

# Światowe doświadczenia w wykorzystaniu estru FR3 jako cieczy elektroizolacyjnej w transformatorach energetycznych

Alan Sbravati, Kevin Rapp, Mark-Andre Thelen, Efe Coskuner, Paweł Warczyński

## 1. Wprowadzenie

Opracowanie i rozwój cieczy na bazie estrów do izolowania i chłodzenia transformatorów energetycznych z założenia miały prowadzić energetykę w kierunku poprawy bezpieczeństwa pożarowego i ochrony środowiska naturalnego. We wczesnych latach 70. XX wieku polichlorowane bifenyle (PCB) zostały zastąpione przez węglowodory o wysokiej masie cząsteczkowej, takie jak RTemp oraz oleje silikonowe. Miały one jedną wspólną cechę: były mniej palne. Później, w latach 80., na bazie ropy naftowej opracowano inne mniej palne cieczce syntetyczne: estry pentaerytrytolu. Są one zarówno ognioodporne, jak i przyjazne dla środowiska, co stanowiło istotny postęp w stosunku do wcześniejszych płynów elektroizolacyjnych. Były one przeznaczone do zastosowań w budynkach, kopalniach, rafineriach i innych przestrzeniach zamkniętych.

W latach 90. zespół naukowców pracujących dla firmy Cooper Power Systems opracował i opatentował zastosowanie olejów roślinnych w szczelnych transformatorach i innych urządzeniach energetycznych. Oleje roślinne pod względem chemicznym są trójglicerydami lub lipidami, jednak częściej określa się je nazwą estry naturalne. Bezpośrednio po ich opracowaniu zwrócono uwagę na ich predyspozycje do zastosowania w transformatorach jako cieczy elektroizolacyjnej, posiadającej dodatkowo świetne właściwości ognioodporne oraz pozbawionej negatywnego oddziaływania na środowisko naturalne. Na dalszych etapach prac ulepszania jakości płynów elektroizolacyjnych na bazie estrów naturalnych ujawniono ich inne, dodatkowe korzystne cechy, które są obecnie uznawane za przełomowe. Gdy firma Cooper Power Systems zakończyła prowadzenie swoich prac związanych z uzyskaniem pierwszego patentu na wiodącą dziś ciecz o nazwie handlowej FR3™, firma Cargill wykupiła do niej prawa i kontynuowała badania nad dalszym udoskonalaniem technologii produkcji estrów naturalnych oraz ich odpornością na utlenianie.

Oczywiście nadal dominującą cieczą do ogólnego zastosowania w transformatorach energetycznych pozostaje ropopochodny olej mineralny, chociaż wspomnieć należy, że powoli spada światowy udział procentowy zastosowań tego medium izolacyjnego. Obecnie na całym świecie obserwuje się trend do coraz szerszego zastosowania estru FR3 w transformatorach, których całkowita liczba przekroczyła już 2,5 miliona pracujących jednostek.

## 2. Rozszerzanie stosowalności

Zastosowanie estrów naturalnych w transformatorach przewyższyło wszystkie inne mniej łatwopalne, alternatywne cieczce

**Streszczenie:** Zastosowanie estru naturalnego (NE) jako cieczy elektroizolacyjnej po raz pierwszy zostało opatentowane w Stanach Zjednoczonych (pierwszy komercyjny transformator napełniony NE został wprowadzony do eksploatacji w 1997 r.). Każda ciecz elektroizolacyjna, podobnie jak wszystkie materiały w transformatorze, podlega degradacji. Najczęściej występującym procesem degradacyjnym cieczy elektroizolacyjnych jest utlenianie, a czas, temperatura oraz produkty zesterzenia mogą mieć katalizujący wpływ na prędkość procesu starzenia. Estrы naturalne okazały się być dobrym rozwiązaniem dla wszystkich transformatorów, w których nie ma ich bezpośredniego kontaktu z powietrzem atmosferycznym. Mają one dodatkową przewagę nad olejem mineralnym pod względem stabilności termicznej oraz powstawania produktów utleniania – proces starzenia przebiega praktycznie bez tworzenia się szlamu. Nawet w trudnych warunkach proces utleniania estrów naturalnych można kontrolować i podejmować odpowiednie kroki, zanim wpłyną one na pracę transformatora. W referacie wykazano, że cieczce elektroizolacyjne na bazie estrów naturalnych, o dobrze zaprojektowanym składzie, wymiennie poprawiają niezawodność pracy transformatorów energetycznych. Przedstawiono wyniki badań laboratoryjnych oraz praktyczne przykłady transformatorów napełnionych estrem naturalnym o wieloletniej historii eksploatacji. Zaprezentowano wnioski i zestawiono literaturę.

dielektryczne. Prototypowe transformatory napełnione cieczą FR3, zarówno instalowane na słupach, jak i mocowane na platformach, zostały zainstalowane w 1996 roku i pracują do dzisiaj. Pierwsze komercyjne zastosowanie cieczy FR3 miało miejsce w 1997 r. w istniejącym do dziś dużym parku rozrywki na południowym wschodzie USA. Po dwudziestu latach eksploatacji pobrano z tego transformatora próbkę izolacji ciekłej i poddano badaniom, które potwierdziły, że nawet po tylu latach ciągłej pracy większość parametrów spełnia wymagania norm ASTM, IEC oraz IEEE dla świeżych cieczy elektroizolacyjnych na bazie estrów naturalnych. Liczba kwasowa i wartość współczynnika strat dielektrycznych stopniowo rosły na przestrzeni lat, czego należało się spodziewać, ale mimo to estrы naturalne zachowują wysoką wytrzymałość elektryczną i niskie zawilgocenie wewnątrz transformatora. Korzyści z ich stosowania są główną przyczyną przełomu w wydłużaniu żywotności transformatorów.

reklama



**Rys. 1.** Pierwszy nowy transformator energetyczny 420 kV napełniony cieczą FR3 i zainstalowany w Niemczech w 2013 r.

Kamieniem milowym w stosowaniu tej technologii w jednostkach dużej mocy było uruchomienie pierwszego transformatora o napięciu 420 kV (poziom izolacji – BIL 1425 kV) pod koniec 2013 r. (rys. 1). Jest to transformator sieciowy, o mocy znamionowej 300 MVA i możliwości długotrwałego obciążenia mocą 400 MVA. Chociaż wszystkie gwarantowane parametry były sprawdzone przy obciążeniu znamionowym, dodatkowo przeprowadzona próba nagrzewania potwierdziła, że transformator jest w stanie wytrzymać 33% przeciążenia bez przekroczenia dopuszczalnych przyrostów temperatury dla papieru stabilizowanego termicznie (TUP) zanurzonego w estrze naturalnym. Zmniejszenie szybkości degradacji papieru dzięki ciągłemu procesowi suszenia, jaki umożliwia płyn elektroizolacyjny na bazie estru naturalnego, prowadzi do powstania nowej klasy termicznej papieru 140, a związane z tym wartości graniczne przyrostu średniej temperatury i gorącego punktu (*hot-spot*) wynoszą odpowiednio 95 K i 110 K, jak podano w normie IEC 60076-14 [1], załącznik C.



**Rys. 2.** Zasilanie Olimpiady w Rio de Janeiro w 2016 r. przez transformatory napełnione estrem naturalnym



**Rys. 3.** Zimowe Igrzyska Olimpijskie w Pekinie 2022 r.: wczesna faza budowy jednej z wiosek olimpijskich

Transformatory napełnione FR3 i innymi naturalnymi cieczami estrowymi można znaleźć na całym świecie. Amazonka i tropikalne lasy Ameryki Południowej, gęsto zaludnione regiony monsunowe Indii oraz zimne regiony północnych

Stanów Zjednoczonych, Kanady i Niemiec korzystają z technologii estrów naturalnych. Światowy Komitet Olimpijski zdecydował się na użycie transformatorów z estrem naturalnym FR3 do zasilania igrzysk olimpijskich, począwszy od Rio de Janeiro (rys. 2) aż do Pekinu (rys. 3). Bezpieczeństwo pożarowe, ochrona środowiska, przedłużenie żywotności i niezawodność technologii były ważnymi czynnikami przy tej kwalifikacji.

### 3. Bezpieczeństwo pożarowe

Bezpieczeństwo pożarowe jest jedną z głównych właściwości cieczy na bazie estrów, które zostały opracowane jako alternatywne, po zakazie stosowania polichlorowanych bifenyli PCB. Klasyfikacja „klasa k”, którą określa się również jako ciecze „mniej łatwopalne” lub „ognioodporne”, została wprowadzona pod koniec lat 70. Głównym parametrem branym pod uwagę przy ocenie zagrożenia pożarowego jest temperatura spalania, ponieważ jest ona bezpośrednio związana z energią potrzebną do powstania pożaru w otwartym zbiorniku. Inne sposoby klasyfikacji – wg FM Global Approval i UL (*Underwritten Laboratories*), jak i EOUV „substancja dielektryczna” oraz EOVK „ciecz transformatorowa” – dotyczą dodatkowych parametrów oceny.

Zakładając, że palenie jest reakcją chemiczną między materiałem palnym a tlenem można przyjąć, że temperatura odpowiada energii aktywacji tej reakcji. Ilość energii (ciepła) potrzebna do osiągnięcia „temperatury samozapłonu” lub „temperatury palenia + pojawienie się iskry” decyduje bezpośrednio o poziomie bezpieczeństwa zapewnianym przez każdą ciecz. W najgorszym przypadku, temperatura palenia może być przyjęta jako parametr krytyczny, przy założeniu, że iskra może pojawić się z przypadkowego źródła.

W tabeli 1 przedstawiono porównanie „zmniejszenia ryzyka pożaru” przez różne ciecze dielektryczne na podstawie ilości energii potrzebnej do ogrzania 5000 litrów cieczy od średniej temperatury 90°C do temperatury palenia.

**Tabela 1.** Porównanie energii potrzebnej do osiągnięcia temperatury palenia różnych cieczy elektroizolacyjnych

Ciecz	Temperatura palenia	Energia	Poziom bezpieczeństwa
Olej mineralny	160°C	733 MJ	1 x
Ester syntetyczny	315°C	2 240 MJ	3.1 x
Ciecz FR3	360°C	3 710 MJ	5.1 x

Porównanie to wskazuje na widoczną przewagę cieczy estrowych nad olejem mineralnym, a także przewagę estru naturalnego nad syntetycznym.

### 4. Zachowanie w stanie zimnym

Oceniając zachowanie się cieczy elektroizolacyjnych w stanie zimnym, zwykle sprawdza się ich temperaturę płynięcia. Definiuje się ją jako najniższą temperaturę, w której obserwuje się przepływ cieczy w określonych warunkach (powszechnie stosowane metody badawcze podane są w normach ASTM D97 i ISO 3016). Temperatura płynięcia nie daje informacji o procesach zachodzących w cieczy i może zależeć od lepkości lub stopnia jej degradacji. Dlatego temperatura płynięcia

może dawać mylący pogląd na temat poruszania się cieczy, co wymaga dodatkowych badań zachowania się cieczy podczas załączenia transformatora pod napięcie w stanie zimnym. Niektóre dodatkowe parametry, jakie należy wziąć pod uwagę przy tej ocenie, to np. lepkość cieczy lub wytrzymałość elektryczna.

Ciecze o wysokiej temperaturze palenia mają albo dużą masę cząsteczkową, tak jak estry, albo bardzo silne wiązania chemiczne w swoich cząsteczkach, jak to ma miejsce w przypadku PCB. Ponieważ drugi typ może obejmować produkty o niskim współczynniku biodegradacji lub „biotrwałe”, jak PCB, będą dominowały opcje o wysokiej masie cząsteczkowej. Wysoka masa cząsteczkowa jest jednak często związana z wyższą lepkością, co ma miejsce w przypadku cieczy na bazie estrów, których lepkość w temperaturze otoczenia jest około trzykrotnie wyższa niż oleju mineralnego. Stąd przy ocenie zachowania się cieczy w stanie zimnym należy wziąć pod uwagę lepkość w niskich temperaturach.

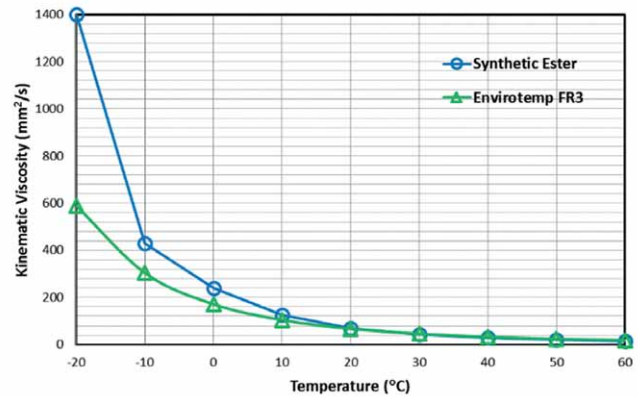
Konwencjonalne oleje mineralne mają temperaturę płynięcia poniżej  $-35^{\circ}\text{C}$ , w porównaniu do około  $-21^{\circ}\text{C}$  w przypadku estru naturalnego (jak FR3) i  $-48^{\circ}\text{C}$  dla estru syntetycznego (Envirotemp 360). Jednak w niskich temperaturach estry naturalne wykazują istotną przewagę nad syntetycznymi. Na rysunku 4 przedstawiono porównanie lepkości naturalnych i syntetycznych cieczy na bazie estrów.

Niższa temperatura płynięcia estrów syntetycznych może stanowić zaletę w przypadku transformatorów narażonych na „ekstremalnie niskie temperatury”, jednak niższa lepkość estru naturalnego jest korzystniejsza w bardziej rozpowszechnionych „bardzo zimnych” warunkach pogodowych. Dlatego istotne jest zdefiniowanie, co należy rozumieć przez określenia: „bardzo zimne warunki” i „ekstremalnie niskie temperatury”. Ponieważ transformator ma stałą czasową wynoszącą kilka godzin, właściwą temperaturą do oceny stanu cieczy nie jest temperatura najniższa, ale najniższa średnia temperatura w pewnym czasie, najczęściej około 3 do 5 dni. Granicą między „bardzo zimną” a „ekstremalnie niską” jest średnia temperatura poniżej  $-25^{\circ}\text{C}$  w okresie 3 do 5 dni. W wielu miejscach na Ziemi temperatura może spaść poniżej  $-40^{\circ}\text{C}$ , ale utrzymuje się to jedynie w ciągu kilku godzin, a nie jest to średnia z okresu paru dni.

Porównując zachowanie się estrów w „bardzo zimnych” warunkach, tj. w temperaturze  $-20^{\circ}\text{C}$ , można stwierdzić, że lepkość estru naturalnego wynosi około 600 cSt, a estru syntetycznego około 1400 cSt, co powoduje znaczne zmniejszenie przepływu cieczy przez uzwojenia i zwiększenie naprężeń mechanicznych przy zmianie na przykład położenia zaczepek w podobciążeniowym przełączniku zaczepek.

Innym istotnym aspektem oceny jest wytrzymałość elektryczna w tak niskich temperaturach. Jest to „słaby punkt” oleju mineralnego, ze względu na bardzo niską tolerancję wilgoci w niskich temperaturach. W rzeczywistości powodem definiowania „procedur uruchomienia w stanie zimnym” jest słaba wytrzymałość elektryczna w niskich temperaturach transformatora napełnionego olejem mineralnym.

Gdy ilość wody przekracza stan nasycenia danej cieczy dielektrycznej, czyli maksymalną rozpuszczalność w określonej temperaturze, ciecz nie może już rozpuścić więcej wody, która staje się wtedy wodą wydzieloną. W temperaturze  $-20^{\circ}\text{C}$



Rys. 4. Zależność lepkości od temperatury dla cieczy na bazie estrów

maksymalna rozpuszczalność wody w oleju mineralnym wynosi około 8 mg/kg, podczas gdy ester naturalny nasycy się przy około 425 mg/kg. Zazwyczaj zawilgocenie przekraczające 40% względnego nasycenia powoduje obniżenie napięcia przebicia. Dlatego dla utrzymania dobrej wytrzymałości elektrycznej uruchomienie transformatora napełnionego olejem mineralnym przy temperaturze  $-20^{\circ}\text{C}$  wymaga utrzymania zawartości wody na bardzo niskim poziomie, nieprzekraczającym 3 mg/kg. Z drugiej strony dla transformatora napełnionego estrem naturalnym akceptowalną będzie zawartość wody do 160 mg/kg.

Dlatego właśnie pełna ocena wytrzymałości elektrycznej i właściwości chłodzących cieczy wydaje się bardziej właściwa niż analiza wartości tylko jednego parametru, takiego jak temperatura płynięcia.

## 5. Odporność na utlenianie

Jednym z ważnych doświadczeń sprzed kilku lat dotyczących zachowania się estru naturalnego był dławik 145 kV (rys. 5), zainstalowany w Ameryce Południowej w odległym regionie tropikalnych lasów Amazonii, który ze względu na błędy instalacyjne pracował w sposób ciągły jako jednostka swobodnie oddychająca. Badanie cieczy prowadzone przez pewien czas wykazało, że ulegała ona przyspieszonej degradacji. Ostatecznie inspekcja w terenie wykazała, że gumowy worek konserwatora oleju nie został prawidłowo zainstalowany, co wymusiło pracę dławika w warunkach swobodnego oddychania przy ciągłym obciążeniu znamionowym. W regionie tym wilgotność jest bardzo wysoka, a temperatury powietrza wahają się zazwyczaj od  $30^{\circ}\text{C}$  do  $40^{\circ}\text{C}$ , w związku z czym swobodne oddychanie było ekstremalnym narażeniem dla cieczy FR3.



Rys. 5. Dławik 145 kV, 11,4 MVA, który pracował w Brazylii jako jednostka swobodnie oddychająca przez ponad 7 lat

Wyniki badań próbek cieczy pobranych podczas montażu jednostki i po paru miesiącach jej pracy wykazały większy niż zazwyczaj wzrost zawartości wody, co sugerowało znaczne



przeciążanie dławika lub dostęp powietrza atmosferycznego do konserwatora jednostki. Zawartość wody w próbkach pobieranych w dalszym okresie eksploatacji, chociaż nadal wysoka, ustabilizowała się, podczas gdy liczba kwasowa i współczynnik strat dielektrycznych rosły, co jest ogólną tendencją w warunkach wysokiej wilgotności. Wyniki nadal wskazywały na możliwe uszkodzenie układu uszczelniającego, ale badania laboratoryjne nie wykazały znaczących symptomów procesów postępującego utlenienia cieczy.

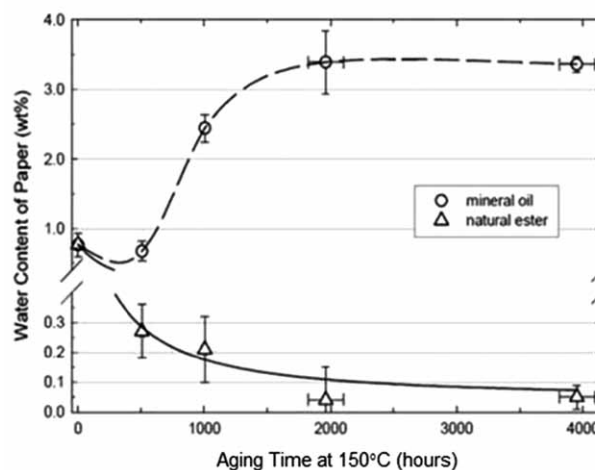
Dławik pracował przez 7 lat do planowanego wyłączenia. W tym czasie lepkość estru naturalnego wzrosła o mniej niż 5%, co wskazywało na pewien stopień utlenienia. Jednak najważniejszym problemem zarówno dla klienta, jak i naszego zespołu była możliwość nadmiernego gromadzenia się wody w izolacji stałej.

Zmierzona wartość punktu rosy wynosząca 0,9% prowadzi do następujących wniosków:

- wilgoć zaabsorbowana z otaczającej atmosfery została wchłonięta przez ciecz, zanim mogła wpłynąć na izolację stałą uzwojeń;
- utlenianie mające wpływ na stan cieczy przebiegało przez dłuższy czas, około 7 lat;
- ester naturalny, o dobrze opracowanym składzie, taki jak FR3, jest bardzo wytrzymałą cieczą elektroizolacyjną.

Celem wprowadzenia i stosowania transformatorów napełnionych estrem naturalnym były z początku głównie względy bezpieczeństwa i ochrony środowiska, obecnie jednak czynnikiem decydującym o ich wyborze są właściwości dielektryczne i proces „ciągłego suszenia”. Ciecze dielektryczne na bazie estrów naturalnych są w stanie wchłonąć i rozpuścić do osiągnięcia stanu nasycenia około 16 razy więcej wody z izolacji stałej niż olej mineralny. Jednak pożądana cecha redukcji wody wykracza znacznie dalej poza absorpcję i możliwość rozpuszczania w cieczy. Przeprowadzone badania wykazały, że najbardziej istotną zaletą estrów naturalnych w porównaniu do wszystkich innych cieczy alternatywnych jest reakcja chemiczna hydrolizy. Hydroliza rzeczywiście usuwa wodę z układu izolacyjnego transformatora z szybkością zależną od ilości obecnej wody i temperatury. Hydroliza naturalnego estru (trójglicerydu) powoduje powstawanie kwasów tłuszczowych o długich łańcuchach, które mają właściwości izolacyjne i – co najważniejsze – są kwasami nieagresywnymi dla izolacji papierowej.

Zawilgocenie jest uważane za wroga numer jeden urządzeń elektrycznych, w tym szczególnie tradycyjnych transformatorów napełnionych olejem mineralnym. Kiedy producent transformatora buduje i przygotowuje nowy obwód magnetyczny i cewki uzwojeń w zaawansowanym technologicznie piecu do suszenia próżniowego, głównym celem jest osiągnięcie wymaganej wytrzymałości elektrycznej na przebicie napięciem piorunowym impulsowym oraz wytrzymałości na przebicie wysokim napięciem przemiennym. Obie te próby są potencjalnie niszczącymi testami wysokonapięciowymi. Następnie, podczas eksploatacji transformatora, woda powstaje w wyniku degradacji termicznej celulozowego układu izolacyjnego, szczególnie w obszarze gorących punktów (*hot-spot*). W transformatorach tradycyjnych zawartość wody w układzie izolacyjnym ma tendencję do zwiększania się od typowego poziomu 0,5%



**Rys. 6.** Przebieg zmian zawartości wody w próbkach starzonych w oleju mineralnym i w naturalnym estrze w 150°C [2]

wagowych dla transformatora nowego do wartości od 2 do 3%, które nie są rzadkością w przypadku starszych jednostek. Takie zawilgocenie powoduje spadek wytrzymałości elektrycznej układu izolacyjnego, jednak w transformatorze napełnionym estrem naturalnym układ izolacyjny pozostaje znacznie dłużej w stanie bardzo niskiego poziomu zawilgocenia.

Proces ciągłego suszenia (rys. 6) jest istotnym czynnikiem zmniejszającym szybkość degradacji papieru impregnowanego w estrach naturalnych, w porównaniu do degradacji w oleju mineralnym i innych cieczach alternatywnych. W efekcie powoduje to zwiększenie żywotności papieru i całego transformatora. Degradacja termiczna papieru skutkuje tworzeniem się wody, która, jeśli nie zostanie usunięta, katalizuje procesy degradacji. Dlatego woda znajdująca się w izolacji papierowej skraca żywotność izolacji stałej. Zastosowanie izolacji ciekłej na bazie estru naturalnego całkowicie zmienia tempo procesów degradacji powodowanych przez wodę, ponieważ nie pozostaje ona w papierze, ale zostaje przereagowana w reakcji hydrolizy z estrem naturalnym. Ta reakcja jest korzystna i odpowiedzialna za wzrost wytrzymałości termicznej papieru zanurzonego w estrze naturalnym o 20°C, zarówno zwykłego, jak i o podwyższonej wytrzymałości termicznej (TUP) w porównaniu do papieru zanurzonego w oleju mineralnym.

Jak podkreślono powyżej, dodatkowe badania nad naturalnymi cieczami estrowymi dały istotne korzyści, takie jak znaczna tolerancja zwiększania transformowanej mocy ponad wartość znamionową, poprawa niezawodności w długim horyzoncie czasowym oraz zmniejszenie lub wyeliminowanie konieczności wykonywania zabiegów uzdatniania układu izolacyjnego, które są powszechnie stosowane w przypadku urządzeń napełnionych olejem mineralnym.

Główną przyczyną zmiany polityki zakupowej w energetyce na wybór nowych jednostek napełnionych estrem naturalnym jest zmniejszenie częstości i czasu trwania przerw w zasilaniu dzięki zwiększonej niezawodności układu elektroizolacyjnego, redukcji zabiegów suszenia izolacji oraz poprawie bezpieczeństwa pożarowego i ochrony środowiska w przypadku poważnej awarii.

Częstą przyczyną decyzji dotyczących instalowania transformatorów napełnionych cieplem naturalnym FR3 jest wykorzystanie jego doskonałych parametrów cieplnych. Estry naturalne są głównym cieplem dielektrykiem omawianym w normach IEC i IEEE dotyczących transformatorów o wyższych temperaturach dopuszczalnych dla układu izolacyjnego, takiego jak papier stabilizowany termicznie w połączeniu z estrem naturalnym.

Dla przykładu, poważnym problemem w jednej ze spółek dystrybucyjnych była duża awaryjność transformatorów napełnionych olejem mineralnym. Zidentyfikowano kombinację czynników, które doprowadziły do skrócenia żywotności transformatorów: wysokie zapotrzebowanie szczytowe na moc podczas okresu upałów często przekraczało znamionową obciążalność, a rosnące zapotrzebowanie w wielu przypadkach przekraczało zaprojektowaną obciążalność sieci. Jako środek zaradczy przeanalizowano możliwość zastąpienia oleju mineralnego cieplem naturalnym w celu wykorzystania możliwości zwiększenia szczytowej obciążalności transformatorów przy jednoczesnym wydłużeniu ich żywotności. Konstrukcja z estrem naturalnym jest początkowo bardziej kosztowna, jednak oczekiwane wydłużenie żywotności daje zysk w rozrachunku całościowym. Na tej podstawie podjęto decyzję o wdrożeniu do stosowania estru FR3. Dodatkowym czynnikiem przemawiającym na korzyść zastosowania alternatywnego płynu elektroizolacyjnego były aspekty ochrony przeciwpożarowej i ochrony środowiska.

Sieci przesyłowe we Włoszech zdecydowały się na zastosowanie transformatorów napełnionych estrem naturalnym, opierając się na kosztach cyklu życia transformatora, z uwagi na europejską dyrektywę, nakładającą odpowiedzialność za ostateczną utylizację transformatora, co jest czasami określane jako planowanie zrównoważonego rozwoju „od kołyski po grób”.

Inną potencjalną korzyścią jest możliwość zwiększenia obciążalności transformatorów w celu zmniejszenia liczby jednostek w stacji elektroenergetycznej. Mniejsza liczba transformatorów oznacza oszczędności ekonomiczne, które można uzyskać dzięki zastosowaniu układów izolacyjnych o wyższej klasie termicznej, opartych na estrach naturalnych. Umożliwiło to zaprojektowanie dwóch różnych obciążalności: znamionowej przy konwencjonalnych przyrostach temperatury i dodatkowej trwałej zdolności przeciążeniowej przy zwiększonych przyrostach temperatury, zgodnie z wymaganiami norm dotyczących układów izolacji wysokotemperaturowej.

Chociaż nadal wszystkie gwarantowane parametry podawane są dla obciążenia znamionowego, nominalna oczekiwana żywotność izolacji byłaby osiągnięta tylko przy wyższym obciążeniu, które można przyjąć jako stan obciążenia ciągłego. Transformator można przeciążyć o 50% przy wyższych dopuszczalnych przyrostach temperatury. Z praktycznego punktu widzenia dla typowej stacji elektroenergetycznej, wyposażonej w dwa transformatory plus jednostka rezerwowa, efektywna obciążalność jest trzykrotną wartością obciążenia znamionowego jednego transformatora. Gdy jedna z jednostek ulegnie uszkodzeniu, pozostałe dwa transformatory mogą utrzymać takie samo obciążenie, wykorzystując w tym okresie ich „trwałą zdolność przeciążeniową” x 1,5. Zmniejszenie kosztów polega


nie tylko na zaoszczędzeniu kosztów jednego transformatora, ale również terenu i towarzyszącej infrastruktury elektrycznej.

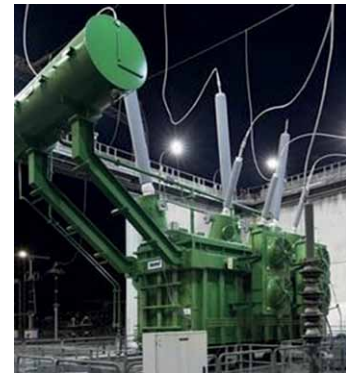
## Podsumowanie

- Pierwotnym celem opracowania cieczy dielektrycznych na bazie estrów naturalnych było bezpieczeństwo pożarowe i ochrona środowiska naturalnego. Osiągnięte w tym zakresie parametry płynów na bazie estrów naturalnych przewyższyły w obydwu aspektach zalety płynów na bazie estrów syntetycznych. Dodatkowo z praktycznego punktu widzenia należy podkreślić fakt, że na przestrzeni ponad 20 lat i przy 2,5 milionach zainstalowanych transformatorów napełnionych estrem FR3 nie odnotowano żadnego przypadku pożaru z ich udziałem.
- Płyny elektroizolacyjne na bazie estrów naturalnych (w tym FR3) pochodzą z odnawialnej biomasy o zerowym śladzie węglowym.
- O stosowaniu estrów naturalnych w transformatorach decydują często względy ekonomiczne, jednak jako najważniejsze powinny być brane pod uwagę, prócz ceny jednostkowej zakupu, także aspekty wpływające na obniżenie kosztów eksploatacyjnych transformatorów z tym rodzajem medium izolacyjnego. Na podkreślenie zasługują w tym miejscu takie czynniki, jak bezpieczeństwo eksploatacyjne oraz ekologiczne, odporność na zmiany obciążenia ze względu na wyższą klasę termiczną układu izolacyjnego, a także zachowanie pełnej wytrzymałości elektrycznej układu elektroizolacyjnego dzięki utrzymaniu niskiego zawilgocenia papieru (zjawisko hydrolyzy) w trakcie wieloletniej eksploatacji.
- Także w polskim systemie elektroenergetycznym pracują już jednostki na napięcie znamionowe strony GN 110 kV i o mocy do 25 MVA, które napełnione zostały płynem elektroizolacyjnym FR3.

## Literatura

- [1] IEC 60076-14 Ed 1.0, *Power transformers – Part 1: Liquid-immersed power transformers using high-temperature insulation materials*. Technical Committee TC14, International Electrotechnical Committee, 2013.
- [2] McShane C.P., Rapp K.J., Corkran J.L., Gauger G.A., Luksich J.: *Aging of plain Kraft in natural ester dielectric fluid*. IEEE/DEIS 14th International Conf. on Dielectric Liquids, Graz, Austria, 2002, July 7–12.

 Alan Sbravati, Kevin Rapp, Mark-Andre Thelen, Efe Coskuner – Cargill Bioindustrial  
Paweł Warczyński – Ekofluid Polska Sp. z o.o.



**Rys. 7.** Fotografia autotransformatora 420 kV, 250 MVA / 375 MVA napełnionego płynem FR3 i zainstalowanego w systemie elektroenergetycznym sieci przesyłowych we Włoszech