

TRANSFORMER EXPLORER

RAPPORT 2017:352



UNDERHÅLL AV ELNÄT



Transformer Explorer

Diagnostisk övervakning av transformatorer i drift

**TORD BENGTSOON, SUBRAT SAHOO, ROBERT SAERS,
NILANGA ABEYWICKRAMA, JONAS HEDBERG**

ISBN 978-91-7673-352-3 | © ENERGIFORSK februari 2017

Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30 | E-post: kontakt@energiforsk.se | www.energiforsk.se

Förord

Projektet Transformer Explorer - Diagnostisk övervakning av transformatorer i drift, har gjorts inom Energiforsks forskningsprogram Underhåll av elnät. Programmet har satsat på projektet eftersom det genom sina resultat ger förutsättningar för detaljerad information om en transformators tillstånd under normal drift.

Programmet syftar till att analysera de behov som finns inom underhåll, diagnostik och reinvesteringsstrategi. Visionen är att resultaten från programmet ska ge ett bättre tekniskt och finansiellt beslutsunderlag för val mellan olika satsningar i elnätet i syfte att upprätthålla eller höja dess prestanda. Idéproduktionen initieras främst från de problem och uppkomna behov som finns hos elnätsföretagen.

Projektet har utförts av ABB Corporate Research i samarbete med Mälarenergi AB. Rapporten har skrivits av Tord Bengtsson och Subrat Sahoo. Till projektet har funnits en referensgrupp bestående av Robert Saers, ABB, Johanna Rosenlind, Mälarenergi, samt Sven Jansson/Anton Fagerström, Energiforsk.

Här redovisas resultat och slutsatser från ett projekt inom ett forskningsprogram som drivs av Energiforsk. Det är rapportförfattaren/-författarna som ansvarar för innehållet och publiceringen innebär inte att Energiforsk har tagit ställning till innehållet.

Sammanfattning

Detta projekt demonstrerar övervakning av en transformator i drift med Transformer Explorer, ett koncept som fokuserar på en transformators grundläggande parametrar: omsättning, impedans och förlust.

Rapporten beskriver översiktligt övervakningskonceptet och hur det kan installeras. En 50 år gammal transformator med två sekundärlindningar i Mälarenergis nät har i projektet övervakats under ungefär tre månader och övervakningen har resulterat i följande observationer:

1. Med mellanspänningsnivån, 33 kV, lastad är de uppskattade transformatorparametrarna omsättning, tomgångsström, induktans och resistans i överensstämmelse med värden från transformatorns märkskylt och provprotokoll från fabriken.
2. Under den studerade perioden har 501 lindningskopplarooperationer observerats, i huvudsak mellan tre olika lägen. Den längsta tiden har spenderats i läge 7. Alla observerade operationer har skett då mellanspänningsnivån var lastad, inga med enbart last på lågspänningsnivån, 10,5 kV.
3. Ovanligt höga effektförluster noterades under några tidsperioder med mellanspänningsnivån lastad. Dessa tidsperioder sammanfaller med att vattenkraft genererades på 33 kV nätet som resulterade i lägre transformatorlast och även ett litet reverserat effektförflöde.
4. Under övriga perioder var effektförlusten låg, uppskattad till ca 0,1 % eller ca 50 kW, men med osäkerhet på grund av onoggrannhet i mättransformatorerna.
5. Med lågspänningsnivån lastad är uppskattad omsättning och induktans i överensstämmelse med förväntade värden. Tomgångsström och resistans uppskattas till ca 50 % högre än förväntat. Detta kan hänföras till onoggrannhet i mättransformatorer om inga ytterligare indikationer på problem med dessa storheter finns.
6. Några kraftiga systemstörningar noterades under den studerade perioden och övervakningsresultaten analyserades för att se om någon förändring i transformatorns egenskaper kunde upptäckas från dessa. Endast en liten förändring av tomgångsströmmen kunde observeras.

Detta demonstrerar värdet av övervakning med Transformer Explorer i tre olika hänseenden: För det första kontrolleras transformatorns grundläggande egenskaper, för det andra kan driftfall som ger t ex högre förluster identifieras och för det tredje kan förändringar orsakade av systemstörningar upptäckas utan att transformatorn tas ur drift.

Summary

This project demonstrates on-line monitoring of a transformer with Transformer Explorer, a concept that focus on a transformers fundamental quantities: ratio, impedance and loss.

The report briefly describes the monitoring concept and how it can be installed. A 50 year old transformer with two secondary windings has been monitored in this project for about three months and this has resulted in the following observations:

1. With the medium voltage level, 33 kV, loaded, the estimated transformer quantities ratio, no-load current, inductance and resistance are in accordance with values from the transformers name plate and test protocol from delivery.
2. 501 tap changer operations have been observed during the monitoring time and three tap changer positions have primarily been used. The longest time was spent at position 7. All operations were performed with load on the medium voltage level, no operation occurred with load on the low voltage level, 10.5 kV, only.
3. Unusually high power losses were observed during some time periods when the medium voltage level was loaded. These time periods coincided with hydro power production in the 33 kV grid which resulted in lower transformer load and even a small reversed power flow.
4. At other times the power loss was low, estimated to about 0.1 % or about 50 kW, but with an uncertainty due to inaccuracy of the measurement transformers.
5. With the low voltage level loaded, the estimates of ratio and inductance are in line with expected values. The no-load current and resistance are estimated to 50 % higher values than expected. This can be attributed to measurement transformer inaccuracy if there are no other indications of problems related to these quantities.
6. A few strong system disturbances were noted during the monitoring period and the results were scrutinized for any sign of a change in the transformers properties due to these. Only a small increase in the no-load current could be seen.

These observations demonstrate the value of Transformer Explorer monitoring in three different aspects: Primarily, the basic properties of the transformer are asessed. Secondly, load situations that are associated with, for example, higher losses can be identified. Thirdly, transformer changes due to system disturbances can be detected. All of these under uninterrupted service.

Innehåll

1	Inledning	7
2	Övervakning med Transformer Explorer	8
2.1	Transformatorproblem som kan upptäckas	9
2.2	Analysmetodik	10
2.3	Utvecklingsstatus	11
3	Övervakningens uppbyggnad	12
3.1	Transformatorinformation	12
3.2	Inkoppling av analoga signaler	12
3.3	Digitalisering och datainsamling	14
4	Observerade transformatoregenskaper	16
4.1	Analys av last på mellanspänningsnivå	16
4.1.1	Lastprofil	16
4.1.2	Lindningskopplarlägen	17
4.1.3	Omsättningsuppskattning	18
4.1.4	Uppskattning av magnetiseringsström	19
4.1.5	Impedansuppskattning	19
4.1.6	Effektförlust	21
4.2	Analys av last på lågspänningsnivå	23
4.2.1	Lastprofil	23
4.2.2	Lindningskopplarlägen	24
4.2.3	Omsättningsuppskattning	24
4.2.4	Uppskattning av magnetiseringsström	25
4.2.5	Impedansuppskattning	26
4.2.6	Effektförlust	27
5	Systemstörningar	29
5.1	Exempel på störning	29
5.2	Påverkan på transformatorn	30
6	Slutsatser	34
7	Referenser	35
Bilaga A:	Risikanalys	36
Bilaga B:	Utlåtande från Mälarenergi	37

1 Inledning

Inom Energiforsks underhållsprogram har möjligheten att använda nya tekniker inom diagnostik och övervakning lyfts fram som ett strategiskt område för projekt. Transformatorer står för en betydande del av investeringen i ett elektriskt nät och är ofta designade utifrån deras placering i det elektriska nätet. Den stora kostnaden och unika designen gör det extra viktigt att maximera kunskapen om transformatorns tillstånd.

Transformer Explorer är ett projekt som föreslagits från ABB för att möta branschens behov av ökad tillgänglighet och minskade kostnader. Med detta projekt vill ABB demonstrera en framtida diagnostikmetod som använder data som redan finns tillgängligt från sensorer i transformatorstationer. Dessa data analyseras för att belysa transformatorns hälsotillstånd, med fokus på de parametrar som finns på märkplåten.

Projektet är en demonstration på en transformator hos Mälarenergi Elnät. Denna rapport visar vad man kan diagnostisera utifrån de händelser och de data vi har haft tillgänglig. Mälarenergi har medverkat i projektet genom att erbjuda transformatorn, support vid installation, diskussion angående resultat, driftdata, samt utvärdering av resultaten och metoden.

Denna projektrapport beskriver översiktligt filosofin bakom Transformer Explorer och analystekniken i kapitel 2. Här nämns också tänkbara problem som kan upptäckas samt metodens begränsningar. I kapitel 3 beskrivs hur Transformer Explorer kan installeras och speciellt hur den blev installerad i detta projekt. Kapitel 4 och 5 innehåller de egentliga projektresultaten där kapitel 4 beskriver vad som observerats om transformatorns tillstånd och kapitel 5 speciella studier för att upptäcka förändringar på grund av kraftiga systemstörningar.

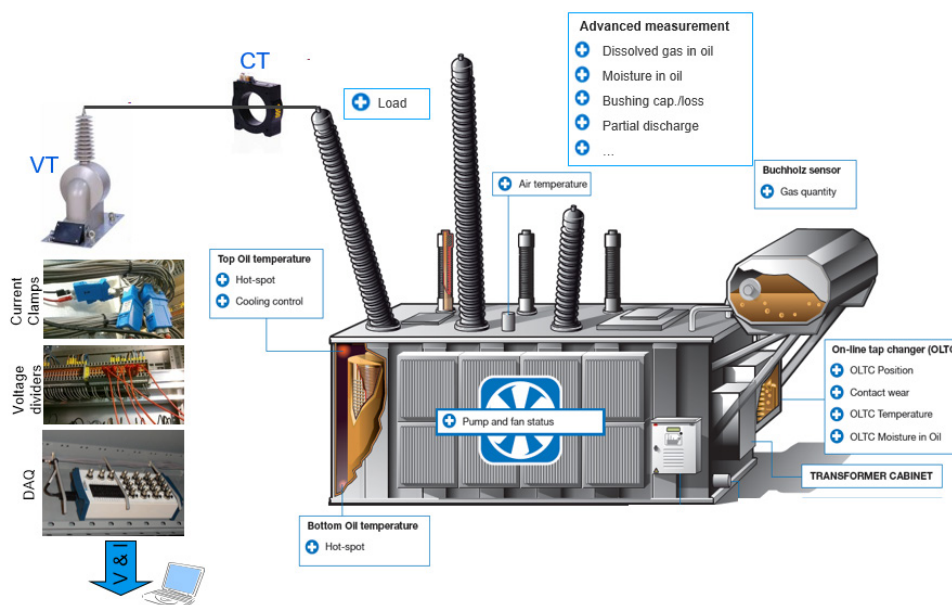
I bilaga B finns ett utlåtande från Mälarenergi om hur dessa resultat kan påverka riskanalysen.

2 Övervakning med Transformer Explorer

Krafttransformatorerna i ett ställverk är stora och komplicerade enheter som det tar lång tid och stora kostnader att ersätta om de skulle haverera. Internationell statistik [1] ger att haverisannolikheten är ca 1 % per transformator och år, vilket innebär att några havererar varje år i Sverige. Då ett transformatorhaveri dessutom kan ge omfattande skador på omgivningen från brand och splitter, är det av värde att försöka förutse och undvika haverier. Detta sker på olika sätt:

- Visuell inspektion på plats
- Mätning av vissa elektriska parametrar med transformatorn ur drift
- Analys av transformatoroljans gasinnehåll genom oljeprov som skickas till laboratorier
- Övervakning i drift

Transformatorövervakning är ingen nyhet, att kontrollera temperaturen är en form av övervakning som har funnits sedan transformatorernas barndom. Med tiden har mer utvecklade metoder blivit möjliga, som exempel kan nämnas gasanalys i drift och utrustning för att upptäcka intern gnistbildning. Ett antal av de kända övervakningsmetoderna illustreras i figur 1. Gemensamt för dessa är dels att de kräver speciell, ofta dyr, utrustning på transformatorn och dels att de inte kontrollerar transformatorns grundläggande egenskaper som omsättning, impedans och förluster. Det är med denna insikt som övervakningskonceptet Transformer Explorer har skapats.



Figur 1: Illustration av olika transformatorövervakningsmöjligheter med en installation av Transformer Explorer till vänster. CT = strömtransformator, VT = spänningstransformator.

Den grundläggande idén bakom Transformer Explorer är att använda mätutrustning som redan finns i ställverket och analysera dessa signaler på ett sådant sätt att

det går att kontrollera en transformators grundläggande egenskaper. Då den utrustning som krävs redan finns tillgänglig i många moderna ställverk, krävs ingen speciell hårdvara; allt som behövs är mjukvara för analys och administration. I äldre ställverk kan det krävas viss extra utrustning som exemplifieras i figur 1.

Analysen, som beskrivs i mer detalj nedan, ger uppskattningar av transformatorns grundläggande egenskaper i drift, omsättning, impedans och förlust, från en serie mätvärden under olika lastförhållanden. Skillnaden mellan varje mätvärde och det som förväntas från uppskattningarna är dessutom ett snabbt och känsligt sätt att upptäcka förändringar, som kommer att exemplifieras i kapitel 5. Transformer Explorer har tidigare beskrivits i några publikationer [2, 3].

2.1 TRANSFORMATORPROBLEM SOM KAN UPPTÄCKAS

Omsättning och impedansuppskattningarna är känsliga för ett antal erkända problem som kan uppstå i krafttransformatorer:

1. Varv kortslutning: upptäcks genom omsättningsförändring.
2. Lindningskopplarfunktion kontrolleras genom uppmätt omsättning.
3. Problem i magnetiska kärnan påverkar den magnetiserande (tomgångs) strömmen.
4. Lindningsdeformation påverkar transformatorns induktans.
5. Kontaktproblem, koxade kontakter i lindningskopplare och annat, påverkar resistansen.
6. Virvelströmmar påverkar magnetiserande strömmen och förlusten.

Dessutom är transformatorns totala förluster en allmän indikering av olika problem som är lika allmän som temperaturmätning men som ger betydligt snabbare respons.

I detta sammanhang är det viktigt att diskutera den möjliga precisionen i mätningarna. De normala ström- och spänningstransformatorer som används har ofta en noggrannhet i procentklassen eller sämre. Detta gör det i princip omöjligt att mäta t ex förluster i drift, då förlusten i en krafttransformator är mindre än en procent.

Lösningen till detta problem kommer från iakttagelsen att individuella mättransformatorer ger ett absolut mätfel inom den specificerade noggrannheten men att detta mätfel är relativt konstant. Vår erfarenhet är att variationen i mätvärdet från en enskild mättransformator är en storleksordning mindre än absoluta noggrannheten. Detta ger möjlighet att upptäcka förändringar med betydligt större känslighet än det absoluta mätvärdets noggrannhet och man behöver därför skilja på begreppen noggrannhet och känslighet.

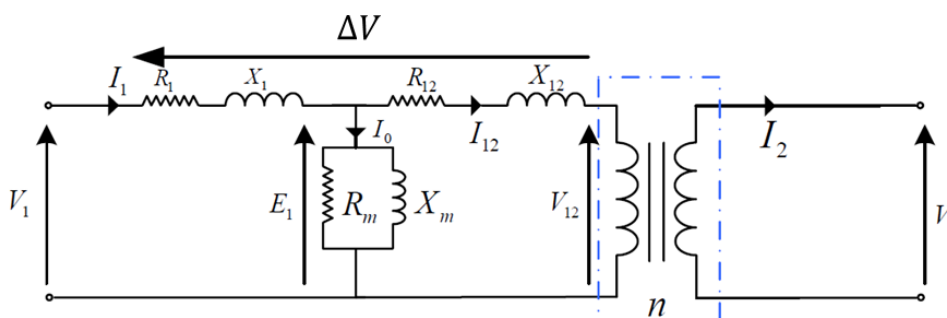
Noggrannheten är mätvärdets eller analysresultatets absoluta överensstämmelse med det faktiska värdet. Detta kan aldrig bli mycket bättre än den mest onoggranna mättransformator som används. Med korrigering av uppskattade skillnader mellan mättransformatorerna kan man få något bättre resultat men absoluta noggrannheten kommer ändå att bestämmas av precisionen i mättransformatorerna.

Känsligheten definieras som förmågan att upptäcka förändringar och bestäms främst av bruset i mätvärdena, som kan komma från elektriskt brus eller t ex temperaturförändringar. Elektriskt brus i kraftnätet brukar, efter vår erfarenhet, ligga i spannet 10 – 100 ppm och det är detta som ger den bästa tänkbara känsligheten om inga andra bruskällor finns.

Provinstallationerna av Transformer Explorer har alltid varit hänvisade till skyddskretsarna från mättransformatorerna. Dessa är dimensionerade för högre värden än mätkretsarna och har därmed sämre signal-brusförhållande och noggrannhet vid normala driftförhållanden. Då mätkretsarna är kopplade till debitering kan man dock ha förståelse för att nätoperatörerna inte vill riskera att de blir påverkade. Förhoppningsvis bidrar denna rapport till ökat förtroende för övervakningskonceptet så att man i framtiden får utnyttja mätkretsar. Detta skulle främst öka den absoluta noggrannheten i uppskattningarna men också känsligheten genom bättre signal-brus förhållande.

2.2 ANALYSMETODIK

Analysen utgår från en enkel transformatormodell som visas i figur 2. I denna modell tas hänsyn till den ström som krävs för att magnetisera kärnan samt resistans och induktans i lindningarna. De mätvärden som är tillgängliga är primärsidans spänning och ström (V_1 och I_1) och motsvarande på sekundärsidan (V_2 och I_2).



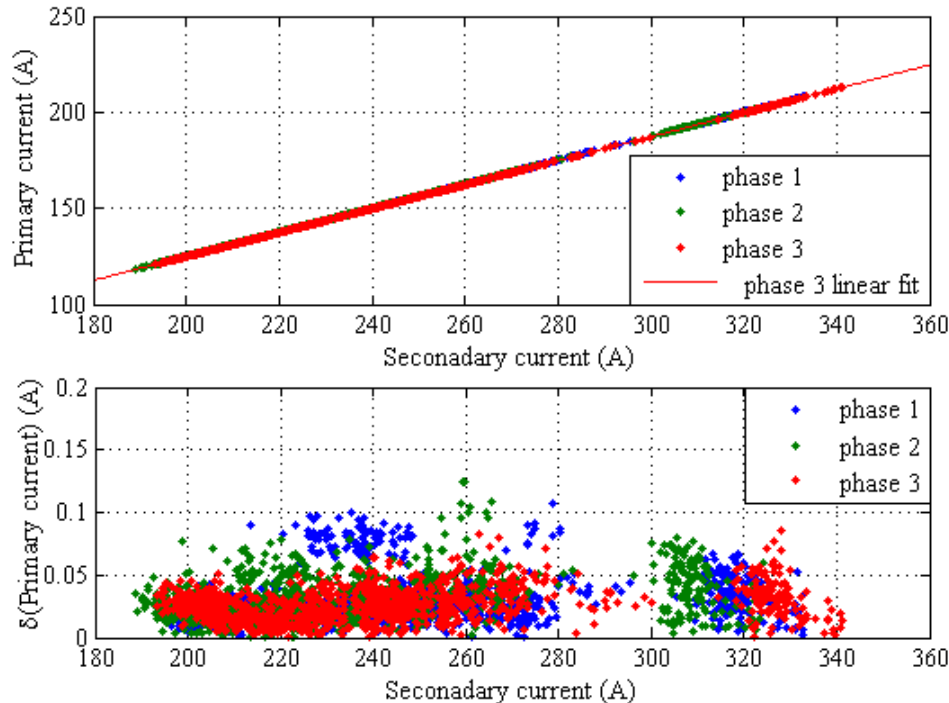
Figur 2: En enkel transformatormodell som, utöver en ideal transformator med omsättning n , också inkluderar effekter från magnetiska kärnan (R_m och X_m) samt lindningsimpedans.

På grund av den ström som går åt till att magnetisera kärnan, I_0 i figur 2, kan man inte bestämma lindningsinduktans och omsättning från en enda mätning eftersom I_0 inte är känd. Istället kan man uppskatta I_0 och omsättningen, n , från en serie mätningar under olika last, I_2 , eftersom I_1 och I_2 har ett linjärt beroende ifrån transformatormodellen i figur 2:

$$I_2 = n I_0 + n I_1 \quad (1)$$

Genom att anpassa de komplexa grundfrekvensamplituderna, "fasorerna" ("phasors" på engelska), av I_1 och I_2 vid olika last till ekvation 1 kan n och I_0 uppskattas. Ett exempel på en sådan passning visas i figur 3, där undre figuren visar mätvärdernas avvikelse från passningen. Man ser att avvikelsen är klart mindre än 100 ppm, vilket illustrerar vad som sagts om noggrannhet och känslighet. Passningen för de tre faserna kan skilja sig beroende på noggrannheten i strömtransformatorerna,

som är i storleksordningen procent, men mätvärden från enskilda givare varierar betydligt mindre.



Figur 3: Exempel på passning för omsättningsuppskattning enligt ekvation 1. Den övre figuren visar mätvärden för de tre faserna och en passning. Den undre visar avvikelsen av varje mätvärde från passningarna. Från [3].

Samma teknik kan användas för att uppskatta lindningsimpedansen genom spänningsfallet i transformatorn:

$$\Delta V = V_1 - nV_2 = Z_w \frac{I_2}{n} + Z_1 I_0 \quad (2)$$

Här är $Z_1 = R_1 + j X_1$ och $Z_2 = R_{21} + j X_{21}$ samt $Z_w = Z_1 + Z_2$. Lutningen av spänningsfallet som funktion av lasten ger alltså totala lindningsimpedansen Z_w .

2.3 UTVECKLINGSSTATUS

Transformer Explorer presenterades först i [2] med data från två korta fältmättingsförsök. Sedan dess har analysen använts på data från en handfull transformatorer till. Det har visat sig att konceptet är relativt komplicerat och därför är det fortfarande enbart ett fåtal som kan utföra analysen. Till en stor del tros detta bero på att det är ett större antal problem som kan upptäckas genom att studera data på olika sätt.

Detta konceptuella problem är snarlikt tolkningen av transformatoroljans gasinnehåll. Här kan också ett antal problem av olika natur upptäckas genom att studera förhållandet mellan olika gaser. Det har emellertid tagit decennier för gasanalysen att mogna till den allmänt erkända diagnosmetod den är idag.

Detta Energiforsk-projekt skall ses som ett sätt att demonstrera hur analyserna från Transformer Explorer kan användas för att få en indikation om transformatorns tillstånd.

3 Övervakningens uppbyggnad

I detta kapitel beskrivs hur mätvärden till Transformer Explorer kan erhållas i olika typer av ställverk med speciell betoning på installationen i det aktuella projektet.

3.1 TRANSFORMATORINFORMATION

Transformatorn vars övervakning beskrivs i denna rapport är en 132/33/10,5 kV tre-lindnings transformator med märkeffekt 50 MVA som är byggd av ASEA 1967. Den förser industrier och hushåll i Mälarenergis nät i Hallstahammar med ström tillsammans med en nyare transformator med liknande data. På 33 kV-sidan finns dessutom ett par mindre vattenkraftstationer som kommer att uppmärksammas i det följande.

Normalt är endast en av de två sekundära lindningarna lastad och parallelltransformatorn förser den andra spänningsnivån med ström. Endast några enstaka dagar under övervakningsperioden var båda sekundärlindningarna lastade. Observationerna i kapitel 4 fokuserar därför enbart på tider när antingen 33 kV eller 10,5 kV, men inte båda, förses med ström.

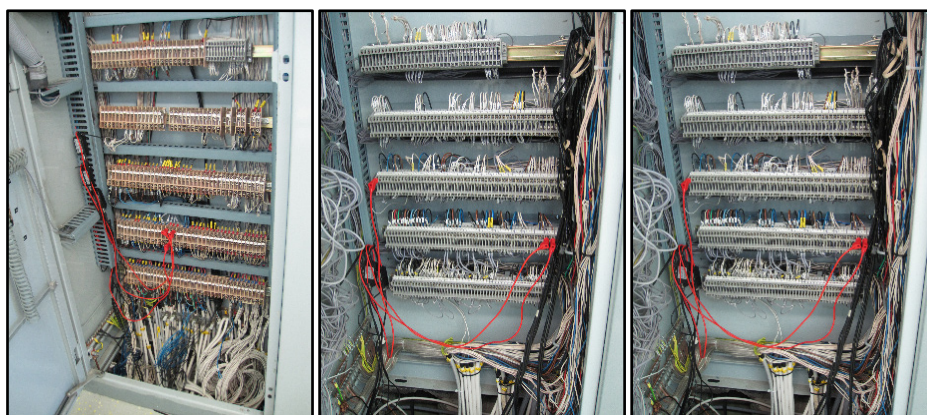
3.2 INKOPPLING AV ANALOGA SIGNALER

De mätsignaler som behövs för analysen är samtliga ström- och spänningsvågformer in och ut ur transformatorn. I detta fall blir det 18 signaler, 6 för varje spänningsnivå. I ett modernt eller moderniserat ställverk är det möjligt att dessa signaler redan är kopplade till en digital störningsskrivare t ex ett reläskydd, i så fall kan de nödvändiga signalerna hämtas digitalt och ingen analog installation behöver göras. I detta fall är ställverket inte helt digitaliserat och i synnerhet finns inte de nödvändiga signalerna tillgängliga på en och samma digitala enhet. Därför är det nödvändigt att installera egen digitaliseringsutrustning och koppla signalerna dit.

Dessa signaler tas från sekundären på de befintliga ström- och spänningstransformatorerna och installationen sker därför helt och hållet i ställverkets kontrollbyggnad. Ingenting behöver installeras direkt på transformatorn eller på andra ställen i ställverket. Digitaliseringsutrustningen som används är två stycken kort från National Instruments, NI-USB 6259 och 6218, båda med 16 kanaler var. Dessa laboratorieinsamlingskort accepterar en maximal spänning på 10 V och därför behöver signalerna från ställverket anpassas till insamlingskortet.

Spänningssignalerna i ett ställverk är normalt 110 V och en resistiv spänningsdelare används för att minska spänningen till användbar nivå med bibehållen kurvform. Sådana spänningsdelare kan enkelt anslutas till plintarna i kopplingsskåpen under drift. Strömsignalerna är standardmässigt 2 eller 5 A och här används strömtänger med omsättning 0,1 V/1 A som sluts runt strömtransformatorns sekundärledare, strömtransformatorns sekundärkrets behöver alltså inte brytas för installation och hela installationen kan alltså ske med ställverket i normal drift. Före installationen företogs en riskanalys som finns redovisad i bilaga A.

Det kan förtjäna att nämnas att arbetet med att identifiera de lämpliga platserna att installera anpassningsgivarna inte är triviale, speciellt inte i ett ställverk med tre spänningsnivåer och ett stort antal linjer ut. Linjescheman över ställverket behöver studeras ingående för att finna möjliga platser, sedan bör man betänka platsen för insamlingskorten och välja de slutliga platserna så att ledningsdragningen minimeras. Med hjälp av personal från Mälarenergi som var väl bekanta med ställverket lyckades det att hitta en lösning som innebar måttligt långa ledningar och själva installationen tog mindre än en arbetsdag. Figur 4 visar installationen av spänningsdelarna och figur 5 strömtängernas placering vid sekundärtransformatorerna till transformatorns differentialspänningsskydd.



Figur 4: Placering av spänningsdelare i fack för 132, 33 och 10 kV. De ansluts med banankontakt till provuttagen i kopplingsplintarna.



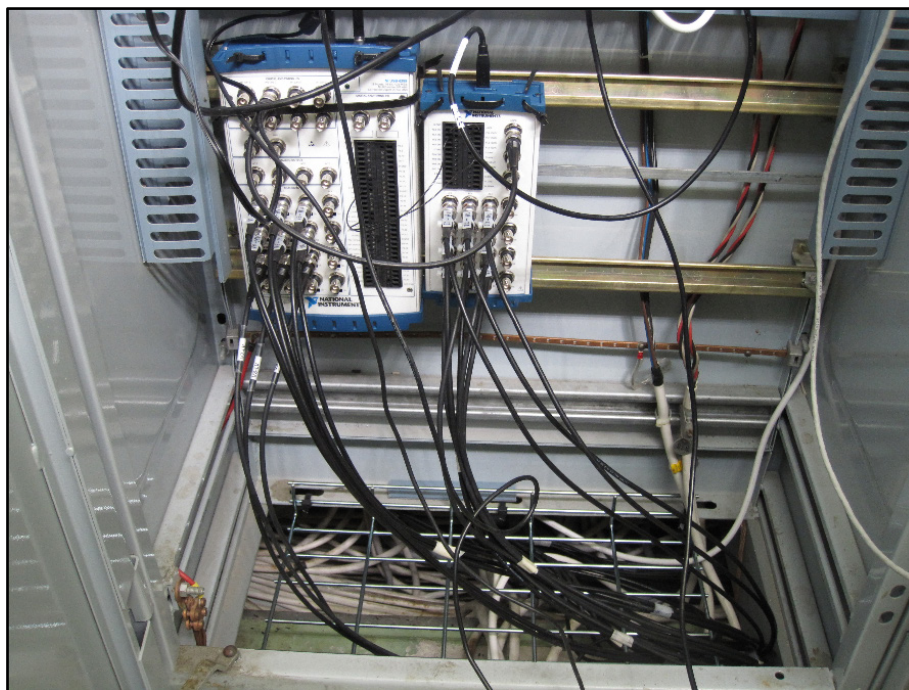
Figur 5: Placering av strömtänger (3 blå och 6 svarta) runt strömsignalerna till transformatorns differentialskydd. Alla strömsignaler kunde alltså fås ur samma ställverksfack.

I figur 5 kan man notera att strömtängerna är fixerade med hjälp av buntband och tejp. Erfarenheten från andra installationer har nämligen belyst vikten av att de

inte kan röra sig i förhållande till sin ledare då detta kan ge små förändringar i signalöverföringen. För en så känslig analys som det är frågan om här, kommer även förändringar i procentstorlek att ge tydliga resultat. Därför är det av stor vikt att fixera strömtängerna ordentligt.

3.3 DIGITALISERING OCH DATAINSAMLING

De elektriska signalerna från sekundärgivarna ansluts till två digitaliseringskort på grund av att 18 kanaler behövs och ett kort kan maximalt ta 16. Nödvändigheten att använda två kort var en extra komplikation vid denna installation, eftersom analysen ställer stora krav på synkronisering mellan kanalerna. Därför är korten kopplade som "Master-Slave", med ett kort levererande klocksignaler till det andra.



Figur 6: Insamlingskorten, NI-USB 6259 till vänster och NI-USB 6218 till höger, monterade i ett tomt ställverksfack och anslutna till de analoga signalerna med BNC-kablar. De två tunna svarta ledningarna mellan korten överför klocksignaler.

Korten kopplas med USB-förbindelse till en normal bärbar PC som kör insamlingsmjukvaran. Datorn är ansluten till internet med en 3G-router och kan fjärrstyras så att endast hårdvaruförändringar eller ett totalt bortfall av den mobila kommunikationen kräver ett personligt besök.

Mjukvaran för hanteringen av båda korten blir relativt komplex och hade endast provats under enklare förhållanden. Det krävdes därför en tids provkörning med programjusteringar efter installationen innan tillförlitliga resultat levererades. Detta arbete underlättades väsentligt av möjligheten till fjärrkontroll av datorn.

Datainsamlingsmjukvaran innehåller något mer funktionalitet än vad som krävs för Transformer Explorer, som bara behöver fasorer med någorlunda regelbundenhet. Normalt är 5 – 10 fasormätningar per timme relativt lagom men vid vissa provinstallationer har bara 2 – 3 per dygn varit möjliga. Det har emellertid visat sig mycket värdefullt att kunna konstatera om en plötslig förändring i mätresultaten är kopplad till en specifik händelse i elnätet och i så fall kunna studera vågformer från detta tillfälle i detalj. Därför kör insamlingsmjukvaran korten kontinuerligt med 10 000 insamlingar per kanal och sekund och analyserar signalerna efter plötsliga förändringar. Om en förändring upptäcks, sparas samtliga vågformer i en fil för eventuell framtida analys. I processen beräknas och loggas de fasorer som Transformer Explorer behöver i tabellfiler. Transformer Explorer applikationen kan också köras parallellt med insamlingsmjukvaran och hämta fasorer direkt från dess internminne. På så vis uppnår man en sann övervakning i drift, analysen som beskrivs nedan är dock baserad på fasorer från tabellfiler eftersom man då kan bestämma t ex vilka tider man vill studera.

4 Observerade transformatoregenskaper

Installationen skedde den 14 juni 2016, men först från den 1 juli började pålitliga data levereras på grund av nödvändiga mjukvarujusteringar. Här kommer vi att studera data från perioden juli till mitten av november 2016, under denna tid kan man notera följande:

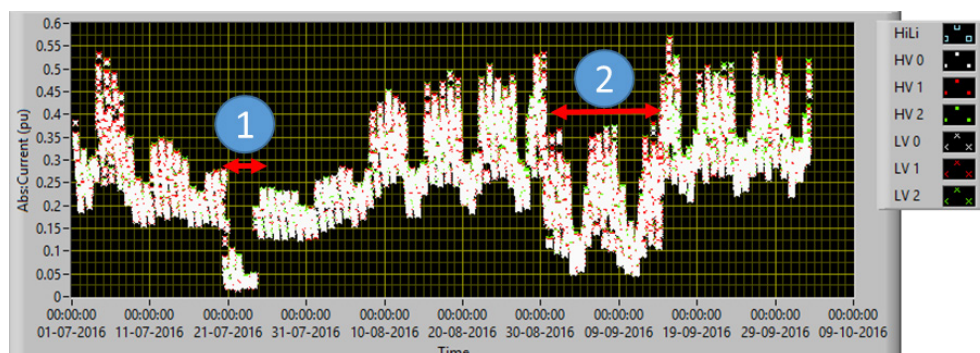
- Från juli till den 3e oktober var endast mellanspänningsnivån, 33 kV, lastad.
- Från den 3e oktober till den 18e november var lågspänningsnivån, 10 kV, i huvudsak enbart lastad.
- Mellan den 12e och 13e oktober var båda sekundärlindningarna lastade i något dygn.
- Lasten flyttades tillbaka till mellanspänningsnivån den 18e november.
- Det finns vattenkraftstationer på mellanspänningsnivån som var igång mellan den 20e och 24e juni samt från den 30e augusti till den 14e september.
- Kortvariga och kraftiga överströmmar observerades vid tre olika tillfällen: 30/6, 17/8 och 6/9. De varade ca 0.3 – 2 sekunder och mer detaljer och konsekvensanalys ges i kapitel 5.

I det följande beskrivs resultaten när mellanspänningsnivån respektive lågspänningsnivån är lastad separat. Tiden när båda lindningarna var lastade är kort och kräver speciell analys, därför beskrivs inte denna här.

4.1 ANALYS AV LAST PÅ MELLANSPÄNNINGSNIVÅN

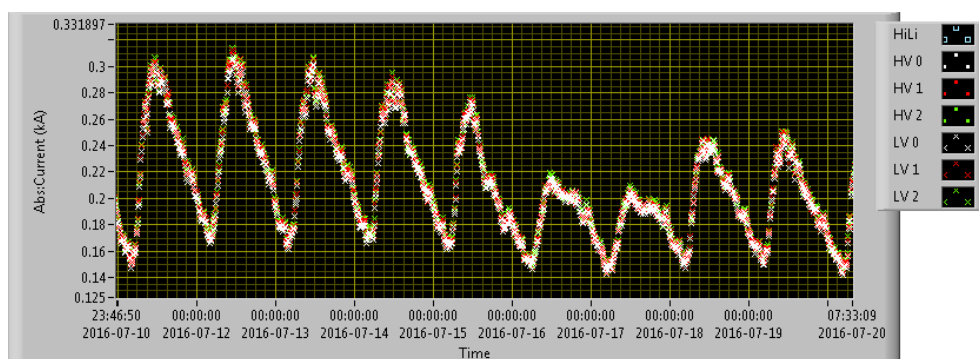
4.1.1 Lastprofil

I figur 7 visas strömmen genom transformatorn under de ungefär tre månader mellanspänningsnivån var lastad. I denna figur är strömmarna normaliserade mot nominell ström och är därför uttryckta i pu, "per unit". Man ser tydligt semesterperioden och en vardag-helg variation i lasten. Tiden när vattenkraftstationerna var igång ger också en märkbar påverkan på transformatorns last. Under den första perioden, markerad med "1" i figur 7, kan man till och med notera en liten ström till den högre spänningsnivån, dvs. reverserad last. Notera att detta inte syns i figur 7 eftersom den visar strömmens absolutbelopp.



Figur 7: Ström, i pu, genom transformatorn till mellanspänningsnivån under den studerade tiden. De två tillfällena då vattenkraftstationerna var igång är markerade och ses ge en märkbar påverkan på lasten.

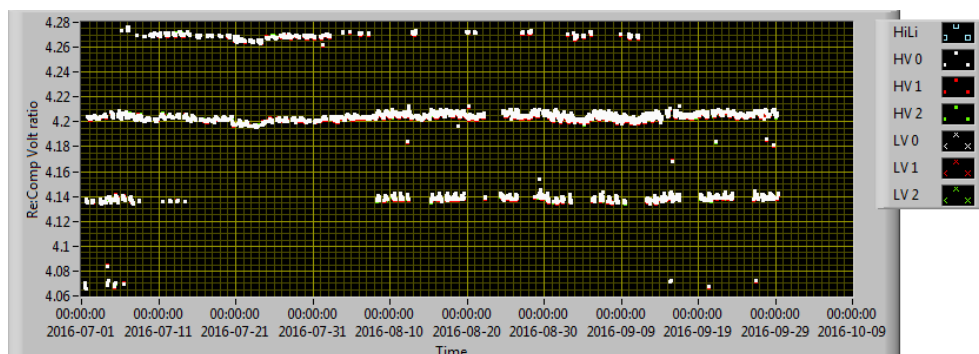
Mer detaljer om lastvariationen under en vecka ges i figur 8 som visar mellanspänningsströmmen i kA med ett mätintervall på 20 minuter. Den 11e juli var en måndag och man ser att lasten når en topp mellan klockan 10 och 14 varje vardag medan helgen innebär lättare last.



Figur 8: Ström, i kA, till mellanspänningsnivån under ca en vecka i juli.

4.1.2 Lindningskopplarlägen

I Transformer Explorer används strömmarna för att bestämma omsättningen som beskrivits i kapitel 2.2. Eftersom olika lindningskopplarlägen har olika omsättning och impedans är det nödvändigt att identifiera lindningskopplarläget vid varje mätning. För att undvika en logisk återkoppling används förhållandet mellan spänningar på primär och sekundärsidan, korregerat för spänningsfallet på grund av transformatorns impedans, som en indikation på lindningskopplarläget. Någon direkt information om lindningskopplarooperationer samlas inte in i denna installation och denna metod har visat sig tillfyllest i tidigare provinstallationer. I figur 9 visas omsättningen bestämd ur det korregerade spänningsförhållandet under den studerade tiden.



Figur 9: Spänningsförhållande mellan primärsida och mellanspänningssida korregerat för lastström under den studerade tiden.

I figur 9 ser man att huvudsakligen 3 lindningskopplarlägen har använts: läge 6 med omsättning 4,27, läge 7 med omsättning 4,20 samt läge 8 med omsättning 4,13.

Under perioden har 501 förändringar av lindningskopplarläget noterats, några kan ha missats eftersom analysen är gjord med 5 minuters intervall mellan mätningar. I genomsnitt användes varje lindningskopplarläge i 268 minuter och tabell 1 ger en sammanställning av antalet operationer till varje läge samt tiden i det läget.

Tabell 1: Statistik på observerade lindningskopplarlägen

Läge	Omsättning	Operationer till läge	Total tid i läge
10	4,0000	1	21 minuter
9	4,0668	13	573 minuter
8	4,1336	187	24873 minuter (~17 dagar)
7	4,2004	237	89432 minuter (>2 månader)
6	4,2672	63	19258 minuter (13 dagar)

4.1.3 Omsättningsuppskattning

Under perioden fick vi data nog för att göra uppskattningar av omsättning och impedans för tre lindningskopplarlägen: 6, 7 och 8. För att förkorta framställningen presenteras här bara resultat för läge 8, de andra är snarlika. Tabell 2 visar resultatet från linjärpassningen av primär- mot sekundärström som ger omsättning och tomgångsström.

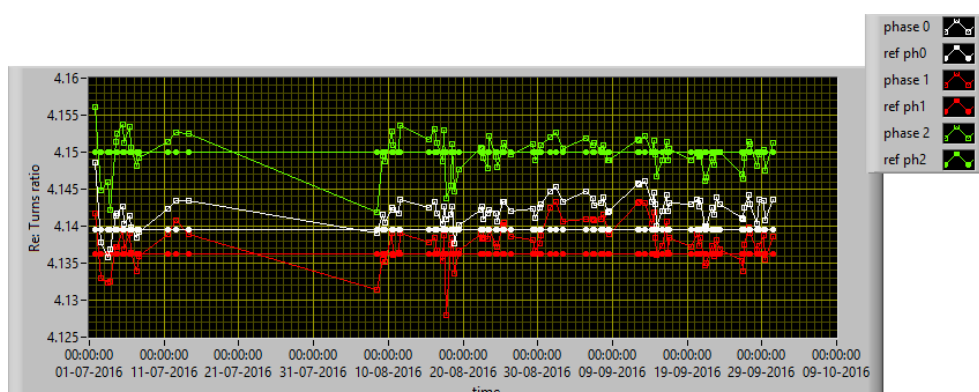
Tabell 2: Uppskattad omsättning och tomgångsström för lindningskopplarläge 8.

	Omsättning Nominellt 4,1336	Tomgångsström (A) (33 kV sidan)
Fas-A	4,139 – j 0,006	0,55
Fas-B	4,136 + j 0,008	0,39
Fas-C	4,150 + j 0,004	0,92
Medel	4,142	0,62

I tabell 2 ges omsättningen för varje fas som ett komplext tal fastän en omsättning skall vara reell, i detta fall är det nominella värdet 4,1336. Den imaginära delen ger då en uppskattning av det absoluta felet som härrör från strömtransformatorerna, se diskussion om noggrannhet och känslighet i kapitel 2.1. Man kan konstatera att den uppskattade omsättningen avviker från den förväntade ungefär som storleken av den imaginära delen, ca 0,1 %, och alltså inte är signifikant.

I analysen ingår inte bara att göra en total uppskattning av transformatorns omsättning, det görs också individuella och oberoende uppskattningar när tillräckligt mycket data finns tillgänglig. Figur 10 illustrerar resultaten från de oberoende omsättningsuppskattningarna under perioden. Man ser att de individuella oberoende uppskattningarna varierar ca $\pm 0,005$, dvs. 0.1 %, från totaluppskattningen. Skillnaden mellan faser måste då hänföras till onoggrannhet i givare.

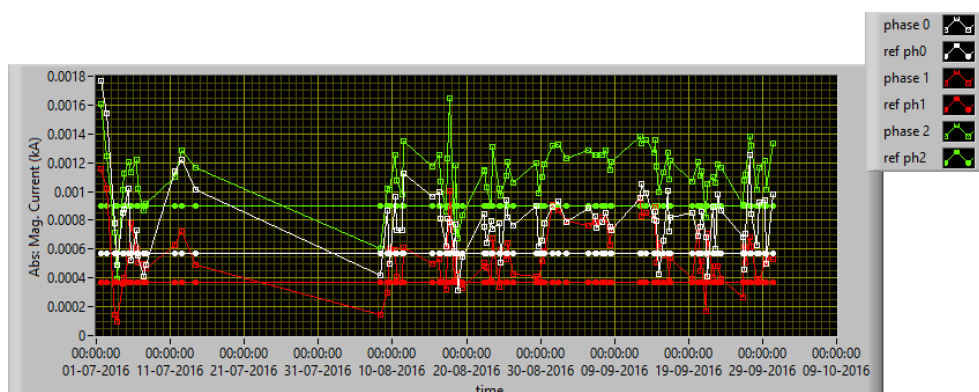
En riktig förändring i omsättning borde indikera en varvkortslutning vilket är ett mycket allvarligt fel. Här kan vi alltså se förändringar i omsättning i storleksordningen 0.2 %, vilket är mycket känsligare än transformatorskydd som normalt behöver 5 – 20 % förändring för att reagera. En kortslutning mellan två intilliggande varv i en lindning med 500 varv skulle alltså gå att upptäcka.



Figur 10: Realtid av omsättningsuppskattningar för lindningskopplarläge 8 under perioden. De rätta linjerna visar totaluppskattningar för de tre faserna medan de oberoende uppskattningarna visas med ofyllda symboler vid den tid då tillräckligt med nya data blivit tillgängliga sedan senaste uppskattningen.

4.1.4 Uppskattning av magnetiseringsström

Passningen av primär- mot sekundärström ger inte bara en omsättningsuppskattning, den konstanta termen i ekvation 2 är en uppskattning av magnetiseringsströmmen sett från sekundärsidan. Totaluppskattningen ges i tabell 2 medan de oberoende uppskattningarna visas i figur 11. I protokollet från fabrikens leveransprov anges tomgångsförlusterna vara 36,12 kW, vilket motsvarar en magnetiseringsström på 0,63 A på 33 kV sidan. Uppskattningen av magnetiseringsström är alltså mycket nära den ursprungliga mätningen i fabrik, möjligtvis kan man notera att fas C har en något högre magnetiseringsström.



Figur 11: Oberoende uppskattningar av magnetiseringsströmmens absolutvärde för läge 8, sett från sekundärsidan. Plottat på samma sätt som i figur 10.

En förändring i magnetiseringsström kan peka på förändringar i magnetiska kärnan eller komma från virvelströmmar var som helst i transformertanken.

4.1.5 Impedansuppskattning

Transformatorns impedans uppskattas från spänningsfallets lastberoende enligt ekvation 2 (kapitel 2.2). I tabell 3 ges värden på totaluppskattningar för läge 8 och oberoende uppskattningar visas i figur 12 och 13. På transformatorns märkskylt anges impedansen som den procentandel av nominella spänningen som krävs för

att ge nominell ström, för denna transformator 10,1 %. I provprotokollet från fabriken anges den resistiva delen på samma sätt till 0,376 %. Omräknat till Ohm på primärsidan betyder detta $1,310 + j 35,197 \Omega$ för nominellt lindningskopplarläge, läge 10. Impedansen beror på lindningskopplarläget, T , som:

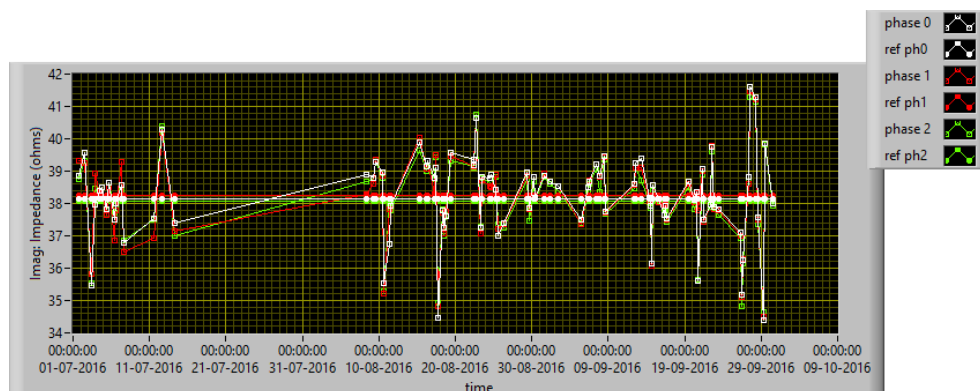
$$Z(T) = Z(T_n)(1 - \delta_T (T - T_n))^2 \quad (3)$$

där $Z(T_n)$ är impedansen vid nominellt läge, T_n , och δ_T är lindningskopplarlägesteget, här 1,67 %. För läge 8 får vi då $1,399 + j 37,586 \Omega$, som kan jämföras med de uppskattade värdena.

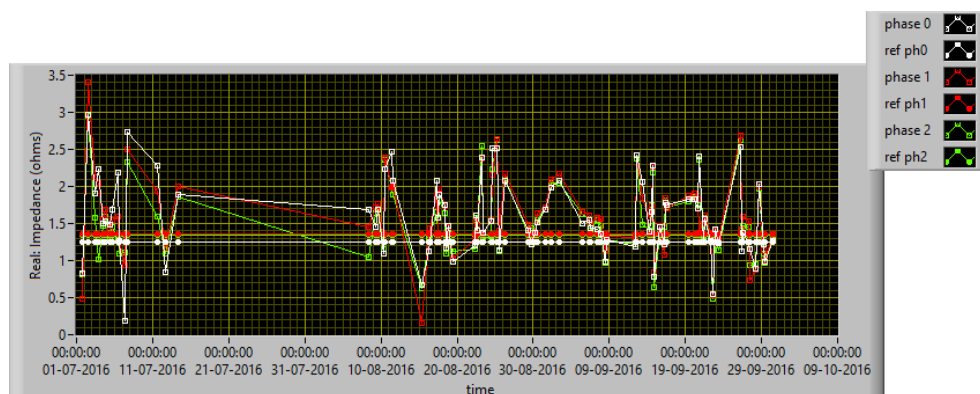
Tabell 3: Uppskattad impedans på primärsidan för läge 8.

	Impedans (Ω)
	Nominellt $1,40 + j 37,59$
Fas-A	$1,25 + j 38,15$
Fas-B	$1,36 + j 38,25$
Fas-C	$1,35 + j 38,07$
Medel	$1,32 + j 38,15$

Man kan notera att den uppskattade impedansen stämmer ganska väl med den som kan beräknas från fabriksproven och att det därför inte hänt något som väsentligt påverkat impedansen under 50 år.



Figur 12: Oberoende uppskattningar av impedansens imaginärdel för lindningskopplarläge 8.

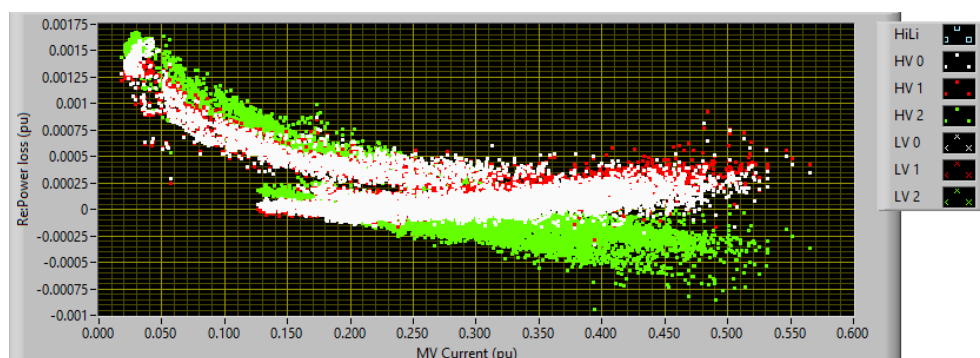


Figur 13: Oberoende uppskattningar av impedansens realdel för lindningskopplarläge 8.

En förändring av impedansens imaginärdel, induktansen, kan bero på att lindningens geometri har ändrats, t ex genom deformation. Därför är det av värde att kontrollera induktansen om transformatorn har blivit utsatt för ett större systemfel, något som exemplifieras i kapitel 5. Ändring av impedansens realdel, resistansen, kan uppkomma på grund av kontaktproblem som koxade kontakter i lindningskopplaren.

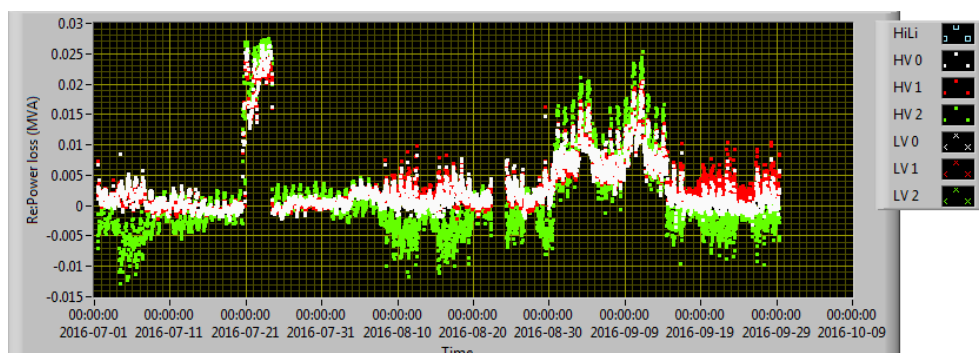
4.1.6 Effektförlust

Effektförlusten beräknas som skillnaden mellan in- och utgående effekt och här, i synnerhet, gäller vad som sagts om noggrannhet och känslighet i kapitel 2.1. Effektförlusten är nämligen i storleksordningen 0,1 % av den nominella effekten som framgår av figur 14. En obalans mellan givare på primär- och sekundärsidan kan resultera i att effektförlusten synes minska vid högre effekt och till och med bli negativ. Det är alltså främst förändringar av effektförlusten som kan ge indikation om transformatorproblem. Trots detta kan vi från figur 14 konstatera att förlusten verkar hålla sig inom rimliga gränser, ca 0,1 % av nominell effekt.



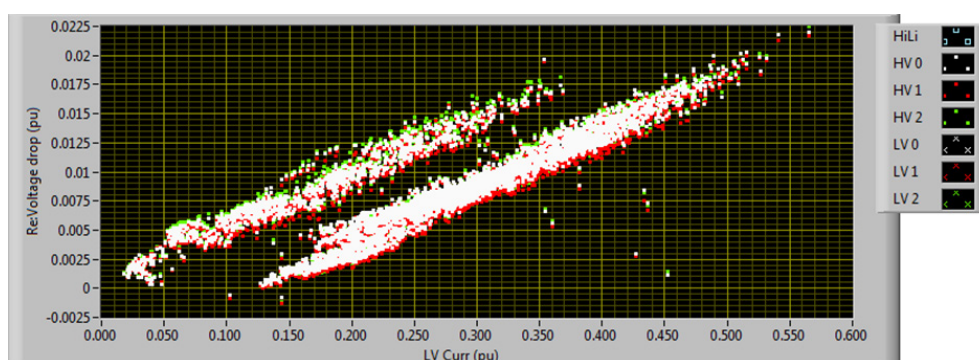
Figur 14: Effektförlust per fas som funktion av ström i andelar av nominell effekt, pu.

Det framgår tydligt i figur 14 att effektförlustuppskattningarna är lite anmärkningsvärda, det finns tydligen två olika förluster vid vissa laster. Mätningarna verkar vara fördelade på två olika "moln", där det som dominerar vid låga laster har betydligt högre förluster. För att undersöka denna observation ytterligare visas i figur 15 effektförlusten som funktion av tid. Man ser tydligt att det är två tidsperioder som bidrar till de höga förlusterna, runt den 22 juni och början av september, då förlusterna var 10 – 25 kW per fas till skillnad från övriga tider då de var mindre än 10 kW.



Figur 15: Effektförlust som i figur 14 men nu som funktion av tid och i MW.

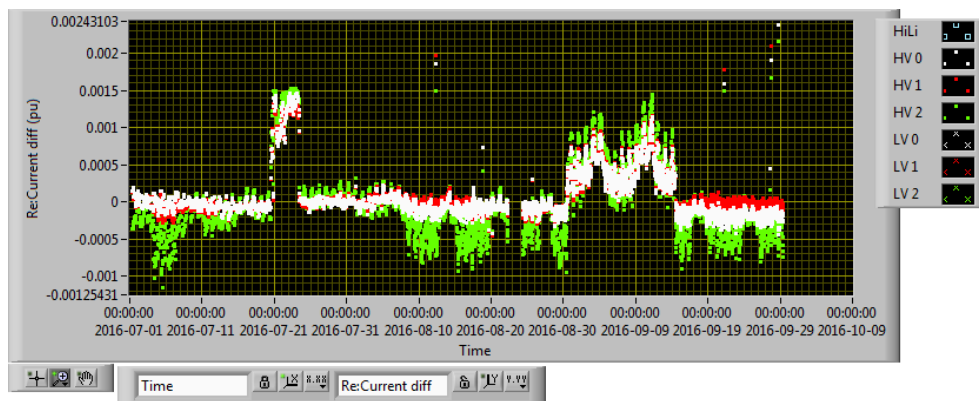
För att ge ytterligare information om denna extra förlust visas i figur 16 realdelen av spänningsfallet som funktion av lastström. Spänningsfallet definieras i ekvation 2, kapitel 2.2. I figur 16 syns tydligt två separata moln där det övre kan visas komma från samma tider som de högre förlusterna, ifrån figuren kan man i alla fall konstatera att lägsta lasten är lägre för det övre molnet.



Figur 16: Realdelen av spänningsfallet mot lastström i pu skala.

En viktig iakttagelse från figur 16 är att lutningen av de två molnen är densamma, dvs. realdelen av impedansen är densamma enligt ekvation 2. Det övre molnet är bara parallellförflyttat uppåt vilket motsvarar att $Z_1 I_0$ -termen i ekvation 2 har ökat. Om lindningsimpedansen är oförändrad, återstår bara möjligheten att magnetiseringsströmmen har ökat vilket då skulle vara ett steg närmare en förklaring på de högre förlusterna vid vissa perioder.

En ytterligare verifiering att något är speciellt under perioderna med högre förluster fås genom att studera strömskillnaden, $I_1 - n I_2$, som funktion av tid, figur 17. Man ser att under de aktuella perioderna går strömskillnaden upp till 0.1 %, svarande mot 0.2 A på primärsidan och 0.9 A på sekundärsidan. Övriga tider är den mindre och med omvänt tecken.



Figur 17: Skillnad mellan primär- och sekundärström.

En uppmärksam läsare har naturligtvis redan konstaterat att tiderna med högre förluster sammanfaller med de tider vattenkraftaggregaten på mellanspänningssidan varit igång. Detta är ytterligare en pusselbit i förklaringen: med generering på båda sidor av transformatorn kan den dra magnetiseringsström från vilken sida som helst och tydligen påverkar detta storleken på magnetiseringsström och därmed förlusten. Det är däremot svårt att hitta en förklaring varför magnetiseringsströmmen påverkas, en annan av våra provinstallationer transformerar effekt åt båda hållen i mycket högre grad och där syns inga liknande fenomen.

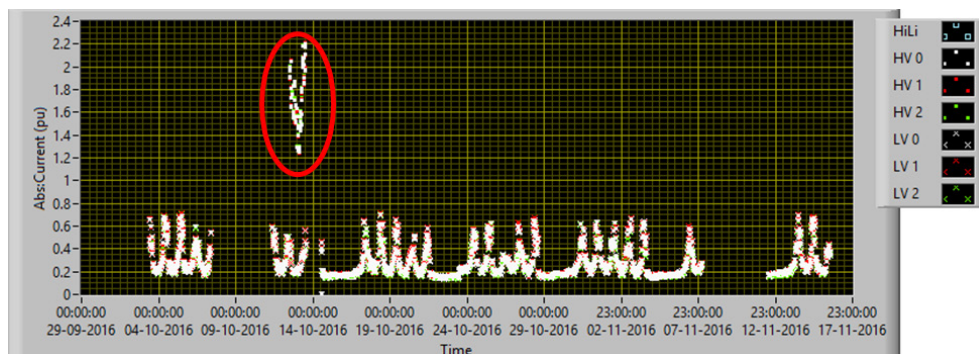
4.2 ANALYS AV LAST PÅ LÅGSPÄNNINGSNIVÅN

Lågspänningssidan är dimensionerad för en tredjedel av lasten på de övriga två lindningarna och är kopplad i delta, de övriga är Y-kopplade. Eftersom de strömmar och spänningar som mäts hänför sig till ledningarna måste dessa transformerar för att få fram ström och spänning i lindningarna som behövs för analysen. Detta är en teknik som är känd sedan länge och Transformer Explorer använder en generell metod [4] i stället för den stora uppsättning ekvationer som traditionellt har behövts för att täcka alla olika vektorgrupper som kan förekomma i transformatorer.

4.2.1 Lastprofil

Strömmar för hela perioden då lågspänningssidan är lastad visas som relativ ström i figur 18. Perioden då båda sekundärlindningarna var lastade syns tydligt för då skiljer sig primär- och sekundärströmmen. Att primärströmmen når runt 2 ggr nominell ström förklaras av den lägre nominella lasten på lågspänningssidan som definierar skalan i figuren. I figuren framgår också att data saknas för en sammanlagd period på någon vecka som orsakades dels av last på mellanspänningssidan och dels av att datorn fick minnesproblem och det tog en tid innan dessa upptäcktes.

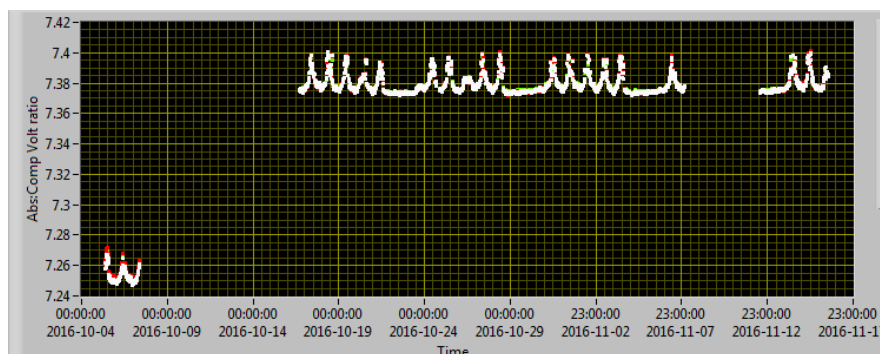
För resten av analysen i denna rapport bortses från tiden med båda sekundärlindningarna lastade eftersom denna är kort och kräver en mer avancerad analys. Med bara lågspänningssidan lastad är observerad toppeffekt ca 0.6 pu eller ca 10 MVA och lasten följer cykliska dygns- och veckocykler.



Figur 18: Strömmar i relation till nominell ström (pu) under tiden lågspänningssidan är lastad. Tiden då mellan-spänningssidan också var lastad är markerad.

4.2.2 Lindningskopplarlägen

Inga lindningskopplarooperationer har noterats med lågspänningssidan lastad. Två olika lägen har dock använts men omkopplingen har gjorts då mellanspänningen var lastad. I figur 19 visas korregerade spänningsförhållandet under den studerade tiden på liknande sätt som i figur 9. Läge 10 ger nominellt en omsättning på 7,258 och läge 9 ger 7,3793.



Figur 19: Spänningsförhållande korregerat för spänningsfall med lågspänningssidan lastad, snarlikt figur 9.

I figur 19 kan man notera ett lastberoende. Detta beror på att transformatorn enligt provprotokollet är konstruerad med en ganska stor lindningsresistans, ungefär 7 % av induktansen. Korrektionen för spänningsfall tar inte hänsyn till en resistiv del då det hittills inte behövts och oftast vet man bara totala impedansen från märkskylten. Resultatet här pekar på att detta behöver korrigeras i kommande versioner.

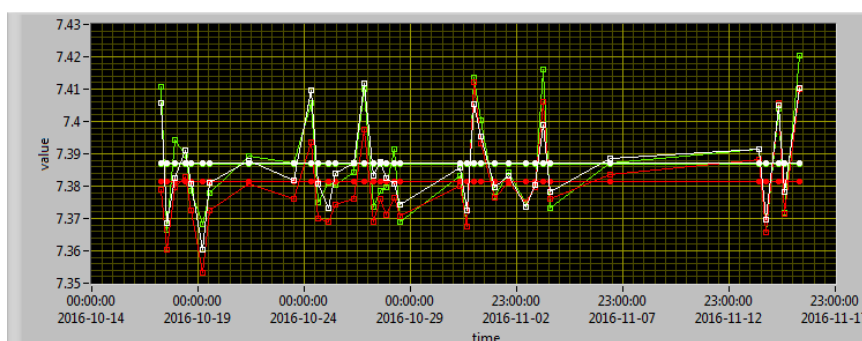
4.2.3 Omsättningsuppskattning

Här studerar vi lindningskopplarläge 9 och i tabell 4 redovisas den uppskattade omsättningen i varje fas separat. Omsättningsuppskattningen ligger inom den osäkerhet som indikeras av imaginärdelen, ca 0,1 %.

Tabell 4: Uppskattad omsättning och tomgångsström för lindningskopplarläge 9 med lågspänningssidan lastad.

	Omsättning (nominellt 7,379)	Tomgångsström (A) (10,5 kV sidan)
Fas-A	7,387 – j 0,015	2,91
Fas-B	7,381 – j 0,011	2,71
Fas-C	7,387 + j 0,008	3,10
Medel	7,385	2,90

De oberoende uppskattningarna visas i figur 20 och tidvis varierar de upp till 0,5 % men ingen förändring kan skönjas under perioden.



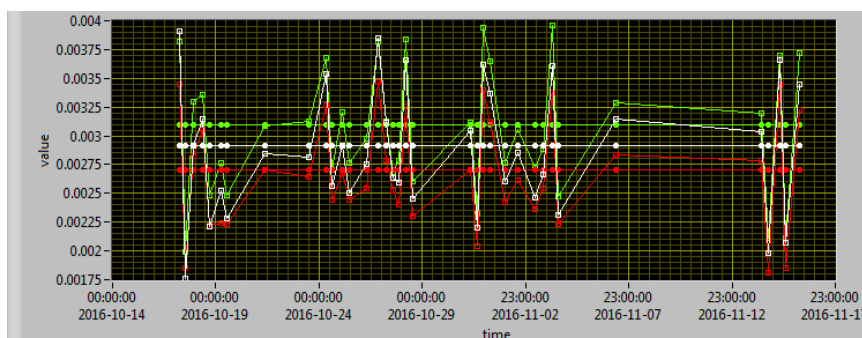
Figur 20: Omsättningsuppskattningar i läge 9 med lågspänningssidan lastad, snarlik figur 10.

4.2.4 Uppskattning av magnetiseringsström

Totaluppskattningen av magnetiseringsströmmen framgår av tabell 4 och de oberoende uppskattningarna visas i figur 21. Den tomgångsförlust som uppges i protokollet från leveransprovet, 36,12 kW, svarar mot 1,98 A magnetiseringsström på lågspänningssidan. De uppskattade värdena är alltså ca 50 % högre. Omräknat till 132 kV-sidan verkar transformatorn dra ca 0,27 A i tomgång med lågspänningssidan lastad och endast 0,15 A då 33 kV nivån är lastad.

Figur 21 visar att denna skillnad är signifikant men då den också är svårförklarlig bör man inte bortse ifrån möjligheten att mättransformatorerna spelar in – de är ju olika på mellan- och lågspänningsnivån. Den observerade skillnaden skall jämföras med de nominella strömmarna, 218 A på 132 kV sidan och 530 A på 10,5 kV sidan som endast är dimensionerad för 16,7 MVA. Små olikheter i strömtransformatorerna, mycket mindre än 1 %, kan alltså lätt ge detta resultat, vilket ytterligare understryker diskussionen om noggrannhet och känslighet i kapitel 2.1.

Inga tydliga variationer i tomgångsströmmen under övervakningsperioden kan dock skönjas i figur 21.



Figur 21: Absolutvärdet av magnetiseringsström i läge 9 med lågspänningssidan lastad. Snarlikt figur 11.

4.2.5 Impedansuppskattning

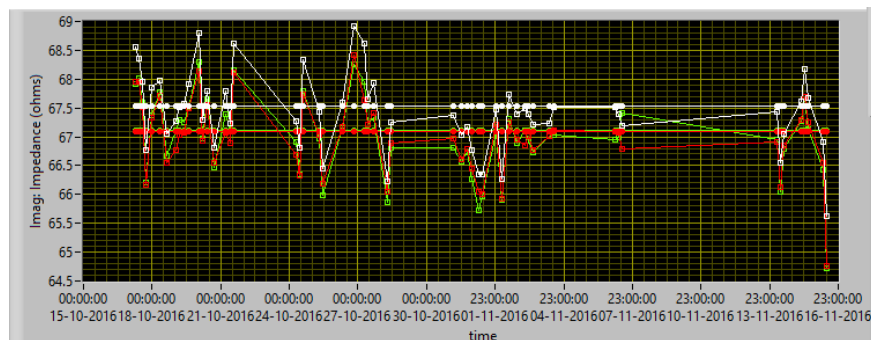
Transformatorns märkplåt anger impedansen 6,1 %, testprotokollet anger också realdelen 0,403 % vid lindningskopplarläge 10. Med ekvation 3 ger detta den nominella impedansen för läge 9 som anges i tabell 5, där uppskattningarna för de tre faserna sammanfattas. I Figurer 22 och 23 visas de oberoende uppskattningarna.

Tabell 5: Uppskattad impedans på primärsidan för läge 9 med lågspänningssidan lastad.

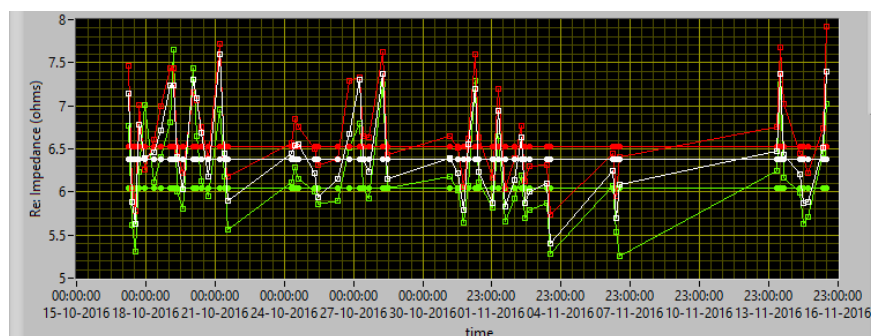
	Impedans (Ω)
	Nominellt $4,35 + j 65,57$
Fas-A	$6,37 + j 67,52$
Fas-B	$6,53 + j 67,10$
Fas-C	$6,05 + j 67,12$
Medel	$6,32 + j 67,25$

Här kan man först konstatera att realdelen av impedansen, lindningsresistansen, är ovanligt stor. Detta är uppenbarligen ett val som gjorts redan vid transformatorns konstruktion eftersom detta anges i provprotokollet utan vidare anmärkningar.

För både real- och imaginärdel ligger uppskattningarna några Ohm högre än nominellt. Betraktas enbart den resistiva delen, är uppskattningen ca 50 % högre än det nominella värdet. Från figur 22 och 23 framgår att denna skillnad är statistiskt signifikant och återigen är mättransformatorerna den enda mättekniska aspekt som kan påverka resultatet. Detta får ses som den mest troliga förklaringen om inga ytterligare indikationer på förhöjda lindningsresistanser finns, t ex från mätningar under översyn av transformatorn. Om inga resistansmättningsresultat finns tillgängliga bör man överväga att göra en sådan mätning vid nästa översyn.



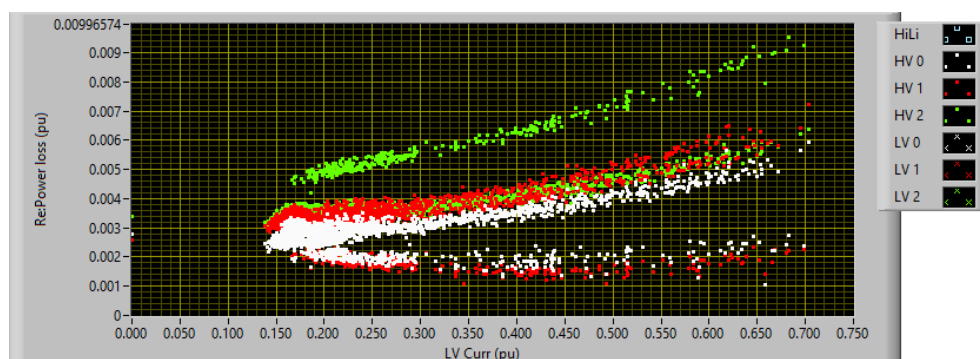
Figur 22: Oberoende uppskattningar av impedansens imaginärdel, lindningsinduktansen, för lindningskopparläge 9 då lågspänningssidan är lastad.



Figur 23: Oberoende uppskattningar av impedansens realdel för lindningskopparläge 9 då lågspänningssidan är lastad.

4.2.6 Effektförlust

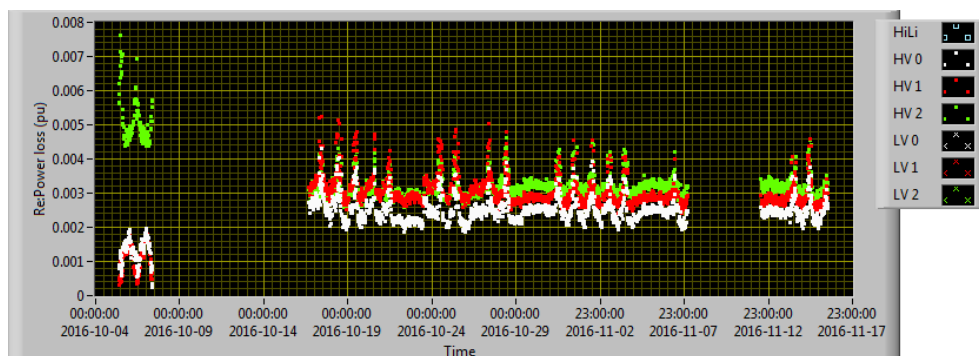
Den observerade aktiva förlusten visas som funktion av last i figur 24. Till skillnad från när mellanspänningssidan var lastad, figur 14, syns inga ökade förluster vid låga laster, tomgångsförlusten kan uppskattas till 0,3 %, dvs. totalt ca 50 kW. Något högre än provprotokollets 36,12 KW men inte anmärkningsvärt, speciellt inte med tanke på osäkerheten från mättransformatorerna.



Figur 24: Aktiv förlust under tiden lågspänningssidan är lastad, relativt nominell last (pu).

I figur 24 syns att i vissa mätningar skiljer aktiva förlusten i faserna. Detta kan hänföras till skillnaden i lindningskopparläge, figur 25 visar den aktiva förlusten som

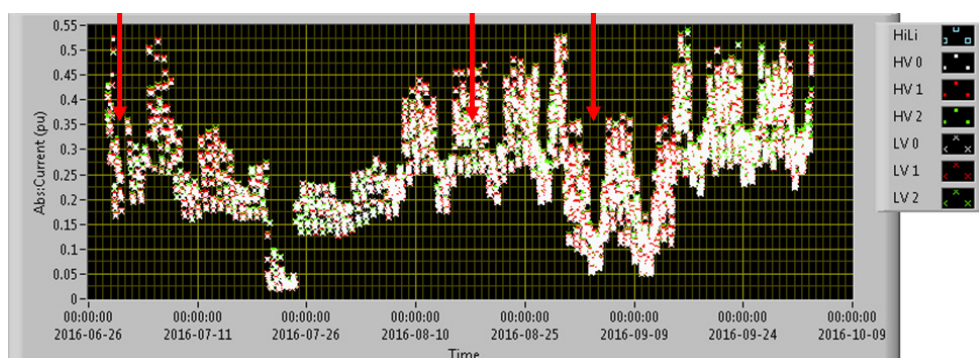
funktion av tid. De avvikande förlusterna uppträder i början på oktober då lindningskopplaren stod i läge 10, se figur 19, under resten av tiden var läget 9. Närmare undersökningar visar att den kompensation som görs för att balansera primär- och sekundär givare påverkar denna skillnad. Ett annat val av kompensation kan få skillnaden mellan lägen att försvinna till priset av större skillnader mellan faser och ett ännu större lastberoende.



Figur 25: Relativ aktiv förlust som funktion av tid.

5 Systemstörningar

Som nämndes i början av förra kapitlet, observerades några anmärkningsvärda händelser vid tre olika tillfällen med strömmar som var upp till en storleksordning högre än de nominella. Dessa händelser varade mellan 0,35 och 1,7 sekunder och de tider då de observerades visas i figur 26: 30e juni, 17e augusti och 6e september. Händelserna berodde på extern påverkan som fallande träd och hanterades efter en skyddsfilosofi där skydd på sekundärsidan skall hinna bryta innan, som reservåtgärd, transformatorn kopplas ifrån och gör alla sekundärlinjer strömlösa.



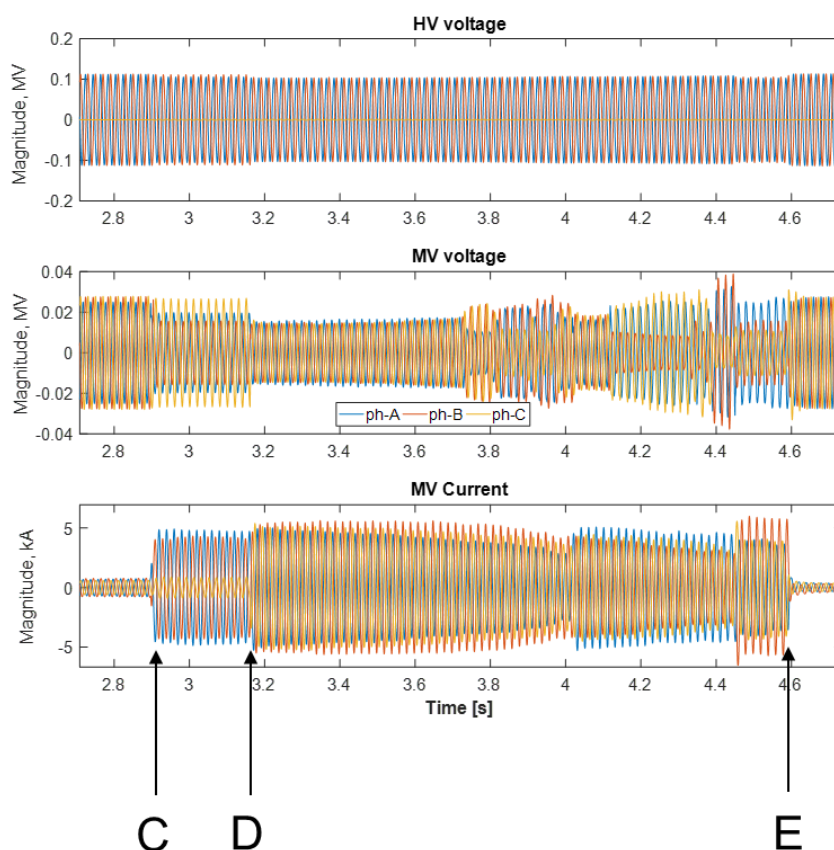
Figur 26: Lastprofil som i figur 7 men här är tiden för systemhändelserna indikerade.

5.1 EXEMPEL PÅ STÖRNING

Det är tack vare den mer avancerade insamlingsmetodiken, som nämndes i kapitel 2.2, som insamlingssystemet har sparat vågformsfiler från dessa händelser, förutom ett stort antal mindre anmärkningsvärda. Dessa filer omfattar samtliga kanaler under 10 sekunder och ger en inblick i händelseförloppets detaljer, som här exemplifieras med händelsen den 17e augusti.

I figur 27 visas förloppet, översta grafen visar primärspänning, därunder sekundärspänning och underst sekundärström. Händelsen syns tydligt mellan punkt C och E i figuren, då strömmen plötsligt ökar tio gånger i faserna A och B, den tredje fasen ökar senare, efter ca 18 perioder, D. Hela störningen varar ca 1,7 sekunder och strömmarna minskar till en något lägre amplitud än innan, från ca 600 A till ca 400 A. Denna minskning beror på att lasten på den störda linjen kopplats bort.

Primärspänningen påverkas relativt lite av händelsen, vilket visar att 132 kV nätet är starkt nog att upprätthålla spänningsnivån för denna storlek på störning. Sekundärspänningen påverkas däremot mycket på grund av transformatorns inre impedans och begränsar därför maximala strömmen under händelsen.



Figur 27: Händelseförloppet den 17e augusti, här visas primärspänning överst, sedan sekundärspänning och underst sekundärström.

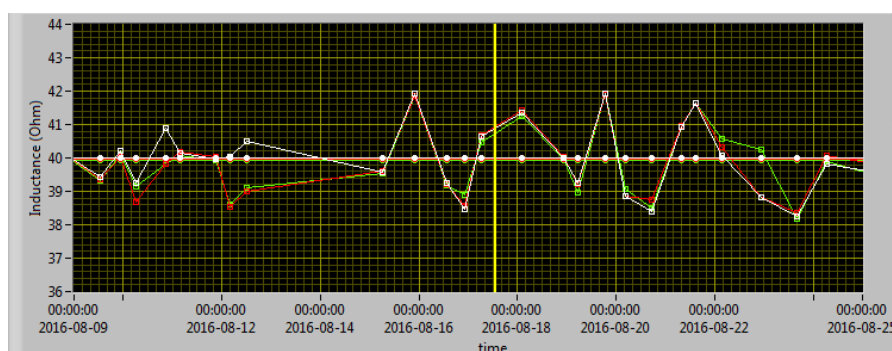
5.2 PÅVERKAN PÅ TRANSFORMATORN

Eftersom transformatorn var i drift före, under och efter en händelse med så stora strömmar genom lindningarna, kan man inte utesluta att detta påverkat den. Lasten var tio gånger större än nominell i ungefär 90 perioder med maximalt 16 gånger nominell ström i 18 perioder. De mekaniska krafterna från sådana överströmmar kan deformera lindningarna, speciellt om de inte är tillräckligt inspända. En deformation kommer att påverka lindningens induktans och kan på så sätt upptäckas. Andra konsekvenser, som deformation av magnetiska kärnan, kan heller inte uteslutas. Därför motiverar extrema händelser som dessa en speciell undersökning för att se om någon permanent förändring av transformatorns egenskaper kan upptäckas. Det är nämligen väsentligen tre saker som får en transformator att åldras: temperatur, fukt och systemstörningar som överströmmar och överspänningar.

En av fördelarna med Transformer Explorer-övervakning är möjligheten att utvärdera kritiska transformatorparametrar efter att transformatorn blivit utsatt för sådan kraftig påverkan. Även om transformatorn överlevde, kan händelsen ha reducerat dess möjligheter att överleva framtida liknande händelser. Den kan också ha verkat efter någon tid om händelsen har initierat ett fel som förvärras under normal drift.

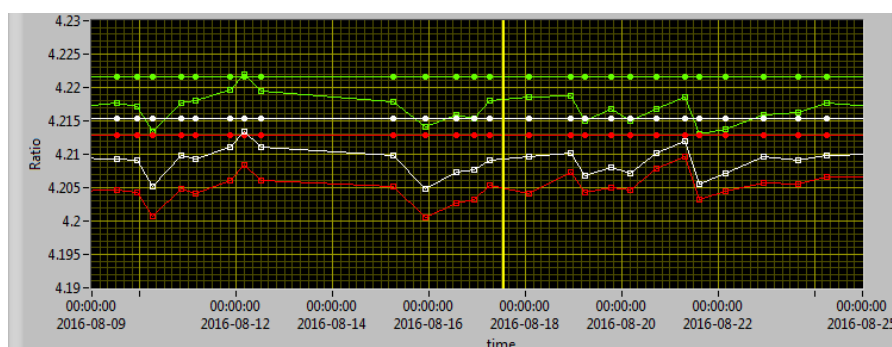
En sådan utvärdering är enkel om transformatorn är övervakad som i detta fall, vilket demonstreras nedan. I andra fall kan en kort tillfällig installation göras för att uppskatta de kritiska parametrarna. Sådana resultat bör helst jämföras med liknande resultat innan händelsen. Om sådana inte finns tillgängliga, kan data från märkskylt och fabriksprov användas som referensvärden, dock med mindre känslighet för förändringar på grund av onoggrannheten i mättransformatorerna.

För kraftiga överströmmar, som i detta fall, är den sannolikaste skadan en lindningsdeformation som kommer att påverka transformatorns induktans. Figur 28 visar de oberoende impedansuppskattningarna en vecka före och efter händelsen den 17e augusti i lindningskopplarläge 7, som är vanligast under denna period. Eftersom olika lägen ger något olika induktans är det viktigt att studera data från ett enda läge. Ingen märkbar förändring kan skönjas i induktansen efter händelsen. I synnerhet avviker de tre faserna på samma sätt från referensvärdet, något som inte skulle ske om en av de tre faserna blivit deformerad.



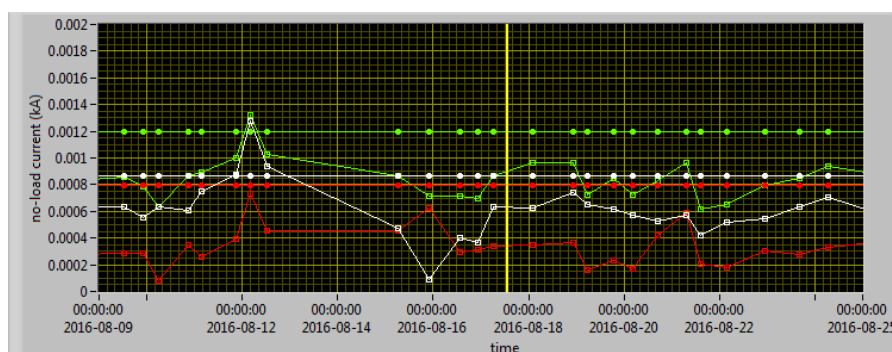
Figur 28: Induktansuppskattningar för lindningskopplarläge 7 runt störningen den 17e augusti, som är indikerad med en gul linje. Ingen signifikant skillnad i uppskattningarna före och efter händelsen kan upptäckas.

Som nämnts kan möjligen andra permanenta förändringar åstadkommas av kraftiga störningar, även sådana där kopplingen mellan störning och förändring inte är uppenbar. Därför visar figur 29 omsättningsuppskattningar för samma läge och tidsperiod som i figur 28. Återigen kan det konstateras att inga signifikanta förändringar kan skönjas och alla faser varierar på samma sätt, ingen omsättningsförändring i någon fas kan därför upptäckas efter händelsen.



Figur 29: Omsättningsuppskattningar i läge 7 runt händelsen 17e augusti.

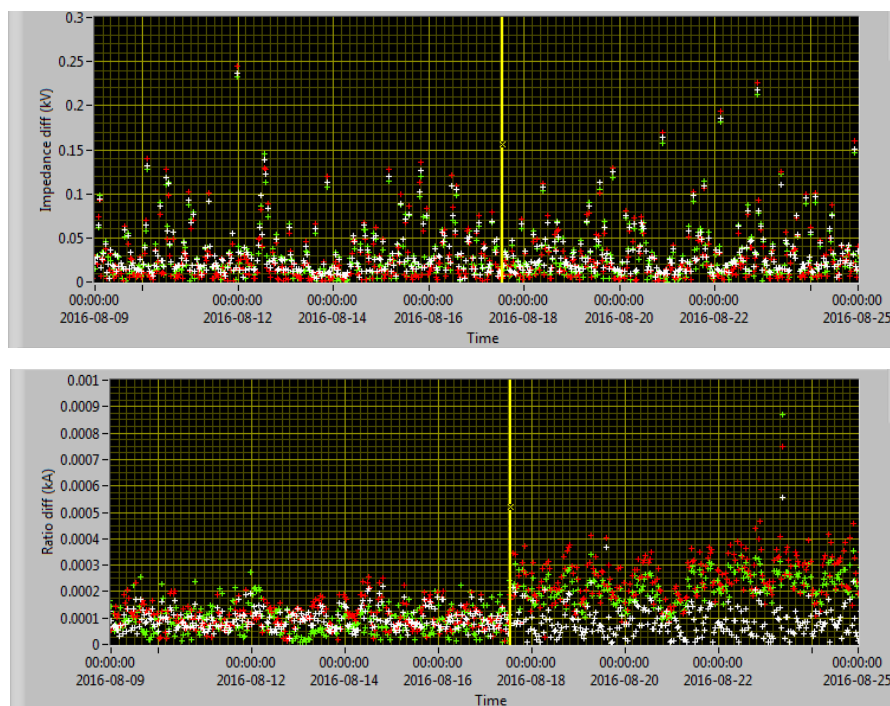
En möjlig skada är att magnetiska kärnan har deformerats av de starka elektromekaniska krafterna. En tillräckligt stor skada på magnetiska kärnan kan ge märkbar förändring av magnetiseringsströmmen och därför visas i figur 30 uppskattningar av denna runt händelsen. Som tidigare kan ingen förändring märkas, speciellt ingen ökning, vilket skulle vara den troliga förändringen från en kärnskada.



Figur 30: Uppskattningar av tomgångsström i läge 7 runt händelsen 17e augusti.

En ytterligare möjlighet att finna indikationer på förändringar från mätresultaten är att studera skillnaden mellan varje enskild mätning och förutsägelserna från referensuppskattningar, dvs. avvikelser från ekvation 1 och 2 med transformatorparametrar från de totala uppskattningarna i kapitel 4. Om skillnaden ökar konsekvent och varaktigt efter en specifik tidpunkt, är detta en indikation på att en permanent förändring har skett i transformatorns egenskaper. Ekvation 2 uppskattar impedansen och följaktligen är skillnaden mot denna ekvation känslig för impedansförändringar, avvikelser från ekvation 1 är känslig för förändringar i både omsättning och tomgångsström. I figur 31 syns ingen förändring av skillnaden mot förväntade värden på spänningsfallet enligt ekvation 2 men en ökning kan upptäckas i skillnaden mot förväntat strömförhållande enligt ekvation 1. Ökningen är dock ganska liten, ungefär 0,2 A svarande mot ca 0,02 % av nominell ström på 33 kV sidan eller 20 % av totala magnetiseringsströmmen. Denna ökning är för liten för att kunna upptäckas i figur 30.

Skillnaden i strömförhållande visar ingen korrelation med lasten och kan därför hänföras till tomgångsströmmen. Troligtvis har en liten förändring skett i magnetiska kärnan eller också har virvelströmmar uppkommit någonstans. Förändringen är så liten att den inte syns i effektförlusten och borde därför inte visa på någon omedelbar fara för transformatorn.



Figur 31: Skillnader i mätresultat mot förutsägelser från uppskattade transformatorparametrar runt händelsen den 17e augusti. Översta grafen visar avvikelsen från impedansekvationen (ekvation 2) och den undre avvikelsen från omsättningsekvationen (ekvation 1).

En liknade studie har gjorts runt händelsen den 6e september utan att några märkbara förändringar kunde upptäckas. För händelsen den 30e juni finns inte nog med mätningar från tiden innan händelsen för att motivera en studie.

6 Slutsatser

Övervakningen av transformatorn har resulterat i följande observationer:

1. Med mellanspänningsnivån, 33 kV, lastad är de uppskattade transformatorparametrarna omsättning, tomgångsström, induktans och resistans i överensstämmelse med värden från transformatorns märkskylt och provprotokoll från fabriken.
2. Under den studerade perioden har 501 lindningskopplaroperationer observerats, i huvudsak mellan tre olika lägen. Den längsta tiden har spenderats i läge 7. Alla observerade operationer har skett då mellanspänningsnivån var lastad, inga med enbart last på lågspänningsnivån, 10,5 kV.
3. Ovanligt höga effektförluster noterades under några tidsperioder med mellanspänningsnivån lastad. Dessa tidsperioder sammanfaller med att vattenkraft genererades på 33 kV nätet som resulterade i lägre transformatorlast och även ett litet reverserat effektlöde.
4. Under övriga perioder var effektförlusten låg, uppskattad till ca 0.1 %, 50 kW, men med osäkerhet på grund av onoggrannhet i mättransformatorerna.
5. Med lågspänningsnivån lastad är uppskattad omsättning och induktans i överensstämmelse med förväntade värden. Tomgångsström och resistans uppskattas till ca 50 % högre än förväntat. Detta kan hänföras till onoggrannhet i mättransformatorer om inga ytterligare indikationer på problem med dessa storheter finns.
6. Några kraftiga systemstörningar noterades under den studerade perioden. Övervakningsresultaten analyserades för att se om någon förändring i transformatorns egenskaper kunde upptäckas från dessa och endast en liten förändring av tomgångsströmmen kunde observeras.

7 Referenser

- 1: *"Transformer Reliability Survey"*, CIGRE WG A2.37, 2014.
- 2: T. Bengtsson and N. Abeywickrama, *"On-line Monitoring of Power Transformer by Fundamental Frequency Signals"*, Cigré 2012, paper A2-110
- 3: N. Abeywickrama, T. Bengtsson, R. Saers, *"Transformer Explorer- monitoring transformer status by fundamental frequency signals"*, Condition Monitoring and Diagnostics (CMD) conference, 25-28th September, X'ian, China, paper no.116
4. Zoran Gajic, *"Differential protection for arbitrary three-phase power transformer"*, PhD Thesis, Lund University, Sweden, 2008.

Bilaga A: Riskanalys

Identified risk	Description	Mitigation plans
Installation procedure		
Direct contact with 110V signals from VTs	user could have direct exposure to 110V signals while connect the voltage dividers, which sometimes has potential risks of mild shocks or transient overvoltages	- isolated connectors were used without risking the live terminals - multimeters were used for measuring the voltage with respect to ground
Presence of busbar in the vicinity of measurement points	There could be bus bars led below the metering panel or right below the cable layout plan that has potential hazard of electrocuting the personnel	- installation layout of the station control room was thoroughly examined, the presence of no busbars were identified in the room where cable installations were done - users are advised to exercise caution while laying the cable along the floor to potentially avoid risking the bus bar presence
Acquiring wrong signals from the panel	There is a possibility of picking wrong or inappropriate signal for voltage and current due to a wrong station drawing or misinterpretation of the panel terminals.	- the signals are suggested to run through an oscilloscope to assess their respective property - adequately distinguish between voltage and current signals through wave watchers - provide adequate isolation in case of safety hazards are foreseen.
Signal acquisition		
Signal unavailability	Incorrect notation of the signals in the panel or bad connection leading to stalled data or noisy signal	- signals should be viewed in wave watcher or an oscilloscope for a rough pattern study during first installation
incorrect voltage ratio	Voltage ratio not calibrated as desired based on the input from the VT nameplate	The sensors were precalibrated based on the accuracy obtained from the voltage divider by considering the complex amplitude of the voltage signal.
incorrect current ratio	Current ratio not calibrated as desired based on the input from the VT nameplate	The sensors were precalibrated based on the accuracy obtained from the voltage divider by considering the complex amplitude of the current signal.
Erratic data for the current signal	Erroneous and erratic data seen by one of the many current sensors due to looseness of the contacts and the fastening of the clamp or due to a door opening of	the current clamp is planned to be secured to a fixed bracket with help of plastic fasteners and taped so as not to open the clamp in the event of a door opening or an inadvertent attempt
Erratic data for the voltage signal	Erroneous and erratic data seen by one of the many voltage sensors due to looseness of the contacts or due to a door opening of the racks	- periodic voltage signals will be compared against each other on a historic basis to observe any anomaly. - Loose contacts or open ended terminals can be periodically inspected
Power and operation of the Acquisition system		
Power failure for the DAQ and computer	accidental pull of cable supplying the DAQ and computer or forgetting the put it back during routine	- lack of connectivity will be reported to Mälarenergi personnel to take cognisance of
Malfunctioning of the modem	Freezing of the modem or lack of connectivity due to sim error	- The modem is planned to be powered through a timer clocked power supply that will recycle the power with a 15 min turn off period and running rest of the time during the day for every day. This will help bringing back the connectivity. - In case of sim error a personal visit has to be accomplished, since there is no back up network plan to establish a connection
Malfunctioning of the computer	The computer might die or a software update might force restart the computer	- periodic force restart of the computer to be enforced manually - The computer is put on a local user thus disabling updates and is always in a turn on positions - unauthorised access is prohibited with a password - In case the computer dies of unknown reasons then a personal visit has to be made to assess the error

Bilaga B: Utlåtande från Mälarenergi



Värdering av diagnostikmetoden Transformer Explorer med hjälp av risk- och sårbarhetsanalys

En värdering av diagnostikmetoden Transformer Explorer i typfallet för avsedd transformator beskrivs i det här stycket, därtill beskrivs även hur denna värdering kan generaliseras även om det skall nämnas att varje enskilt fall behöver bedömas individuellt. Denna värdering är baserad på den risk- och sårbarhetsanalys nätföretag är skyldiga att utföra enligt Energimarknadsinspektionens föreskrift EIFS 2013:3 som härur från Ellagen (1997:857), samt Svenska kraftnätets föreskrift SvKFS 2013:2, som härur från Elberedskapslag (1997:288). Energiföretagen Sverige (tidigare Svensk Energi) och Svenska Kraftnät har en vägledning¹ för detta arbete. Det RSA arbete som genomförts på Mälarenergi Elnät är i linje med detta. Tillvägagångssättet genomförs dessutom så att det stödjer flertalet interna processer.

Rent generellt så är transformatorn, på grund av sin funktion, lokaliserad på platser i nätet där den får en betydande roll för leveranssäkerhet av el. Nätföretag försöker reducera denna viktighet med hjälp av topologiska aspekter såsom redundans, samt reservmatning. Men deras betydande viktighet för nätföretagens kärnverksamhet kvarstår. Transformatorflottan underhålls genom rekommenderade underhållsstrategier. Ibland kan dock vissa, mer exakta diagnostikverktyg efterfrågas, om komponenten uppvisar ofördelaktiga symtom som inte kan hanteras inom givna underhållsmetoder. På grund av komponentens viktighet i nätet inses snabbt betydelsen av exakta och noggranna diagnostikmetoder. Vid en värdebedömning av en sådan diagnostikmetod måste konsekvensen av haveri och/eller fel tas med i analysen.

Krafttransformatorer representerar en omfattande ekonomisk investering i jämförelse med många andra komponenter i nätet. För komponentgruppen transformatorer blir därigenom investeringsstrategier som nyttjar information om transformatorns skick (eng. condition) en möjlighet till lägliga utbyten där komponentens hela livslängd utnyttjats innan utbyte. Sådan förvaltningshantering av komponentgruppen är betingad på noggranna estimat på transformatorn övergripande skick, något som i dagsläget är en teoretisk möjlighet, och förhoppningen att realisera detta i praktiken finns. Därigenom är intresset för diagnostikverktyg inte enbart begränsat till att diagnostisera en komponent vid uppvisande av ofördelaktiga symtom. Även om den här rapportens värdering av diagnostikmetoden inte innefattar just denna aspekt.

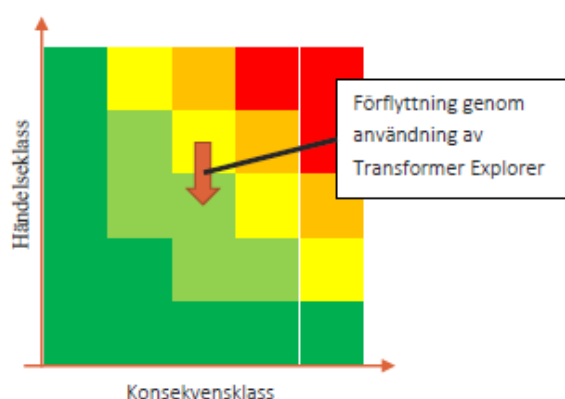
Den här värderingen av diagnostikverktyget Transformer Explorer tar i beaktning Mälarenergi Elnäts händelse- och konsekvensklassning utvecklat inom arbetet med risk och sårbarhetsanalys som företaget gör för vår egen skull för att kontinuerligt identifiera risker och åtgärda brister, specificerat enligt den inledande paragrafen.

Risk och sårbarhetsanalysen är baserad på en händelse- och en konsekvensklassning. Händelseklassningen anger på en femgradig skala bedömd sannolikhet för händelsen. Varje klass specificeras enligt en felfrekvens, skillnaden från en händelseklass till nästa är en tiopotens.

¹ Vägledning för risk- och sårbarhetsanalyser för elsektorn, 2016-11-18, länk:
<http://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/vagledningar/vagledning-for-risk-och-sarbarhetsanalyserr.pdf>



Konsekvensmodellen är baserad på aspekter såsom ekonomi, förtroende, liv och hälsa, nätstruktur, avbrottsid, och samhällspåverkan för inträffad händelse.



Figur 1 - Översikt av den riskbedömning som görs inom ramarna för Mälarenergi Elnäts risk- och sårbarhetsarbete.

Kombinationen av händelseklassning och konsekvensmodell ger därefter en riskbedömning för händelsen. Därigenom finns 25 olika riskklasser som har sorterats in i fem olika risknivåer som är betecknade med färgerna: mörk grön, grön, gul, orange, och röd. Det skall nämnas att, i dagsläget, så har Mälarenergi Elnät inga kända risker på nivå röd.

Värdering

Värderingen av diagnostikverktyget kommer att grunda sig i en förflyttning från en riskklass till en annan lägre riskklass, genom att kunna övergå till en händelseklass med lägre felfrekvens; konsekvensen av händelsen transformatorhaveri är den samma oberoende av användningen av ett diagnostikverktyg och det skall nämnas att fokus för ett sånt här diagnostikverktyg bör vara på de transformatorer som leder till stora konsekvenser vid haveri.

Händelsen av ett haveri hos transformatorn som användes inom projektet Transformer Explorer ges händelseklassningen H3 baserat på en generell felfrekvens för transformatorer i kombination med den höjda sannolikheten för haveri om transformatorn misstänks ha på grund av symtom som varmgång och larm om höga temperaturer; situationen ger konsekvensklassning K3 med motiveringen att ett fel skulle ge upphov till ett bortfall av ca 10 000 kunder. Pondera att det är möjligt, att med hjälp av diagnostikmetoden, sänka förväntad felfrekvens med en 10-potens, i.e. att det därigenom är möjligt att händelseklassa transformatorn som H4 istället. Detta skulle innebära ett steg ned vertikal förflyttning för studerat fall.

TRANSFORMER EXPLORER

Intresset för övervakning av transformatorer för att tidigt upptäcka problem ökar. De flesta övervakningsmetoderna fokuserar på faktorer som temperatur, oljans gasinnehåll och fukt vilket kräver speciell utrustning på transformatorn.

Transformer Explorer fokuserar på transformatorns grundläggande egenskaper: omsättning, impedans och förluster och kräver ingen speciell utrustning utöver vad som normalt finns i ett ställverk. Här beskrivs de resultat som konceptet gav vid en 3 månaders övervakning av en 50 år gammal transformator.

De flesta transformatorparametrar överensstämmer med resultaten från de ursprungliga leveransproven i fabrik. Vid några tillfällen noterades förhöjda förluster som motiverade en mer detaljerad analys. Några kraftiga systemstörningar, med ungefär tio gånger högre ström än nominellt, noterades under övervakningsperioden. Dessa tillfällen studerades för att se om de orsakat någon förändring av transformatorns egenskaper. Endast små förändringar i magnetiseringsströmmen kunde upptäckas från ett tillfälle.

Rapporten demonstrerar värdet av övervakning i tre aspekter. Dels kontrolleras transformatorns grundläggande egenskaper, dels kan driftfall som ger högre förluster identifieras och dessutom kan förändringar orsakade av systemstörningar upptäckas utan att transformatorn tas ur drift.

Ett nytt steg i energiforskningen

Energiforsk är en forsknings- och kunskapsorganisation som samlar stora delar av svensk forskning och utveckling om energi. Målet är att öka effektivitet och nyttiggörande av resultat inför framtida utmaningar inom energiområdet. Vi verkar inom ett antal forskningsområden, och tar fram kunskap om resurseffektiv energi i ett helhetsperspektiv – från källan, via omvandling och överföring till användning av energin. www.energiforsk.se