudsakligen att förbikoppla stationer med elproduktion eller elförbrukning ansluten som påstick, och därmed kommer det så gott som alltid att finnas en krafttransformator ansluten. I dessa fall skulle alltså inga ytterligare strömtransformatorer eller avledare behövas för förbikopplingen. Av denna anledning är behovet av avledare och strömtransformatorer i beredskapslaget mindre, och dessa apparater skulle förmodligen kunna

finnas i mindre omfattning, jämfört med apparater såsom brytare och spänningstransformatorer.

En ytterligare rekommendation är att Svenska kraftnät tillhandahåller utrustningen till entreprenören under ombyggnationen. Entreprenören står för installationen och anslutningen av utrustningen, samt för nedmonteringen av den i projektets slutskede. Efter stationsförnyelsen återförs utrustningen till Svenska kraftnäts beredskapslager för att kunna användas i framtida projekt. För att samla erfarenhet och bygga upp kompetens för förbikopplingar bör metod och utrustning standardiseras så långt som möjligt. Denna erfarenhet och kompetens skulle också komma entreprenören till del och underlätta dennes arbete. Ett moment som är svårt att standardisera fullt ut är anslutningen mellan kraftledningar, ledningssäng och apparater, eftersom den exakta utformningen av anslutningen kommer variera mellan reinvesteringsprojekt beroende på den specifika stationens layout. Vissa delmoment kan förmodligen standardiseras och effektiviseras, exempelvis ihopkopplingen av ett objekt med en slack.

En förestående stationsförnyelse bör utses som pilotprojekt för detta koncept. På så sätt kommer utrustningen direkt till användning, och erfarenheter kan samlas in. Efter pilotprojektet bör konceptet utvärderas, så att eventuella förbättringar av metod och utrustning kan genomföras inför nästa stationsförnyelse.

När den ovan beskrivna tekniken finns till förfogande bör den integreras i reinvesteringsprojekts planeringsfas. Under de förundersökningar som görs inför stationsförnyelser bör det utredas om det är möjligt att förbikoppla stationen med bibehållen funktion genom att ansluta elproduktion alternativt elförbrukning som påstick, och därmed också förnya på befintlig plats. Såvida det inte framkommer uppenbara hinder för att utföra denna typ av förbikoppling bör den ingå och finnas beskriven i den anbudsinbjudan som skickas ut till entreprenörerna.

En enhet på Svenska kraftnät bör utses som ansvarig för förvaltningen av utrustningen. Denna enhet får i uppdrag att handlägga och lagerföra utrustningen, samt att se till att besiktning, service och annat nödvändigt underhåll utförs enligt fastlagda intervaller. Enheten bör också upprätta ett bokningssystem för projektledare att använda sig av för att kontrollera huruvida utrustningen är tillgänglig för en specifik stationsförnyelse.

9.1 Framtida arbeten

Inom ramen för det här examensarbetet är vissa frågeställningar svåra att besvara i detalj. Under arbetets gång har det även uppkommit nya frågeställningar. Nedan följer rekommendationer och förslag på vidare arbeten och utredningar till Svenska kraftnät.

9.1.1 Kravställning och förvaltning av utrustningen

En satsning på den teknik som beskrivs ovan (i Stycke 9) kräver att en detaljerad kravlista sammanställs. Exakta specifikationer samt antal enheter behöver fastställas innan införskaffandet av utrustningen. Exakt hur förvaltningen av utrustningen ska gå till och vilken enhet som ska ansvara för den är också en mycket viktig frågeställning som behöver besvaras. Arbetet med detta påbörjas lämpligen efter att ett eventuellt beslut har tagits om att införskaffa den ovan beskrivna utrustningen.

9.1.2 Mobil kontrollanläggning

Svenska kraftnät bör utreda möjligheten att införskaffa en mobil kontrollanläggning, lik den Statnett använde under sina reinvesteringsprojekt. Nyttorna med en sådan kontrollanläggning bör utredas, särskilt med avseende på följande punkter:

- Temporära anslutningar vid ombyggnationer
- För krisberedskap och haverier
- Vid interimslösningar där en elproduktion eller elförbrukning av särskilda skäl behöver frångå den normala processen för anslutning till transmissionsnätet

Införskaffandet av en mobil kontrollanläggning förutsätter också att följande punkter har utretts och besvarats:

- Förvaltning och underhåll av kontrollanläggningen
- Kompatibilitet med befintlig utrustning i Svenska kraftnäts stationer
- Utformning av och specifikationer för kontrollanläggningen

Referenser

- [1] Svenska kraftnät, "Vårt uppdrag", Svenska kraftnät, 19 januari 2021.
<https://www.svk.se/om-oss/verksamhet/>. [Använd 4 oktober 2022].
- [2] Svenska kraftnät, "Systemutvecklingsplan 2018-2027", november 2017.
<https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2017/svenska-kraftnats-systemutvecklingsplan-2018-2027.pdf>.
- [3] Svenska kraftnät, "Kraftsystemstabilitet", Svenska kraftnät, 9 mars 2021.
<https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-systemansvaret/kraftsystemstabilitet/>.
[Använd 19 januari 2023].
- [4] Svenska kraftnät, "Systemutvecklingsplan 2022-2031 - Vägen mot dubblerad elanvändning", 16 november 2021.
https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2021/svk_systemutvecklingsplan_2022-2031.pdf.
- [5] Statistiska centralbyrån (SCB), "Årlig energistatistik (el, gas och fjärrvärme)", 27 oktober 2022. <https://www.scb.se/en0105>. [Använd 10 november 2022].
- [6] Svenska kraftnät, "Kraftbalansen på den svenska elmarknaden", 31 maj 2022.
<https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2022/kraftbalansen-pa-den-svenska-elmarknaden-rapport-2022.pdf>.
- [7] M. Seratelius, A. Emanuelsson och M. Tjäder, "Ei R2022:11 "Leveranssäkerhet i Sveriges elnät 2021 - Statistik och analys av elavbrott"", Energimarknadsinspektionen, december 2022.
<https://ei.se/download/18.40e6d5df184b9175cb1b860/1670855069180/Leveranssaekerhet-i-Sveriges-eln%C3%A4t-2021-Ei-R2022-11.pdf>.
- [8] Svenska kraftnät, "Vägledning för anslutning till Stamnätet - Från ansökan till drifttagning", 1 december 2021.
<https://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/anslut-till-transmissionsnatet/vagledning-for-anslutning-till-stamnatet.pdf>.
- [9] Intern källa
- [10] Svenska kraftnät, "Transmissionsnätet för el 2020", 2020.
https://www.svk.se/contentassets/ebdeed10af72408dab6fad3c591d7922/karta-transmissionsnatet_2020.pdf.
- [11] J. Finn och T. Krieg, International Council on Large Electric Systems (CIGRE) Study Committee B3: Substations, Cham: Springer Cham, 2019.
- [12] Intern källa
- [13] P. Olert, Fotograf, *Station utanför Sundsvall*. [Fotografi]. Friköpt av Svenska kraftnät, 2022.
- [14] S. Krischke, "GIS Schaltanlage in Verbois, Schweiz, mit 22 Feldern, 145kV", (CC BY-SA 3.0), 12 april 2006.
https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/f/f5/GIS_ABB_ELK-0.jpg.
[Använd 25 oktober 2022]

- [15] Intern källa
- [16] P. Schavemaker och L. van der Sluis, *Electrical Power System Essentials*, 2nd ed., New York, NY: John Wiley & Sons, Incorporated, 2008.
- [17] Intern källa
- [18] L. Söder, "Statisk Analys av Elsystem", januari 2005.
<https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1075656/FULLTEXT01.pdf>.
- [19] S. W. Blume, *Electric Power System Basics for the Nonelectrical Professional*, Piscataway, NJ: Wiley-IEEE Press, 2007.
- [20] BillC, "Flux leakage", (CC BY-SA 3.0), 8 januari 2006.
https://upload.wikimedia.org/wikipedia/en/0/0e/Flux_leakage.svg. [Använd 13 januari 2022].
- [21] Adl252, "380-kV-Schaltanlage des Umspannwerkes Kelsterbach", (CC BY-SA 4.0), 13 juli 2017.
https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/2/2c/UW_Kelsterbach_1.jpg. [Använd 15 januari 2023].
- [22] T. S.p.A., "Unità capacitive montate in un banco di rifasamento ad alta tensione", (CC BY-SA 3.0), 15 juli 2014.
https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/7/72/Condensatore_-_primo_piano.JPG. [Använd 20 november 2022].
- [23] P. S. R. Murty, *Electrical Power Systems*, Cambridge, MA: Elsevier Science & Technology, 2017.
- [24] Svenska kraftnät, NTS, "Teknisk riktlinje: Stamnätsstationer - Jordning", 10 november 2021.
<https://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/entreprenorer-i-elnetet/tekniska-riktlinjer/tr01/tr01-13-utg-2-inkl-bilaga.pdf>.
- [25] P. Olert, Fotograf, *Brytare*. [Fotografi]. Friköpt av Svenska kraftnät, 2022.
- [26] Intern källa
- [27] Intern källa
- [28] Extern källa
- [29] C. T. Dervos och P. Vassiliou, "Sulfur Hexafluoride (SF₆): Global Environmental Effects and Toxic Byproduct Formation", *Journal of the Air & Waste Management Association*, vol. 50, no. 1, pp. 137-141, 2000.
- [30] Intern källa
- [31] Extern källa
- [32] V. Andersson, E. Friman, E. Heikkinen och G. Olsson, "Handbok för bedömning av elektriska och magnetiska fält vid arbete i stationer för 400 kV", 3 december 2019.
https://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/entreprenorer-i-elnetet/arbete-i-eletriska-falt/handbok_stationer_arbetsmiljo_avseende_emf.pdf.
- [33] V. Andersson, E. Friman och T. Augustsson, "Generell riskanalys med avseende på E-fält vid stations- och ledningsåtgärder", 20 oktober 2022.
<https://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/entreprenorer-i-elnetet/arbete-i->

eletriska-falt/generell-riskanalys-avseende-e-falt-vid-stations-och-ledningsatgarder_20221020.pdf.

[34] Intern källa

[35] Intern källa

[36] Extern källa

[37] Intern källa

[38] Svenska kraftnät, "Karta över transmissionsnätet", 2021.
<https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-transmissionsnätet/transmissionsnatskarta/>. [Använd 12 december 2022].

[39] Extern källa

[40] Intern källa

[41] Intern källa

[42] Intern källa

[43] Byggindustrin, "Prisregn på Årets Bygge 2022: Här är alla vinnare!", Tidningen Byggindustrin AB, 24 mars 2022.
<https://www.byggindustrin.se/byggprojekt/arets-bygge/prisregn-pa-arets-bygge-2022-har-ar-alla-vinnare/>. [Använd 21 november 2022].

[44] Statnett SF, "Nettutviklingsplan 2021", 30 september 2021.
<https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/nup-2021/nettutviklingsplan-2021.pdf>.

[45] Norges vassdrags- og energidirektorat, "Bakgrunn for vedtak: Statnett SF. Ny 420 kV kraftledning Ofoten-Balsfjord", 2012.
<https://www.statnett.no/contentassets/7b4558d7fa9f4859b79df6cc04573d39/bakgrunn-for-vedtak-ofoten-balsfjord-.pdf>.

[46] ABB Switzerland Ltd, "Mobile integrated gas-insulated switchgear ELK-3", <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1HC0125666&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>. [Använd 23 november 2022].

[47] ABB Switzerland Ltd, "Mobile integrated GIS for grid expansion, Statnett SF, Norway", ABB Switzerland Ltd, Zurich, 2018.

[48] V. Saturno och B. Rajan, "Grounding Points: Single or Multi?", Consulting-Specifying Engineer, 1 mars 2005.
<https://www.csemag.com/articles/grounding-points-single-or-multi/>. [Använd 10 januari 2023].

[49] Intern källa

[50] Intern källa

[51] Europaparlamentet; Europeiska unionens råd, "EU FÖRORDNING nr 517/2014", 20 maj 2014.
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/PDF/?uri=CELEX:32014R0517>.

- [52] Miljödepartementet, Regeringskansliet, "2021/22:FPM87," Sveriges Riksdag, 10 maj 2022. https://www.riksdagen.se/sv/dokument-lagar/dokument/fakta-pm-om-eu-forslag/f-gasforordningen_H906FPM87. [Använd 18 februari 2023].
- [53] Svenska kraftnät, NTS, "Teknisk riktlinje: Stamnätsstationer," 28 mars 2022. https://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/entreprenorer-i-elnatet/tekniska-riktlinjer/tr01/tr01-01_utg_11_20220328.pdf.
- [54] Intern källa
- [55] Intern källa