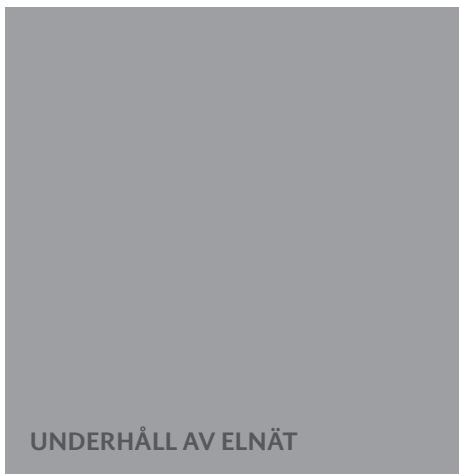


CORETEC SERVICERAPPORT

RAPPORT 2017:434



CoreTec servicerapport

ANNA SÄVENSTEDT OCH LENA MELZER

ISBN 978-91-7673-434-6 | © Energiforsk oktober 2017

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

Förord

Rapporten är ett resultat av Programmet för underhåll av elnät 2015-2020. Syftet är att i programmet tillsammans identifiera och formulera de problem som finns inom underhållsområdet, där företagsanpassade lösningar inte är ekonomiskt försvarbara, utan gemensamma lösningar eftersöks. I programmet upphandlas sedan genomförandet av projektet hos de kompetenser som är identifierade som bäst inom området. Programmet ska också kunna ta beslut om att produktifiera innovativa idéer inom intresseområdet vid de tillfällen när vilja och förutsättningar finns hos programkunderna. Kopplingen till InnoEnergy finns framtagen för detta ändamål. Ett annat sätt är att söka implementering via EBR-arbetet inom Energiföretagen Sverige. 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.

De finansierande företagen i ramprogrammet är följande:

Svenska kraftnät	Falu Energi&Vatten AB
Vattenfall Eldistribution AB	Eskilstuna Energi & Miljö AB
Ellevio AB	Karlstads El- och Stadsnät AB
ABB AB	Borås Elnät AB
Göteborgs Energi AB	Luleå Energi Elnät AB
Energiföretagen Sverige	Kraftringen AB
Elinorr Ek. För.	Nacka Energi AB
Skellefteå Kraft Elnät AB	C4 Elnät AB
Jämtkraft Elnät AB	Pite Energi AB
Umeå Energi Elnät AB	Mälarenergi Elnät AB
Jönköping Energi Nät AB	Kungälv Energi AB
Tekniska verken Linköping Nät AB	Bodens Energi Nät AB
Öresundskraft AB	E.ON Elnät Sverige AB

Programmets styrgrupp år 2017 av består följande personer:

Mats-Erik Jansson, Jämtkraft Elnät AB, ordförande
 Christian Cleber, Tekniska verken Linköping Nät AB, vice ordförande
 Ola Ivarsson, E.ON Elnät Sverige AB
 Kenneth Stefansson, Vattenfall Eldistribution AB
 Magnus Lommerdal, Ellevio AB
 Robert Saers, ABB AB
 Christer Gruber, Energiföretagen Sverige
 Kristofer Andersson, Göteborgs Energi AB
 Reyna Lind, Elinorr Ek. För.
 Mats Javebrink, Jönköping Energi Nät AB
 Mats Råberg, Kraftringen AB
 Henrik Karlsson, Kungälv Energi AB
 Hans Lagergren, Svenska kraftnät
 Tobias Hannu, Bodens Energi Nät AB
 Anton Fagerström, Energiforsk, sekreterare

Sammanfattning

Detta projekt demonstrerar nyttan av att ge en samlad bild baserad på en mängd data från övervakningssystem på transformatorer i drift genom en servicerapport som inkluderar presentation av data, analys och rekommendationer för fortsatt drift.

Rapporten beskriver vilka parameterar som är relevanta att övervaka beroende på frågeställning samt visar exempel på hur de insamlade data kan presenteras, analyseras och utgöra grunden för fortsatta beslut och åtgärder för den aktuella transformatorn.

Förutom experttolkning av resultat från specifika indata finns även referenser till dokument där standardgränsvärden för bland annat fukt i olja, elektrisk genomslagshållfasthet i olja samt gasinnehåll i olja finns angivna.

Summary

This project demonstrates the benefit of providing an overall picture based on an amount of data retrieved from monitoring systems of operating transformers in a service report which includes presentation of data, analysis and recommendations for continued operation.

The report describes which parameters are relevant to monitor depending on the asset owners' needs and provides examples of how the collected information can be presented, analyzed and provide a base for further decisions and actions for the transformer in question.

Apart from expert interpretation of the results of specific inputs, references to documents providing standard limits for e.g. moisture in oil, electrical breakdown strength in oil and gas in oil are included as well.

Innehåll

1	Inledning	7
2	Bakgrund	8
2.1	Online transformatorövervakningssystem	9
2.2	Vägledning till typbestyckning av övervakningssystem	9
2.3	Lägesrapporter	10
3	Material och metoder	11
3.1	Lägesrapport baserad på övervakningsdata	11
3.2	Exempelrapporter	11
3.2.1	CoreTec	11
3.3	Lägesrapportstruktur	13
3.4	Fall 1	13
3.4.1	Transformatordata	13
3.4.2	Bestyckning avseende övervakning	14
3.4.3	Händelser	14
3.4.4	Gas i olja	14
3.4.5	Fukt i olja	16
3.4.6	Temperaturavläsningar	16
3.4.7	Lastavläsningar	17
3.4.8	Lindningskopplarlägen	18
3.4.9	Totalbild	19
3.4.10	Slutsats och kommentarer	22
3.5	Fall 2	22
3.5.1	Transformatordata	23
3.5.2	Bestyckning avseende övervakning	23
3.5.3	Händelser	23
3.5.4	Gas i olja	23
3.5.5	Fukt i olja	25
3.5.6	Temperaturavläsning	26
3.5.7	Lastavläsningar	27
3.5.8	Lindningskopplarlägen	27
3.5.9	Slutsats och kommentarer	28
4	Internationella tolkningsreferenser	29
5	Resultat	30
6	Diskussion	31
7	Slutsatser	32
8	Referenser	33

1 Inledning

Inom Energiforsks underhållsprogram har användbarhet av nya tekniker inom transformordiagnostik och övervakning lyfts fram som ett strategiskt område.

CoreTec Servicerapport har föreslagits som ett projekt för att visa transformator-ägare hur en stor mängd insamlade mätdata från en övervakningsutrustning enkelt kan användas för att tydligt belysa dagstillståndet hos en transformator. En stor mängd data skall därigenom omvandlas till information.

2 Bakgrund

Transformatorer spelar en avgörande roll vid kraftöverföringen mellan kraftkälla och konsument och enheterna utgör en väsentlig del av energiföretagens elektriska utrustning och investeringsbudget. Enheternas tillgänglighet är avgörande för elnätets stabilitet och ett oplanerat driftstopp kan innebära allvarliga skador såväl ekonomiska som fysiska. Det är därför av stort intresse att driftsäkerheten, livslängden och prestandan för dessa nyckelkomponenter, ständigt förbättras.

En av de faktorer som har stor inverkan på en transformators livslängd och prestanda och således även driftsäkerheten, är förändringar i transformatorns isolation. Isolationen består i de flesta transformator typer av en kombination av papper, presspan och olja där oljan också fungerar som kylmedium.

Parametrar såsom fukt och syre samt höga temperaturer bidrar till påskyndandet av förändringsprocesserna och framför allt åldringen av papper och presspan. En effekt av att transformatorn utsätts för påfrestning är att det bildas en påtaglig ökning av gaser i oljan såsom väte, metan, eten, etan, koloxid och koldioxid och i vissa fall även acetylen. Mängd och förhållande dessa gaser emellan kan påvisa typ av onormalt beteende och nedbrytning och kan även fungera som underlag för uppskattning av störningarnas påverkan på transformatorn, det vill säga hur allvarliga händelserna har varit för fortsatt transformator drift [2].

Nedan tabell visar nyckelgaser för olika typer av onormaliteter som kan uppstå i en transformator. De mest betydelsefulla gaserna för just den typen av onormalitet är angivna med fet stil.

Tabell 1: Nyckelgaser för onormaliteter som kan uppstå i en transformator.

Gas	Kemisk symbol	Från ljusbågar och partiella urladdningar	Från oljenedbrytning	Från varm metall	Från pappersnedbrytning
Väte	H ₂	Ja	(Ja)	(Ja)	Ja
Syre	O ₂		(Ja)*		
Metan	CH ₄	Ja	Ja	Ja	
Koloxid	CO		Ja		Ja
Koldioxid	CO ₂		Ja		Ja
Eten	C ₂ H ₄		Ja	Ja	
Etan	C ₂ H ₆		Ja	Ja	
Acetylen	C ₂ H ₂	Ja		(Ja)	
Propen	C ₃ H ₆		Ja	Ja	
Propan	C ₃ H ₈		Ja	Ja	
C _n H _m				Ja	

*) Beroende på expansionssystemet

Mätning av dessa parametrar samt förekomsten av nedbrytningsgaser är därför av största intresse för transformatorägare, i synnerhet när det gäller större transformatorer med kritiska placeringar och roller i nätet. Dessa mätningar har

enligt tradition enbart gjorts genom periodisk manuell avläsning av mekaniska reläer och termometrar samt av manuella oljeprovtagningar och analyser utförda antingen vid enstaka tillfällen eller med viss regelbundenhet [1]. Många transformatorägare har dock anammat komplement från det växande utbudet av transformatorövervakningssystem och då särskilt de system som erbjuder övervakning online.

2.1 ONLINE TRANSFORMATORÖVERVAKNINGSSYSTEM

Dagens online transformatorövervakningssystem erbjuder en mängd olika varianter av mätning, insamling och analys av parametrar såsom last, temperatur, fukt och gas, med hjälp av olika typer av sensorer och instrument [4, 5]. Nivå av övervakning och analys samt installationsmetod varierar systemen emellan – vissa system är till exempel fasta installationer som monteras direkt på transformortanken, några är portabla och kan monteras temporärt via transformortankens ventiler medan en del system utgörs av mjukvara som kan hantera analys och presentation av värden från en eller flera transformatorenheter.

En del system erbjuder förutom övervakningsfunktioner även kontrollfunktioner vilket innebär att systemet själv kan initiera exempelvis start av eventuella kylpaket utifrån förinställda intervall och program. Valmöjligheterna är många och beslut kring val av övervakningssystem bör baseras på hur kritisk roll transformatorn spelar i nätet samt vem som skall använda data och analyser och hur dessa är tänkta att användas.

2.2 VÄGLEDNING TILL TYPBESTYCKNING AV ÖVERVAKNINGSSYSTEM

När man bestämmer vilket typ av övervakningssystem som behövs är det viktigt att vara klar över vilka drivkrafter som ligger bakom investeringen, det vill säga vad vill man uppnå med att ha ett övervakningssystem och vad önskar man undvika.

I tabellen nedan ges några typexempel på vilka huvudsyften som kan finnas och relevant bestyckning av övervakningssystemet [5].

Tabell 2: Exempel på bestyckning av övervakningssystem som svarar mot viss ägar nytta

Ägar nytta	Exempel på bestyckning/online mätning
Driftoptimering och/eller överlastbarhet	Temperatur
	Lastprofil
	Kylarfunktion
	Gas i olja
Tillgänglighet och/eller driftsäkerhet	Gas i olja
	Temperatur
	Lindningskopplarövervakning
	Genomföringsövervakning
	Fukt i olja
	pd-övervakning

Ägarnytta	Exempel på bestyckning/online mätning
Underhålls- och strategisk planering	Temperatur
	Lastprofil
	Gas i olja

2.3 LÄGESRAPPORTER

De transformatorövervakningssystem som finns på dagens marknad, är i varierad grad avancerade system som klarar av att analysera och erbjuda användaren signaler om status, risker samt varningar och alarm. Insamlad och lagrad historisk data möjliggör visualiseringen av trender och simuleringar och kan även fungera som underlag vid eventuella felsökningar. Systemen genererar stora mängder data som kan presenteras med olika tidsintervall såsom timvis eller dygnsvis.

Utmaningen är att sälla bland alla data som finns tillgängliga samt att erhålla och tolka en övergripande bild av situationen.

För att användaren ska få ut mesta möjliga av sitt övervakningssystem, dess funktionalitet och i slutändan av transformatorn, har ABB Transformers utvecklat ett koncept för expertanalys av insamlad övervakningsdata. Således skapades konceptet *Servicerapport* – en skräddarsydd rapport där resultaten av en vidare analys utförd av experter presenteras för användaren i lättöverskådlig form.

En mer allmän beskrivning av en sådan rapport är "lägesrapport" då rapporten beskriver aktuell status för en specifik transformator baserat på de data som finns tillgängliga vid det tillfället. Servicerapporten kommer därför framöver i detta dokument, att benämnas "lägesrapport".

Utformningen, utmaningarna och nyttan av en lägesrapport har med stöd av Energiforsk och deras samarbetspartners undersökts i projektform – resultaten från detta projekt presenteras och utvärderas i denna slutrapport.

3 Material och metoder

3.1 LÄGESRAPPORT BASERAD PÅ ÖVERVAKNINGSDATA

Basen för en lägesrapport utgörs av insamlad och sparad övervakningsdata som extraheras ur övervakningssystemet av användaren, för att sedan analyseras, sammanställas och presenteras i ett lättöverskådligt rapportformat av experter inom transformatorövervakning och diagnostik. Syftet med lägesrapporten är att ge användaren en överblick av transformatorns och dess komponenters tillstånd, sammanställd utifrån erfarenhet och expertis; att tydliggöra eventuella behov av exempelvis service eller vidare analys samt att fungera som ett kvitto på att övervakningssystemets mätningar och analyser överensstämmer med eventuella tidigare eller kompletterande manuella mätresultat och analyser.

Innehållet i en lägesrapport kommer att bero på transformatorenhetens bestyckning, vilken typ av övrig utrustning och övervakningssystem som är installerade samt vilka sensorer som är inkopplade på enheten. Den kommer också att spegla eventuella specifika observationer som kan göras baserat på erhållen information – ju mer information som finns tillgänglig och tillhandahålls, desto bättre förutsättningar finns det för en grundlig och täckande analys.

3.2 EXEMPELRAPPORTER

De lägesrapporter som presenteras i denna slutrapport är anonyma exempel på hur periodiska lägesrapporter baserade på övervakningsdata insamlade och lagrade av ABB:s kontroll- och övervakningssystem CoreTec, kan se ut.

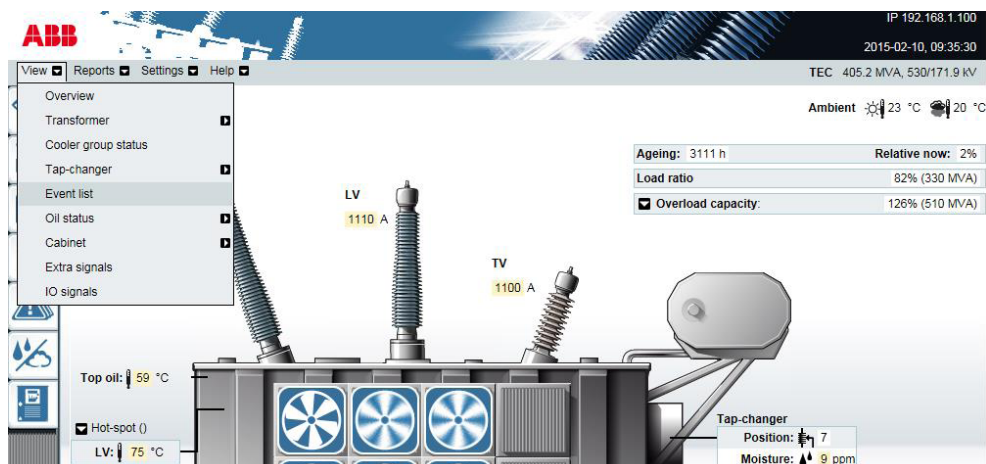
3.2.1 CoreTec

ABB Transformers har sedan år 2000 tillverkat och levererat transformatorkontroll- och övervakningssystem CoreTec 2.2, ett online system som använder sig av sensorer och avancerade algoritmer för att förse användaren med bland annat tidiga varningar, rekommendationer och simulationer som möjliggör att beslut och underhåll baseras på aktuellt tillstånd.

CoreTec 2.2 erbjuder funktioner och övervakning av parametrar såsom:

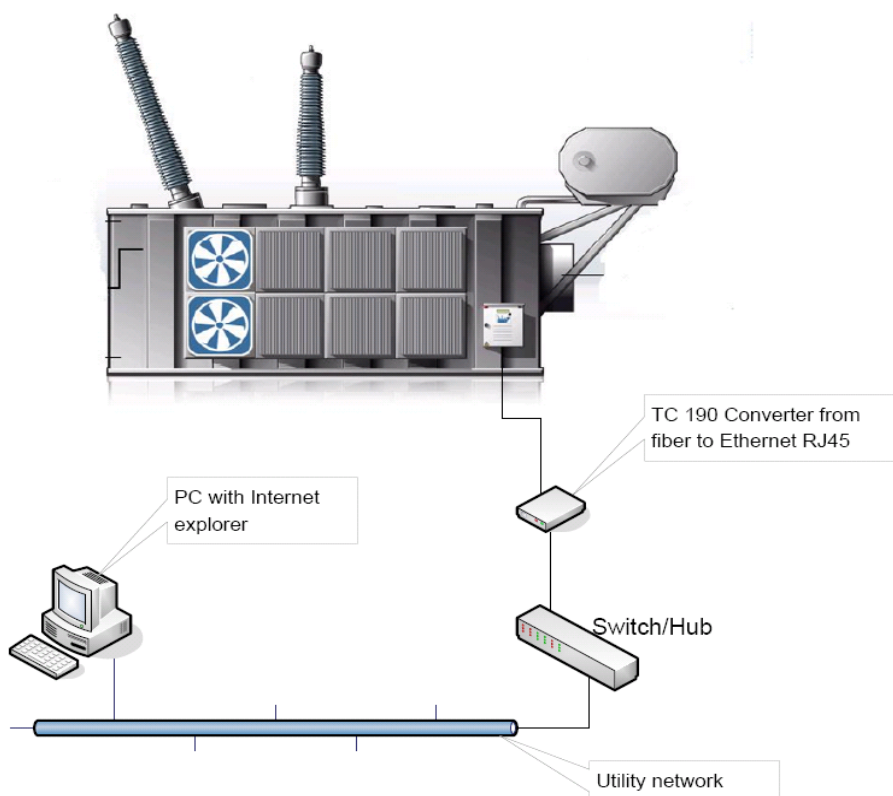
- Last och kapacitet för överlast
- Ström- och spänningsmätning
- Temperatur i lindningar, olja och omgivning
- Temperatur, läge och slitage i eventuell lindningskopplare
- Analys av valda gaser lösta i olja (Dissolved Gas Analysis, DGA)
- Fukt i olja
- Övervakning och möjlighet till styrning av eventuella kylare

Förutom kontinuerlig loggning av parameterdata, registrerar och sparar CoreTec även händelser såsom uppstart och nedstängning av systemet, sensorfel och eventuella ändring av inställningar. Också denna typ av information kan vara av intresse vid en eventuell analys då de bidrar till ökad historik och sammanhang.



Figur 1: Vy från CoreTec webbgränssnitt - Event list

Systemet har kapacitet att spara händelser och uppmätt data under ett års tid tillbaka och dessa uppgifter går att nå via CoreTec:s webbgränssnitt, tillgängligt från alla datorer anslutna till samma nätverk som CoreTec-enheten.



Figur 2: CoreTec 2.2 gränssnitt

3.3 LÄGESRAPPORTSTRUKTUR

Den allmänna strukturen för en lägesrapport inleds med en sammanfattande första sida innehållande en beskrivning av vilka enheter, vilka parametrar och vilka händelser som har bedömts samt en kortfattad framställning i ord av tillståndet baserat på mätta parametrar. Även en tabell som sammanfattar hur varje enskild enhet bedöms för varje egenskap finns med på första sidan. I denna tabell finns hänvisning till var i rapporten just denna egenskap behandlas. I de fall problem har upptäckts kommer dessa att lyftas fram på denna första sida och möjliga åtgärdsförslag att presenteras.

De efterföljande sidorna i lägesrapporten beskriver informationen från varje enhet och uppmätt egenskap mer i detalj. Avslutningsvis finns ett avsnitt med slutsats och kommentar.

Det bör noteras att struktur såväl som innehåll kan komma att variera rapporter emellan beroende på bland annat vilka tillbehör, sensorer och typ av övervakningssystem som finns installerade på aktuell transformator enhet.

3.4 FALL 1

I det första fallet presenteras en lägesrapport baserad på uppmätta parametrar från transformator enheterna T1 och T2 i station S1 samt från transformator enheterna T1 och T2 i station S2. Parameterdata för dessa enheter är uppmätt under transformator drift under perioden december 2016 till mars 2017 och har hämtats ut från befintliga online transformatorövervakningssystem monterade på respektive transformator.

Lägesrapporten för dessa enheter kommer att presentera följande parametrar:

- Oljetemperaturens variation i tid
- Lastvariationer
- Lindningskopplarlägen
- Gaser uppmätta i olja

Förutom ovan parametrar kommer även en sammanställning av uppmätt gasinnehåll från oljeprov uttagna vid ett tidigare tillfälle, att redovisas.

3.4.1 Transformatordata

De fyra 3-fastransformatorerna är tillverkade av ABB år 2014 med märkspänning 145/10 kV. Två av enheterna har märkeffekt 40 MVA (T1 och T2 i S1) och de andra två 63/75 MVA (T1 och T2 i S2).

Vardera enhet har en tillhörande lindningskopplare av typ UZFDN 250/600, tillverkad av ABB. Transformatorerna och lindningskopplarna har separata expansionskärl för oljan och dessa expansionskärl är försedda med gummisäck, det vill säga de är slutna. Kylningstypen för enheterna är ONAN/ONAF med två fläktar vardera.

3.4.2 Bestyckning avseende övervakning

Vardera enhet är utrustad med gassensor samt ett online transformatorövervakningssystem.

Den gassensor som enheterna är bestyckad med presenterar ett så kallat sammanvägt värde baserat på 100 % av aktuellt väteinnehåll, 15 ± 4 % av koldioxid, 8 ± 2 % av acetylen och $1,5 \pm 0,5$ % av eten. Det är viktigt att observera att sensorn anger ett värde som inte motsvarar enbart väteinnehållet.

3.4.3 Händelser

En översiktlig sammanställning över händelser för enheterna ses i tabell nedan:

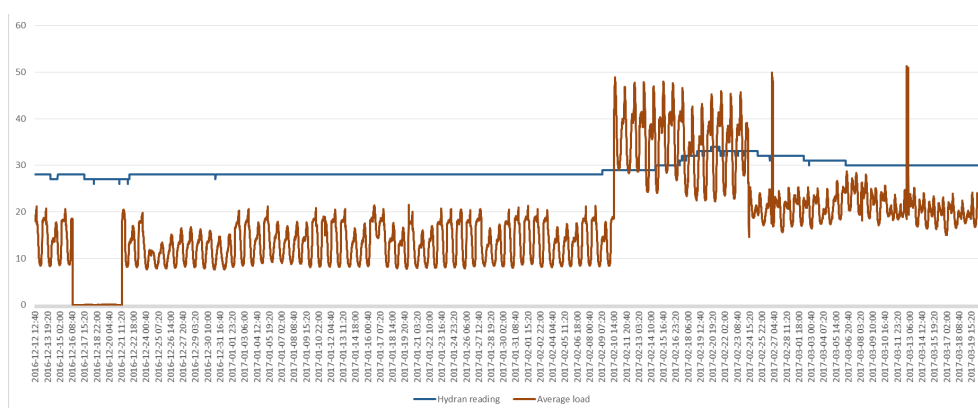
Tabell 3: Översiktlig sammanställning över händelser

År	Händelse	Notering
2015	Transformatorerna levereras inkluderande övervakningsutrustning och tas i drift	Övervakningen utgörs av temperaturregistrering av omgivning och lindnings- samt oljetemperatur, registrering av last, av använda lindningskopplarlägen samt uppmätt fukt i olja och gas i olja

3.4.4 Gas i olja

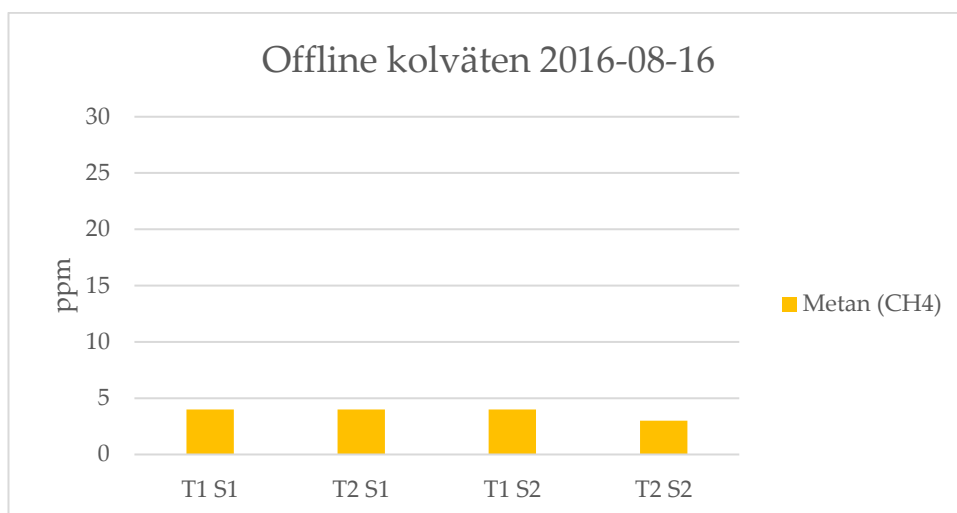
Sammantaget så kan inget onormalt ses utifrån gasbilden från någon av enheterna.

Figur 3 visar online avläsningar från gassensorn av gasinnehållet i olja angivet i "parts per million" (ppm) för enhet T1 S1 i förhållande till last angivet i procent av märklaster. De avlästa värdena är 28-35 ppm. Eftersom att gassensorn ger ett utslag för summan av väte, koloxid, acetylen och eten, enligt 3.4.2 kvarstår det att bestämma vilka gaser som ger sitt bidrag till de avlästa värdena. Först därefter kan en bedömning göras huruvida enheten uppvisar något onormalt vad gäller tecken från gaser i olja. Detta kan utföras genom traditionell multigasanalys utförd på ett laboratorium.

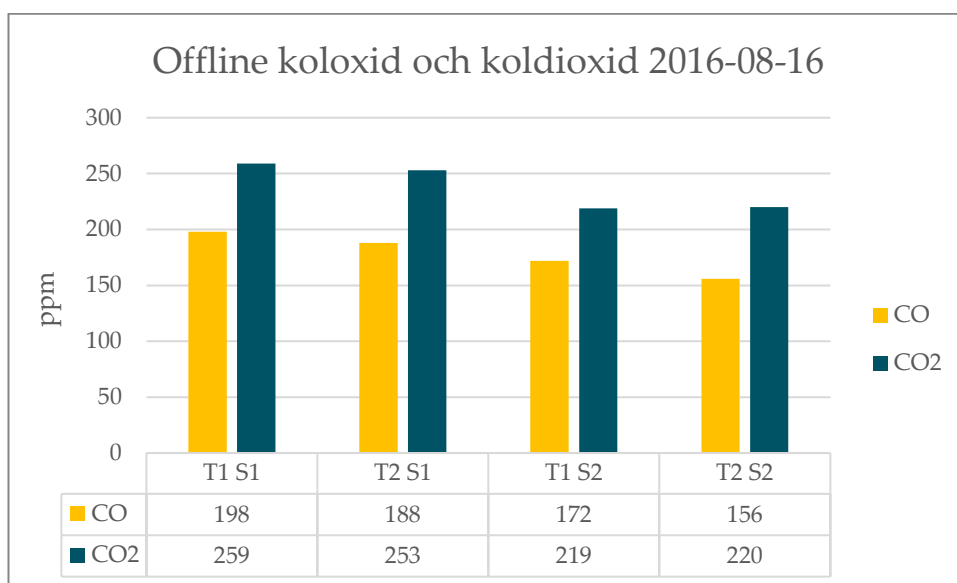


Figur 3: Avlästa online gasvärden angivna i ppm (i blått) och motsvarande last angiven i procent av märklaster (i brunt) för T1 S1.

Figur 4 och figur 5 visar resultaten från laboratorieanalysen gjord på oljeprov taget 2016-08-16. Då vare sig väte eller övriga kolväten fanns i mängder över rapporteringsgränsen visas metan som det enda mätbara kolvätet i figur 4.



Figur 4: Metaninnehåll från transformatorerna i drift 2016-08-16.



Figur 5: Koloxid (CO) och koldioxid (CO2) uppmätta från oljeprov tagna från enheterna i drift 2016-08-16.

Koloxid- och koldioxidinnehållet är mycket lågt för samtliga fyra enheter vilket är normalt för nyinstallerade enheter som enbart varit i provdrift.

Vad gäller väteinnehållet (H2) i oljan så rapporterades via gasprov ett värde lägre än 3 ppm för samtliga enheter, vilket är förväntat på dessa nya enheter.

Baserade på dessa offline DGA-värden uppmätta 2016-08-16 kan en korrelering för vilka avläsningar som är att förvänta från summagassensorn göras. Tabell 4 anger

denna basnivå för var och en av enheterna baserat på kunskapen att inget väte, acetylen och eten finns utan att det avlästa gasvärdet består av koloxid.

Tabell 4: Uppskattat avläst värde i ppm för gassensor baserat på offline värden

Enhet	T1 S1	T2 S1	T1 S2	T2 S2
Uppskattad avläsning	30	28	26	23

Figur 3 visar det avlästa gasvärdet för gas i olja presenterat mot last för T1 S1. Den högsta avläsningen är 34 ppm vilket väl motsvarar det koloxidinnehåll som uppmätts på oljan för offline gasanalysen. Detta innebär att inga större mängder av så kallad felindikationsgaser av typ väte, acetylen eller eten har producerats. Denna enhet och de övriga tre enheterna är helt utan anmärkning vad gäller tecken från gasanalysen.

3.4.5 Fukt i olja

Fuktinnehållet i oljan är avläst med hjälp av en gas- och fuktsensor som presenterar den uppmätta relativa fukthalten. I tabellen nedan har en omräkning utförts baserad på att enheterna varit i drift vid en temperatur av ca 20°C

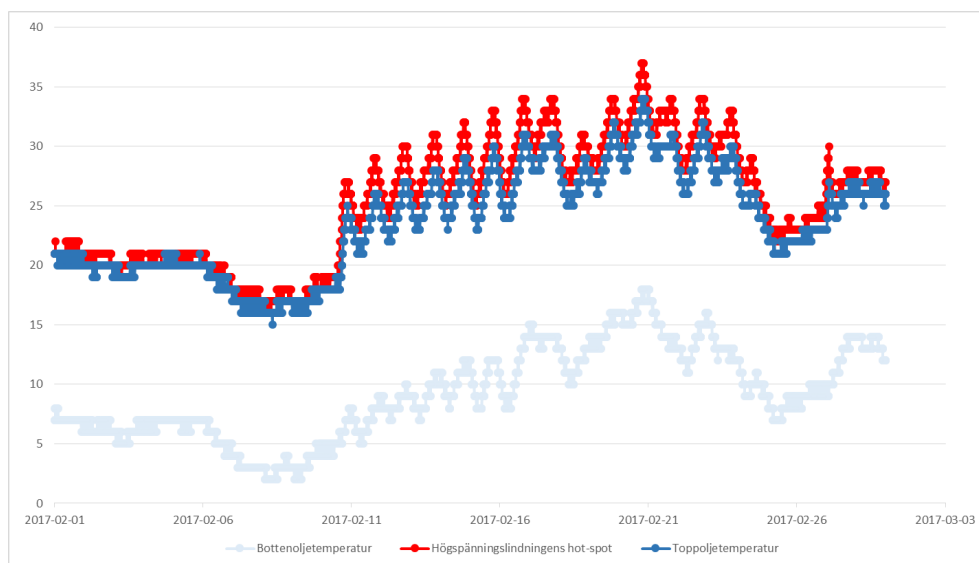
Tabell 5: Avläst och uppskattat innehåll av fukt i olja

		T1 S1	T2 S1	T1 S2	T2 S2
Avläst	RH	0,06	0,24	0,09	0,27
Omräknat	ppm	3	12	4,5	13,5

Det uppmätta fuktinnehållet som visar mängden vatten i oljan, är oroväckande högt för enhet T2 S1 och T2 S2 [3], framför allt eftersom att det är i stort sett nya enheter som inte hunnit vara i drift särskilt länge. Att avläsningen är korrekt bör bekräftas genom att ett oljeprov tas ut omgående där även genomslagshållfastheten bör provas.

3.4.6 Temperaturavläsningar

De temperaturer som kan följas är bottenoljetemperaturen, toppoljetemperaturen, de olika lindningarnas hot-spottemperatur samt lindningskopplartemperaturen. Som ett exempel på hur några av temperaturerna varierar över tid, har botten-, topp- och högspänningslindningens temperaturer tillhörande enhet T1 S1 sammanställts i nedan figur för perioden februari 2017.



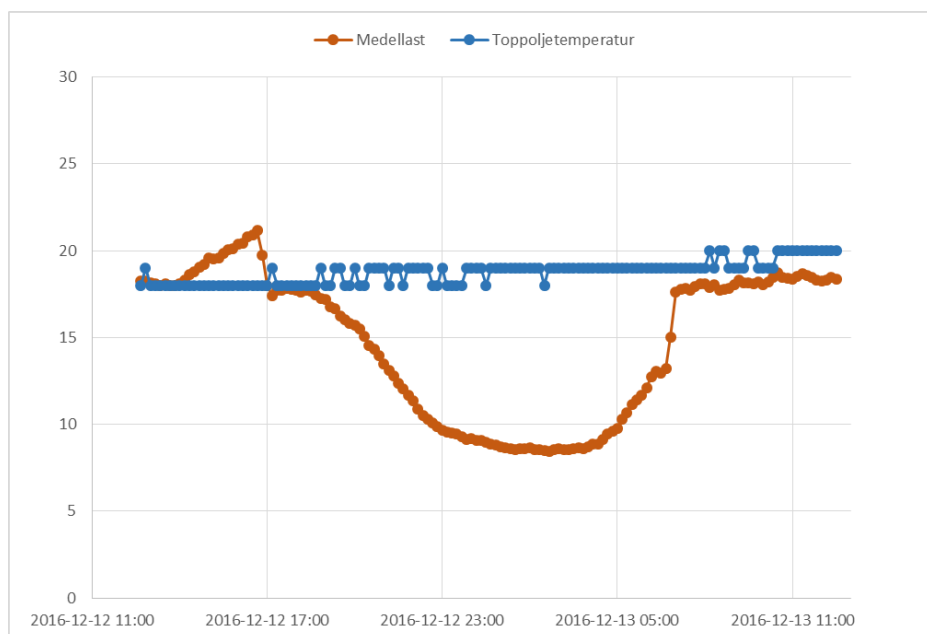
Figur 6: Sammanställning av avlästa toppolje-, bottenoljetemperaturer samt hot-spottemperaturen för högspänningslindningen för T1 S1 under februari 2017.

Vid ökad belastning eller periodvis överlast kan dessa sammanställningar exempelvis påvisa ändrat kylbehov.

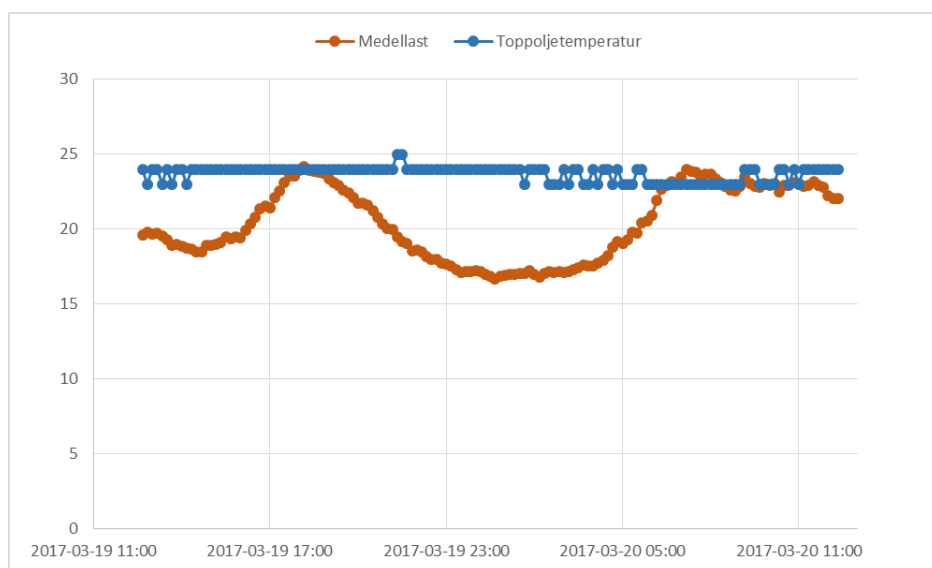
För dessa enheter, som inte belastats i någon större omfattning, är avlästa temperaturer mycket låga och utan anmärkning.

3.4.7 Lastavläsningar

Utifrån lagrad och uthämtad övervakningsdata, kan enheternas belastning över tid visas – antingen dygnsvis, veckovis eller säsongvis/årstidsvis. Figurerna nedan visar exempel på detaljvisning av lastvariation över ett dygn i början av den aktuella övervakningsperioden jämfört med i slutet av samma period för enhet T1 S1.



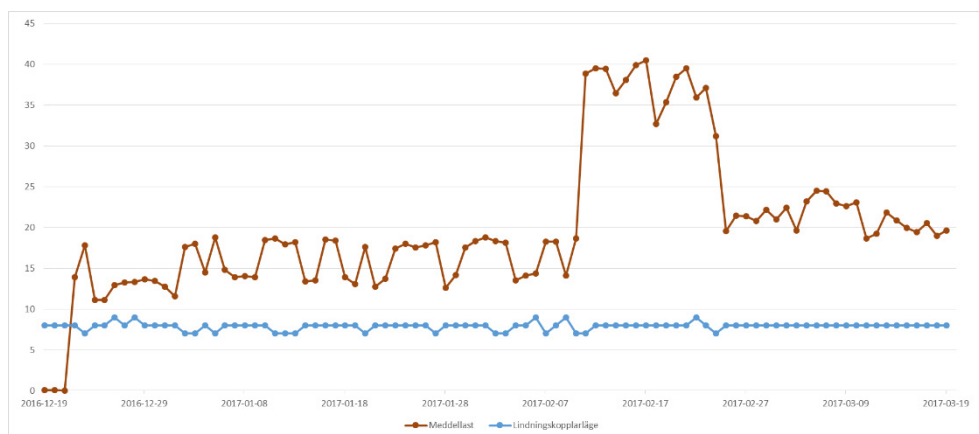
Figur 7: Last angivet i procent (%) av märklast och korresponderande toppoljetemperatur angivet i C för T1 S1 under ett dygn med start klockan 11:00 2016-12-12.



Figur 8: Last angivet i procent (%) av märklast och korresponderande toppoljetemperatur angivet i C för T1 S1 under ett dygn med start klockan 11:00 2017-03-19.

3.4.8 Lindningskopplarlägen

En översikt över använda lindningskopplarlägen, i det aktuella fallet används läge 7 och 8, samt under hur lång sammanhängande tid ett visst läge har använts, kan också erhållas utifrån hämtad övervakningsdata. Ett exempel på en sådan presentation ges i figuren nedan.

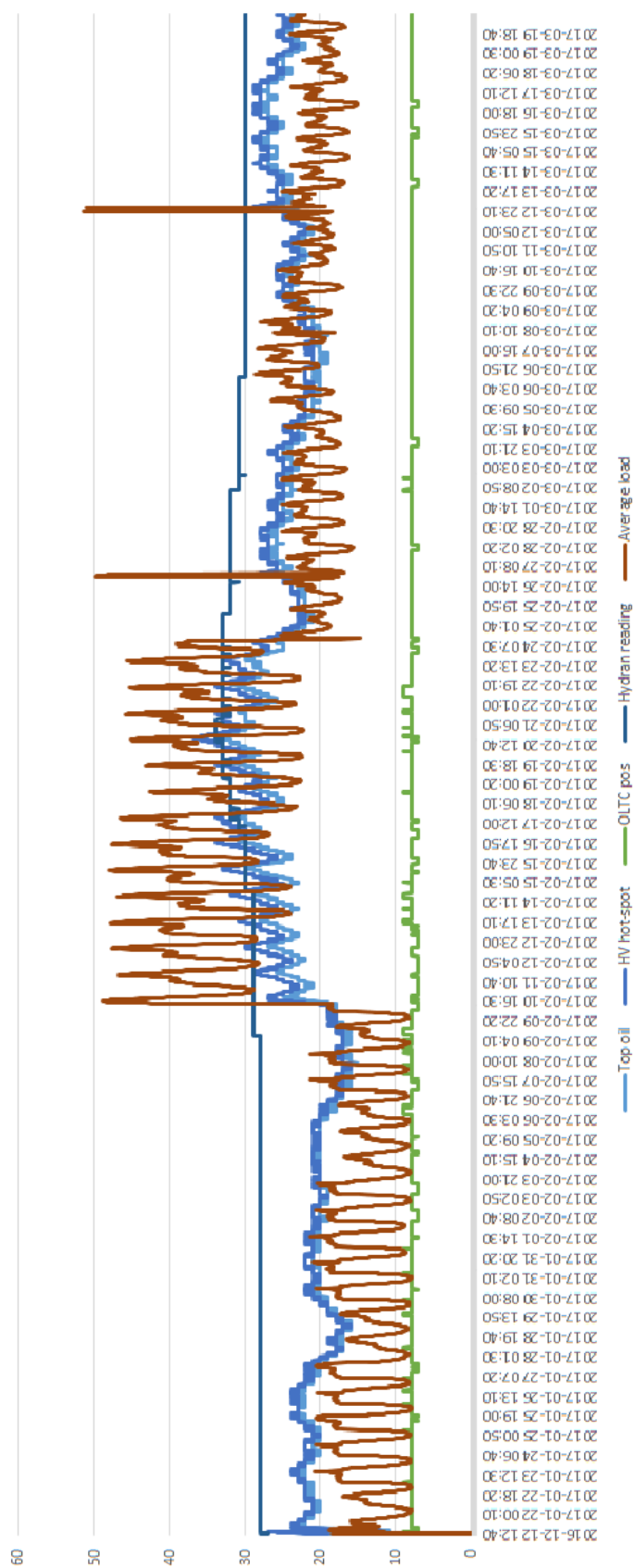


Figur 9: Last i procent (%) av märklast samt använda lindningskopplarlägen för T1 S1.

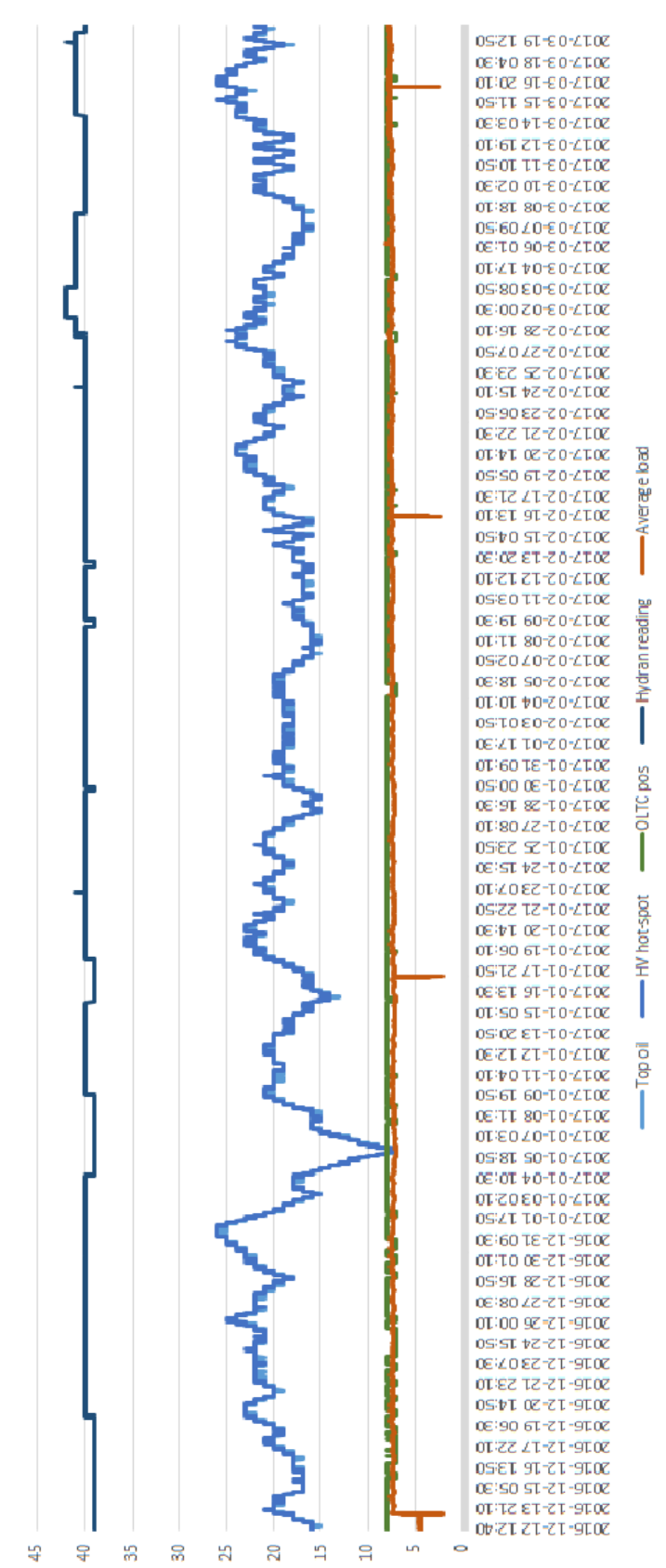
När enheterna är i normal drift kommer denna information att kunna användas för att ge indikation till ändring av lindningskopplarläge för att minska risken för ensidig användning.

3.4.9 Totalbild

En sammanfattande presentation av de parametrar som följs med online övervakningsutrustningen visas i nedan figurer för enheterna T1 S1 och T1 S2.



Figur 10: Sammanställning för T1 S1 för perioden 2016-12-12 till 2017-03-20



Figur 11: Sammanställning för T1 S2 för perioden 2016-12-12 till 2017-03-20

I det aktuella fallet kan slutsatsen dras att enhet T1 S1, är belastad till viss del medan T1 S2 samt de övriga två enheterna, enbart har haft periodvisa provdrifter.

Den här typen av presentation kan vara värdefull i de fall man önskar att följa en viss parameter över ett längre tidsintervall än vad som går att återskapa i själva kontrollutrustningen, alltså långsiktiga trender eller förändringar.

3.4.10 Slutsats och kommentarer

Enheterna har nyligen tagits i drift och de som är i drift går med jämn och låg belastning och uppvisar inga tecken på onormalitet sett från gasbilden.

Fuktinnehållet i olja presenteras från övervakningsdata som mycket olika i de fyra enheterna. För två av enheterna, T2 i både station S1 och S2, är det angivna fuktinnehållet mycket högt och behöver bekräftas omgående via att ta ut ett oljeproov för fukt i olja och genomslagsprovning.

Tabell 6 visar en översikt av befintlig information där röd markering innebär "vänligen agera".

Tabell 6: Sammanställning av befintlig information.

Egenskap/Enhet	TS S1	T2 S1	T1 S2	T2 S2
Gas i olja	u.a.	u.a.	u.a.	u.a.
Fukt i olja	u.a.	Hög	u.a.	Hög
Temperaturer	u.a.	u.a.	u.a.	u.a.
Last	Medel	Ingen	Låg	Ingen
Lindningskopplarläge	Varierat	-	Varierat	-
	Läge 7 och 8		Läge 7 och 8	

För övrigt har inget anmärkningsvärt noterats under perioden 12 december 2016 fram till 20 mars 2017.

Noteras bör att i de fall ett kraftigt ökande värde från gassensorn erhålls, är det viktigt att ta ett oljeproov för att utföra en offline Dissolved Gas Analysis (DGA) så att klarhet ges kring vilken gas eller vilka gaser som har ökat och skapat det förhöjda värdet. Det är mycket viktigt att ha full insikt i detta då förekomsten av de olika gaserna pekar på olika typer av begynnande feltyper.

3.5 FALL 2

Det andra fallet presenterar en lägesrapport baserad på uppmätta parametrar från transformatornhet TE1 uppställd i station ST1. Parameterdata för denna enhet är uppmätt under transformator drift under perioden 2009 till och med det andra kvartalet av 2017. Data har hämtats ut från befintligt online transformatorövervakningssystem monterat på transformatornheten.

Lägesrapporten för denna enhet kommer att presentera följande parametrar:

- Oljetemperaturens variation i tid
- Lastvariationer

- Lindningskopplarlägen
- Vatten- och väteinnehåll i oljan

Förutom ovan uppräknade parametrar kommer även en sammanställning av uppmätt gasinnehåll från oljeprover uttagna vid tidigare tillfällen, att redovisas.

3.5.1 Transformatordata

Transformatorn är en 3-fastransformator av fabrikat ABB, tillverkad år 2006 med märkspänning 50/10 kV och märkeffekt 10 MVA med möjlighet till 10 % kontinuerlig överlast, det vill säga upp till märkeffekt på 11 MVA.

Enheten är utrustad med en lindningskopplare av märke ABB och typ UBBRN 350/150. Lindningskopplaren har separat expansionskärl med transformatorn och expansionskärlet är försett med gummisäck. Transformatorenheten är försedd med ONAN-kylare.

3.5.2 Bestyckning avseende övervakning

Enheten är utrustad med ett online övervakningssystem sedan 2006 och en gassensor sedan april 2017.

3.5.3 Händelser

En översiktlig sammanställning över händelser gällande enheten ses i tabell 7 nedan:

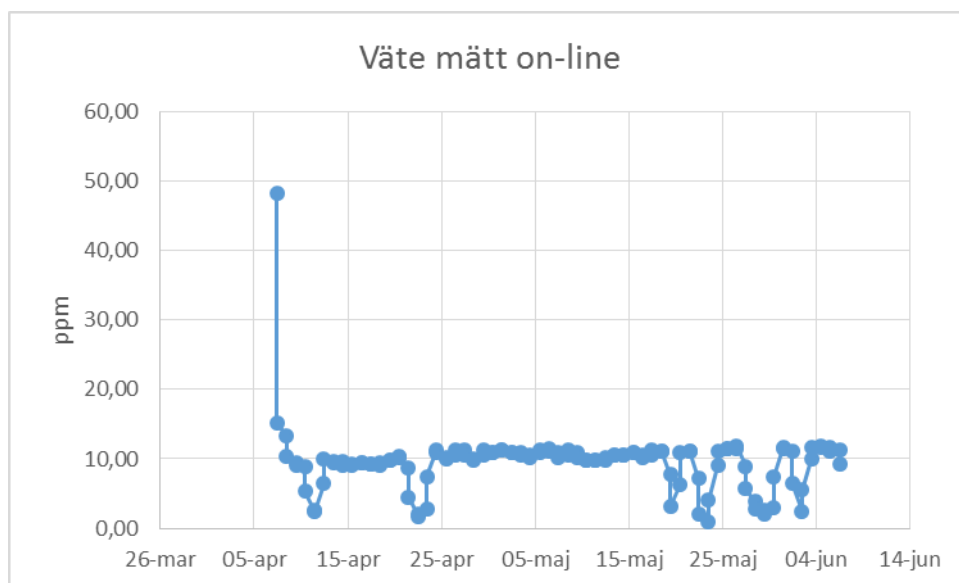
Tabell 7: Översiktlig sammanställning över händelser

År	Händelse	Notering
2017	Installation av online gas- och fuktmätning	Mätutrustning för att följa väteinnehåll och fukt i olja installerades 2017-04-07
2008-2009	Montage av fläkt på kylare	Maxlast efter uppfläktning är 14 MVA. Dock kvarstår inställningen i övervakningsutrustningen, det vill säga avläsningar sker med bas på 10 MVA
2006	Transformator levereras inkluderande övervakningsutrustning	Övervakningen utgörs av temperaturregistrering av omgivnings- och lindningstemperatur samt oljetemperatur, registrering av maxlast och timvis medellast samt lindningskopplarlägen

3.5.4 Gas i olja

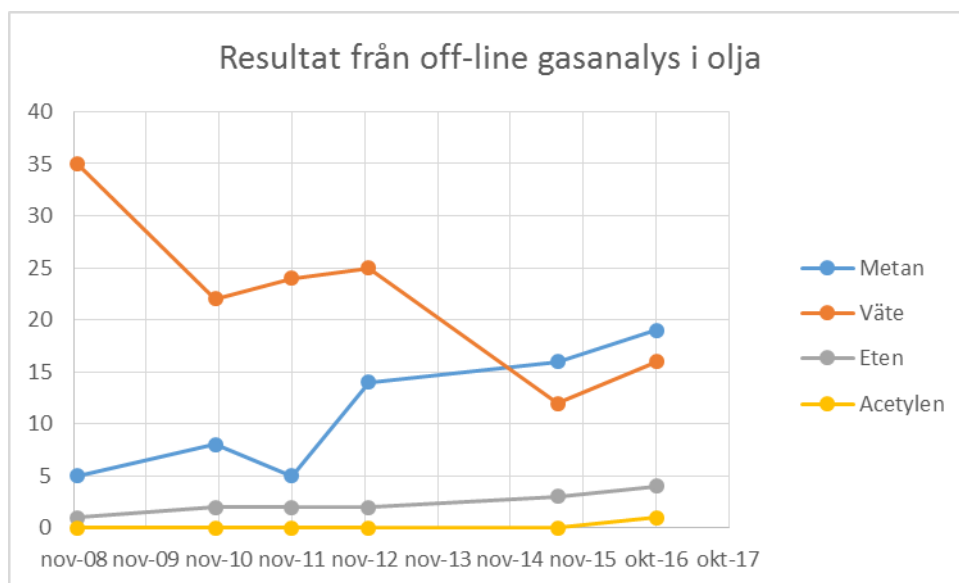
Enheten uppvisar inga tecken på onormalitet baserat på onlinemätningar av gasinnehåll.

Data gällande oljans gasinnehåll finns uppmätt online sedan början av april 2017 då gas- och fuktmätningssensor installerades och resultaten visas i figur 12 nedan. Det bör noteras att första mätpunkten i figur 12 angavs av givaren när denna var i demonstrationsläge och är ett så kallat simuleringsvärde. Mätpunkterna därefter är värden uppmätta i transformatorn.

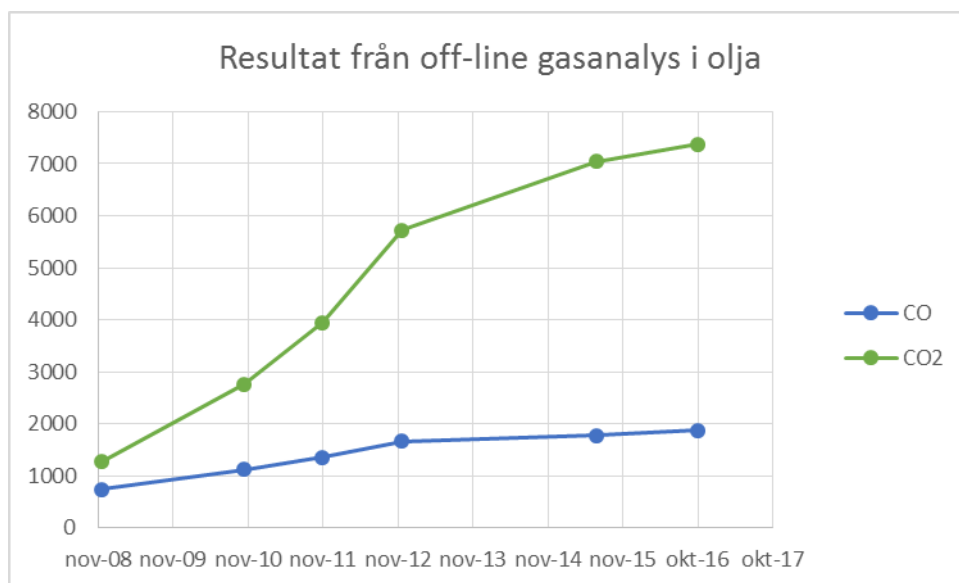


Figur 12: Väteinnehåll i olja uppmätt online från och med april 2017.

Figur 13 och figur 14 visar sammanställningar av årligen utförda gasanalyser.



Figur 13: Metan, eten och acetylen samt väteinnehåll i olja taget från transformatorn i drift vid olika tillfällen under perioden 2008 till 2016.



Figur 14: Koloxid (CO) och koldioxid (CO2) uppmätta från oljeprov tagna från enheten i drift under perioden 2008 till 2016.

Historiskt sett visar labbmätningarna vad gäller gas i olja på förekomst av väte vid idrifttagning av enheten. Vätet fortsätter att ligga på en något förhöjd nivå under några år för att sedan avta. Från 2014 och till idag är väteinnehållet på en normal nivå.

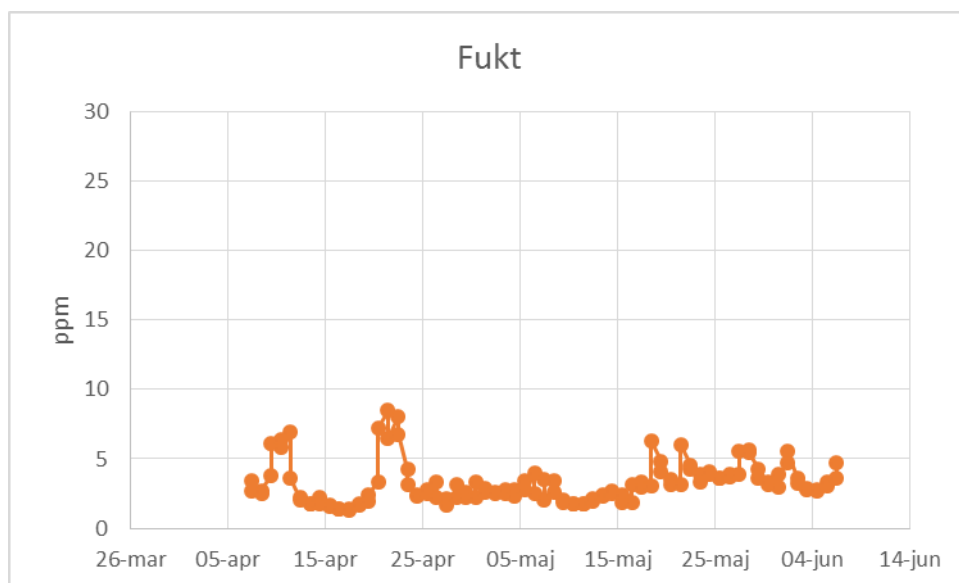
En god överensstämmelse finns mellan mätningarna gjorda med online gassensorn och det väteinnehåll som uppmäts vid gasanalys av oljan med laboratorieanalyser.

Det senaste labbprovet, november 2016, innehöll en liten mängd acetylen vilket inte är att förvänta eftersom enheten har separat expansionskärl för lindningskopplaren och transformertanken. Enbart förekomst av acetylen skulle kunna tyda på att en ljusbåge har uppkommit och därför har en rekommendation om ny provtagning för uppföljning av acetyleninnehållet förmedlats.

3.5.5 Fukt i olja

Fuktinnehållet i oljan visar på värden som är utan anmärkning.

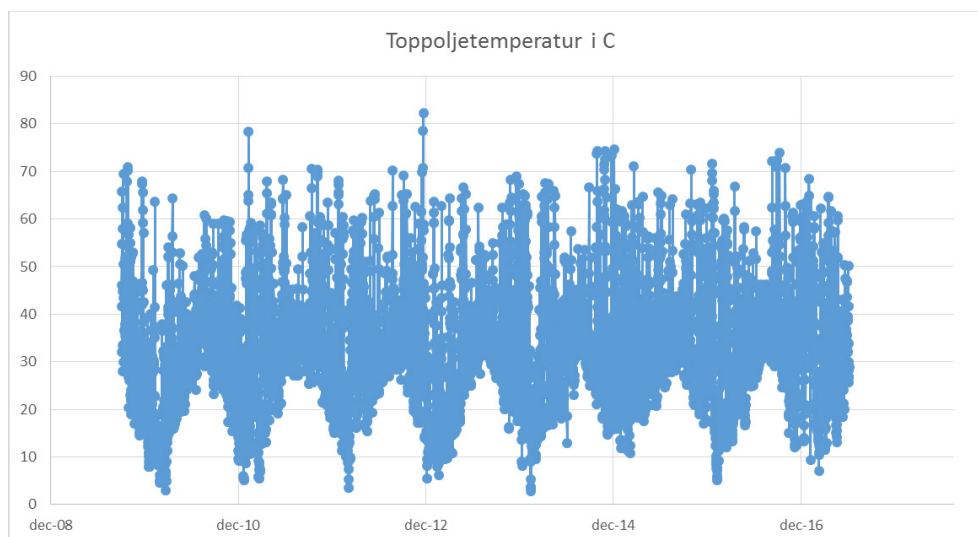
Fukten är uppmätt online med gas- och fuktsensorn under perioden april till juni 2017, sedan denna installerats. Resultaten av dessa mätningar presenteras i figur 15 och överensstämmer med de resultat som uppmäts av labb gällande vatten i olja.



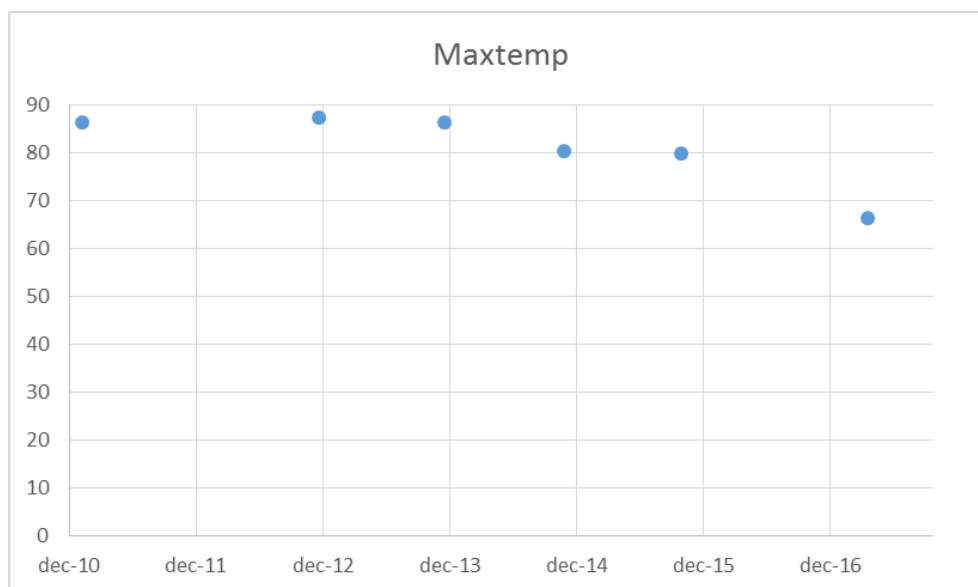
Figur 15: Vatten i olja uppmätt online

3.5.6 Temperaturavläsning

Toppoljetemperaturen varierar kraftigt mellan några få grader upp till 85°C, se figur 16. Lasten är periodvis mycket låg och däremellan mycket hög och variationen återspeglas i låg respektive hög oljetemperatur.



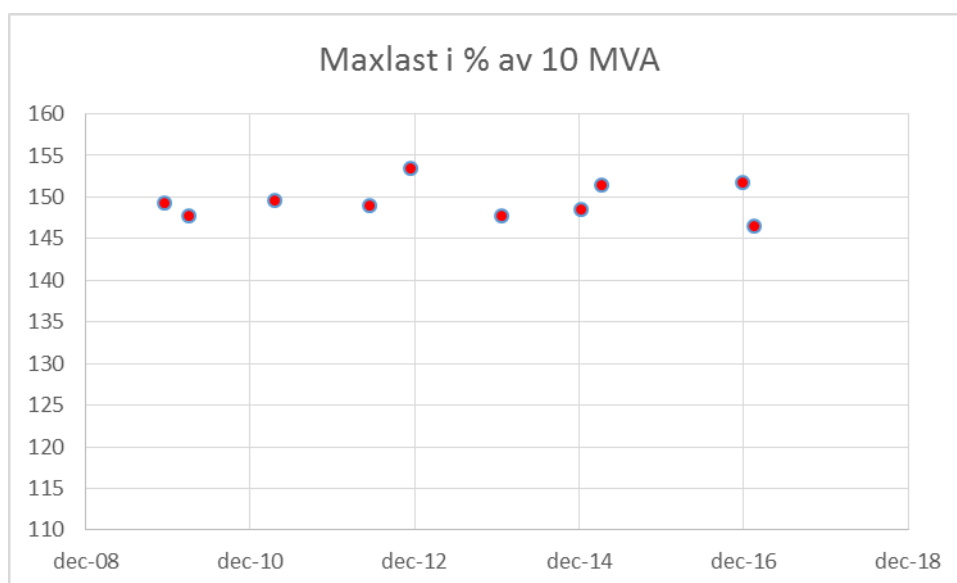
Figur 16: Sammanställning av avlästa toppoljetemperaturer



Figur 17: Maximala avlästa toppoljetemperaturer fram till juni 2017.

3.5.7 Lastavläsningar

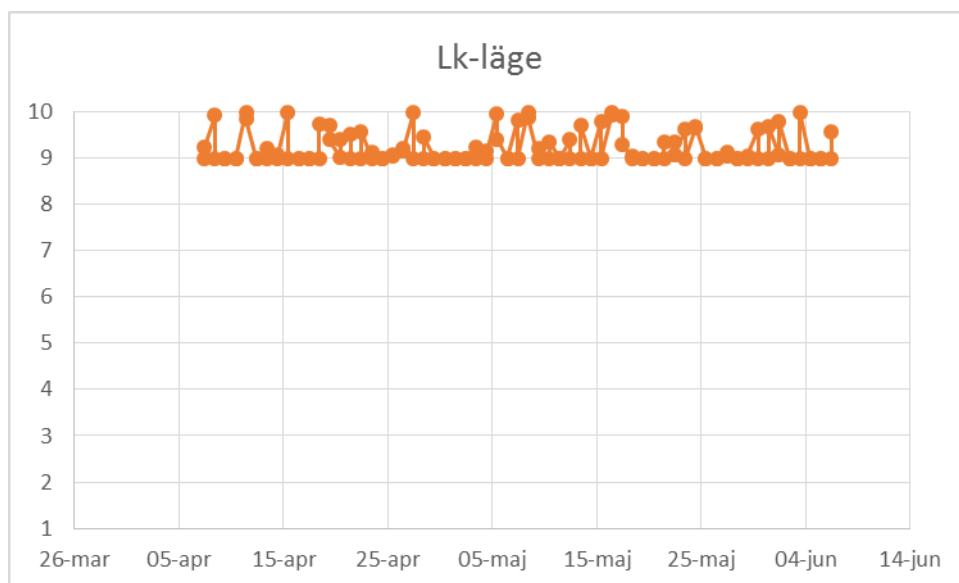
Den högsta belastningen under åren 2009 till juni 2017 presenteras i figur 18.



Figur 18: Maxlast angivet i procent av ursprunglig maxlast, det vill säga 10 MVA.

3.5.8 Lindningskopplarlägen

De lindningskopplarlägen som använts, läge 9 och 10, presenteras för perioden april till juni 2017. Detta är ett enkelt sätt att få en bild på huruvida det finns behov av att motionera lindningskopplaren över ett större område, på grund av att kopplarläge inte bytts på lång tid och därmed motverka att få kontaktproblem, eller ej.



Figur 19: Lindningskopplarlägen

3.5.9 Slutsats och kommentarer

Inga onormaliteter kan ses från denna uppföljning, men från tidigare utförda gasanalyser har förekomsten av acetylen setts vilket skulle kunna tyda på att elektrisk aktivitet, ljusbåge, kan ha förekommit i enheten.

Enheten går stundtals hårt belastad. Detta ger en hög toppoljetemperatur vid några tillfällen under den historiska driften.

Tabell 8: Sammanställning av befintlig information

Egenskaper/Enhet	T1
Gas i olja	u.a. ^{a)}
Fukt i olja	u.a.
Temperaturer	Stundtals hög
Last	Stundtals hög
Lindningskopplarläge	Varierat
	Läge 9 och 10

^{a)} Observera förekomst av acetylen i laboratorieanalys. Rekommendation om nytt uppföljningsprov för gasanalys under 2017.

4 Internationella tolkningsreferenser

Som hjälp vid tolkning kan olika internationella standarder användas. I denna rapport vill vi speciellt omnämna IEC 60599, "Mineral oil-filled electrical equipment in service – Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis", för gasanalystolkning och IEC 60422, "Mineral insulating oils in electrical equipment – Supervision and maintenance guidance", för tolkning av mätvärden för oljans kondition i enheter i drift.

I IEC 60599 som utgavs 2015 anges 90%-värden på typiska gaskoncentrationer, dvs 90% av ett stort antal enheter under normal drift utan kända fel har haft gasinnehåll inom dessa områden [2]. Hur dessa 90%-värden ser ut presenteras i tabell 9. När uppmätta värden överstiger de som är angivna i tabellen så kan IEC 60599:s tolkningsschema, som försöker kategorisera olika typer av fel, användas.

Tabell 9: 90%-värden för gasinnehåll för krafttransformatorer enligt IEC 60599 angivet i ppm

	C ₂ H ₂	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂
Samtliga transformatorer		50-150	30-130	60-280	20-90	400-600	3800-14000
Utan lindningskopplare	2-20						
Kommunicerande lindningskopplare och tank	60-280						

Den tabell i IEC 60422 som ger en övergripande vägledning för bedömning av oljeegenskaper hos olja som finns i transformatorer i drift är tabell 3 [3]. Här nedan presenteras den del av tabellen som visar gränser för fukt i olja och genomslagshållfasthet i olja, det vill säga de egenskaper som företrädesvis påverkar funktionsdugligheten hos en transformator.

Tabell 10: Utdrag ur IEC 60422 tabell 3 - Gränser för fukt och genomslagshållfasthet i olja.

Egenskap	Mätmetod	Högsta spänningsnivå för utrustningen [kV]		
		<72,5	72,5 to 170	>170
Genomslagshållfasthet [kV]	IEC 60156	>55	>60	>60
Vatten i olja [mg/kg]	IEC 60814	20 ^{b)}	<10	<10

^{b)} för transformatorer under 72,5 kV bör acceptabel vattenhalt bestämmas och överenskommas mellan leverantör och användare.

5 Resultat

Utifrån två verkliga fall presenteras lägesrapporter för tillståndsbedömning baserat på data från övervakningsutrustning som innehåller kända händelser, utveckling över tid vad gäller gas i olja, fukt i olja, last- och toppoljetemperatur samt lindningskopplarlägen.

En klar sammanfattning och bedömning av enheternas tillstånd ges med utgångspunkt från given information för de båda fallen.

6 Diskussion

Att som transformägare ha insikt i sina transformatorenheters tillstånd – vare sig det sker via mätningar och analyser utförda av övervakningssystem eller genom manuella provtagningar och analyser – gynnar såväl driftsäkerheten som sinnesron. De olika tillvägagångssätten skiljer sig dock åt och har båda sina för- och nackdelar.

Övervakningssystem kan registrera och analysera en stor mängd data med en kontinuitet och takt som för en människa är omöjlig att matcha. Problem och risker kan upptäckas och annonseras i realtid och med onlineuppkollade system blir informationen lättillgänglig för alla med access. Mängden information ökar dock mycket snabbt och kan te sig överflödigt och svår att greppa. Systemens förmåga är begränsad till förprogrammerade processer och deras förutsättningar begränsas till de funktioner, sensorer och den input som finns tillgänglig.

Experter inom transformator diagnostik och transformatordesign kan med sin expertis, erfarenhet och tillgång till avancerade instrument nå resultat med en precision som överträffar dagens sensorer och system. De kan anpassa och utvärdera utifrån observationer och detaljer som ett system inte fångar upp, men sådan expertis och erfarenhet är begränsad och varje mätning, insamling och analys tar tid. Resultaten av periodiskt utförda analyser kan bara redogöra för tillståndet som det såg ut vid de tillfällen underlag samlades in – när eventuella förändringar skett och hur de sett ut fram till provtillfället, förblir okänt och kan endast estimeras utifrån erfarenhet.

Vid framtagningen av en lägesrapport kombineras nyttan och värdet av dessa båda tillvägagångssätt – transformatorexpertis, diagnostikererfarenhet och förmåga att "se och tänka utanför ramen" med systemens kapacitet, tillgänglighet och kontinuitet. Insamlad systemdata erbjuder en bredd vad gäller parametervärden och historik och denna bredd bidrar med bakgrund och sammanhang till analysernas resultat när data ska omvandlas till information.

7 Slutsatser

En lägesrapport ger således:

- En lättöverskådlig sammanfattning av enheternas tillstånd
- En slutredovisning av resultatet från processen "att överföra data till information"
- Avlastning för slutanvändaren

8 Referenser

1. *"Service Handbook for Transformers 1st international edition"*, ABB, 2006
2. *"Mineral oil-filled electrical equipment in service – Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis"*, International Electrotechnical Commission, IEC 60599:2015, 2015.
3. *"Mineral insulating oils in electrical equipment – Supervision and maintenance guidance"*, International Electrotechnical Commission, IEC 60422:2013, 2013.
4. *"Report on Gas Monitors for Oil-Filled Electrical Equipment"*, CIGRE WG D1.01, 2010.
5. *"Guide on Transformer Intelligent Condition Monitoring (TICM) Systems"*, CIGRE WG A2.44, 2015.

CORETEC SERVICERAPPORT

Transformatorns tillgänglighet och tidiga signaler om uppkomna onormaliteter är avgörande för elnätens stabilitet. Dagens online övervakningssystem erbjuder en mängd olika mätningar, datainsamlingar och analyser. Utmaningen är att sälla bland alla data som finns tillgängliga samt att få en övergripande bild av dagsläget.

För att användaren ska få ut mesta möjliga av sitt övervakningssystem, men framför allt av transformatorn, har här ett koncept för expertanalys av insamlad övervakningsdata utvecklats. Rapporten Coretec servierappport är skraddarsydd och resultaten av en expertanalys presenteras här i en lättöverskådlig form.

Nyttan av en servierappport, som inkluderar presentation av data, analys och rekommendationer för fortsatt drift, presenteras också i denna rapport. Den beskriver kort vilka parametrar som är relevanta att övervaka beroende på frågeställning och ger exempel på hur data kan presenteras och användas som grund för fortsatta beslut och åtgärder för den aktuella transformatorn.

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



Energiforsk