



GRUPO -XIII

**GRUPO DE ESTUDO GRUPO DE TRANSFORMADORES, REATORES, MATERIAIS E TECNOLOGIAS
EMERGENTES- GTM**

**RECONDICIONAMENTO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA NA REN – AVALIAÇÃO DE 15 ANOS DE
EXPERIÊNCIA COMO SOLUÇÃO PARA O PROLONGAMENTO DO TEMPO DE VIDA ÚTIL**

SOARES, M. (*) Martins, J.F.
REN – Redes Energéticas Nacionais

RESUMO

A gestão do ciclo de vida de uma população de transformadores de potência exige a definição de uma estratégia de manutenção adequada, que deve incluir actividades de diagnóstico e avaliação de estado, manutenção preventiva e, em alguns casos, intervenções de carácter mais profundo para restaurar o estado de alguns componentes do equipamento, permitindo uma extensão da sua vida útil esperada, que podemos definir como 'recondicionamento'. O presente trabalho apresenta os resultados de 15 anos de experiência com actividades e recondicionamento de transformadores de potência da REN, em termos de prolongamento de vida útil obtido e evolução do estado verificada após intervenção.

A avaliação incide em mais de 30 transformadores instalados na Rede Nacional de Transporte de energia eléctrica portuguesa, que foram alvo de recondicionamento entre 2001 e 2015, incluindo a revisão de resultados de análises ao óleo e papel isolante (DP), ensaios eléctricos e dieléctricos ao transformador e suas travessias. Os dados e experiência acumulada permitiram verificar que os resultados de médio / longo prazo foram alcançados, identificar problemas que podem surgir e fornecem informação para as análises de custo-benefício que suportam esta actividade.

PALAVRAS-CHAVE

Recondicionamento, Extensão de Vida Útil, Análises ao Óleo, 2-FAL, DP, Travessias

1.0 - INTRODUÇÃO

O objectivo final da gestão do ciclo de vida é obter o mínimo 'custo total de posse' (TCO), assegurando um adequado desempenho e segurança de operação, minimizando os custos de operação e manutenção e estendendo a vida útil tanto quanto possível com níveis adequados de confiabilidade.

Devido ao natural envelhecimento dos transformadores ao longo do período de exploração, o seu estado vai-se degradando inevitavelmente, até ao ponto onde decisões cruciais devem ser tomadas, tais como:

- Manter em funcionamento (assumindo o risco);
- Aumentar o nível de monitorização - análises mais frequentes, testes adicionais (diagnóstico avançado), testes off-line para avaliação de estado;
- Realizar operações de manutenção - reparação, tratamento de óleo, substituição de componentes;
- Alterar condições de funcionamento - reduzir a carga, recolocar, utilizar apenas como elemento de apoio;
- Realizar recondicionamento geral – operações de manutenção e extensão da vida útil;
- Programar substituição (critério de fim de vida).

Para ter um suporte adequado para essas decisões, é importante ter uma ampla fonte de informações para a avaliação do estado do equipamento, incluindo inspeções visuais, análise de óleo, diagnóstico off-line (testes no

local) e dados de monitorização on-line. O histórico de exploração e a experiência da empresa também desempenham um papel fundamental para ajustar as decisões para cada caso particular.

As decisões de realização de manutenção intrusiva têm consequências sobre a disponibilidade do equipamento e altos custos associados, devido à logística envolvida e ao nível de especialização necessário. Assim, quando os resultados da avaliação de estado detectam algo que requer acção, o primeiro passo deverá ser investigação e aprofundamento do diagnóstico. Por exemplo, defeitos detectados por análise de gases dissolvidos no óleo (DGA) podem ser mantidos sob vigilância por análises DGA adicionais mais frequentes, combinadas com testes off-line quando possível. Também é preciso avaliar a urgência da necessidade de acção, que pode variar de acordo com a política da empresa. Por exemplo, a reparação de uma fuga de óleo, com origem num componente que requer drenagem completa do óleo para reparação, poderá ser adiada de forma a coordenar trabalhos com outra acção de manutenção mais profunda. Cada caso em análise deve ser sempre analisado em perspectiva, por comparação com todo o parque de equipamentos (ranking), em relação ao seu papel particular na rede (nó crítico, n-1, etc.) e tendo em conta a experiência anterior, uma vez que se pode reagir com um melhor julgamento a uma situação que já aconteceu antes.

Nos últimos 15 anos, a REN vem realizando actividades de recondicionamento no local como parte da estratégia de manutenção para estender a vida útil de transformadores de potência que apresentam alguns sinais de envelhecimento e necessidades de manutenção, mas ainda estão em boas condições para suportar a extensão de vida desejada. Esta é tipicamente uma operação realizada numa fase de “meia idade” que está prevista para fornecer uma extensão de vida estimada de 10-20 anos. Os efeitos no equipamento são avaliados após cada recondicionamento, mas os principais objectivos só podem ser verificados a médio / longo prazo. Durante o período analisado, o recondicionamento foi realizado, seguindo especificações técnicas similares, em aproximadamente 50% da população com mais de 25 anos de serviço. Um número significativo destes casos já está em serviço após essa intervenção há 10 ou mais anos o que nos permite ter dados acumulados para realizar uma avaliação geral desta actividade.

2.0 - METODOLOGIA DE RECONDICIONAMENTO

É normalmente aceite que o tempo de vida do transformador está directamente relacionado com o envelhecimento térmico do isolamento sólido e a sua perda de resistência mecânica, que pode ser estimada pelo grau de polimerização do papel isolante (DP). Os primeiros sintomas de envelhecimento podem ser detectados por análise de óleo, e resultam do processo de envelhecimento térmico ou contaminação. Para retardar a taxa de envelhecimento, é necessário manter o óleo em boas condições e eliminar a humidade e contaminantes, tanto quanto possível. As operações básicas de recondicionamento baseiam-se no principal objectivo da eliminação de humidade e contaminação e incluem um programa de manutenção completo e profundo, que a oportunidade criada pela necessidade de realizar operações intrusivas e de planear um período de indisponibilidade permite enquadrar.

Poderá ser conveniente adiar e algumas tarefas de manutenção correctiva e incluí-las no âmbito do recondicionamento, a fim de beneficiar dos recursos disponibilizados no local quando este se realiza. Para os componentes que não se espera que tenham uma vida útil tão longa quanto a do transformador, deve ser considerada a sua substituição. O transformador é ainda submetido a algumas modificações para atender às especificações técnicas mais recentes referentes a novos acessórios, configuração de tubagens e esquemas de electrificação de circuitos auxiliares.

As principais operações de recondicionamento podem ser agrupadas da seguinte forma:

a. Óleo & Papel – extensão da vida útil da parte activa

- Substituição do óleo isolante;
- Remoção da humidade, através da aplicação de secagem da parte activa pelo processo de “hot oil spray”;
- Redução da oxidação, através da instalação de novo conservador hermético com membrana de elastómero;
- Substituição geral de vedantes e juntas para prevenção de contaminação e fugas de óleo.

b. Componentes – renovação e manutenção

- Inspeção completa ao regulador em carga, incluindo selector de tomadas, comutador e todos os componentes;
- Ensaio de alta tensão nas travessias de alta tensão (em laboratório) ou substituição;
- Pintura e tratamento anticorrosivo da cuba;
- Substituição geral de válvulas;
- Substituição de acessórios e dispositivos de protecção própria (válvula de sobrepressão, relé Buchholz, relé de fluxo de óleo, termómetros, níveis de óleo, indicadores, secadores de ar);
- Revisão do sistema de arrefecimento (ventiladores, bombas, limpeza de radiadores);
- Substituição de armário de circuitos auxiliares e cablagem;
- Instalação de sistemas de monitorização online (em equipamentos seleccionados).

c. Ensaio e documentação

- Ensaio de caracterização de estado para referência, baseados em análises ao óleo, ensaios eléctricos de campo e ensaios funcionais;
- Actualização da documentação técnica – desenhos, relatórios, manuais.

3.0 - VISÃO GERAL DO PARQUE DE TRANSFORMADORES INSTALADOS NA REN

A rede nacional de transporte de energia eléctrica portuguesa (RNT) foi alvo de investimentos e expansão significativos na última década, devido a factores tais como a necessidade de integração de novas fontes de energia, reforço de interligações e melhoria da segurança de abastecimento. Estes investimentos têm um forte reflexo na população de transformadores de potência geridos pela REN, cujo número de elementos aumentou quase 70% nos últimos 15 anos, tendo ultrapassado o dobro do valor de potência instalada. Resultou também na redução da idade média destes activos de 21 anos (em 2001) para 17 anos (em 2016). Também é relevante neste período a introdução de novos tipos de equipamento na RNT, nomeadamente autotransformadores desfasadores (em 2005) e reactâncias shunt imersas em óleo (em 2009). Estes elementos são contabilizados na população de 'transformadores de potência', que totaliza 207 elementos (considerando como elemento cada unidade trifásica ou um banco de três unidades monofásicas). A evolução da população desde 2001 pode ser analisada com os dados apresentados na Tabela 1, discriminados por nível de tensão. É possível observar que o principal aumento relativo (em %) se verificou no nível de 400kV, embora o maior acréscimo em nº de elementos se tenha ocorrido para o nível de 220 kV.

TABELA 1 – Evolução da população de transformadores entre 2001 e 2016 (nº de elementos)

Período	Situação	Nível de Tensão			
		150 kV	220 kV	400 kV	Total
2001	Total em serviço	48	58 (20)	17 (4)	123 (24)
2001-2015	Desclassificado	16	16 (15)	0	32 (15)
	Aguarda realocização	2	1	0	3
	Mantido em serviço	19	27 (3)	9	55 (3)
	Recondicionado	11	14 (2)	8 (4)	33 (6)
	Novo - Transformadores & AT	22	52 (1)	33 (2)	107 (3)
	New - SR	1	2 (2)	5	8 (2)
	New - PSA	0	0	4	4
2016	Total em serviço	53 (2)	95 (8)	59 (6)	207 (16)

*(n) – nº de bancos de 3 unidades monofásicas incluídos

Nota: Para os elementos "desclassificados" a idade média de "fim de vida útil" foi de 45 anos.

4.0 - ANÁLISE DA POPULAÇÃO DE TRANSFORMADORES RECONDICIONADOS

4.1 Descrição geral dos transformadores recondicionados

O conjunto dos 33 transformadores recondicionados no período 2001-2015 foi avaliado, havendo dados acumulados "pós-recondicionamento" em quantidade já significativa, numa média de 9 anos por máquina.

A selecção destas unidades para recondicionamento foi, na maioria dos casos, resultante da sua avaliação de estado, conjugada com a sua importância para a rede eléctrica, o que permite definir uma lista de prioridades para planeamento das actividades de recondicionamento. Foi necessário também cruzar esta lista com os planos de desenvolvimento da rede, onde poderão ser definidas estrategicamente operações de desclassificação ou realocização de transformadores. Em 8 dos 33 elementos analisados, o recondicionamento foi devido a necessidades associadas à sua realocização. A combinação do recondicionamento com as actividades de transporte e reinstalação permite obter economias de escala e deve ser considerada sempre que tecnicamente justificada e viável. Podem, no entanto, excluir-se os seguintes casos:

- Relocização de transformador "recente" - demasiado cedo para recondicionamento. Embora em alguns casos próximos de zonas fronteira (por volta dos 15 anos de idade, dependendo do tipo e utilização) possa ser prudente antecipar o recondicionamento. Nesses casos, a avaliação de estado deverá ter em conta a condição prévia do equipamento, mas também prever os efeitos de transporte, período de inactividade, desmontagem de componentes críticos e risco de exposição de parte activa durante as fases de desmontagem e remontagem. Fazendo o balanço destes factores com as economias de escala atrás referidas, o recondicionamento pode ser bem justificado.
- A estimativa de vida útil restante apresente um valor reduzido – casos onde a realocização será apenas uma solução temporária. Esta avaliação pode resultar da própria idade do activo e sua depreciação, estado e fiabilidade dos componentes instalados e/ ou nível avançado de degradação térmica do papel (diagnóstico indirecto a partir de análises ao óleo e eventualmente complementado com medição de DP em amostras de papel – técnicas detalhadas na secção 4.3).

- Transformador previamente sujeito a recondição geral. Como estratégia de base, não se considera viável o investimento em novo recondição do mesmo equipamento, tanto em termos técnicos (principalmente devido aos efeitos térmicos de nova secagem na parte activa) como económicos.

A idade média dos activos analisados no momento do recondição era de 25,5 anos, o que reflecte a natureza de “meia-idade” desta actividade, uma vez que é esperado que os transformadores atinjam uma idade de 50 anos em serviço, com a adopção de uma adequada estratégia de prolongamento da vida útil. Refira-se ainda o tipo construtivo destas máquinas, onde a maioria é do tipo “shell” (29) e as restantes 4 tipo “core”.

4.2 Avaliação de estado

A monitorização do estado dos transformadores baseia-se na realização de ensaios ao óleo isolante anualmente, que incluem ensaios físico-químicos de rotina, análise cromatográfica de gases dissolvidos (DGA) e cromatografia líquida de alta precisão (HPLC) para análise de compostos furânicos. Na seguinte tabela, apresenta-se uma síntese das propriedades “chave” do óleo verificadas nos transformadores recondiçãoados que analisamos.

TABELA 3 – Classificação com base em propriedades-chave do óleo, baseado na norma CEI 60422 (nº de elementos)

Propriedade-chave	Bom	Razoável	Mau
Teor de água (a 20°C)	0	4	29
Acidez	2	4	27
Tensão interfacial	0	4	29
Factor de dissipação dielétrica a 90 °C	27	5	1
Cor	1	7	25

A maioria destes elementos apresentam resultado “mau” para teor de água e acidez. Isto justifica as operações de secagem da parte activa e substituição do óleo previstas. Por outro lado, o factor de dissipação apresenta valores bons na quase totalidade dos elementos. A experiência tem demonstrado que o óleo mesmo quando degradado a nível físico-químico pode ainda manter as suas propriedades dielétricas até determinado ponto, mas haverá efeitos negativos ao nível do isolamento sólido e outros materiais, acelerando o envelhecimento da máquina.

Para a avaliação da condição do papel isolante do transformador, a análise de compostos furânicos, dos quais se destaca o 2-furfuraldeído (2-FAL) como parâmetro-chave para essa avaliação, dá uma boa estimativa das unidades que levantam mais preocupações sobre a saúde do seu papel isolante. Como mostrado na Tabela 4, um terço (5 + 6) da população recondiçãoada apresentou sinais de degradação de papel mais sérios. Uma vez que o processo de recondição não é eficaz na restauração da condição do papel, podendo apenas reduzir a taxa de envelhecimento, quando há sinais de degradação avançada do papel, a avaliação da condição deve ser aprofundada para garantir que o investimento a realizar é viável economicamente tendo em conta a vida restante esperada. Alguns desses estudos são descritos com mais detalhes na próxima secção.

TABELA 4 – Classificação com base na análise de compostos furânicos (nº de elementos)

Parâmetro-chave [2-FAL]	< 0,5 ppm	0,51 - 1 ppm	1,01 to 2 ppm	> 2 ppm
Nº elementos	19	3	5	6
Estado de envelhecimento do papel	Sinais moderados	Significativo	Elevado	Nível avançado

4.3 Diagnóstico de envelhecimento do papel isolante

4.3.1 Estimativa do grau de polimerização do papel (DP)

Um critério de fim de vida baseado no envelhecimento térmico é normalmente expresso em termos de DP como “DP < DP_{min}”, onde DP_{min} ≈ 200. Algumas pesquisas têm sido realizadas para definir bons modelos de correlação que se adaptem a cada caso particular, a fim de obter mais informações sobre a degradação real do papel, em termos de nível de DP, sem acção intrusiva. Algumas equações foram desenvolvidas experimentalmente em laboratório para estabelecer a relação de DP com a concentração de 2-FAL, das quais se analisaram as seguintes:

MAMartins (shell)	$\text{Log}_{10}[2\text{-FAL}] = 2,25 - 0,0046 \text{ DP}$	(1)
MAMartins (core)	$\text{Log}_{10}[2\text{-FAL}] = 2,57 - 0,0046 \text{ DP}$	(2)
De Pablo	$\text{DP}([2\text{-FAL}] + 2,3) = 1850 \text{ DP}$	(3)
RTE	$\text{DP} = 500 - 333 \cdot \text{Log}_{10}[2\text{-FAL}]$	(4)

O valor DP não é uniforme em todo o volume do transformador, por isso a maior preocupação é com o valor de DP mínimo, que em teoria deve ser localizado em torno do ponto mais quente do enrolamento. A variação do DP dentro dos transformadores depende de vários factores, como temperatura, perfis de oxigénio, teor de água, tipo de óleo e nível de degradação do óleo. Além disso, o [2-FAL] medido no óleo depende não apenas da taxa de

produção de 2-FAL, mas também da sua taxa de degradação (estabilidade 2-FAL) e do seu coeficiente de partição entre óleo e papel, que introduzem incerteza adicional. Acções de manutenção que incluam a circulação de óleo com desgaseificação e secagem também podem introduzir mudanças adicionais na concentração esperada de 2-FAL.

4.3.2 Medição directa de DP em amostras de papel isolante

Para obter valores DP medidos directamente dos transformadores com sinais de degradação mais avançada do papel e obter melhor avaliação da vida útil restante estimada, foram retiradas amostras de papel em pontos acessíveis criteriosamente seleccionados dos transformadores, sendo depois comparados com a avaliação baseada em [2-FAL] no óleo. O processo de amostragem de papel envolve a desconexão do transformador e a drenagem do óleo. Os pontos de amostragem devem ser acessíveis, permitindo um re-isolamento com fita de papel kraft. A amostragem requer algumas competências específicas do domínio do fabricante do transformador, tem custos elevados e alguns riscos associados, por isso realizou-se apenas para os casos mais críticos onde [2-FAL] > 2 ppm.

Durante o período estudado, 7 transformadores foram submetidos a esse processo (em dois casos, por duas vezes). Os pontos de amostragem escolhidos foram os condutores de alta tensão (AT), Média Tensão (MT) e enrolamentos de regulação, localizados nas partes superiores do tanque, que são submetidos às solicitações térmicas que resultam da temperatura do óleo superior e da carga, e assim dar a melhor aproximação possível da degradação térmica do isolamento do ponto mais quente da máquina (o ponto mais estressado do isolamento de celulose). Em cada ponto foram colhidas 2 amostras: da primeira camada externa, em contacto directo com o óleo do transformador, e da terceira camada contando do exterior. As amostras de papel retiradas das camadas exteriores tinham normalmente um DP ligeiramente inferior (cerca de 10% inferior), em comparação com amostras da terceira camada externa do mesmo chumbo, o que revela a contribuição adicional da degradação do óleo para a degradação do papel.

4.3.3 Resultados [2-FAL] vs DP

Os resultados dos cálculos de DP com base nas medições de [2-FAL] e DP de amostras de papel são apresentados na Tabela 5, bem como as decisões que seguiram a avaliação, suportadas por esses resultados.

TABELA 5 – DP medidos em amostras seleccionadas vs calculados com equações experimentais

ID	ano	[2-FAL] (ppm)	DP méd medido em amostras	DP mín medido em amostras	Estimativa tempo vida rest. (baseDPmin)	Calc DP (1)	Calc DP (2)	Calc DP (3)	Outputs / decision supported
SCG1*	2002	2,6	551	332	20%	399	378	362	Recondicionado
SCG1*	2010	2,6	380	240	11%	398	375	360	Planear substituição
SPN1*	2004	1,9	561	347	21%	432	447	412	Recondicionado
SCG3*	2005	4,3	721	536	39%	352	281	289	Recondicionado
SPC1*	2007	3,2	367	301	17%	378	335	330	Desclassificar Investigação DP
SPC1*	2008	-	324**	304**	-	-	-	-	Mapeamento DP Caso de estudo
SFF2*	2008	3,3	439	323	19%	376	330	327	Recondicionado
SETM2*	2011	3,3	260	232	10%	377	332	328	Planear substituição
STN1#	2008	8,1	682	510	36%	291	177	197	Investigação 2FAL
STN1#	2015	6,1	669	543	39%	319	222	240	Recondicionado

(1) equações "M.A. Martins"

(2) equação "De Pablo"

(3) equação "RTE"

(galetes)

* tipo shell

tipo core

**56 amostras de enrolamentos tipo "disco"

5.0 - RESULTADOS DO RECONDICIONAMENTO A MÉDIO / LONGO PRAZO

5.1 Evolução dos resultados de análises ao óleo

Ao substituir o óleo num transformador antigo, previamente impregnado com um tipo diferente de óleo, não se espera que tenha o mesmo comportamento de óleo novo num transformador novo. No entanto, com o processo combinado de secagem por pulverização com óleo quente, que também tem um efeito de limpeza nos enrolamentos, era esperada a boa estabilidade a médio/ longo prazo da qualidade do óleo, que se verificou.

Os resultados analisados de ensaios de óleo dos transformadores recondicionados, antes e depois desta operação, permitem verificar que, em geral, há uma estabilidade de médio / longo prazo na maioria das propriedades de avaliação de estado, como mostrado na Figura 4. Esta mostra a evolução de algumas propriedades-chave para a avaliação da qualidade do óleo, que reflectem a estabilidade à oxidação e eventual contaminação do óleo, com todos os valores referentes ao estado antes do recondicionamento e os seguintes

resultados para cada ano decorrido (cada série representando um transformador remodelado). As linhas horizontais representam os limites de classificação de acordo com a norma CEI 60422 para as propriedades do óleo. Para o gráfico dos valores de concentração de 2-FAL, também incluídos para avaliação de eventual degradação do papel isolante, os limites representados foram definidos de acordo com a experiência da empresa e as recomendações do laboratório químico.

- **Acidez** - valores muito baixos e estáveis encontrados, mesmo para as unidades que têm acumulados mais anos de serviço após recondicionamento.
- **Tensão Interfacial (IFT)** - esta propriedade tem apresentado valores relativamente estáveis ao longo dos anos, embora em alguns casos já tenha caído na categoria de "condição razoável". De acordo com a nossa experiência, os sinais de perda de IFT surgem muito mais cedo do que o aumento da acidez, e alguns transformadores recentes também atingiram condição "razoável" nos primeiros 10 anos de serviço. Observou-se também que o valor inicial para esta propriedade para transformadores após recondicionamento (média de 30 mN / m, muito próximo da "linha amarela") não foi tão alto como o registrado para transformadores novos após colocação em serviço (40 mN / m em média).
- **Fator de dissipação dielétrica a 90 °C (tgδ)** - para esta propriedade é importante separar um dos casos ("AT-SZR"), que como mencionado anteriormente na seção 4, não sofreu uma substituição completa de óleo e o valor de tgδ continuou a subir acima da "linha vermelha" como mostrado no gráfico. Todos os outros mantêm-se abaixo das linhas limite, maioritariamente com valores estáveis, mas um caso já mostra uma tendência de subida. Este caso apresentou um dos maiores valores de tgδ pré-recondicionamento e é um dos que já acumulou mais anos pós-recondicionamento, pelo que o desempenho é satisfatório.
- **Cor** - todas as unidades são mantidas abaixo da linha limite e não apresentam variação significativa na cor. O índice mais escuro registado é "L3,0", mas podemos verificar que os casos que mostram as cores mais escuras, já tinham as cores mais escuras logo após conclusão do recondicionamento.
- **Teor de água** - todos os valores registrados após recondicionamento enquadram-se na categoria de estado "bom". A análise do teor de água no sistema de isolamento de óleo / papel não deve basear-se exclusivamente no teor de água no óleo, mas este dá-nos uma boa indicação da eficácia do processo de secagem ao longo dos anos.
- **2-FAL** - A análise de compostos furânicos torna-se menos representativa do estado real do papel porque a substituição de óleo elimina o nível de compostos previamente presentes no óleo, como podemos ver no gráfico, deixando assim de corresponder ao nível de envelhecimento do papel já atingido. O valor máximo encontrado após recondicionamento foi de 0,3 ppm e sem aumento visível ao longo do tempo (valores residuais após a substituição do óleo). Após o recondicionamento, é importante manter um registo do nível de [2-FAL] anterior à substituição do óleo e controlar o surgimento e a taxa de formação de novos compostos furânicos dissolvidos no óleo para futuras análises de avaliação da condição do papel.

Para algumas propriedades, observou-se que o desempenho a longo prazo depende muito dos valores iniciais. A especificação técnica para as actividades de recondicionamento pode beneficiar da inclusão de cláusulas mais rigorosas relativas às propriedades do óleo após intervenção.

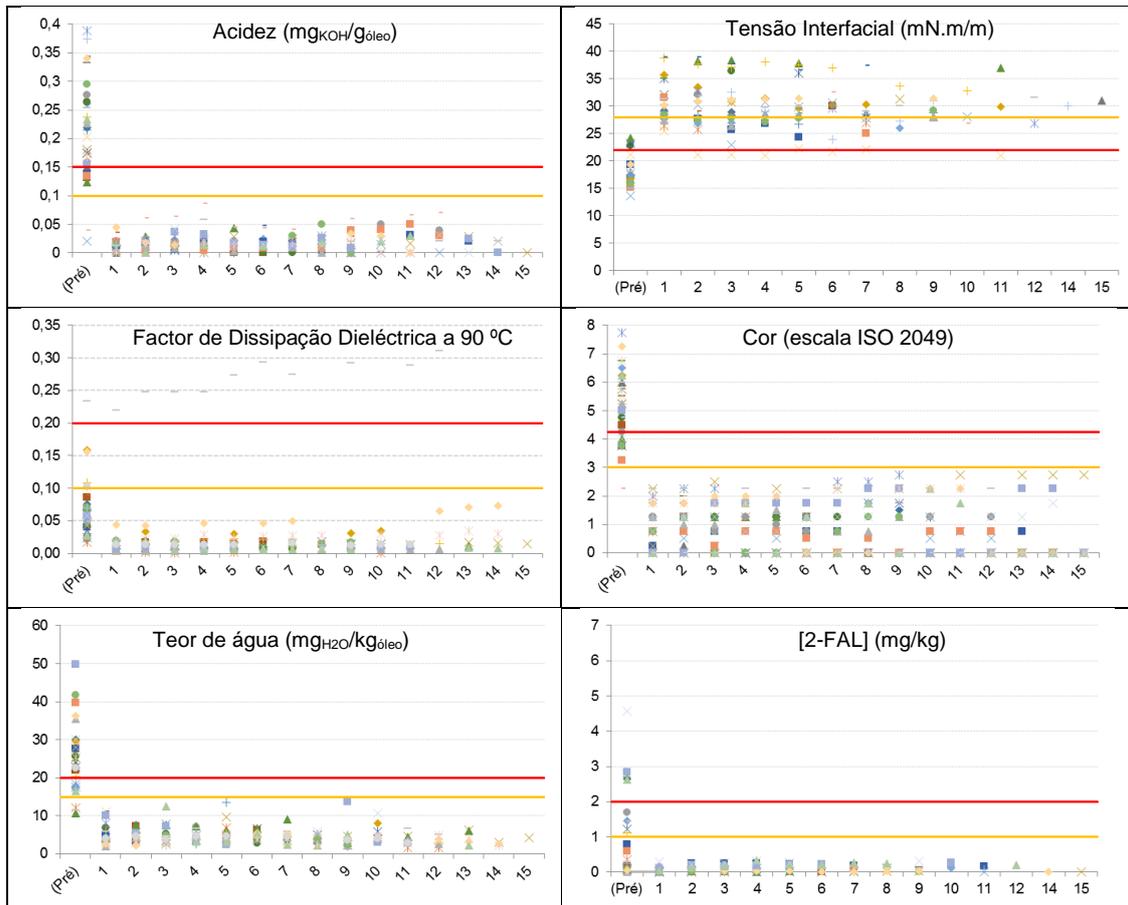


FIGURA 4 – Evolução dos resultados de análises ao óleo pré recondicionamento e após recondicionamento (escala em “anos após intervenção”)

5.2 Resultados DGA – visão geral

Os níveis de gás dissolvido em serviço nos últimos 15 anos foram analisados para as unidades remodeladas, tendo sido calculados os valores típicos de concentração (TGC) para cada gás, definidos com base no percentil 90 dos dados recolhidos para uma população, conforme recomendado pela CEI 60599.

As “TGC” sofrem influência de vários parâmetros, como tipo de equipamento, tipo de óleo, idade e condições operacionais, pelo que quando existem dados em quantidade significativa, devem ser calculados especificamente para a população de transformadores em análise. As TGC's foram calculadas para a população da REN e também para subgrupos específicos: unidades recondicionadas e “recentes” (1-15 anos), que têm o mesmo tipo de óleo que o óleo de reabastecimento das unidades recondicionadas, para estabelecer alguma comparação em condições mais aproximadas. Como podemos ver na Tabela 6, todos os valores de TGC para os grupos REN estão dentro das gamas “normais” apresentadas na norma CEI 60599, com excepção do CH₄ e C₂H₆ do subconjunto “recondicionados”. A maioria destas máquinas é do tipo “shell” (88%), e verificamos que no trabalho publicado pelo Cigre WG32, foi observado estatisticamente (sem explicação particular) que as unidades de tipo “shell” produzem níveis marcadamente mais altos de hidrocarbonetos (excepto C₂H₂).

TABELA 6 – TGC Concentração de gás típica (P90%), em ppm, para populações analisadas

Grupo	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₂	CO	CO ₂
CEI 60599 (gamas)	60-150	40-110	60-280	50-90	3-50	540-900	5100-13000
REN – “recondicionados”	62	196	211	116	4	387	4565
REN – toda a população	40	71	91	94	17,5	576	8260
REN – “recentes” (1-15 anos)	45	37	5	49	0,4	255	2218
CIGRE TB296 – tipo shell	51	169	241	1109	13	530	4579

Analisando individualmente a evolução dos resultados DGA, verifica-se que algumas unidades ultrapassaram os limites indicativos de alguns gases e podemos detectar uma tendência de aumento de gases em algumas das unidades remodeladas, com valores que superam os níveis de TGC principalmente para CH₄, C₂H₄, C₂H₆ e CO. No entanto, nenhum evento grave relacionado à falha foi registrado, nem o diagnóstico produziu uma indicação de falha confirmada, uma vez que não foi encontrada geração de gás permanente. As causas possíveis de aumento

da concentração de alguns gases em alguns casos podem não estar relacionadas a uma falha real, mas uma investigação mais aprofundada será necessária.

6.0 - ENSAIOS ELÉTRICOS E DIELÉTRICOS

6.1 Ensaio de campo de transformadores

Após o acondicionamento, deve-se realizar um conjunto de ensaios elétricos e dielétricos, além dos testes funcionais, conforme listado na Tabela 7. Se possível, devem ser realizados antes do acondicionamento, ou os resultados mais recentes devem estar disponíveis para analisar o efeito da intervenção. Alguns destes testes têm um resultado claro de aprovação / falha, mas outros como resistência de isolamento, capacidade e fator de dissipação dielétrica, podem ter diferentes níveis de resultados, conforme a qualidade do isolamento disponível e do tratamento realizado. Testes como "SFRA" (análise de varrimento de frequência) permitem definir uma "impressão digital" específica para referência futura, mas também para detectar alguma possível anomalia com base em curvas típicas de referência ou por comparação com resultados anteriores do mesmo equipamento.

TABELA 7 – Ensaio elétrico e dielétrico de campo em transformadores

Ensaio	Pré-Recond.	Pós-Recond.
Resistência de isolamento	Verif. nível ("mais baixo")	Verif. nível ("mais elevado")
Capacidade dos enrolamentos + travessias (C)	Ok/ Nok	Ok/ Nok
Fator de dissipação dielétrica dos enrolamentos + travessias (DDF)	Verif. nível ("mais alto")	Verif. nível ("mais baixo")
Resistência de enrolamentos	Ok/ Nok	Ok / Nok
Relação de transformação	Ok/ Nok	Ok / Nok
Reactância de dispersão / impedância de curto-circuito	Ok/ Nok	Ok / Nok
Análise do varrimento de resposta em Frequência (SFRA)	Impressão digital	Imp. digital / comparação com val. referência

Para resultados que podem ser classificados em diferentes níveis dentro dos valores aceitáveis, foram feitas algumas estatísticas para uma amostra (25%) da população recondicionada, a fim de obter uma visão geral das melhorias alcançadas (os valores apresentados incidem referem-se apenas aos enrolamentos AT dos transformadores analisados):

- Resistência de isolamento: o valor médio aumentou de 1070MΩ para 7710MΩ, onde o maior aumento verificado foi de 550MΩ para 10240MΩ. Em alguns casos, a resistência de isolamento final foi bastante abaixo da média (2400 - 4200MΩ). Esta diferença pode ser resultado de uma pior condição do isolamento, dum recondicionamento menos eficaz ou da incerteza de ensaio.
- DDF: valor médio reduziu de 0,43% para 0,38%, onde a maior redução verificada foi de 0,68% para 0,42% num dos transformadores recondicionados.

6.2 Ensaio de travessias em laboratório versus substituição

Durante as operações de recondicionamento, é conveniente remover as travessias, para que possam ser testadas em laboratório AT. Os ensaios laboratoriais incluem limpeza e inspeção visual detalhada, teste de tensão aplicada com medição de descargas parciais, fator de dissipação dielétrica e medições de capacidade à tensão normalizada para a travessia em questão. Como complemento, realizam-se ensaios de campo - medição do fator de dissipação dielétrica e medições de capacidade a 10 kV.

Em alguns casos, o recondicionamento do transformador incluiu a substituição de algumas travessias. A estratégia de substituição sofreu alguma evolução com base na experiência e nos resultados verificados. No início, foi feita apenas como uma consequência de resultados de teste negativos, aproveitando uma quantidade significativa de unidades de reserva disponíveis. Para as travessias de até 73 kV, observou-se que o custo de novas travessias, já ensaiadas em fábrica, poderia ser competitivo em comparação com os custos de ensaios em laboratório e logística relacionada. Os custos do ensaio são ainda agravados, em média, por um fator que depende da taxa de falha do teste, o que exigirá novos testes numa outra unidade de reserva, até conseguir obter uma unidade apta e fiável para instalação, ou seja:

$$\text{custo real ensaio} = \text{custo ensaio} * (\text{n}^\circ \text{ travessias reprovadas} + \text{n}^\circ \text{ travessias aprovadas}) / \text{n}^\circ \text{ travessias aprovadas}$$

Os tipos de travessias instaladas na geração de transformadores que foram recondicionados durante o período analisado são OIP (papel impregnado a óleo) e RBP (papel resinado) com invólucro de porcelana. Os resultados dos ensaios realizados em quase 200 travessias mostram as seguintes estatísticas:

Ensaio reprovado ou presença de danos: OIP = 23%; RBP = 37%; Taxa de falha global = 29%.

Os modos de falha apresentados incluem alta actividade de PD, alto fator de dissipação dielétrica e danos físicos (principalmente vazamentos de óleo e fissuras). As falhas de travessias tipo RBP estão associadas à actividade de PD (39% dos casos), alta DDF (30%) e danos físicos (31%), enquanto falhas OIP estão mais relacionadas a danos

físicos (60%).

Como resultado da nossa experiência, a substituição de travessias tem sido recomendada como medida preventiva para incluir no âmbito de actividades de recondicionamento quando a sua idade e tipo sugerem maior risco de falha, para todos os níveis de tensão. Quando a substituição não é incluída, a instalação de sensores para monitorização *on-line* da travessia está a ser incluída, como uma ferramenta de mitigação de risco e aumento de conhecimento sobre mecanismos de falha de travessias.

7.0 - CONCLUSÕES

Este trabalho oferece uma visão geral da população de transformadores de energia na REN e sua evolução ao longo dos últimos anos e como a actividade de recondicionamento foi implementada como uma operação de extensão de tempo de vida útil. A informação recolhida ilustra também a importância desta actividade a longo prazo, devido à elevada concentração de novas unidades num período recente.

Os resultados obtidos permitiram validar as actividades de recondicionamento como uma medida eficaz para os objectivos pretendidos, bem como focar alguns critérios para a selecção de transformadores e práticas de avaliação de estado. Foram apresentados alguns métodos de diagnóstico do envelhecimento do papel e casos práticos.

A análise a médio / longo prazo das propriedades do óleo mostra uma boa estabilidade e contribui para o abrandamento do processo de envelhecimento. Alguma tendência de produção de gases no óleo foi encontrada em algumas unidades, mas sem falha relacionada provada, portanto, uma investigação mais aprofundada para determinar as causas da formação dos gases deve ser considerada.

A experiência obtida e a análise integrada de um conjunto alargado de recondicionamentos e resultados subsequentes permitiram apoiar decisões de mudanças no âmbito do recondicionamento, tais como a decisão de substituição de travessias de AT e instalação de sensores / sistemas de monitoramento e também ter critérios de aceitação mais detalhados para os resultados de ensaios desejados após recondicionamento (para ensaios ao óleo e eléctricos).

8.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) J.F.Martins, Techniques for Power Transformer Maintenance and Refurbishing, ARWtr 2007
- (2) M. Augusta Martins, Mónica Fialho, Jorge Martins, Mário Soares, Maria Cristina, R. Castro Lopes, Hugo M.R. Campelo, Power Transformer End-Of-Life Assessment - Pracana Case Study, ARWtr 2010
- (3) CIGRE TB 445, Guide for Transformer Maintenance, 2011
- (4) R. Blanc, et al, Transformer refurbishment policy at RTE conditioned by the residual lifetime assessment – CIGRE session, Paris, 2008
- (5) CIGRE TB 323, Ageing of Cellulose in Mineral-Oil Insulated Transformers, 2007
- (6) IEC 60422 Standard, Mineral insulating oils in electrical equipment – Supervision and maintenance guide. 4th Edition, 2013
- (7) IEEE C57.104 Standard, Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers, 2008
- (8) CIGRE TB 296, Recent developments in DGA interpretation, 2011
- (9) CIGRE TB 443, DGA in Non-Mineral Oils and Load Tap Changers and Improved DGA Diagnosis Criteria, 2011

9.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Mário A.P.L. Soares: Licenciado em Engenharia Electrotécnica pela Universidade do Porto em 2000. Desde 2000 trabalha na Rede Eléctrica Nacional (REN), tendo desempenhado funções em áreas de engenharia das direcções de Exploração e Gestão de Activos. Há mais de 10 anos dedicado a actividades na área de manutenção e gestão de activos de subestações de muito alta tensão. Tem tido especial dedicação a todas as actividades relacionadas com gestão do ciclo de vida de transformadores de potência, desde especificações técnicas, ensaios, manutenção e avaliação de estado. Participou no grupo de trabalho Cigre A2.44, dedicado ao Monitoramento de Condição Inteligente de Transformadores.