



# Energetyka®

PROBLEMY ENERGETYKI I GOSPODARKI PALIWOWO-ENERGETYCZNEJ

ISSN 0013-7294

**MARZEC 2009**

CENA 15 ZŁ



Paryż, 24 - 29 sierpnia 2008



## POLSKI KOMITET WIELKICH SIECI ELEKTRYCZNYCH

Członek

Conseil International des Grands Réseaux Électriques

### RADA ZARZĄDZAJĄCA PKWSE

Jacek Wańkowicz – przewodniczący  
Magdalena Wasiluk-Hassa – wiceprzewodnicząca

członkowie:

Edward Anderson, Marcei Kaźmierski,  
Krzysztof Lipko, Piotr Molski,  
Jacenty Węgliński, Jerzy Szastałło,  
Zbigniew Wróblewski, Ryszard Zajczyk  
Adrian Orzechowski – sekretarz

### Siedziba PKWSE

ul. Mory 8, 01-330 Warszawa  
tel. 022 836 40 81, fax 022 836 63 63  
e-mail: [pkwse@ien.com.pl](mailto:pkwse@ien.com.pl), [www.cigre.pl](http://www.cigre.pl)

Sponsorzy numeru

***PSE-Operator S.A.***



**INSTYTUT ENERGETYKI**  
JEDNOSTKA BADAWCZO-ROZWOJOWA



BIURO STUDIÓW I PROJEKTÓW ENERGETYCZNYCH  
**ENERGOPROJEKT®**  
**KRAKÓW**

# Szanowni Państwo

Od początku tego roku potwierdzają się informacje o trwaniu procesu zmniejszania się krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną, mimo dość śnieżnej i długiej zimy. Szef koncernu *Polska Grupa Energetyczna*, pan Tomasz Zadroga ujawnił prasie, że niektóre spółki obrotu należące do Grupy sprzedały w styczniu i lutym nawet o 10% mniej energii niż w tzw. analogicznym okresie roku ubiegłego. Jednocześnie *PGE* ograniczył produkcję energii elektrycznej w elektrowniach i to przede wszystkim w elektrowniach na węglu kamiennym, bo w nich koszty wytwarzania są za wysokie, jako że, jak mówią zagraniczne koncerny obecne w Polsce, polski węgiel kamienny jest obecnie najdroższy w Europie. Zawiadamiają w związku z tym *Kompanię Węglową*, że rezygnują w tym roku z odbioru węgla.

Krajowe koncerny energetyczne informują także o tym, że prowadzą poszukiwania tańszych zagranicznych dostawców węgla. Z wielu danych wynika, że to zmniejszanie zużycia i zapotrzebowania jest znacznie większe u odbiorców przemysłowych niż u bytowo-komunalnych.

W ostatnich dniach mnożą się wiadomości o gwałtownym spadku zapotrzebowania na wyroby hutnicze z polskich hut żelaza i stali. *Huta Stali Jakościowych* w Stalowej Woli z *Grupy Żłomrex* czy *Huta ArcelorMittal Warszawa* musiały ograniczyć produkcję stali specjalnej jakości, a więc najbardziej elektrochłonnej, o połowę ze względu na zapaść niemieckich firm motoryzacyjnych. Według oceny Hutniczej Izby Przemysłowo-Handlowej początek roku przyniósł w hutach spadek produkcji o około 30 – 40%.

W tej sytuacji trudno się dziwić, że firmy energetyczne zwróciły się w stronę odbiorców bytowo-komunalnych i rozpoczęły zabiegi nie tyle o otwarcie rynku energii elektrycznej, co o znaczące, kroczące podwyżki cen energii elektrycznej dostarczanej do gospodarstw domowych. Napotkano jednak opór ze strony Prezesa URE, który sprzeciwił się nie tylko podwyżkom cen rzędu 30 – 40%, ale i sugerowanym przez Rząd i firmy energetyczne taryfom socjalnym, czyli pozostawieniem cen na dotychczasowym poziomie gospodarstwom domowym zużywającym od 1200 do 1500 kWh rocznie, przy przeciętnym dotychczasowym rocznym zużyciu energii w gospodarstwach domowych na poziomie 2000 kWh. Liczono przy tym, że skoro gospodarstwa domowe nie ograniczyły w bieżącym roku spożycia, to zastosowanie znaczącej podwyżki cen przez polskie grupy energetyczne pozwoli na tyle zwiększyć przychody z deficytowej teraz sprzedaży energii dla gospodarstw domowych, że bez obniżki cen węgla umożliwi zmniejszenie cen dla przemysłu o 4 – 5%. W skali kraju przemysł mógłby zapłacić 600 mln zł mniej za energię. Skoro regulator nie godzi się na takie rozwiązanie, nie należy się spodziewać spadku cen dla przemysłu. To zwiększanie zagrożenia utratą miejsc pracy w imię ochrony konsumenta, jak stwierdził w *Gazecie Prawnej* Ireneusz Perkowski, prezes zarządu *Enion Energia*.

Na pytanie: Ile *Enion Energia* straci w tym roku? Prezes Perkowski odpowiedział jednak: „*Chociaż tracimy na gospodarstwach domowych, to w sumie nie poniesiemy strat. Mamy w spółce sześć elektrowni wodnych i ich przychody powinny nam zrekompensować straty na sprzedaży energii.*”

Sprawa taryfy socjalnej, czyli podziału odbiorców indywidualnych na dwie grupy w zależności od poziomu zużycia energii elektrycznej, nie jest jednak jednoznaczna. Trybunał Konstytucyjny wprawdzie już się kilka razy wypowiedział, że tego typu dzielenie jest sprzeczne z konstytucyjną zasadą równości obywateli, ale podziały takie już występują. Przykładem mogą być dwa rodzaje ubezpieczeń zdrowotnych, czyli uproszczając ZUS i KRUS. Do tego dochodzi stosowanie granicy 1 ha gospodarstwa rolnego, powyżej której można zapisać się do KRUS, dzięki czemu wielu miejskich posiadaczy działek rolnych o takiej powierzchni może płacić znacznie mniejsze składki. Podobnie będzie zapewne w przypadku taryf socjalnych. Jak stwierdził Prezes URE łatwo wyliczyć, że pojedyncze osoby, tzw. single, których liczba w kraju rośnie, dobrze zarabiające i spędzające dużo czasu w miejscu pracy, będą płaciły niższą cenę za energię niż małżeństwo emerytów mające w domu termę elektryczną do podgrzewania wody.

Można się jednak spodziewać, że naciski na Prezesa URE ze strony ministerstw Skarbu i Gospodarki na wprowadzenie taryf socjalnych z jednej strony i znacznych podwyżek energii dla gospodarstw domowych z drugiej będą coraz silniejsze. Wiceminister Skarbu Państwa Pani Joanna Szmida w wywiadzie prasowym na pytanie dotyczące komentarza do faktu ograniczenia przez URE możliwości zrekompensowania w taryfach energii drastycznego wzrostu kosztów, co w efekcie odbije się negatywnie na wynikach grup energetycznych i obniży ich atrakcyjność w oczach potencjalnych inwestorów odpowiedziała, że z punktu widzenia właściciela nie jest to pozytywne rozstrzygnięcie, w związku z tym ocenia, że działania URE są przejściowe, a pole do dalszych rozmów na temat taryfikacji wciąż istnieje.

Gdyby trzeba było odpowiedzieć na pytanie o kogo się troszczy bardziej rząd wyłoniony wolą obywateli, to z pewnością każdy z obywateli znalazłby odpowiedź.

Jednocześnie pamiętamy, że konsolidacja pionowa i stworzenie konkurencyjnych grup energetycznych miały poprzedzać ich korzystną prywatyzację. Co więc z prywatyzacją polskich, państwowych spółek energetycznych? Ciekawe przy tym, że sygnały przekazywane w prasowych wywiadach przez wiceministrów Skarbu Państwa nie są w pełni zbieżne. W ocenie wiceministra Burego MSP nie zamierza sprzedać energetyki szybko i tanio. Twierdzi on w wywiadzie dla *Rzeczpospolitej*, że przez ostatnie kilka lat były dużo lepsze warunki do prywatyzacji spółek energetycznych niż obecnie, ale wówczas nie podejmowano takich decyzji. Teraz natomiast mamy taką sytuację, że niektóre firmy potrzebują inwestora, aby przetrwać, a inne mają plany inwestycyjne, których jednym z warunków realizacji jest pozyskanie środków z giełdy lub od inwestora. Jednocześnie Jan Bury przyznał, że przy obecnej sytuacji na rynku kapitałowym nie ma szans na to, aby *PGE* i *Tauron* uzyskały w efekcie debiutu giełdowego środki na inwestycje, o jakich wcześniej myślały. Z tego też powodu debiuty te nie mają uzasadnienia i nikt w MSP nie będzie ich forsował. Wiceminister podkreślił jednocześnie, że rezygnacja ze ścieżki giełdowej nie znaczy, że MSP zamierza sprzedać grupy energetyczne szybko i tanio. Jednocześnie wiceminister zaznaczył, że *Tauron* jest na liście spółek o strategicznym znaczeniu dla państwa i przed prywatyzacją rząd powinien przeanalizować czy pozostawienie grupy na tej liście jest zasadne. Jednocześnie *Tauron* jako element bezpieczeństwa energetycznego został ujęty w „*Polityce energetycznej Polski do 2030*” i w jak mówi Jan Bury przed podjęciem decyzji o prywatyzacji MSP musi porozumieć się z ministrem gospodarki. Dopiero jego zgoda na zmiany w „*Polityce energetycznej...*” w odniesieniu do *Tauronu* otworzy drogę do prywatyzacji tej grupy. Widać więc, że do pełnej kompatybilności działań ministerstw Skarbu Państwa i Gospodarki jeszcze daleko.

Z kolei wspomniana już pani Joanna Szmida, też wiceminister Skarbu Państwa, jest bardziej optymistycznie nastawiona do prywatyzacji. W wywiadzie dla czasopisma *Tauronu Polska Energia* stwierdziła bowiem, że: „*Zdajemy sobie sprawę, że w obecnych warunkach rynkowych uplasowanie emisji na GPW nie jest zadaniem łatwym, jednak jestem przekonana, że nasze oferty będą atrakcyjne dla inwestorów. W trudnych czasach to spółki branży energetycznej są najciekawszym elementem portfeli inwestorów.*” Jeżeli chodzi o *Taurona*, to zgodnie z harmonogramem przedstawionym przez Zarząd, spółka powinna zadebiutować na GPW w 2010 r. „*Oczywiście nie można wykluczyć, że w przypadku dekoniunktury na rynku i niewielkiego zainteresowania ze strony inwestorów finansowych, punkt ciężkości może się przesunąć na rzecz inwestorów branżowych.*”

Zacytowane stwierdzenia wydają się potwierdzać albo istnienie znacznych różnic poglądów w resorcie Skarbu Państwa, albo świadome i celowe przekazywanie społeczeństwu zróżnicowanych sygnałów.

Nie komentując wspomnianych zjawisk podejrzewać można, że do konkurencyjnego rynku energii elektrycznej w Polsce jest jeszcze daleka droga, a prędkiej się później podwyżki cen energii elektrycznej dostarczanej przez skonsolidowane firmy energetyczne będą tak dotkliwe, że odbiorcy indywidualni, nawet ci bogatsi i rozrzutniejsi, bo zużywający więcej niż 1370 kWh rocznie, powinni poszukiwać nie tyle innych dostawców, co rozwiązań związanych z energetyką rozproszoną i źródłami lokalnymi.

# SPIS TREŚCI

II	Tomasz E. Kołakowski <b>Tytułem wstępu</b>
139	Jacek Wańkiewicz, Adrian Orzechowski <b>42. Sesja CIGRE 2008</b>
141	Aleksander Zielonka, Arkadiusz Biernacki, Marek Skłodowski <b>Elektryczne maszyny wirujące – Komitet Studiów A1</b>
145	Paweł Warczyński, Marcei Kaźmierski <b>Transformatory – Komitet Studiów A2</b>
151	Antoni Hyrczak <b>Aparatura wysokonapięciowa – Komitet Studiów A3</b>
157	Aleksandra Rakowska <b>Kable elektroenergetyczne – Komitet Studiów B1</b>
160	Irena Kuczkowska <b>Linie napowietrzne – Komitet Studiów B2</b>
164	Sławomir Samek <b>Stacje elektroenergetyczne – Komitet Studiów B3</b>
171	Krzysztof Madajewski <b>Układy przesyłowe prądu stałego i urządzenia FACTS – Komitet Studiów B4</b>
178	Sylwia Wróblewska <b>Automatyka i zabezpieczenia – Komitet Studiów B5</b>
181	Krzysztof Lipko <b>Rozwój i ekonomika systemu elektroenergetycznego – Komitet Studiów C1</b>
184	Krzysztof Madajewski <b>Sterowanie i prowadzenie ruchu systemu elektroenergetycznego – Komitet Studiów C2</b>
190	Jacek Malko, Artur Wilczyński <b>Rynki energii elektrycznej i regulacja – Komitet Studiów C5</b>
197	Krzysztof Siodła <b>Materiały i nowoczesne techniki badawcze – Komitet Studiów D1</b>
199	Jan Piotrowski <b>Systemy informatyczne i telekomunikacja – Komitet Studiów D2</b>
202	Adrian Orzechowski <b>Tematy preferowane 43. Sesji Generalnej CIGRE 2010</b>
	<b>ENERGETYKA I EKOLOGIA</b>
208	<b>E<sup>3</sup> efektywność, ekologia, ekonomia</b>

Jacek Wańkiewicz, Adrian Orzechowski

**42. Sesja CIGRE 2008**

*Energetyka 2009, nr 3, s. 139*

Aleksander Zielonka, Arkadiusz Biernacki, Marek Skłodowski

**Elektryczne maszyny wirujące – Komitet Studiów A1**

*Energetyka 2009, nr 3, s. 141*

Omówiono przebieg sesji otwartej Komitetu Studiów A1, która dotyczyła dwóch tematów preferowanych: „Rozwój konstrukcji maszyn elektrycznych i doświadczenia serwisowe” oraz „Maszyny dla wytwarzania rozproszonego i odnawialnych źródeł energii z generatorami wiatrowymi włącznie.” Zaprezentowano również wyroby i plany produkcyjne wybranych światowych producentów generatorów.

**Słowa kluczowe:** rozwój konstrukcji maszyn elektrycznych, generatory

Paweł Warczyński, Marceł Kaźmierski

**Transformatory – Komitet Studiów A2**

*Energetyka 2009, nr 3, s. 145*

Omówiono właściwości eksploatacyjne nowych układów izolacyjnych transformatorów oraz niezawodność i ocenę ryzyka transformatorów w eksploatacji.

**Słowa kluczowe:** płyny elektroizolacyjne, izolatory przepustowe, izolacja papierowa

Antoni Hyrczak

**Aparatura wysokonapięciowa – Komitet Studiów A3**

*Energetyka 2009, nr 3, s. 151*

Prezentowano tematy dotyczące zarządzania okresem życia i przedłużania okresu życia aparatury wysokonapięciowej. Opisano także metodę diagnostyczną przekładników wysokiego napięcia w miejscu ich zainstalowania na stacji, niewymagającą wyłączenia pól spod napięcia.

**Słowa kluczowe:** aparatura wysokonapięciowa, przekładniki napięciowe, metody diagnostyczne

Aleksandra Rakowska

**Kable elektroenergetyczne - Komitet Studiów B1**

*Energetyka 2009, nr 3, s. 157*

Omówiono referaty zaprezentowane podczas Sesji Generalnej CIGRE. Prezentowana problematyka kablowa dotyczyła pokonywania technicznych wyzwań w nowo instalowanych podziemnych i morskich systemach przesyłowych, a także obecnych i przeszłych metod poprawiających efektywność pracy linii kablowych, sprawnej ich eksploatacji i podwyższenia zdolności przesyłowej oraz aspektów środowiskowych i ekonomicznych w przyszłościowych rozwiązaniach technicznych poziomych i morskich kablowych linii przesyłowych.

**Słowa kluczowe:** morskie i podziemne linie kablowe, kabel HTS, metody diagnostyczne

Irena Kuczkowska

**Linie napowietrzne – Komitet Studiów B2**

*Energetyka 2009, nr 3, s. 160*

Prezentowano metody zwiększenia zdolności przesyłowej linii napowietrznych: techniki, innowacyjne rozwiązania, optymalne wykorzystanie istniejących zdolności przesyłowych. Omówiono również rozwiązania mające na celu zwiększenie dyspozycyjności linii napowietrznych.

**Słowa kluczowe:** linie napowietrzne, stan techniczny słupów, systemy odladania przewodów

Sławomir Samek

**Stacje elektroenergetyczne – Komitet Studiów B3**

*Energetyka 2009, nr 3, s. 164*

Prezentowano najciekawsze przykłady obrazujące nowości organizacyjne i techniczne, również te z zakresu relacji pomiędzy energiką a środowiskiem, w szeroko rozumianym obszarze stacji energetycznych, zaprezentowane podczas 42. sesji CIGRE w Paryżu. Omówiono optymalizację użytkowania stacji elektroenergetycznych, nowe wyzwania w zakresie stacji oraz energikę polską na tle światowych nowości.

**Słowa kluczowe:** stacje elektroenergetyczne, farmy wiatrowe

Krzysztof Madajewski

**Układy przesyłowe prądu stałego i urządzenia FACTS – Komitet Studiów B4**

*Energetyka 2009, nr 3, s. 171*

Omówiono referaty zaprezentowane na sesji plenarnej Komitetu Studiów B4 CIGRE „Połączenia prądu stałego i urządzenia energoelektroniczne w systemach elektroenergetycznych” obejmujące trzy tematy preferowane: Rozwiązania konwencjonalne oraz UHV układów HVDC, Nowe rozwiązania i wdrożenia urządzeń

Jacek Wańkiewicz, Adrian Orzechowski

**42nd session of CIGRE 2008**

*Energetyka 2009, nr 3, p. 139*

Aleksander Zielonka, Arkadiusz Biernacki, Marek Skłodowski

**Rotating electrical machines – Study Committee A1**

*Energetyka 2009, nr 3, p. 141*

Discussed is the course of the Study Committee A1 open session concerning two preferred subjects: „Development of electric machines constructions and service experience” as well as „Machines for distributed generation and renewable energy sources including wind generators”. Presented are also products and production plans of some selected generator manufacturers in the world.

**Keywords:** development of electric machines constructions, generators

Paweł Warczyński, Marceł Kaźmierski

**Transformers – Study Committee A2**

*Energetyka 2009, nr 3, p. 145*

Discussed is exploitation properties of new transformer insulation systems, their reliability and evaluation of transformer operational risk.

**Keywords:** electroinsulating fluids, lead-in insulators, paper insulation

Antoni Hyrczak

**High-voltage equipment – Study Committee A3**

*Energetyka 2009, nr 3, p. 151*

Presented are subjects concerning the management of high-voltage equipment lifetime and methods of its elongation. Described is also a method of HV transformers’ in-place diagnosing with no need to de-energize their bays.

**Keywords:** high-voltage equipment, voltage transformers, diagnostic methods

Aleksandra Rakowska

**Power cables – Study Committee B1**

*Energetyka 2009, nr 3, p. 157*

Discussed are papers delivered during CIGRE’s General Session. Presented materials concern problems connected with overcoming technical challenges in the newly installed underground and sub sea electrical power transmission systems. The attention is also paid to former and present methods improving work efficiency of cable lines, to their proper exploitation and increase of transmission capacity as well as to environmental and economic aspects of the future technical solutions that can be applied to underground and sub sea electrical power transmission lines.

**Keywords:** underground and sub sea cable lines, HTS cable, diagnostic methods

Irena Kuczkowska

**Overhead lines – Study Committee B2**

*Energetyka 2009, nr 3, p. 160*

Presented are many ways to increase transmission capacity of overhead lines like various technologies, innovative solutions and methods allowing to make optimum use of the already existing transmission capacities. Discussed are also solutions aiming at increase of overhead lines availability.

**Keywords:** overhead lines, technical condition of transmission poles, conductor deicing systems

Sławomir Samek

**Electric power substations – Study Committee B3**

*Energetyka 2009, nr 3, p. 164*

Presented are the most interesting examples of organizational and technical novelties - also the ones referring to relationship between power industry and the environment – concerning electric power substations. Discussed are new challenges in the scope of electric power substations and possibilities to optimize their exploitation. Described is the Polish power industry against the background of the world’s novelties in this field.

**Keywords:** electric power substations, wind farms

Krzysztof Madajewski

**DC transmission systems and FACTS appliances – Study Committee B4**

*Energetyka 2009, nr 3, p. 171*

Discussed are papers delivered on the CIGRE Study Committee B4 plenary session „Interconnections of direct current and power electronics devices in electric power systems” comprising three preferred subjects: Conventional and UHV solutions of HVDC systems, New solutions and implementation of power electronics

energoelektronicznych oraz Zastosowania układów FACTS i nowe rozwiązania w tym zakresie.

**Słowa kluczowe:** układ HVDC, układ VSC HVDC

Sylwia Wróblewska

#### **Automatyka i zabezpieczenia – Komitet Studiów B5**

*Energetyka 2009, nr 3, s. 178*

Omówiono referaty dotyczące wpływu szyny procesowej (IEC 61850-9-2) na system zabezpieczeń i automatyki stacji oraz strategii utrzymywania w ruchu systemów zabezpieczeń i sterowania.

**Słowa kluczowe:** szyna procesowa IEC, system zabezpieczeń, automatyka

Krzysztof Lipko

#### **Rozwój i ekonomika systemu elektroenergetycznego – Komitet Studiów C1**

*Energetyka 2009, nr 3, s. 181*

Prezentowano rozwój systemu przesyłowego i uzasadnienie inwestowania w system przesyłowy, metody projektowe służące zapewnieniu odporności systemów energetycznych na awarie, w tym narzędzia umożliwiające efektywne planowanie, a także wystarczalność i bezpieczeństwo wytwarzania i przesyłu energii w kontekście przyszłej struktury i lokalizacji wytwarzania.

**Słowa kluczowe:** system elektroenergetyczny, rozwój systemu przesyłowego, czynniki ekonomiczne

Krzysztof Madajewski

#### **Sterowanie i prowadzenie ruchu systemu elektroenergetycznego – Komitet Studiów C2**

*Energetyka 2009, nr 3, s. 184*

Sesja plenarna Komitetu Studiów C2 obejmowała trzy tematy preferowane: Nowe rozwiązania w sterowaniu i prowadzeniu ruchu dla rozpoznawania i poprawy warunków pracy SEE, Ewolucja standardów niezawodności w kontekście otwartego rynku i zmniejszonych zapasów bezpieczeństwa oraz Wpływ dużych farm wiatrowych na sterowanie i prowadzenie ruchu SEE.

**Słowa kluczowe:** system WAMS, system elektroenergetyczny

Jacek Malko, Artur Wilczyński

#### **Rynki energii elektrycznej i regulacja – Komitet Studiów C5**

*Energetyka 2009, nr 3, s. 190*

Omówiono referaty przedstawione na sesji tematycznej Komitetu Studiów C5 w ramach 42. Sesji Generalnej CIGRE dotyczące systemów informatycznych i komunikacyjnych w deregulacji sektora energii elektrycznej, zachęty do inwestowania w wytwarzanie i przesył w środowisku rynku energii elektrycznej, a także interakcji pomiędzy zasadami bezpieczeństwa systemu, a zasadami rynku.

**Słowa kluczowe:** rynki energii elektrycznej, systemy informatyczne i komunikacyjne

Krzysztof Siodła

#### **Materiały i nowoczesne techniki badawcze – Komitet Studiów D1**

*Energetyka 2009, nr 3, s. 197*

Prezentowano referaty w następujących dziedzinach: stan nowoczesnych technologii przeznaczonych dla systemów energetycznych, diagnostyka własności materiałów przeznaczonych do pracy w urządzeniach energetycznych: rozwój i doświadczenia praktyczne oraz wyzwania stawiane materiałom stosowanym w przyszłościowych rozwiązaniach urządzeń energetycznych.

**Słowa kluczowe:** nowe materiały stosowane w elektrotechnice, techniki diagnostyczne

Jan Piotrowski

#### **Systemy informatyczne i telekomunikacja – Komitet Studiów D2**

*Energetyka 2009, nr 3, s. 199*

Prezentowano działalność techniczną Grup Doradczych Komitetu Studiów D2 w zakresie systemów informatycznych, mediów i technik transmisyjnych oraz wpływu deregulacji sektora energetyki.

**Słowa kluczowe:** systemy informatyczne, telekomunikacja

Adrian Orzechowski

#### **Tematy preferowane 43. Sesji Generalnej CIGRE 2010**

*Energetyka 2009, nr 3, s. 202*

### **ENERGETYKA I EKOLOGIA**

#### **E<sup>3</sup> – efektywność, ekologia, ekonomia**

*Energetyka 2009, nr 3, s. 208*

devices and FACTS systems applications and new solutions in this field.

**Keywords:** HVDC system, VSC HVDC system

Sylwia Wróblewska

#### **Automatics and protection systems – Study Committee B5**

*Energetyka 2009, nr 3, p. 178*

Discussed are papers concerning influence of process bus (IEC 61850-9-2) on substation automatic and protection systems as well as the strategy to keep automatic control and protection systems in operation.

**Keywords:** process bus IEC, protection system, automatics

Krzysztof Lipko

#### **Development and economics of electric power systems – Study Committee C1**

*Energetyka 2009, nr 3, p. 181*

Presented is development of transmission systems and justification of investing in them, designing methods serving to ensure failure resistance of electric power systems including tools enabling effective planning. Discussed is also sufficiency and safety of energy generation and transmission in the context of future structure and location of generation places.

**Keywords:** electric power systems, development of transmission systems, economic factors

Krzysztof Madajewski

#### **Control and operation of an electric power system – Study Committee C2**

*Energetyka 2009, nr 3, p. 184*

Plenary session of the Study Committee C2 comprised three preferred subjects: New solutions in control and operation to evaluate and improve SEE (Electric Power System) working conditions, Evolution of reliability standards in the context of the open market and reduced margins of safety and Influence of big wind farms on control and operation of SEE.

**Keywords:** WAMS system, electric power system

Jacek Malko, Artur Wilczyński

#### **Electric energy markets and regulation – Study Committee C5**

*Energetyka 2009, nr 3, p. 190*

Discussed are papers delivered on Study Committee C5 thematic session concerning information and communication systems in the process of electric energy sector deregulation, incentives to invest in generation and transmission in the range of electric energy market, as well as interactions between system safety rules and the rules in the market.

**Keywords:** electric energy markets, information and communication systems

Krzysztof Siodła

#### **Materials and modern research technologies – Study Committee D1**

*Energetyka 2009, nr 3, p. 197*

Presented are papers referring to the following subjects: condition of modern technologies assigned for electric power systems, diagnostics of properties of materials destined to work in power installations, development and practical experience as well as challenges issued to materials that can be used in future solutions concerning electric power installations.

**Keywords:** materials used in electrical engineering, diagnostic techniques

Jan Piotrowski

#### **Information systems and telecommunication – Study Committee D2**

*Energetyka 2009, nr 3, p. 199*

Presented is technical activity of Study Committee D2 Advisory Groups in the range of information systems and media and transmission techniques, as well as works concerning factors influencing conviction that the energy sector deregulation process is indispensable.

**Keywords:** information systems, telecommunication

Adrian Orzechowski

#### **Preferred themes of the 43rd General Session CIGRE 2010**

*Energetyka 2009, nr 3, p. 202*

### **POWER INDUSTRY and ECOLOGY**

#### **E<sup>3</sup> – effectiveness, ecology, economy**

*Energetyka 2009, nr 3, p. 208*

Jacek Wańkowicz  
Przewodniczący PKWSE  
Adrian Orzechowski  
Sekretarz PKWSE

## 42. Sesja CIGRE 2008

W artykule scharakteryzowano 42. Sesję Generalną CIGRE (Conseil International des Grands Réseaux Électriques), która odbyła się w Paryżu w dniach 24 – 29 sierpnia 2008 r.

W tabeli 1 zamieszczono aktualny spis działających Komitetów Studiów wraz nazwiskami przewodniczących Komitetów oraz uczestniczących w ich pracach przedstawicieli PKWSE.

W 42. Sesji Generalnej wzięło udział 3014 uczestników z całego świata. W programie sesji znalazło się 430 referatów, których tematyka dotyczyła 41 tematów preferowanych. Podczas spotkań Komitetów Studiów miało miejsce około 650 uzgodnionych wystąpień uczestników obrad.

Delegacja polska liczyła 38 osób (w tym dwóch młodych inżynierów). Dodatkowo jedna osoba wzięła udział w spotkaniu Komitetu Studiów i grup roboczych. W materiałach Sesji opublikowano łącznie 4 referaty przygotowane przez członków PKWSE (3 referaty zgłoszone przez PKWSE i 1 referat międzynarodowy). Dodatkowo przygotowano sprawozdanie z działalności Polskiego Komitetu Wielkich Sieci Elektrycznych. Wykaz referatów podano w tabeli 2.

W trakcie sesji odbyło się pięć spotkań:

- uroczystość oficjalnego otwarcia Sesji (CIGRE Official Opening Ceremony),
- panel „Integrating large shares of fluctuating power sources into power electric systems”,

Tabela 1

Zestawienie Komitetów Studiów CIGRE

Numer Komitetu	Nazwa Komitetu polska/angielska	Przewodniczący Komitetu/ przedstawiciel PKWSE
A1	Elektryczne maszyny wirujące Rotating Electrical Machines	Aleksander Zielonka
A2	Transformatory Transformers	Paweł Warczyński
A3	Aparatura wysokonapięciowa High Voltage Equipment	Antoni Hyrczak
B1	Kable Insulated Cables	Aleksandra Rakowska
B2	Linie napowietrzne Overhead Lines	Irena Kuczkowska
B3	Stacje elektroenergetyczne Substations	Sławomir Samek
B4	Układy prądu stałego wysokiego napięcia i urządzeń energoelektronicznych HVDC & Power Electronics	Krzysztof Madajewski
B5	Automatyka i zabezpieczenia Protection & Automation	Sylwia Wróblewska
C1	Rozwój i ekonomika systemu elektroenergetycznego System Development & Economics	Krzysztof Lipko
C2	Eksploatacja i sterowanie systemem elektroenergetycznym System Operation & Control	Krzysztof Madajewski
C3	Wpływ systemu elektroenergetycznego na środowisko System Environmental Performance	-
C4	Zagadnienia techniczne systemu System Technical Performance	Zbigniew Hanzelka
C5	Rynki energii elektrycznej i regulacja Electricity Markets & Regulation	Artur Wilczyński
C6	Systemy rozdzielcze i wytwarzanie rozproszone Distribution Systems & Dispersed Generation	Adrian Orzechowski
D1	Materiały i nowoczesne techniki badawcze Materials & Emerging Test Techniques	Krzysztof Siodła
D2	Systemy informatyczne i telekomunikacja Information Systems & Telecommunication	Jan Piotrowski

Tabela 2

Zestawienie referatów, których autorami lub współautorami byli członkowie PKWSE, przygotowanych na Sesję CIGRE 2008

Nr referatu	Tytuł	Autorzy
A2 - 209	Condition assessment of medium-power transformers using diagnostic methods: PDC, FDS, FRA to support decision to modernize or replace service-aged units	R. Malewski, J. Subocz, M. Szrot, J. Płowucha, R. Zaleski
B1 - 201	Assessment of overvoltage hazard for the polymer insulation of medium voltage electricity distribution cables	W. Skomudek
C1 - 109	Impact of the right of way on the transmission system planning process	K. Lipko, W. Lubicki, M. Przygodzki, A. Czajkowski
A2 - 301	Core-form versus shell-form shunt reactors, utility and manufacturer position	Cancino, R. Ocón, G. Enríquez, R. Malewski
Spotkanie komitetów narodowych CIGRE	Action report from the Polish National Committee of CIGRE	A. Orzechowski

- warsztaty poświęcone wielkim awariom (Large Disturbances Workshop),
- panel Edukacja Inżynierów Elektryków (Electric Power Engineering Education Panel) "CIGRE – a learning platform in Electric Power Engineering",
- nadzwyczajne i Zwyczajne Zgromadzenie członków CIGRE.

Ponadto odbyły się:

- 142 spotkania grup roboczych i komitetów studiów – średnio 22 spotkania dziennie,
- 5 sesji plakatowych (komitetów B1, B3, C1, C2, C4),
- 2 posiedzenia Rady Zarządzającej,
- posiedzenie Komitetu Sterującego,
- zebranie Komitetu Technicznego,
- spotkanie przedstawicieli Komitetów Narodowych,
- sesji towarzyszyła wystawa techniczna podczas której zaprezentowało się 128 firm z całego świata (poza delegatami wystawę odwiedziło 1371 osób).

W trakcie uroczystości oficjalnego otwarcia przemówienie wygłosił komisarz UE ds. energii p. Andris Pielbargs, który omówił europejską politykę energetyczną; przedstawił jej założenia oraz scharakteryzował m.in. następujące kwestie: redukcję emisji gazów cieplarnianych, rozwój europejskiego rynku energii oraz rozwój połączeń międzynarodowych.

Następnie prezydent CIGRE pan Yves Filion podsumował dwa ostatnie lata działalności CIGRE podkreślając wzrost liczby członków – liczba członków ekwiwalentnych przekroczyła 10 000, zaś liczba komitetów narodowych 58. W uznaniu za znaczący wkład w działalność i rozwój CIGRE oraz za prace w sektorze elektroenergetycznym po raz pierwszy przyznano medale CIGRE. Wyróżnieni zostali pan Aldo Bolza (Włochy) i pan João Batista Guimarães Ferreira Da Silva (Brazylia).

Podczas warsztatów „Wielkie awarie” przedstawiono referaty omawiające poważne awarie systemowe, które wystąpiły:

- w UCTE w listopadzie 2006 r., gdzie awaria doprowadziła do podziału systemu UCTE na trzy części i dotknęła 15 milionów odbiorców,
- w Japonii w lipcu 2007 r., gdzie w skutek trzęsienia ziemi nastąpiło wyłączenie elektrowni atomowej,
- w Wielkiej Brytanii w maju 2008 r., gdzie nastąpiło wyłączenie dwóch elektrowni o łącznej mocy 1582 MW,
- w Chinach w styczniu 2008 r., gdy burze śnieżne spowodowały uszkodzenia 884 linii napowietrznych o napięciach powyżej 35kV, co skutkowało pozbawieniem elektryczności 27 milionów odbiorców,

- w USA na Florydzie w lutym 2008 r, kiedy utracono 4000 MW mocy wytwórczych.  
Przedstawiono także prezentację podsumowującą sytuację w Republice Południowej Afryki, w której poważnym problemem staje się malejąca rezerwa mocy.

Podczas panelu „Integrating large shares of fluctuating power sources into power electric systems” zostały przedstawione prezentacje omawiające wpływ dużych źródeł charakteryzujących się dużą zmiennością produkcji energii na pracę systemów elektroenergetycznych. Swoimi spostrzeżeniami podzielili się autorzy z RTE (Francja), z ENEL (Włochy), z Vattenfall Europe Transmission (Niemcy), RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA (Hiszpania), Electric Power Research Institute (USA). Dodatkowo prezentację na temat magazynowania energii przedstawił autor z McGill University z Kanady.

Prezentacje z wspomnianych wyżej spotkań dostępne są na stronie CIGRE bądź na stronach poszczególnych Komitetów Studiów.

Podczas Sesji odbyły się także dwa posiedzenia Rady Zarządzającej CIGRE. Dokonano zmiany na stanowisku prezydenta CIGRE, p. Yvesa Filion z Kanady zastąpił p. André Merlin z Francji, zaś funkcję skarbnika pełni obecnie p. Paulo Cesar Esmeraldo z Brazylii, który zastąpił p. Petera Tyree z Australii.

Obecny skład władz CIGRE jest następujący:

André Merlin	– prezydent
Jean Kowal	– sekretarz generalny
Paulo Cesar Esmeraldo	– skarbnik
Klaus Frölich	– przewodniczący Komitetu Technicznego

Kolejna 43. Sesja Generalna CIGRE odbędzie się w Paryżu w dniach 22 – 27 sierpnia 2010 r. Tematy preferowane zostały zamieszczone w czasopiśmie *ELECTRA* (grudzień 2008 r.), na stronie internetowej CIGRE ([www.cigre.org](http://www.cigre.org)), a także w niniejszym numerze *Energetyki*.

Szczegółowe omówienie prac oraz dyskusji podczas sesji poszczególnych Komitetów Studiów są przedmiotem referatów przygotowanych przez polskich członków Komitetów Studiów. Do lektury wszystkich referatów serdecznie zapraszamy.





Aleksander Zielonka, Arkadiusz Biernacki, Marek Skłodowski  
ALSTOM Power Sp. z o.o. w Warszawie  
Oddział we Wrocławiu

## Elektryczne maszyny wirujące – Komitet Studiów A1

Sesja otwarta Komitetu Studiów A1 dotyczyła dwóch tematów preferowanych.

1. Rozwój konstrukcji maszyn elektrycznych i doświadczenia serwisowe:
  - rozwój konstrukcji i materiałów, poprawa niezawodności, sprawności, operacyjności, utrzymanie w ruchu i koszty, materiały przyjazne dla środowiska naturalnego,
  - rozwój narzędzi do projektowania i ich weryfikacja podczas testów i eksploatacji,
  - nowe konstrukcje i metody zwiększające czas życia, retrofity, przezwolenia, wymiana rdzenia stojana oraz wzrost mocy wyjściowej i poprawa sprawności i operacyjności.
2. Maszyny dla wytwarzania rozproszonego i odnawialnych źródeł energii z generatorami wiatrowymi włącznie:
  - rozwój konstrukcji o wyższej sprawności, lepszych osiągnięciach i operacyjności oraz utrzymanie w ruchu,
  - konstrukcje i metody poprawiające stabilność sieci, spadki napięć, stabilizacja sieci po wystąpieniu zakłóceń, sterowanie wytwarzaniem mocy biernej i zapasami energii.

W sesji wzięło udział ok. 160 delegatów z wielu krajów. Przewodniczący Komitetu rozpoczął spotkanie od zaprezentowania struktury, aktywności i zakresu Komitetu A1. Część dyskusyjna sesji adresowana była do dwóch tematów preferowanych i odpowiedzi na pytania postawione przez specjalnego reportera. Na 17 pytań postawionych w Raporcie Specjalnym przedstawiono 26 odpowiedzi oraz szereg wystąpień spontanicznych.

W kilku pierwszych prezentacjach przedstawiono zagadnienia dotyczące rozwoju konstrukcji maszyn elektrycznych oraz propozycje wdrożeń nowych materiałów.

Tematyka istotnych wystąpień:

- nowe rozwiązanie wentylacji zębów rdzenia stojana generatora,
- zmiana materiału przewodzącego wirników silników indukcyjnych,
- użycie lepszych narzędzi konstrukcyjnych,
- doświadczenia serwisowe, wykryte błędy i testy.

Zastosowanie lepszych narzędzi konstrukcyjnych prowadzi do zmiany wymagań metod szkolenia obecnych oraz przyszłych konstruktorów. Kilku autorów omawiało systemy monitoringu turbo- i hydrogeneratorów z użyciem systemów, które mogą być obsługiwane przez niewyspecjalizowanych operatorów, pozostawiając specjalistom analizę i interpretację zebranych danych pomiarowych.

W tej sesji przedstawiono również typowe problemy systemów izolacyjnych.

Diagnostyka wyładowań niepełnych w uzwojeniach generatorów osiągnęła już dojrzały poziom, gdzie wiele użytecznych informacji można otrzymać z analizy trendu, wielowymiarowych obrazów wyładowań oraz mierzonych wartości – nadal konieczna jest jednak interpretacja danych przez eksperta i kontrola wizualna.

Monitoring wyładowań niepełnych powinien być zawarty w kompleksowym programie inspekcji generatora, aby możliwe było określenie pełnego obrazu stanu technicznego maszyny.

Szeroka i wielotematyczna dyskusja dotyczyła szczególnie generatorów o dużych mocach wyjściowych.

### Sesja Panelowa – GENERACJA GIGA-WATT

Producenci maszyn elektrycznych ciągle zwiększają moce produkowanych generatorów. Trend ten spowodował zmniejszenie zainteresowania turbinami gazowymi, jakkolwiek obserwuje się ostatnio większe zapotrzebowanie na duże jednostki do elektrowni nuklearnych. Podobny trend dotyczy również generatorów 2-biegunowych do elektrowni stosujących paliwa stałe.

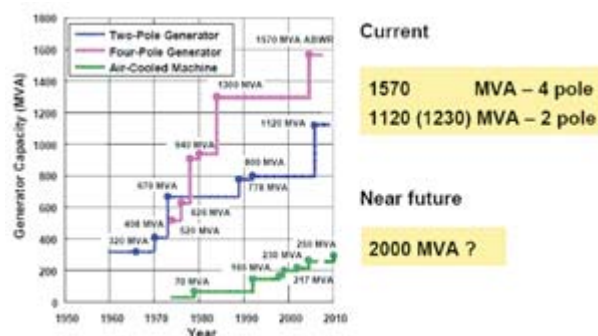
Celem sesji panelowej było umożliwienie dyskusji między producentami generatorów i użytkownikami na temat rozwoju jednostek dużych mocy. Zaproszenie do udziału w sesji otrzymali wszyscy najwięksi producenci generatorów.

Zaprezentowano wyroby i plany produkcyjne ośmiu światowych producentów generatorów:

- Hitachi,
- Mitsubishi,
- Toshiba,
- Siemens,
- ALSTOM,
- Doosan,
- General Electric,
- Electrosila.

### Hitachi

Japonia zdecydowała się na kontynuację rozwoju elektrowni nuklearnych i generatorów zapewniających stabilność systemu energetycznego z ograniczeniem emisji CO<sub>2</sub> podczas produkcji energii elektrycznej. Generatorom stawiane są wyższe wymagania dotyczące sprawności i ograniczenia wpływu na środowisko naturalne poprzez zastosowanie odpowiednich materiałów do ich budowy. Firma Hitachi wychodząc naprzeciw tym wymaganiom ciągle udoskonala swoje konstrukcje gromadząc bieżące dane wykorzystywane w procesie rozwoju generatorów. Wzrost mocy produkowanych turbogeneratorów przedstawiono na rysunku 1.



Rys.1. Historia i plany rozwojowe turbogeneratorów firmy Hitachi

Na rysunku 2 przedstawiono generator 4-biegunowy o mocy 1570 MVA, 1800 obr./min. pracujący w elektrowni nuklearnej *Hamaoka* w Japonii.



Rys. 2. Turbogenerator 60 Hz o mocy 1570 MVA firmy *Hitachi*

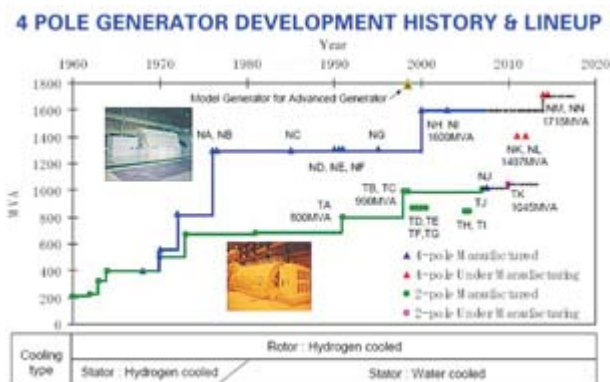
### Mitsubishi

Firma *Mitsubishi Electric* produkuje turbogeneratory 50 i 60 Hz dla elektrowni termalnych o mocy znamionowej do 1008 MVA i napięciu znamionowym 23 – 27 kV. Plany produkcyjne zakładają wykonanie generatora o mocy 1045 MVA, 27 kV w roku 2010.

Produkowane są również 4 – biegunowe turbogeneratory 50 i 60 Hz dla elektrowni nuklearnych do 1600 MVA i napięciu znamionowym do 29 kV.

Plany zakładają wykonanie turbogeneratora o mocy 1715 MVA i napięciu 30 kV w roku 2014.

Rysunek 3 przedstawia historię budowy turbogeneratorów oraz plany rozwojowe firmy.



Rys. 3. Historia i plany rozwojowe generatorów firmy *Mitsubishi*

Wzrost mocy generatorów stał się możliwy dzięki zastosowaniu ulepszonego chłodzenia, sprawdzeniu systemu izolacyjnego w czasie testów długotrwałych, zastosowaniu zaawansowanej technologii oraz weryfikacji założeń konstrukcyjnych w czasie prób ruchowych przeprowadzonych na modelu generatora. Rysunek 4 przedstawia model na stacji prób.



Rys. 4. Weryfikacja założeń konstrukcyjnych generatora 1800 MVA firmy *Mitsubishi* na modelu

Dane modelu:

- przekrój modelu – jak dla rzeczywistego generatora o mocy 1800 MVA,
- czoła uzwojenia – jak dla rzeczywistego generatora o mocy 1800 MVA,
- długość rdzenia stojana modelu – 1/5 długości rzeczywistego generatora.

Zakres prób:

- 3-fazowe zwarcie udarowe przy napięciu znamionowym,
- zwarcie międzyfazowe,
- próba zwiększenia obrotów do 120%.

Napięcie znamionowe generatora wynosi 30 kV. Próby wysokonapięciowe wykonano dla właśnie takiego poziomu napięcia.

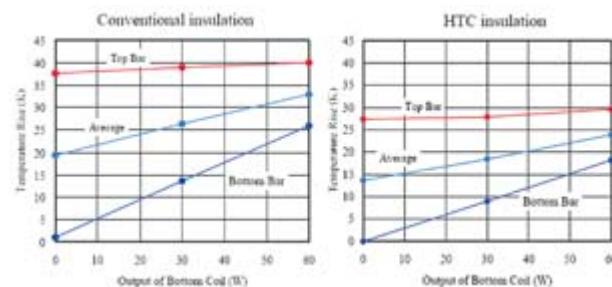
Aby uzyskać założone parametry techniczne budowanych turbogeneratorów firma stosuje do konstruowania mechaniczną i elektryczną analizę FEM.

### Toshiba

W ostatnich latach widać na rynku tendencję do budowania bloków energetycznych o coraz to większej mocy. Efekt skali i uwarunkowania środowiskowe sprawiają, że rynek kieruje się w stronę maszyn o wielkiej mocy i równocześnie o optymalnych parametrach eksploatacyjnych.

Wychodząc naprzeciw potrzebom rynku *Toshiba* rozwinęła konstrukcję generatorów dwubiegunowych chłodzonych wodą o mocy do 1000 MW i chłodzonych pośrednio wodorem o mocy do 700 MVA. Prosta, kompaktowa konstrukcja pozwoliła na redukcję masy generatora i osiągnięcie sprawności 99,00%.

Aby zapewnić odpowiedni margines bezpieczeństwa zastosowano w konstrukcjach chłodzonych wodą nowy



Rys. 5. Porównanie taśm izolacji głównej uzwojenia stojana

materiał na kołpaki i odkuwkę wirnika, natomiast w maszynach o chłodzeniu pośrednim zastosowano do izolacji uzwojenia stojana materiał o podwyższonej przewodności cieplnej.



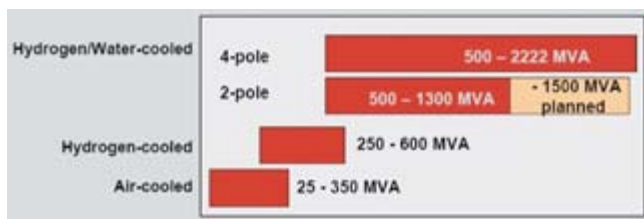
Rys. 6. Turbogenerator firmy *Toshiba* w czasie testów fabrycznych

### Siemens

*Siemens Power Generation* konstruuje i buduje turbogeneratory 4- i 2-biegunowe o następujących mocach wyjściowych:

	4-biegunowe	2-biegunowe
– 50 Hz	do 2222 MVA	do 1300 MVA,
– 60 Hz	do 1520 MVA	do 1200 MVA.

Zakres mocy produkowanych generatorów przedstawia rysunek 7.

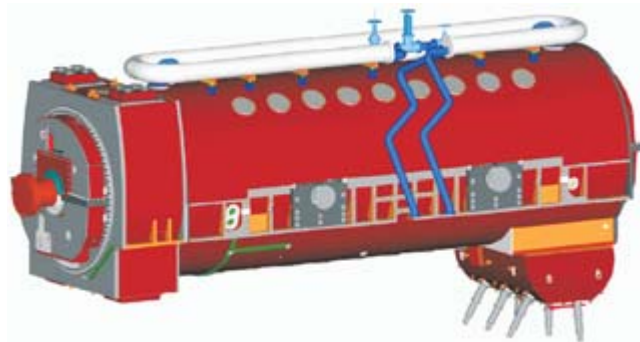


Rys. 7. Zakres mocy generatorów produkowanych przez firmę *Siemens*

Rozwój generatorów 4-biegunowych o mocy 2222 MVA, 50 Hz jest wynikiem ostatnio podjętych działań. Planowany rozwój generatorów 2-biegunowych do 1500 MVA wynika z zapotrzebowania rynku i bazuje na bogatych doświadczeniach firmy oraz informacji zwrotnych od użytkowników generatorów.

W konstrukcji generatorów o najwyższych mocach wyjściowych bierze się pod uwagę wymiary zewnętrzne stojana i możliwość transportu za pomocą wagonu Schnabel. W rdzeniu stojana i w uzwojeniu wirnika stosuje się chłodzenie osiowe, natomiast w uzwojeniach stojana chłodzonych bezpośrednio wodą stosowane są miedziane i stalowe przewody drażnione.

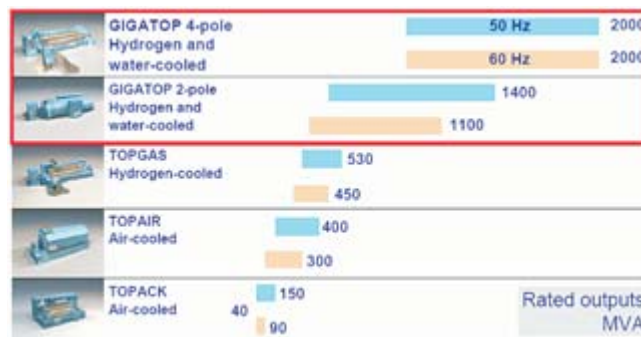
Widok turbogeneratorsa o mocy 1300 MVA przedstawiono na rysunku 8.



Rys. 8. Widok turbogeneratorsa 2-biegunowego o mocy 1300 MVA firmy *Siemens*

### ALSTOM

Generatory produkcji *ALSTOM Power* pokrywają zapotrzebowanie rynku na maszyny w zakresie mocy od 50 do 2000 MVA dla rozwiązań 50 Hz i 60 Hz. Zakres mocy produkowanych generatorów przedstawia rysunek 9. W obszarze mocy najwyższych proponowane są generatory chłodzone wodą i wodorem GIGATOP. Generatory 2-biegunowe (do 1400 MVA) i generatory 4-biegunowe (do 2000 MVA) są jednymi z największych jednostek eksploatowanych w elektrowniach tradycyjnych i jądrowych.



Rys. 9. Zakres mocy generatorów produkowanych przez firmę *ALSTOM*

Technologia GIGATOP ma swoje początki w latach 70. i jest stale rozwijana. Największe na świecie eksploatowane obecnie maszyny 4-biegunowe o mocy 1710 MVA w elektrowni *Chooz & Civaux* we Francji, potwierdzają niezawodną eksploatacją przez ostatnie dekady oraz poprawność rozwiązań technologicznych generatorów GIGATOP.

Wodne chłodzenie uzwojenia stojana generatora było kluczowym czynnikiem pozwalającym na zwiększenie mocy produkowanych generatorów. Dalsze zwiększanie mocy maksymalnej jest możliwe przez eliminację ograniczeń związanych z wirnikiem (wytrzymałość materiałów używanych np. na kołpaki wirnika czy dynamika wirnika), chłodzeniem i izolacją elementów czynnych stojana. We wszystkich tych obszarach prowadzone są prace mające na celu zwiększenie mocy maksymalnych, natomiast zewnętrzne wymiary

kadłuba zostały zoptymalizowane pod kątem możliwości transportowych – zarówno kolejowych jak i drogowych.

Widok turbogeneratorsa o mocy 1318 MVA przedstawiono na rysunku 10.



Rys. 10. Widok turbogeneratorsa 2-biegunowego o mocy 1318 MVA firmy ALSTOM

### Doosan

Zapotrzebowanie na energię elektryczną w Korei Południowej rośnie bardzo dynamicznie. Aby zapewnić wymagania budowanych elektrowni super ultrakrytycznych (USC) *Doosan Heavy Industries and Construction* opracowało koncepcję dwubiegunowego generatora o mocy 1100 MW.

Bazą do nowej konstrukcji jest istniejąca konstrukcja generatora o mocy 900 MW, a znaczący wzrost mocy został osiągnięty przez połączenie nowych technologii w zakresie systemów izolacyjnych, zawieszania rdzenia, rozwiązania obszaru połączeń kołowych.

Precyzyjne obliczenia nowej konstrukcji pod względem przepływów wentylacyjnych, drgania wirnika, analizy termicznej i naprężeniowej wirnika pozwala na zapewnienie poprawnej eksploatacji maszyny.



Rys. 11. Turbogenerator (1222 MVA, 30 kV) firmy Doosan

### General Electric

W tabeli 1 przedstawiono 9 największych wyprodukowanych przez GE jednostek eksploatowanych obecnie. Ponad 25 milionów godzin pracy jednostek czterobiegunowych eksploatowanych w USA jak i dwubiegunowych eksploatowanych w Japonii i doświadczeń z tym związanych pozwoliło na opracowanie nowej konstrukcji generatora o mocy około 25% większej od największych obecnie pracujących maszyn.

wanych w Japonii i doświadczeń z tym związanych pozwoliło na opracowanie nowej konstrukcji generatora o mocy około 25% większej od największych obecnie pracujących maszyn.

Tabela 1

Turbogeneratorsy 4-biegunowe produkcji GE w eksploatacji

Country	Proj. Qty	Ship - 1st Unit	MVA Rating	RPM	Frequency, Hz
United States	3	1-Jan-78	1559	1800	60
Japan	2	30-Jun-94	1540	1500	50
United States	2	1-Dec-79	1450	1800	60
United States	1	1-Jan-77	1447	1800	60
United States	1	1-Mar-87	1439	1800	60

### Elektrosila

Rozwój konstrukcji turbogeneratorsów 4-biegunowych o mocach 1200 MW i wyższych jest oparty na chłodzeniu wodoro-wodnym. Dotychczasowe konstrukcje posiadają moc wyjściową na poziomie 1000 MW, 1500 obr./min. i napięcie znamionowe 24 kV. Generatorsy te pracują z powodzeniem od 20 lat w elektrowniach nuklearnych w Rosji i Ukrainie. Widok turbogeneratorsa wodno-wodorowego w czasie prób ruchowych przedstawiono na rysunku 12.



Rys. 12. Turbogenerator wodno-wodorowy firmy Elektrosila w czasie prób

Obecnie trwają przygotowania do produkcji serii 4-biegunowych generatorów o mocy wyjściowej 1200 i 1500 MW.

### Literatura

- [1] A1-101. Rich operation experiences and new technologies on adjustable speed pumped storage systems in Japan. K. Aguro, M. Kato, F. Kishita, T. Machino, K. Mukai, O. Nagura, S. Sekiguchi, T. Shiozaki
- [2] A1-102. On the electromagnetic torque pulsation, torsional oscillations, fault detection and diagnosis in the subsynchronous cascade drive. I. P. Tsoumas, A. N. Safacas
- [3] A1-103. Experimental study of the latest design of the powerful air-cooled turbogenerator stator. E.I. Gurevich, N.D. Pinchuk
- [4] A1-104. At site test and service experience verification of the principally new turbogenerator type – asynchronous air cooled

- one. I. Y. Dovganjuk, I. A. Labunets, L. G. Mamikonyants, V. E. Zinakov, E. V. Chernishov, L. A. Kadi-Ogly, N. D. Pinchuk
- [5] A1-105. Possibilities to increase power and efficiency of hydro generating unit. D. Petrović, S. Stojković, V. Vidaković, D. Arnaudović, S. Bogdanović, Z. Čirić, M. Benišek, I. Božić
- [6] A1-106. Improving efficiency of induction motors using die-cast copper squirrel cages. J. L. Kirtley Jr., D. T. Peters, E. F. Brush Jr.
- [7] A1-107. EDA test to perform predictive maintenance in relevant rotating machines. A. Taberero, B. Batlle, L. M. López, A. Villarrubia, S. Rodríguez, O. Martínez
- [8] A1-108. Thorough on and off-line inspection of the generators of a hydroelectric plant after ten years of being rehabilitated. E. Robles, A. González, O. Reyes, J. García
- [9] A1-109. Application of electromagnetic numerical analyses for large indirectly hydrogen cooled turbine generators. H. Kometani, S. Maeda, K. Suzuki
- [10] A1-110. A new definition for total harmonic distortion in inverter-fed induction motors including loss considerations. H. Ghafoori Fard, S. Khaboli, H. Oraee
- [11] A1-111. Experiences of air cooled generator stator flexible failures. D. K. Sood, P. K. Anil Kumar
- [12] A1-112. A new method for online thyristor conduction monitoring based on thyristor current waveform recording in static excitation system. S. Karmakar
- [13] A1-113. Rotating diodes exciter having competitive performance for nuclear plant. M. Berlamont, L. Diestel-Fedderson, N. Pichot, L. David
- [14] A1-114. An extended modeling of synchronous generators for internal fault evaluation and protection assessment. G. B. Denegri, M. Invernizzi, G. Macciò, R. Procopio, U. Reggio
- [15] A1-117. Hydrogen/water-cooled turbogenerators: a mature technology on the move. R. Joho, Y. Sabater, H. Ferretto, D. Abraham, W. Ferens
- [16] A1-201. Improved operation of DFIG based wind generation systems under network unbalance. L. Xu, L. Yao, N. Macleod, Y. Wang
- [17] A1-202. Reactive power control in wind farms: real experience and results. E. Fernández Anton, F. Santamaría Mosquera
- [18] A1-203. Impact of wind power generators on the frequency stability of synchronous generators. L. Rouco, J.L. Zamora, I. Egido, F. Fernandez

Paweł Warczyński  
 ZPBE Energopomiar-Elektryka  
 Marcełi Kaźmierski  
 Instytut Energetyki

## Transformatory – Komitet Studiów A2

Na tegorocznej, 42. Sesji CIGRE, poruszono problematykę związaną z trzema tematami preferowanymi (Preferential Subject):

- Właściwości eksploatacyjne nowych układów izolacyjnych transformatorów (Performance in service of new insulation systems for transformers).
- Niezawodność i ocena ryzyka transformatorów w eksploatacji (Reliability and risk assessment of transformers in service).
- Dławiki (kompensacyjne, kompensacyjne z regulacją, szeregowo) i urządzenia związane (Reactors (shunt, shunt with regulation, series, neutral) and related items).

### Właściwości eksploatacyjne nowych układów izolacyjnych transformatorów

W ostatnich latach dużo uwagi poświęcono na świecie tematyce związanej z nowymi materiałami elektroizolacyjnymi, wśród których dominującą część stanowią ciecze izolacyjne. W prezentowanych referatach przedstawiono zastosowania oraz zgromadzone już doświadczenia eksploatacyjne z transformatorami wypełnionymi estrami naturalnymi [1]. Dokonano analizy porównawczej właściwości estrów naturalnych, syntetycznych z parametrami oleju mineralnego. Omówiono ich zastosowanie w hermetycznych transformatorach mocy [2]. Biodegradowalne płyny syntetyczne oraz oleje uzyskiwane z płodów rolnych (vegetables oil) wprowadzono do eksploatacji głównie ze względów ochrony środowiska.

Z uwagi na powyższe oraz w połączeniu z coraz szerszym narzucanym wymogiem minimalizacji czynności obsługowych urządzeń energetycznych, w tym także transformatorów, poszukuje się rozwiązań, które ograniczają do minimum tę konieczność. Przekłada się to na rozwój tej technologii,

a także zwiększanie maksymalnej mocy znamionowej jednostek hermetycznych, w których stosuje się izolację hybrydową. W [1] oraz [2] porównano ze sobą wybrane parametry płynów elektroizolacyjnych (tabela 1).

Tabela 1

Typowe wartości wybranych parametrów płynów elektroizolacyjnych

Typowe właściwości płynów elektroizolacyjnych				
Elektryczne				
	Norma/procedura	BIOTEMP	Olej mineralny	Olej silikonowy
Napięcie przebicia, kV	ASTM D877	45	30	43
Fizykochemiczne				
Lepkość kinematyczna, mm <sup>2</sup> /s	ASTM D445	10 45 300	3 12 76	16 38 90
– w 100 °C				
– w 40 °C				
– w 0 °C				
Temperatura zapłonu, °C	ASTM D92	330	145	300
Temperatura palenia, °C	ASTM D92	360	160	330
Środowiskowe				
Poziom biodegradowalności wodnej (test 21 dniowy), %	CEC-L-33-A-93/94	97,0	25,2	0,0

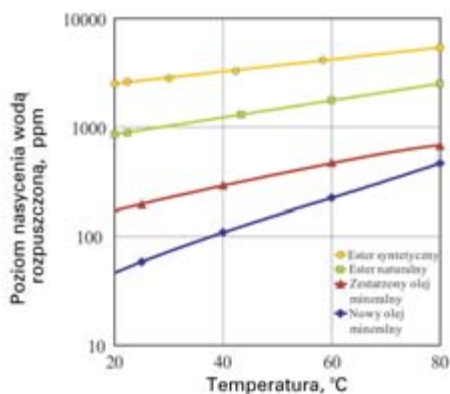
Ze względu na wysoką higroskopijność estrów (rys. 1), lepsze przewodnictwo cieplne oraz pozostałe właściwości fizykochemiczne (tabela 1) autorzy opracowań [1] i [2] wymieniają zalety stosowania tego rodzaju płynów elektroizolacyjnych:

- dwukrotnie dłuższy czas życia izolacji hybrydowej przy napełnieniu transformatora estrem naturalnym w porównaniu z typowym wciąż rozwiązaniem z zastosowaniem oleju mineralnego (blisko 15-krotnie wyższy poziom nasycenia wodą rozpuszczoną posiadają estry względem oleju mineralnego),
- możliwość ograniczenia wielkości radiatorów/chłodnic,
- eliminację konieczności budowania zapór ogniотrwałych na stacjach energetycznych,
- ograniczenie zagrożenia pożarowego, a co za tym idzie kosztów ubezpieczenia,
- minimalizację odległości pomiędzy transformatorem a rzutą przyległego wyposażenia stacji.

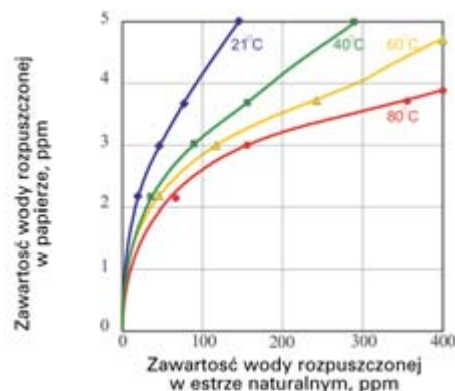
Opisana w [1] jednostka została poddana remontowi, połączonemu z modernizacją, która polegała na zwiększeniu mocy znamionowej z wykorzystaniem w układzie izolacyjnym NOMEX-u oraz naturalnego estru. Po przejściu wszystkich wymaganych prób została dopuszczona ponownie do ruchu 3 lata temu w Brazylii. Dobowe obciążenia wymagają przeciążania tej jednostki do 170% wartości mocy znamionowej. Takie rozwiązania stanowią oczywisty i znaczący krok w rozwoju technologii konstrukcyjnych transformatorów.

W [2] zestawiono wyniki i wnioski sformułowane na podstawie wykonanych prób starzeniowych kilku typów estrów naturalnych, syntetycznych oraz porównano je z parametrami oleju mineralnego. Ogólnie stwierdzono, że estry posiadają zbliżone, a w wielu przypadkach nawet lepsze parametry stabilności starzeniowej w odniesieniu do oleju mineralnego. Jedynie w przypadku lepkości proces utleniania estrów naturalnych powoduje bardzo negatywny wpływ, wywołując drastyczny wzrost wartości tego parametru. Wynika stąd zalecenie niestosowania tego rodzaju medium w transformatorach z dostępem powietrza atmosferycznego (open breathing). W przeciwnym wypadku konieczne jest wprowadzenie dodatkowego wymuszenia obiegu oleju, zwiększenie wymiarów kanałów chłodzących uzwojenia, itp.

W tym samym opracowaniu znalazły się wyniki badań prowadzonych w trakcie eksploatacji dwóch jednostek wypełnionych estrem naturalnym, przy czym jedną z nich był transformator hermetyczny (z próżniowym przełącznikiem zaczeów), a drugim w wykonaniu klasycznym.



Rys. 1. Poziom nasycenia wodą rozpuszczoną w estrach oraz oleju mineralnym



Rys. 2. Krzywe równowagi zawartości wody w układzie izolacyjnym papier – ester naturalny

Podsumowując, pojawiające się w eksploatacji płyny elektroizolacyjne przyjazne środowisku, znajdują swoje zastosowanie w transformatorach hermetycznych. Dzięki stosowaniu coraz to nowych rozwiązań dotyczących kompensacji zmian objętości płynu elektroizolacyjnego w zależności od temperatury, moc tych jednostek ciągle wzrasta i coraz częściej myśli się również o zastosowaniu tych technologii w urządzeniach o napięciu strony GN przekraczającym 145 kV. Prowadzone są również badania nad możliwością wykorzystywania estrów do napełniania przełączników zaczeów pod obciążeniem.

W energetyce polskiej jak dotąd nie pracują jednostki z tego rodzaju rozwiązaniami konstrukcyjnymi (nie uwzględniając transformatorów rozdzielczych).

## Niezawodność i ocena ryzyka transformatorów w eksploatacji

### Diagnostyka oraz niezawodność izolatorów przepustowych

Uszkodzenia izolatorów przepustowych są odpowiedzialne za znaczącą część poważnych awarii transformatorów w ostatnich latach, również w energetyce krajowej. Przykład awarii izolatorów przepustowych na napięciu 400 kV, spowodowanych przepięciami opisano w [6]. W opinii specjalistów pomiary off-line wykazują ograniczoną możliwość zapobiegania awarii izolatorów. Artykuł [11] zawiera opis zebranych w Kanadzie doświadczeń na przestrzeni 6 lat, wyniesionych z prowadzenia diagnostyki on-line na sześciu transformatorach blokowych 735/13,8 kV oraz dziewięciu sieciowych 735/230 kV. W ramach eksperymentu badano różne czujniki, z zastosowaniem do dwóch metod stosowanych dla diagnostyki on-line izolatorów:

- prądu sumarycznego (z ang. sum current); metoda ta polega na pomiarze prądu upływu w układzie trójfazowym izolatorów jednego transformatora; system pierwotnie zostaje skonfigurowany tak, aby wektorowa suma mierzonych prądów była równa zero; w przypadku, gdy stan jednego z izolatorów pogarsza się, wzrasta wartość prądu upływu dla tego izolatora, co wywołuje zaburzenie równowagi w układzie pomiarowym;
- pomiaru względnego (z ang. Relative measurement); polegającego na pomiarze i wyznaczeniu stosunku amplitudy prądu oraz tangensa kąta fazowego dla dwu lub więcej izolatorów zainstalowanych na tej samej fazie różnych transformatorów.

Na podstawie doświadczeń stwierdzono, że metoda pomiaru względnego cechuje się większą czułością i stabilnością sygnałów podlegających rejestracji. Propozycja autorów polega na sukcesywnym instalowaniu czujników na zaciskach pomiarowych izolatorów przepustowych i monitorowaniu ich pracy za pomocą przenośnych układów pomiarowych. Systemy monitorowania ciągłego należy montować tylko w przypadku jednostek z izolatorami przepustowymi, które w przeszłości stwarzały problemy (liczne awarie). Należy je wyposażać w nadajniki radiowe GSM, które upraszczają montaż i ograniczają do minimum konieczność instalowania przewodów sygnałowych na transformatorach.

Do diagnostyki izolatorów olejowych najwyższych napięć coraz częściej wykorzystuje się analizę chromatograficzną gazów rozpuszczonych w oleju. Również w polskiej energetyce stosuje się ten rodzaj badań (laboratorium *Energopomiar-Elektryka*, Gliwice) w przypadku transformatorów eksploatowanych przez PSE oraz w niektórych elektrowniach. Oczywiście wymaga to już na etapie pobierania próbek szczególnej ostrożności, a także odpowiedniego sprzętu. Niezwykle ważne jest, aby izolator był rozszczelniany wyłącznie w dobrych warunkach atmosferycznych (brak opadów, niska wilgotność). Ubytek oleju należy uzupełnić medium o odpowiednich parametrach.

Poszerzanie zakresu badań izolatorów przepustowych o wciąż nowe narzędzia diagnostyczne oraz zgodnie z wytycznymi wynikającymi z ich faktycznego stanu technicznego (Condition Based Maintenance), pozwala na ograniczenie w sposób znaczący liczby poważnych awarii powodowanych przez te urządzenia.

### Oszacowanie zużycia izolacji papierowej poprzez pomiar zawartości furanów rozpuszczonych w oleju

Tematyka związana z oszacowaniem zużycia termicznego izolacji papierowej na podstawie pomiaru zawartości furanów rozpuszczonych w oleju transformatora była przedmiotem referatów [3, 4, 7] prezentowanych na forum Komitetu Studiów A2 oraz referatów [12, 13] prezentowanych w ramach Komitetu Studiów D1. Poruszono ją również na Kollokwium Komitetów A2 i D1 CIGRE, które odbyło się w Brużges (Belgia) w październiku 2007 roku [14, 17, 22 – 24, 29].

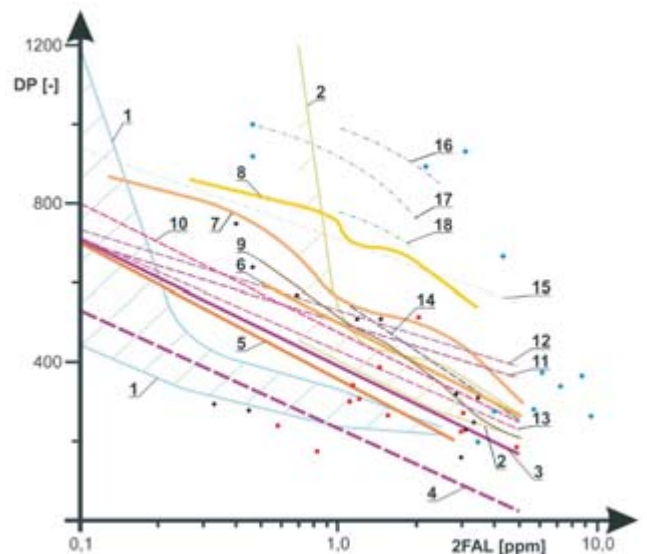
Stan izolacji papierowej determinuje oczekiwany czas zdolności eksploatacyjnej transformatora. O wytrzymałości zwarciowej transformatora decyduje wytrzymałość mechaniczna (głównie na rozciąganie) papieru nawojowego, która jest bezpośrednio skorelowana ze stopniem polimeryzacji (DP) materiału. DP charakteryzuje średnią długość molekuł celulozy, która maleje wraz z postępującymi procesami starzeniowymi. Przyjmuje się [4, 16, 18 – 20, 25, 27], że DP nowego papieru izolacyjnego jest rzędu 1000 – 1200, a „koniec życia” izolacji papierowej ma miejsce przy DP = 150 – 200, co odpowiada zmniejszeniu wytrzymałości mechanicznej do około 60% wartości początkowej, chociaż część ekspertów uważa, że bardziej odpowiednim – z punktu widzenia wytrzymałości zwarciowej – jest moment, w którym DP papieru osiąga wartość rzędu 450 [26].

W praktyce nie ma możliwości pobrania próbek papieru z uzwojeń do pomiaru stopnia polimeryzacji z transformatora pozostającego w eksploatacji. Zamiast tego stosuje się pośrednią metodę oznaczenia zawartości związków furanu rozpuszczonych w oleju, w szczególności 2-furfuralu (2FAL). Furanowe produkty degradacji pozostają przede wszystkim w samej izolacji papierowej. Pewna część molekuł jednakże rozpuszcza się w izolacji ciekłej, na skutek czego wytwarza

się równowaga w układzie izolacyjnym transformatora, przy czym czas niezbędny do jej osiągnięcia jest rzędu miesięcy, a w przypadku wymiany oleju może sięgać nawet kilku lat [23].

Korelacja pomiędzy zawartością 2FAL w oleju a DP w transformatorze jest bardzo złożona i zależy od wielu czynników, jak gatunek oleju oraz jego parametry fizykochemiczne, rodzaj papieru nawojowego, konstrukcja transformatora (stopień ochrony oleju przed wpływem otoczenia, stosunek masy papieru do masy oleju), temperatura pracy, stopień zawilgocenia oleju i papieru. Ponadto, w wyniku niejednorodnego rozkładu temperatury oraz wilgoci w pracującym transformatorze, stopień polimeryzacji izolacji papierowej jest różny w poszczególnych cewkach, uzwojeniach, fazach. Pomierzona w tej sytuacji zawartość 2FAL w oleju jest pewną wielkością reprezentatywną w odniesieniu do całego złożonego układu fizycznego. W powyższym przede wszystkim należy upatrywać przyczyn nieadekwatności wyników badań laboratoryjnych na prostych modelach o ściśle określonych parametrach fizycznych z wynikami badań na rzeczywistych obiektach, którymi są zasadniczo transformatory przeznaczone do złomowania. W ostatnim okresie należy odnotować szereg działań w energetyce światowej ukierunkowanych na analizę właśnie takich przypadków.

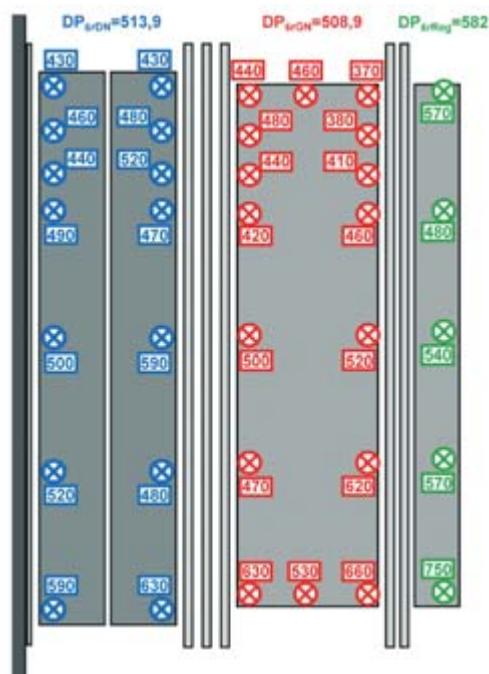
Na rysunku 3 przedstawiono zależności DP w funkcji 2FAL, uzyskane na podstawie dostępnych źródeł literaturowych. Właściwa interpretacja wyników wymaga pewnego komentarza.



Rys. 3. Zależność DP od zawartości 2FAL w oleju transformatorowym

- 1 - wg [30], 2 - wg [12], 3 - wg [4], średnia wartość DP,
- 4 - wg [4], minimalna wartość DP, 5 - wg [31], oszacowanie zgrubne, dotyczy transformatorów z przyrostem temperatury oleju 65°C, 6 - wg [3], stosowana w granicach 0,2 – 15 ppm, 7 - wg [21], tzw. pierwsze przybliżenie, 8 - wg [13], uzyskana z modelu transformatora hermetyzowanego 250/250/100 MVA, 400/121/10 kV, 9 - wg [25], 10 – 14 wg tabeli 2, 15 – 18 wyniki badań modelowych preszpanu w oleju, prowadzonych w firmie *Siemens* [20], odpowiednio przy: 85°C, 95°C; 1 % zawilgocenia preszpanu, 95°C; 4% zawilgocenia preszpanu, 95°C; 10% zawilgocenia preszpanu,
- wyniki badań 25 transformatorów w Słowenii, minimalna wartość DP [17],
- wyniki badań transformatorów sieciowych w Wielkiej Brytanii, minimalna wartość DP [23],
- ◆ wyniki badań 13 transformatorów w Belgii, średnia wartość DP [29]

Zależności reprezentowane na rysunku 3 liniami 3 i 4 zostały opracowane na podstawie szczegółowych badań 12 złomowanych transformatorów (6 blokowych, 3 sieciowe, 3 trakcyjne). Na rysunku 4 przykładowo pokazano miejsca pobrania próbek papieru do analizy oraz wartości określonych pomiarowo DP w jednym z transformatorów blokowych. Wartości średnie (w uzwojeniu, na kolumnie, w transformatorze) określano jako średnie ważone, przy wyeliminowaniu innych elementów izolacyjnych, jak np. drewniane wsporniki, których udział w powstawaniu molekuł 2FAL jest pomijalny.



Rys. 4. Miejsca pobrania próbek papieru do analizy oraz wartości pomierzonego stopnia polimeryzacji w transformatorze blokowym 385 MVA, 110/21 kV [4]

Na marginesie omawianego przypadku można zauważyć, iż w tym transformatorze udział zawilgocenia izolacji w procesie degradacji jest dominujący (zawilgocenie w dolnej części uzwojeń jest większe). Rozkłady DP w innych transformatorach podlegających tym badaniom przedstawiono w raporcie [22].

Na podstawie przykładów podobnych badań prezentowanych np. w [14, 15], w których rozkład DP był w przybliżeniu symetryczny względem poziomej osi transformatora, można wnioskować o większym w tych przypadkach udziale zesterzenia termicznego.

Krzywe 1 określają obszar proponowanych wartości granicznych koncentracji furanów i zostały opracowane na podstawie doświadczeń amerykańskich [30]. W zależności od poziomu koncentracji w publikacji podano zalecaną częstość ponownego badania próbek oleju – od okresu rocznego przy koncentracji poniżej 0,1 ppm do miesięcznego, przy koncentracji w granicach (1,0 – 2,5) ppm.

Informacje pochodzące z energetyki Indii [12] reprezentują obszar pomiędzy krzywymi 2. W ciągu trzech lat przebadano tam próbki oleju z 816 jednostek w eksploatacji, a korelację DP w funkcji 2FAL określono bez badania stopnia polimeryzacji papieru nawojowego, według oceny badanej populacji transformatorów, posiłkując się w pewnym sensie doświadczeniami amerykańskimi [30].

Wyniki badań prowadzonych w energetyce francuskiej prezentują prace [3, 24]. Firma RTE do określenia korelacji pomiędzy DP a 2FAL wykorzystuje zależność:

$$DP=500 - 333 \cdot \log(2FAL) \quad (1)$$

która obowiązuje w zakresie  $0,2 \leq 2FAL \leq 15$  ppm i reprezentuje wartości średnie DP bliżej nieokreślonej populacji transformatorów (linia 6 na rys. 3). Do oceny stopnia degradacji układu izolacyjnego wykorzystuje się również pomiar zawartości tlenków węgla ( $CO + CO_2$ ) w oleju transformatorowym. Prace ukierunkowane na zwiększenie dokładności korelacji pomiędzy DP a 2FAL oraz  $CO + CO_2$  trwają. Na obecnym etapie odchyłki zmierzonych wartości DP od wynikających z zależności (1) są znaczne. Świadczą o tym wyniki badań transformatora sieciowego 100/100/0,5 MVA, 225/93/10 kV, w którym zawartość 2FAL w oleju wynosiła 8,5 ppm, a DP papieru kilku cewek zawierało się w granicach 415 – 520, zatem ponad dwukrotnie więcej niż wynikałoby to z omawianej zależności.

W tabeli 2 zamieszczono zależności w postaci empirycznej. Powstały one na podstawie wyników badań modelowych oraz badań transformatorów. Równania 11, 12, 14 są efektem prac prowadzonych w ramach TF 03 Komitetu Studiów 15 CIGRE.

Tabela 2

Zestawienie zależności analitycznych  $DP = f(2FAL)$  według różnych źródeł

Nr krzywej	Źródło	Formuła	Zakres stosowania
10	[39]	$DP=325 \cdot \left[ \frac{19}{13} - \log(2FAL) \right]$	$100 \leq DP \leq 900$
11	[32]	$DP = \frac{2,5 - \log(2FAL)}{0,005}$	
12	[51] Vuarchex	$DP = \frac{2,6 - \log(2FAL)}{0,0049}$	
13	[33]	$DP = \frac{1,5 - \log(2FAL)}{0,0035}$	$150 \leq DP \leq 1000$
14	[51] de Pablo	$DP = \frac{1850}{(2FAL) + 2,3}$	$150 \leq DP \leq 600$

Wyniki badań przeprowadzonych w energetyce belgijskiej [29] posłużyły do opracowania kryteriów podziału transformatorów na 4 klasy w zależności od stopnia ryzyka wynikającego z prowadzenia ich dalszej eksploatacji – tabela 3.

Tabela 3

Klasyfikacja transformatorów w energetyce belgijskiej oraz zalecane działania

Klasa transf.	2FAL, ppm	Spodziewana wartość DP	Podejmowane działania
1	< 3	$\geq 400$	analiza zawartości furanów co 4 lata
2	3 - 5	300 - 400	zestarzony, analiza zawartości furanów co 2 lata
3	5 - 8	200 - 300	zestarzony, analiza zawartości furanów co 2 lata, nie można transportować, przygotować do złomowania
4	> 8	< 200	zestarzony, analiza zawartości furanów co 2 lata, nie można transportować, nie przeciążać, przygotować do złomowania



Udział procentowy wyników o określonych zakresach koncentracji 2FAL i przyjęte kryteria oceny stopnia zesterzenia papieru w krajowych transformatorach

Zawartość 2FAL w oleju, ppm	Procent populacji	Ocena zawartości 2FAL	Ocena stopnia zesterzenia izolacji papierowej
0	19	brak	<b>brak</b> cech zesterzenia
0,01 - 0,20	50	niska	<b>zaledwie zapoczątkowany</b> stopień zesterzenia, niewywołujący jeszcze negatywnych zmian w wytrzymałości mechanicznej celulozy
0,21 - 1,00	21	normalna (DP > 500; zużycie nie przekraczające 50%)	<b>proces starzenia trwa</b> , wywołując stopniowe negatywne zmiany w wytrzymałości mechanicznej celulozy (obserwowany na podstawie powolnych przyrostów 2FAL), jest typowy dla większości transformatorów w eksploatacji
1,01 - 2,00	9	podwyższona (DP 400 - 350; zużycie ok. 60%)	<b>znaczny</b> stopień zesterzenia spotykany głównie w transformatorach o długotrwałej eksploatacji, często z rozwijającymi się uszkodzeniami typu niskotemperaturowych przegrzań wewnętrznych (zwykle stwierdza się obecność innych pochodnych związków furanu)
2,01 - 5,00	0,6	wysoka	<b>zaawansowany</b> stopień zesterzenia zazwyczaj o przyspieszonym przebiegu i znaczących przyrostach związków furanu
> 5,00	< 0,5	bardzo wysoka	<b>zupełny</b> , rzadko spotykany stopień zesterzenia wskazujący na prawie całkowitą degradację celulozy

W energetyce krajowej badania związków furanu rozpuszczonych w oleju eksploatowanych transformatorów prowadzi laboratorium *Energopomiaru-Elektryka* od 2000 roku. Ośrodek ten uczestniczy również w pracach Komitetu D1 w ramach Grupy TF.D1.01.13 „Furans for diagnosis” [32 – 34], gdzie podczas badań porównawczych prowadzonych przez laboratoria zrzeszone w Grupie Roboczej została pozytywnie zweryfikowana precyzja uzyskiwanych wyników badań. Dla oceny stopnia zesterzenia izolacji papierowej według 2FAL, opracowywano własne kryteria oceny, na podstawie analizy statystycznej wyników badań krajowych transformatorów (ponad 900 jednostek), przyjmując wartości graniczne podane w tabeli 4.

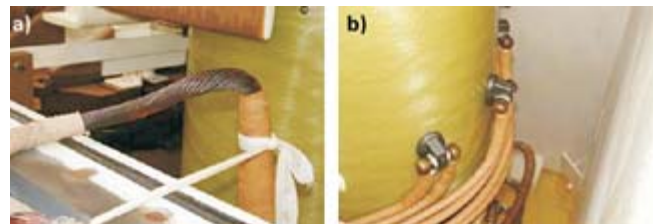
W 90% populacji uzyskanych wyników koncentracja 2FAL nie przekracza 1,0 mg/kg (ppm). Wartość ta została przyjęta jako typowy 90% poziom koncentracji 2-furfuralu (2FAL) w oleju krajowych transformatorów.

Podsumowując przegląd związanych z tym zagadnieniem opracowań można stwierdzić, że brak jest dokładnej i jednoznacznej korelacji pomiędzy zawartością 2FAL a stopniem polimeryzacji DP. Potrzebne jest wspomaganie innymi metodami i wykonywanie systematycznych analiz.

### Siarka korozyjna w oleju transformatorowym

Ze względu na napływające z całego świata informacje o uszkodzeniach transformatorów spowodowanych obecnością siarczku miedzi w izolacji papierowej, w 2005 roku w ramach Komitetu Studiów A2 powołano Grupę Roboczą A2.32, która w grudniu 2008 opracowała Raport Końcowy (Final Report) podsumowujący obecny stan wiedzy dotyczącej tego problemu. Od początku XXI wieku w światowej energetyce odnotowano już ponad 100 podobnych przypadków, które dotyczyły przede wszystkim dławików, transformatorów blokowych oraz transformatorów przekształtnikowych wysokiego napięcia pracujących w układach przekształtnikowych (HVDC). Wyniki prowadzonych prac wykazały, że konstrukcja, materiały, wykonanie oraz eksploatacja uszkodzonych transformatorów były prawidłowe. Przyczyną awarii były oleje elektroizolacyjne, zwłaszcza nieinhibitowane, które pomimo że spełniały obowiązujące wymagania (normy DIN 51353 lub ASTM D1275), okazały się korozyjne w warunkach eksploatacji. Mechanizm zjawiska powstawania osadów siarczku miedzi w transformatorach nie został jeszcze do końca poznany, ale najprawdopodobniej przebiega

w dwóch etapach i polega na tworzeniu się rozpuszczalnych w oleju związków zawierających siarkę, a następnie ich rozkładzie z wydzieleniem nierozpuszczalnego  $\text{Cu}_2\text{S}$ . Do czynników sprzyjających temu zjawisku należą: wysokie obciążenie, wysoka temperatura otoczenia i pracy, przepięcia, obecność defektów wewnętrznych o charakterze przegrzań, konstrukcja z membraną lub gumowym workiem ograniczająca zawartość tlenu (tlen powoduje wiązanie siarki w produktach degradacji oleju). Formowanie się przewodzących osadów siarczku miedzi na przewodach (rysunek 5) i powierzchniach papieru może zachodzić również w normalnych warunkach eksploatacyjnych. Jak się okazało, problemy te występują również w izolatorach przepustowych i przełącznikach zacsepów.



Rys. 5. Transformator sieciowy: osad siarczku miedzi na odpływie uzwojenia (a) oraz na stykach przełącznika pod obciążeniem (b)

Dlatego po ujawnieniu nieskuteczności dotychczas stosowanych metod badań korozyjności opracowano nową procedurę, która aktualnie jest przyjęta jako norma IEC 62535.Ed.1. Próba polega na kontakcie 15 ml oleju z przewodem miedzianym owiniętym pojedynczą warstwą papieru w warunkach ograniczonego dostępu powietrza. Prace badawcze podjęte między innymi przez włoską firmę *Terna* ujawniły, że większość olejów wykazujących właściwości korozyjne zawierała disiarczek dibenzylu (DBDS) – nie deklарowany jako inhibitor, a dodawany celowo podczas produkcji w rafineriach dla zwiększenia odporności na utlenianie [8]. W referacie tym zwrócono również uwagę na nadmierne usuwanie z olejów, wskutek zbyt głębokiej rafinacji, naturalnych inhibitorów i konieczność rewizji wymagań dotyczących olejów dla uniknięcia podobnych przypadków w przyszłości. Pozostaje jednak do rozwiązania poważny

problem, co zrobić z transformatorami, które zostały już napełnione korozyjnym olejem. Nie ma nadal żadnego skutecznego sposobu usunięcia osadów, które zostały już nagromadzone na papierze, a wszelkie znane metody mogą jedynie nie dopuścić do dalszego ich narastania. Obecnie na świecie stosuje się kilka sposobów zapobiegania skutkom korozji siarkowej: pasywację (dodanie do oleju substancji zabezpieczającej miedź), regenerację (usunięcie związków korozyjnych metodami chemicznymi) oraz wymianę oleju, z których każda ma swoje zalety i wady. Metodom tym między innymi zostały poświęcone zaprezentowane referaty. Autorzy japońscy podkreślili działanie pasywatora w oleju również jako czynnika przeciwdziałającego elektryzacji statycznej w transformatorach wysokiego napięcia [5]. W [9] omówiono przypadek niskotemperaturowego przegrzania w jednym z brazylijskich dławików napełnionych korozyjnym olejem Nytro 10GB, które wystąpiło już po przeprowadzonej pasywacji. W [8] przedstawiono problemy dotyczące korozyjności olejów w transformatorach zainstalowanych we Włoszech i Brazylii oraz występowanie osadów siarczku miedzi na wyprowadzeniach i stykach OLTC.

Zwrócono również uwagę, że część transformatorów w których pasywowano olej uległa jednak uszkodzeniu, a opracowana na skalę przemysłową i opatentowana metoda tzw. selektywnej depolaryzacji, umożliwiając usunięcie DBDS stanowi wg autorów skuteczniejsze zabezpieczenie transformatora. W [10] zaprezentowano opracowaną w Serbii metodę rafinacji korozyjnych olejów przy zastosowaniu procesu ekstrakcji ciecz-ciecz (tzw. SLEE).

Również w krajowej energetyce obecność związków korozyjnych w olejach (którymi napełniano transformatory od końca lat 90. do 2006 roku) stanowi zagrożenie dla bezawaryjnej pracy tych urządzeń. W badaniach prowadzonych wg normy IEC 62535 Ed.1 przez laboratorium *Energopomiar-Elektryka* ujawniono, że oleje w licznych transformatorach są potencjalnie korozyjne lub wskutek przeprowadzonych dolewek wykazują cechy stanu przedkorozyjnego, a podczas eksploatacji korozyjność oleju może wzrastać. Laboratorium przeprowadza też badania zawartości pasywatorów w olejach metodą chromatograficzną (HPLC) wg normy IEC 60666 Ed.2.

### Podsumowanie

Kierunki prac Komitetu Studiów A2 CIGRE są odzwierciedleniem problemów nurtujących producentów i użytkowników transformatorów w energetyce światowej. Oprócz tematów związanych z pewnego rodzaju niedoskonałościami materiałów konstrukcyjnych, działania skupiły się w ostatnim czasie na rozwoju technologii przyjaznych dla środowiska naturalnego, służących minimalizacji czynności obsługowych oraz mających na celu poprawę niezawodności transformatorów. Podstawę diagnostyki stanowią wszystkie te metody, które nie wymagają odstawienia urządzeń z eksploatacji. Dzięki pracom Komitetu Studiów A2-Transformatory w znaczący sposób przybliżone zostały zagadnienia związane z:

- zastosowaniem w rozwiązaniach praktycznych nowych płynów elektroizolacyjnych, którymi są biodegradowalne estry naturalne,
- oceną stanu technicznego podstawowych urządzeń stanowiących wyposażenie każdego transformatora (np. izolatory przepustowe),
- dalszym rozwojem pośrednich, nieinwazyjnych metod oceny stanu technicznego układu elektroizolacyjnego (np. analizy chromatograficznej gazów rozpuszczonych

w oleju DGA, pomiaru zawartości związków furanu oraz stopnia polimeryzacji DP),

- występowaniem zjawiska oraz możliwościami zapobiegania negatywnym skutkiem korozyjności oleju elektroizolacyjnego,
- ciągłym rozwojem diagnostyki prowadzonej w trybie on-line.

Jednym z bardziej znaczących obecnie oczekiwań PKWSE jest szerszy, czynny udział polskich ekspertów w pracach Grup Roboczych.

### Literatura

- [1] A2 101. Mendes J. C., Reis A. S. G., Nogawa E. C., Ferra C., Martins A. J. A. L., Passos A. C. (Brazylia), Advanced Application of a Natural Ester Vegetable Oil in a HV Power Transformer
- [2] A2 102. Tenbohlen M. S., Koch M., Vukovic D., Weinläder A., Baum J., Harthun J., Schäfer M. (Niemcy), Barker S. (Wk. Brytania), Frotscher R., Dohnal D. (Niemcy), Dyer P. (Wk. Brytania), Application of vegetable oil based insulating fluids to hermetically sealed power transformers
- [3] A2 204. Blanc R., Buffiere G., Taisne J. P., Tanguy A., Guinic P., Long P., Moutin E., Devaux F. (Francja), Transformer Refurbishment Policy at RTE Conditioned by the Residual Lifetime Assessment
- [4] A2 205. Leibfried T., Stach M., Majer N., Höhle I., Thieß U., Christian J., Schäfer M., Etkorn K., Schwalbe H. G., Dewes W. (Niemcy), Post Mortem Investigation of Insulation Material of Power Transformers and Comparison with Diagnostic Measurements
- [5] A2 206. Kawamura T., Kobayashi T., Amimoto T., Murakami H., Shirasaka Y., Ebisawa Y., (Japonia), Failure modes of oil immersed transformers due to static electrification and copper sulphide generation, and suppressive effect of BTA
- [6] A2 207. Rida I., Rub A. Q. A. (Jordania), EHV Bushing Failure Due to Very Fast Transient Overvoltages (VFTO).
- [7] A2 213. Kon an Gradnik M., Gradnik T., Mulej M. (Słowenia), Asset Management of Transformers Using Accredited Physical Chemical Diagnostics and On Line Monitoring in Slovenia
- [7] A2 214. Scatiglio F.(Włochy), Marchiori C., Botelho P. (Brazylia), Understanding and Management of Sulphur Corrosion from Insulating Oil
- [9] A2 21. Vita A., Patrocino P. R. T., Godinho S. A., Peres E. G., Baudalf J. (Brazylia), The Effect of Passivator Additive Used in Transformers and Reactors' Mineral Oil to Neutralize the Sulphur Corrosion, and its Influence on Low Thermal Defects
- [10] A2 216. Lukić J., Radin V., Bokorov M., Orlović A. (Serbia), Refining of Corrosive Insulating Oils by Selective Liquid Liquid Extraction Process
- [11] A2 217. Picher P., Rajotte C., Dguyen V. N. (Kanada), Field Experience with on line Bushing Diagnostic to Improve Transformer Reliability
- [12] D1 208. Kumari S. V., Viswanath G. R., Dheepalakshmi, Dwarakanath K., Tripathy A. K., Remaining Life Assessment of Power Transformers
- [13] D1 212. Nejedly J., Halbwirth H., Furan Derivatives in Oil: Correlation Between 2FAL and DP in a Hermetically Sealed Transformer. New Results

Pozostałe publikacje

- [14] Gasser H. P., Krause Ch., Prevost T., Schmid R. Assessing the Condition of Power Transformer Insulation by Post Mortem Investigations on Apparatuses to be Scrapped, Proc. of CIGRE SC A2&D1 Colloquium, Bruges (Belgium), October 7 12, 2007 Rep. PS1 17

- [15] Gasser H. P., Krause Ch., Wick K., Malewski R. Dynamiczne przenikanie wilgoci pomiędzy papierem a olejem w izolacji transformatorów, Mat. VII Konf. Naukowo Technicznej „Transformatory Energetyczne i Specjalne, Perspektywy rozwojowe, zastosowania i koncepcje”, Kazimierz Dolny, 1 3 października 2008, ss. 25 – 46
- [16] Goto, K. et al. Measurement of winding temperature of Power Transformers and Diagnosis of Aging Deterioration by Detection of CO and CO<sub>2</sub>, CIGRE 1990, Report 12 – 102
- [17] Gradnik T., Kon an Gradnik M. A Rectifier Transformer Ageing Study Using Optical Fibre Temperature Sensors, Transformer Thermal Modelling, and EIMV Physical Chemical diagnostics, Proc. of CIGRE SC A2&D1 Colloquium, Bruges (Belgium), October 7 12, 2007 Rep. PS1 – 14
- [18] Guide for Life Management Techniques for Power Transformers, CIGRE Technical Brochure No. 227, 2003
- [19] IEEE Standard C57.91 1995, IEEE Guide for Loading Mineral Oil Immersed Transformers
- [20] Kachler A. J., Höhleln I. Functional and Component Related Diagnostics for Power Transformers, a Basis for Successful „Transformer Life Management”, Transformers in practice, (Monografia w wersji elektronicznej, ISBN 978 84 609 9515-9) Publisher and editor: Xose M. Lopez Fernandez 2006, ss. 144 – 166
- [21] Kachler A. J. Transformer Reliability a Key Issue for Both Manufacturers and Users, Transformers in practice, (Monografia w wersji elektronicznej, ISBN 978 84 609 9515 9) Publisher and editor: Xose M. Lopez Fernandez 2006, ss. 175 – 188
- [22] Koch M., Tenbohlen S., Giselbrecht D., Homagk C., Leibfried T. Onsite, Online and Post Mortem Insulation Diagnostics at Power Transformers, Proc. of CIGRE SC A2&D1 Colloquium, Bruges (Belgium), October 7 12, 2007 Rep. PS1 – 18
- [23] Lapworth J. A., Heywood R. J., Jarman P. N., Myers C. Transformer Insulation: Towards More Reliable Residual Life Assessments, Proc. of CIGRE SC A2&D1 Colloquium, Bruges (Belgium), October 7 12, 2007 Rep. PS1 – 16
- [24] Long P., Moutin E., Taisne J P., Liebert L., Devaux F., Tanguy A. Remnant Life Assessment of a Thirty Years Substation Transformer, Proc. of CIGRE SC A2&D1 Colloquium, Bruges (Belgium), October 7 12, 2007 Rep. PS2 – 15
- [25] Lütke H., Höhleln I., Kachler A. J. Transformer Ageing Research on Furanic Compounds Dissolved in Insulating Oil, CIGRE 2002, Rep. 15 – 302
- [26] Moore, H.M. Factors Affecting the Health and Life of Transformers, Proceedings of TechCon 2000, Mesa, Arizona, February 2 3, 2000
- [27] Okubo, H. et al. Electrical Insulation Diagnostic Method and Maintenance Criteria for Oil Immersed Power Transformers, Proceedings of the 13 th International Conference on Diagnostic Liquids (ICDL 99), Nara, Japan, July 20 – 25, 1999
- [28] de Pablo A. Interpretation of Degradation Models of Furanic Compounds, Rep. WG 15 01, TF 03, CIGRE 1997
- [29] Rimez J., Leemans P., Eeckhoudt S. Impact of Furan Analysis on Asset Management of High Voltage Transformers in the Belgian Transmission Network, Proc. of CIGRE SC A2&D1 Colloquium, Bruges (Belgium), October 7 12, 2007 Rep. PS2 – 19
- [30] Sans, J. R., Bilgin, K. M., Kelly, J. J. Large Scale Survey of Furanic Compounds in Operating Transformers and Implications for Estimating Service Life, Conference Record of the 1998 IEEE International Symposium on Electrical Insulation, Washington, D. C., June 7 10, 1998, ss. 543 – 53
- [31] Shkolnik, A. B., Bilgin, K. M., Kelly, J. J. Creating a Preliminary Model for Estimating Degree of Polymerization of Thermally Upgraded Insulating Paper Based on Furan Concentrations in Transformer Oil, Minutes of the Sixty Sixth Annual International Conference of Doble Clients, 1999, Section 5 – 8
- [32] Buchacz T., Polish experience in furan diagnostic. CIGRE SC D1.01.13 Session in Crete, June 2005
- [33] Buchacz T., Furnace transformers, examples of furans diagnostic. CIGRE SC D1.01.13 Session in Bruges, October 2007
- [34] Buchacz T., Different cases for furans CIGRE SC D1.01.13 Session in Nurnberg, April 2008

Antoni Hyczak  
PSE-Operator SA

## Aparatura wysokonapięciowa – Komitet Studiów A3

Na 42. Sesję Komitetu Studiów A3 – Aparatura WN w ramach trzech tematów preferowanych zgłoszono 31 referatów. Na I temat preferowany „Zarządzanie starzejącą się aparaturą WN” zgłoszono 9 referatów; na II temat preferowany „Rozwój badań i weryfikacji aparatury stacyjnej WN” zgłoszono 12 referatów, a na III temat preferowany „Akceptacja i doświadczenia dotyczące stosowania nowej aparatury stacyjnej i nowych technik” zgłoszono 9 referatów.

Do zagadnień zasługujących na uwagę należą tematy związane z zarządzaniem majątkiem w zakresie aparatury WN, rozwój aparatury na napięcia 1000 kV i wyższe oraz dostosowanie norm i wymagań technicznych dla tej aparatury, rozwój niekowencjonalnych przekładników jak również coraz szersze stosowanie izolacji kompozytowej w aparaturze na najwyższe napięcia.

W niniejszym artykule przedstawiono tematy dotyczące zarządzania okresem życia i przedłużania okresu życia aparatury WN. Opisano także metodę diagnostyczną przekładników WN w miejscu ich zainstalowania na stacji niewymagającą wyłączenia pól spod napięcia. Tematy te wybrano ze

względu na to, że mogą być one praktycznie wykorzystane przez przedsiębiorstwa energetyczne.

### Koniec okresu życia wyłączników wysokiego napięcia

W dobie coraz większej konkurencji na rynku energii operatorzy sieci kładą coraz większy nacisk na optymalizację kosztów. Intensywnie poszukiwane są możliwości przedłużenia okresu życia aparatury wysokiego napięcia, a w szczególności wyłączników.

W przedsiębiorstwach energetycznych opracowywane są programy tworzenia list priorytetów wymiany zużytych i przestarzałych technicznie wyłączników. Metody wspomagające podejmowanie decyzji wykorzystują systematyczną rejestrację danych dotyczących uszkodzeń, prac eksploatacyjnych, protokołów przeglądów, warunków pracy itp.

Przedstawione w referacie aspekty zarządzania majątkiem, jaki stanowią wyłączniki WN różnią się w zależności od rodzaju technologii wykonania wyłączników i ich napędów.

Zasadnicze różnice wynikają również z odmiennego w stosunku do normy IEC 60694 podziału uszkodzeń na uszkodzenia znaczne i uszkodzenia nieznaczne. Autorzy referatu na podstawie analizy skutków uszkodzeń do znacznych uszkodzeń zaliczają uszkodzenia, które powodują znaczne skutki finansowe, środowiskowe oraz stwarzają zagrożenia dla personelu obsługi i innych urządzeń. Nieznaczne uszkodzenia nie powodują znacznych skutków finansowych, ale jeżeli częstotliwość ich występowania jest duża, to mają one jednak istotny wpływ na koszty eksploatacji. W referacie A3-101 zaprezentowano łatwą, technicznie uzasadnioną i efektywną metodę wspomagania procesu podejmowania decyzji dotyczących końca okresu życia. Do czynników, które mają zasadniczy wpływ na końcowe decyzje należą: średni stan techniczny danego typu aparatu, średnia częstotliwość uszkodzeń, koszty eksploatacji oraz jakość i dostępność usług serwisowych.

Pod uwagę brane są ponadto:

- ważność stacji i/lub pola w systemie,
- konieczność zapewnienia wyższej niezawodności,
- zapewnienie wymaganej zdolności łączeniowej,
- brak możliwości uzyskania wyłączników niezbędnych do wykonania przeglądów.

Decyzje o wymianie poszczególnych wyłączników przedsiębiorstwa energetyczne muszą podejmować indywidualnie dla każdego wyłącznika, a nie dla całej populacji danego typu wyłączników.

### Przedłużanie okresu życia aparatury WN

Przedsiębiorstwo *National Transmission Grid* posiada w eksploatacji znaczną liczbę wyłączników powietrznych, których wiek wynosi ok. 50 lat. Niektóre typy tych wyłączników stwarzają znaczne problemy, ze względu na awaryjność i podjęte zostały decyzje o ich wymianie. Niezawodność innych typów może być zapewniona przez przeprowadzenie odpowiednich czynności remontowych.

Do remontu wytypowano wyłączniki powietrzne z komorami nie będącymi pod ciśnieniem, z czterema przerwami na biegun, typu OBR-60 o mocy wyłączalnej 15 GVA oraz wyłączniki typu OBR-60//72E o mocy wyłączalnej 18GVA. Wyłączniki te produkowane były przez firmę *Reyrolle* od początku lat 60. do połowy lat 70.

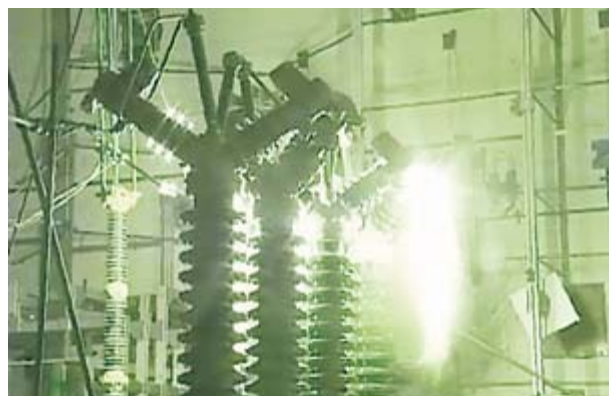
O wyborze tych wyłączników, przy założeniu, że okres ich życia zostanie przedłużony o dalsze 20 lat, zdecydowały następujące czynniki:

- stosunkowo duża populacja,
- dobra znajomość konstrukcji oraz przyczyn i mechanizmów uszkodzeń,
- możliwość wykorzystania, do przygotowania specyfikacji remontu, zaleceń technicznych i raportów z całego okresu eksploatacji,
- wykorzystanie do oceny stanu technicznego szczegółowych analiz materiału,
- dostępność części zamiennych, bez dorabiania części mających krytyczny wpływ na działanie wyłącznika,
- możliwość uzyskania pomocy ze strony producenta wyłączników,
- dobre doświadczenie techniczne do przygotowania i wykonania remontów jak również to, że obsługa tych wyłączników będzie zapewniona do końca okresu życia.

W celu potwierdzenia prawidłowości wykonania remontu i osiągnięcia po remoncie znamionowych parametrów przeprowadzono próby trwałości mechanicznej 2000 cykli łączeń, a w laboratorium *KEMA* powtórzono zwarciowe próby typu.

Przy parametrach napięć powrotnych TRV zgodnych z wymaganiami normy IEC 62271-100 wykonano próby wyłączania prądów zwarciowych T100s i SLF90. Natomiast dla próby T30 parametry napięć powrotnych były podwyższone zgodnie z wymaganiami *National Grid*. Wyniki prób potwierdziły, że wyremontowany wyłącznik poprawnie wyłącza prądy zwarciowe.

W celu zapewnienia optymalnego dostępu do sieci, maksymalnego wykorzystania zasobów i najbardziej efektywnego ogólnego zarządzania majątkiem, konieczne jest, aby po wykonaniu modernizacji danego pola pozostały okres życia wszystkich urządzeń był jednakowy, tzn. równy okresowi życia aparatów wymagających wymiany w pierwszej kolejności. Spełnienie tego warunku wymaga, aby terminy remontów lub wymiany aparatury w danym polu były dostosowane do wydłużonego okresu życia wyłączników. W tym celu konieczne jest posiadanie dokładnych informacji o wszystkich aparatach wysokiego napięcia w danym polu, takich jak odłączniki, przekładniki jak również układy zabezpieczeń.



Rys. 1. Próba typu - wyłączanie prądu zwarciowego przez wyremontowany wyłącznik typu OBR 60

W związku z tym kolejnymi urządzeniami, jakie wytypowano do przedłużenia okresu życia były przekładniki prądowe typu „hair pin” będące w eksploatacji ok. 40 lat. Przeprowadzona ocena stanu technicznego i szczegółowe badania wykazały, że przekładniki tej konstrukcji i w tym wieku nie wykazują znacznych śladów degradacji izolacji i mogą dalej pracować.



Rys. 2. Ocena stanu technicznego izolacji 40-letnich przekładników prądowych 300 kV

Kolejny przykład dotyczy wyłączników SF<sub>6</sub>, wyposażonych w elektroniczne układy sterowania wykazujących po ok. 20-letniej eksploatacji oznaki starzenia się podzespołów elektronicznych. Okres życia tych podzespołów jest znacznie krótszy od okresu życia elementów pierwotnych wyłącznika. Wspólnie z producentem wyłączników podjęto działania w celu wymiany układów sterowania tych wyłączników. W ten sposób możliwe będzie zapewnienie niezawodnej pracy tych wyłączników i uniknięcie potrzeby przedwczesnej ich wymiany.

Opisane powyżej zasady mogą być zastosowane także do innych aparatów.

### Zarządzanie okresem życia wyłączników WN

W broszurze CIGRE Nr 165 „Zarządzanie okresem życia wyłączników WN” wiele uwagi zwrócono na narażenia (stresy) w eksploatacji, metody oceny pozostałego okresu życia danej populacji wyłączników i metody wspomagania podejmowania decyzji odnośnie końca okresu życia. Dzisiaj patrząc wstecz i biorąc pod uwagę postęp w przemyśle i w zarządzaniu, wydaje się, że pewne aspekty studiów przeprowadzonych w latach dziewięćdziesiątych powinny być ponownie ocenione. Dotyczy to:

- oczekiwań przedsiębiorstw energetycznych zapewnienia dłuższych okresów życia aparatury wysokiego napięcia, dłuższych niż 40 lat, a nie jak dotychczas 25 lat,
  - wprowadzenia do zarządzania majątkiem zarządzania ryzykiem, aspektów społecznych, podejmowania ryzyka, transparentności podejmowania decyzji, bieżącej analizy danych, sposobów traktowania prawdopodobieństw i niekompletnych danych,
  - stałych zmian organizacyjnych przedsiębiorstw energetycznych i producentów aparatury (fuzje, podziały, globalizacja),
  - presji finansowej, zwłaszcza w odniesieniu do kosztów eksploatacji i wynikającej z tego konieczności zapewnienia dłuższych okresów życia aparatury,
  - silnej potrzeby elastycznych rozwiązań (krótkich czasów dostaw i montażu, niewielkiej liczby zabiegów eksploatacyjnych, wysokiej dyspozycyjności, dostosowania do środowiska, możliwości zapewnienia w przyszłości kompatybilności po stronie pierwotnej i wtórnej, jaką oferują nowe technologie, techniki diagnostyczne i układy monitoringu,
  - wyższych wymagań środowiskowych obejmujących redukcję miejsca i przestrzeni,
  - braku personelu, zewnętrznych usług, zmian właścicieli.
- Autorzy nie kwestionują wniosków i przewidywanych zmian rozwojowych opisanych szczegółowo w Broszurze Nr 165, jednak uważają za celowe sprawdzenie, czy nowe kierunki rozwoju mogą być powodem przedstawienia wniosków w innym świetle. Ponadto pewne tematy opisane przez Grupę Roboczą 13.08 zostały bardziej dokładnie zbadane przez różnych ekspertów, więc możliwe jest uzupełnienie informacji podanych w tej Broszurze.

Badania Grupy 13.08 skoncentrowane były na:

- oszacowaniu pozostałego okresu życia grup wyłączników na podstawie narażeń (stresów) w eksploatacji,
- zebraniu danych statystycznych o narażeniach w eksploatacji, takich jak obciążenia elektryczne, narażenia środowiskowe (informacje dotyczące obciążeń mechanicznych zostały zebrane przez Grupę 13.06),
- określeniu końca technicznego okresu życia i potrzeby zbierania danych o uszkodzeniach, pozwalających na określenie tzw. krzywych wannowych,

- ustaleniu kryteriów końca okresu życia, takich jak: bezpieczeństwo, stan techniczny, wiek, przestarzałość konstrukcji, niedostateczne parametry techniczne, dyspozycyjność, możliwość wykonania prac konserwacyjnych, traktowanie pojedynczych aparatów, ekonomikę, aspekty środowiskowe, przepisy prawne, ryzyko,
- określeniu spodziewanego stopnia (szybkości) zużycia elementów, takich jak: uszczelnienia, uszczelki, okucia porcelany, ciągną napędowe, zespoły ruchome, styki, powłoki malarskie, obudowy stalowe, przepusty, elektroniczne układy sterowania i monitoringu, kondensatory sterujące i rezystory, urządzenia sprężonego powietrza, elementy napędów hydraulicznych,
- zarządzaniu pracami eksploatacyjnymi,
- aspektach finansowych: nakłady na eksploatację w stosunku do nakładów inwestycyjnych, karencja, amortyzacja,
- podejmowaniu decyzji dotyczących wymiany czy remontowania,
- zastosowaniu monitoringu i diagnostyki.

Odnośnie pozostałego okresu życia i przedłużania okresu życia wyciągnięto poniższe wnioski.

- Przedłużanie okresu życia poza okres 40 lat są przypadkami wyjątkowymi ze względu na niskie koszty inwestycyjne i koszty eksploatacji nowych wyłączników. Przestarzała technologia, brak części zamiennych, narzędzi i wiedzy oraz niska dyspozycyjność przyczyniają się do wyboru opcji wymiany aparatury zamiast wykonywania remontów.
- Pomimo znacznego rozwoju technologii w zakresie diagnostyki i monitoringu, wiedza nt. parametrów, które należy obserwować i kryteriów oceny stanu technicznego jest ciągle ograniczona. Również wiedza dotycząca procesów starzenia i zużycia jest ciągle niekompletna i niechętnie udostępniana. Wymiana doświadczeń między użytkownikami, producentami i innymi ekspertami mogłaby prowadzić do określenia bardziej dokładnych warunków oceny zarówno dla indywidualnych aparatów jak i grup populacji.
- Wiarygodna informacja statystyczna jest warunkiem wstępnym dla nowoczesnych procesów podejmowania decyzji o końcu okresu życia, opartej na wykresach wskaźników uszkodzeń i zarządzaniu ryzykiem. Dla oceny pozostałego okresu życia określonej grupy aparatów, wyniki pomiarów diagnostycznych, dane z urządzeń monitorujących jak również informacje z oględzin, czynności eksploatacyjnych i doświadczeń ruchowych muszą być zbierane w systemie informatycznym, aby umożliwić użytkownikom wyciągnięcie statystycznie uzasadnionych wniosków.
- Ponowne wykonywanie prób typu starych wyłączników jest raczej skomplikowane (brak odniesień, z których wydań norm należy korzystać przy wykonywaniu prób, jakie czynności ponownego kondycjonowania powinny być stosowane przed próbami itp.
- Zmiany sieci przesyłowej są jednymi z najważniejszych czynników, które mają wpływ na podejmowanie decyzji o końcu okresu życia aparatury.

### Diagnostyka przekładników w miejscu zainstalowania – doświadczenia RTE

Francuski Operator Sieci Przesyłowej (RTE) posiada w eksploatacji ok. 1600 przekładników napięciowych 400 kV zainstalowanych w rozdzielniach napowietrznych (średni wiek w roku 2007 wynosił 24,7 lat.) W latach 90. nastąpiło

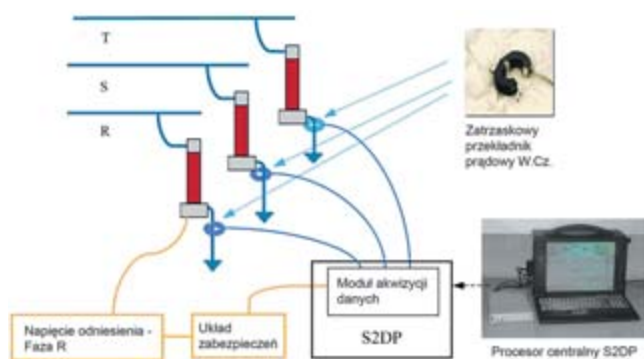
osiem katastrofalnych uszkodzeń (eksplozji) indukcyjnych przekładników napięciowych jednego typu (rodziny) liczącej 381 sztuk.

Wskaźnik znacznych uszkodzeń był 5 razy wyższy od pozostałych typów przekładników napięciowych 400 kV. Źródłem i przyczyną tych uszkodzeń było osłabienie izolacji prowadzącej do pojawienia się silnych wyładowań niezupełnych i gazów w oleju.

Oszacowano, że koszt wycofania z eksploatacji wszystkich przekładników tego typu może wynieść ok. 10 do 15 milionów euro.

Badania przeprowadzone przez producenta i uszkodzenia zaobserwowane podczas analizy zdemontowanych przekładników nie pozwoliły na jednoznaczne ustalenie, czy uszkodzeniu ulegają przekładniki z jednej, czy kilku partii produkcyjnych.

W związku z tym, że nie udało się określić, które partie mają wady będące przyczyną degradacji izolacji rozpoczęto poszukiwanie metody diagnostycznej umożliwiającej wykrycie przekładników z osłabioną izolacją w miejscu zainstalowania i bez potrzeby wyłączenia spod napięcia. Opracowano system detekcji wyładowań niezupełnych oznaczony skrótem S2DP (Partial Discharge Detection System) umożliwiającą jednoczesne badanie pod napięciem trzech przekładników.



Rys. 3. Schemat ideowy metody diagnostycznej S2DP

Do modułu akwizycji danych doprowadzane są sygnały napięciowe wysokiej częstotliwości z trzech przekładników typu zatraskowego umożliwiającego montaż bez przerywania obwodu. Cztery doprowadzany sygnał jest napięciem odniesienia służącym do synchronizacji. Moduł akwizycji danych zapewnia konwersję analogowych sygnałów prądów wysokiej częstotliwości płynących w przewodach uziemiających na sygnały cyfrowe.

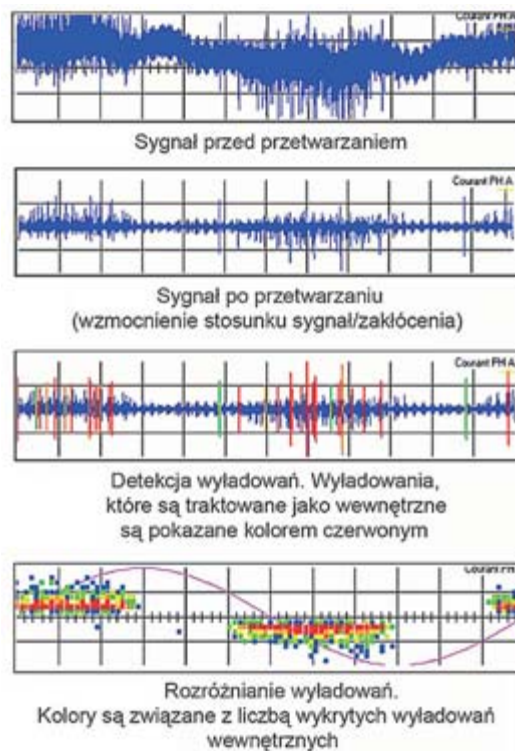
Dane są zbierane w ciągu jednego pełnego okresu (50 lub 60 Hz). Sygnały są próbkowane z częstotliwością 20 MHz i synchronizowane przy wykorzystaniu napięcia odniesienia mierzonego na zaciskach przekładnika po stronie niskiego napięcia w polu, w którym przeprowadzany jest pomiar.

Analiza sygnału obejmuje:

- filtrowanie i wzmacnianie stosunku sygnału do szumu,
- detekcję wyładowań,
- rozróżnianie wyładowań wewnętrznych w przekładniku od wyładowań zewnętrznych,
- rejestrację i prezentację wyników przy pomocy przyjaznego interfejsu graficznego.

W przetwarzaniu zastosowano szereg kryteriów filtrowania w celu uzyskania wyłącznie wyładowań wewnętrznych.

System detekcji wyładowań niezupełnych jako kryterium oceny bierze pod uwagę liczbę wyładowań niezupełnych uznanych jako wyładowania w izolacji wewnętrznej i większych od zakłóceń zewnętrznych.



Rys. 4. Stopnie przetwarzania sygnałów

W roku 2000, gdy średni wiek przekładników tego typu wynosił tylko 21,3 lata, rozważane były następujące scenariusze działań:

- wymiana przekładnika po jego uszkodzeniu (eksplozji) – odrzucona ze względów bezpieczeństwa,
- wymiana wszystkich przekładników tego typu; przewidywany koszt wymiany oszacowano na 10 – 15 milionów euro,
- monitorowanie stanu technicznego zainstalowanych przekładników przy wykorzystaniu zabezpieczeń nisko napięciowych (automatyczne odłączanie itp.); koszt tego rozwiązania oszacowano na 2,2 miliona euro, do którego należałoby dodać ok. 20 000 euro rocznie na sieć telekomunikacyjną; ponadto wdrożenie wymagałoby długiego czasu,
- zastosowanie diagnostyki wykorzystującej System Detekcji Wyładowań Niezupełnych (S2DP); koszt przedsięwzięcia oszacowano na 70 000 euro rocznie, przy założeniu, że z eksploatacji wycofywane będą przekładniki stwarzające zagrożenie.

W roku 2000 na stacjach przeprowadzono pierwsze pomiary diagnostyczne, na podstawie których wycofano z pracy pewną liczbę przekładników w celu ustalenia kryterium podziału na przekładniki dobre i złe.

Metoda diagnostyczna – System Detekcji Wyładowań Niezupełnych jest metodą eksperymentalną. Wynik uzyskiwany przy pomocy tej metody jest liczbą wykrytych wyładowań niezupełnych. Pomiar amplitudy wyładowań niezupełnych nie jest możliwy.



Rys. 5. Skutki eksplozji przekładnika napięciowego 400 kV

Do określenia kryteriów podziału na przekładniki dobre i złe konieczne jest porównanie wyników diagnostyki uzyskanych przy pomocy metody S2DP z pomiarami laboratoryjnymi wyładowań niepełnych i analizą gazów rozpuszczonych w oleju. Porównanie to przeprowadzono w Laboratorium Rozwojowo Badawczym *EdF-Les Renardières* po wycofaniu z eksploatacji pewnej liczby przekładników, które po przeprowadzonych pomiarach diagnostycznych wykazywały podwyższoną liczbę wyładowań niepełnych. Z eksploatacji wycofane były przekładniki wykazujące najwyższą liczbę wyładowań niepełnych. Na podstawie tych pomiarów określono początkowe kryterium wycofania z eksploatacji. Kryterium to zastosowano w pomiarach diagnostycznych przeprowadzonych w następnym roku. Z eksploatacji wycofano przekładniki, w których występowało więcej niż 100 wyładowań w izolacji wewnętrznej. Po wykonaniu pomiarów wycofano z eksploatacji 14 przekładników i przekazano je do badania w laboratorium. Liczba ta była stosunkowo wysoka, ale pod uwagę brano przede wszystkim aspekty bezpieczeństwa.

Proces degradacji był różny dla poszczególnych przekładników, ale czas między możliwością wykrycia zmian został określony na dłuższy niż jeden rok. Dlatego przyjęto, że pomiary diagnostyczne należy wykonywać co roku. Niezależnie od przeprowadzonych pomiarów w roku 2001 i 2004 nastąpiły dwie kolejne eksplozje przekładników napięciowych. Druga eksplozja nastąpiła 11 miesięcy po wykonaniu pomiarów diagnostycznych, czyli 1 miesiąc przed kolejnymi pomiarami.

Na tej podstawie ustalono nowe kryteria oceny:

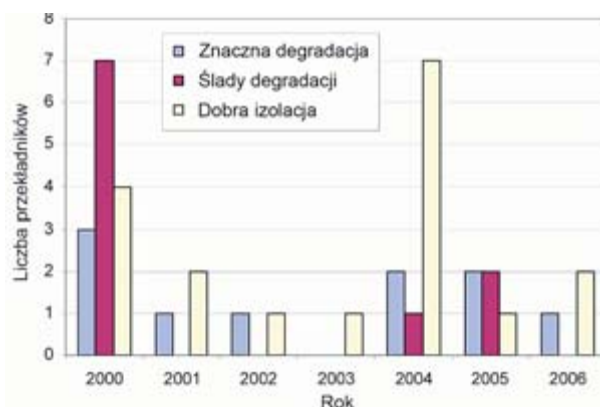
- po wykryciu 50 wewnętrznych wyładowań zalecono przeprowadzenie badania oleju; jeżeli poziom gazów był wysoki, przekładnik wycofywany był z eksploatacji;
- jeżeli wykryto więcej niż 100 wyładowań, przekładnik wycofywano z eksploatacji bez żadnych dalszych analiz.

W wyniku zaostrożenia kryterium podziału w roku 2004 wycofano z eksploatacji dalsze 10 przekładników.

Podsumowując wyniki przeprowadzonych pomiarów diagnostycznych należy stwierdzić, że z eksploatacji wycofano 38 przekładników, tj. 10% przekładników tej rodziny.

Wyniki pomiarów i badań laboratoryjnych pozwoliły na określenie ostatecznych kryteriów oceny.

Po przeprowadzeniu badań laboratoryjnych przekładników wycofanych z eksploatacji dwa z nich wykazywały bardzo dużą degradację izolacji – poziom wyładowań niepełnych wynosił 3000 pC przy napięciu 294 kV i 7500 pC przy napięciu 420 kV. Na rysunku 6 przedstawiono wyniki badań przekładników wycofanych z eksploatacji od roku 2000.



Rys. 6. Liczby wycofanych z eksploatacji przekładników napięciowych

Na podstawie pozytywnych wyników zastosowania metody diagnostycznej S2DP do oceny stanu technicznego tej rodziny indukcyjnych przekładników napięciowych 400 kV podobną kampanię diagnostyczną przeprowadzono dla kilku typów przekładników prądowych 400 kV, które wykazywały podwyższony wskaźnik uszkodzeń. Podczas wykonywania pomiarów wybranych przekładników prądowych w żadnym z nich nie stwierdzono jednak znacznego obniżenia izolacji. Jedną z rodzin liczącą 30 przekładników wykluczono z dalszych pomiarów.

Ustalono również, że przyczyną uszkodzeń było przegrzanie, a nie degradacja izolacji w wyniku występowania wyładowań niepełnych.

Metodę S2DP zastosowano również do badań diagnostycznych 60 przekładników kombinowanych na napięciu 63 – 90 kV, ponieważ zbliżały się one do końca zakładanego pierwotnie okresu życia. Wyniki badań przekładników kombinowanych, których wiek wynosił 29 lat pozwoliły na stwierdzenie, że ich izolacja jest w dobrym stanie technicznym.

Zastosowanie metody S2DP w RTE umożliwiło:

- zademonstrowanie ogólnego charakteru degradacji wewnętrznej izolacji wybranej rodziny przekładników napięciowych 400 kV i przedłużenie okresu życia, dzięki temu

Tabela 1

Stan wewnętrznej izolacji przekładników napięciowych	Pomiar wyładowań niepełnych PD przy napięciu 240 kV	Analiza gazów rozpuszczonych w oleju	Liczba przekładników wycofanych z eksploatacji
Dobra izolacja	poziom PD < 100 pC	-	18
Oznaki degradacji izolacji	100 < poziomy PD < 1000 pC	H <sub>2</sub> < 50 ppm	10
Znaczna degradacja izolacji	poziomy PD > 1000 pC	H <sub>2</sub> > 50 ppm C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> > 30 ppm C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> > 20 ppm	10

że z eksploatacji wycofano tylko te przekładniki, które prawdopodobnie uległyby uszkodzeniu na skutek przebiecia izolacji; oszacowano, że dzięki zastosowaniu metody S2DP zaoszczędzono ok. 7 milionów euro;

- zademonstrowanie przypadkowego charakteru degradacji wewnętrznej izolacji kilku rodzin przekładników prądowych 400 kV i przedłużenie ich okresu życia dzięki temu, że jako kryterium wycofania z eksploatacji nie był brany pod uwagę jedynie wskaźnik uszkodzeń;
- wykorzystanie metody S2DP w projekcie RTE mającym na celu opracowanie ogólnego modelu kinetyki ewentualnej degradacji izolacji przekładników kombinowanych, zbliżających się do końca okresu życia.

### Wnioski

1. W wielu przedsiębiorstwach energetycznych aparatura WN zbliża się do końca okresu życia. Przy podejmowaniu decyzji o jej wymianie konieczne jest branie pod uwagę nie tylko jej wieku, ale również innych czynników. Decyzje o wymianie powinny być podejmowane indywidualnie na podstawie szeregu proponowanych kryteriów. Alternatywą wymiany aparatury są remonty umożliwiające przedłużenie okresu życia.
2. W przypadku stwierdzenia wzrostu wskaźnika uszkodzeń określonych typów aparatów celowe jest przeprowadzenie szczegółowej oceny stanu technicznego i wykorzystanie metod diagnostycznych, które umożliwiają wyeliminowanie z pracy tylko tych jednostek, które mają zaniżone parametry techniczne, np. osłabioną izolację wewnętrzną, zamiast całych populacji aparatów.

### Literatura

- [1] A3-101 – Strategia oceny końca okresu życia wyłączników wysokiego napięcia. C. Neumann, B. Rusek, J. Schneider, G. Balzer, S. Federlein, A. Schnettler, U. Zickler, Ch. Schorn
- [2] A3-102 – Modernizacja (remont) i przedłużanie okresu życia wyłączników jako narzędzie zarządzania majątkiem. M. Illsley, M. A. Waldron
- [3] A3-103 – Podejście do problemów określenia dalszej użyteczności i za-pewnienia niezawodnej pracy starzejącej się aparatury łączeniowej wysokiego napięcia w Rosji. A. S. Hlyzov, S. V. Krylov, L. L. Shleifman, L. V. Timashova, N. V. Yasinskaya, L. G. Mamikonyants
- [4] A3-104 – Zarządzanie okresem życia aparatury łączeniowej; przegląd Broszury technicznej 165 opublikowanej przez Grupę Roboczą 13.08. A. L. J. Janssen, D. Peelo, G. Sanchis, D. Makareinis, A. C. Carvalho
- [5] A3-105 – Symulacje sieci termicznych i obliczeniowe programy dynamiki fluidów w celu skutecznego wykrywania ulotów gazu z aparatury łączeniowej SF<sub>6</sub>. L. Graber, T. Thronicker
- [6] A3-106 – Zarządzanie wymianą aparatury wysokiego napięcia z powodu przekroczenia parametrów znamionowych. A. C. Carvalho, M. Muniz, D. Sinder, A. D'Ajuz
- [8] A3-107 – Diagnostyka przekładników on-site – doświadczenia zebrane w RTE. B. Codet, D. Duplan, P. Vetu
- [9] A3-108 – Decyzje odnośnie do wykonywania przeglądów i wymiany w oparciu o ocenę okresu życia aparatury łączeniowej. S. Tsukao, K. Hramot, T. Sato, M. Toyoda, H. Ito
- [10] A3-109 – Wpływ wieku na niezawodność aparatury wysokiego napięcia. C. E. Solver, A. Giboulet, W. Grieshaber, D. Kopejtkova, J. G. Krone, D. Makareinis, M. Runde, J. E. Skog
- [11] A3-201 – Monitorowanie stanu izolacji rozdzielni hybrydowych. J. Lopez-Roldan, M. Blundell, D. Allan, R. Scott, T. Saha
- [12] A3-202 – Próby elementów rozdzielni GIS na napięcie znamionowe 1000. kV. W. Halaus, D. Sologuren, U. Krusi, U. Riechert, M. Keller

- [13] A3-203 – Symulacje przebiecia: jaki stan na 2008? R. Robin-Jouan, M. Yousfi
- [14] A3-204 – Rozwój badań i urządzenia stacyjne wysokiego napięcia – moduły UHV rozdzielni napowietrznych. C. Le Postec, D. Chatrefou, F. Dianin, R. Piccoli, E. Kutlu
- [15] A3-205 – Zewnętrzne układy sterujące ograniczników przepięć UHV z tlenków metali: nowe podejście do symulacji numerycznych i prób dielektrycznych. V. Hinrichsen, R. Kohler, M. Clemens, T. Steinmetz, P. Riffon
- [16] A3-206 – Próby wyłączników UHV. R. Smeets, S. Kuivenhoven. A.B, Hofstee, P. Khol, P.P. Leufkens
- [17] A3-207 – Łuk wewnętrzny: zagadnienia związane z próbami i normalizacją. R. Smeets, J. Hooijmans, N. Uzelac, G. J. Pietsch, H. Bannink, H. Barts, P. Milovac, K. Anantavanich, P. Leufkens, D. Kennedy
- [18] A3-208 – Narzędzie do optymalnego projektowania wyłącznika SF<sub>6</sub> w celu poprawy zdolności wyłączania małych prądów. H. K. Kim, K. Y. Park, K. D. Song, J. K. Chong
- [19] A3-209 – Zastosowanie symulacji komputerowych do oceny działania aparatury łączeniowej dla warunków specjalnych. J. Kida, T. Uchii, D. Yoshida
- [20] A3-210 – Symulacje i obliczenia jako narzędzia do weryfikacji konstrukcji i osiągnięć aparatury wysokiego napięcia. M. Riegel, X. Zhu, H. Digard, S. Feitoza, M. Glinkowski, A. Grund, H. K. Kim, J. Lopez-Roldan, P. Robin-Jouan, L. Van Der Slums, R. P. P. Smeets, T. Uchii, D. Yoshida
- [21] A3-211 – Wymagania techniczne dla aparatury stacyjnej na napięcia wyższe niż 800kV. H. Ito, A. Janssen, D. Dufournet, Y. Filion, D. Peelo, E. Colombo, C. Van Der Merwe, L. Stenstrom, Y. Yamagata
- [22] A3-212 – Strukturalna analiza urządzeń elektrycznych wysokiego napięcia z punktu widzenia oceny wytrzymałości sejsmicznej. I. Manea, C. Radu, O. Tanase, F. Vassem
- [23] A3-301 – Zastosowania optycznych czujników napięcia i prądu szerokopasmowych i DC systemach przesyłowych. F. Hahmatian
- [24] A3-302 – Doświadczenia eksploatacyjne i weryfikacja prób kompozytowych izolatorów aparatury wysokiego napięcia. I. Gutman, T. Ohnstad, L. Wallin, D. Windmar, U. Akesson
- [25] A3-303 – Analiza skuteczności zastosowania układów antyrezonansowych w przekładnikach napięciowych 220 – 500kV. A. Gayvoronsky, L. Darian, J. Goryushin, J. Dementyev, I. Srkhipov, G. Agafanov, B. Berlin, K. Kadomskaya, O. Laptev, A. Akopyan
- [26] A3-304 – Doświadczenia eksploatacyjne z przekładnikami niekonwencjonalnymi w rozdzielni GIS na napięcie 154 kV. J. B. Kim, T. S. Choi, M. S. Kim, W. P. Song, H. S. Lee
- [27] A3-305 – Zmniejszanie i kontrola natężenia pola elektrycznego na powierzchniach przegród izolacyjnych w układach izolowanych gazem. R. M. Radvan, A. M. Abou-Elyazied
- [28] A3-306 – Zespół łączący IEC 61850 do uniwersalnego połączenia przekładników konwencjonalnych i niekonwencjonalnych. J. Schmid, M. Schumacher
- [29] A3-307 – Zastosowanie kompozytowych osłon w izolatorach przepustowych wysokiego napięcia. P. Sardano, A. Pignini, R. Berti, M. De Nigris, E. Moal, G. Rocchetti
- [30] A3-308 – Innowacyjne niekonwencjonalne przekładniki prądowe dla nowoczesnych projektów stacji i poprawy pracy systemów energetycznych. L. Kojovic
- [31] A3-309 – Zdolność pochłaniania energii wysokonapięciowych ograniczników przepięć z tlenków metali, Część 2: wyniki programu badań. M. Reinhard, V. Hinrichsen, B. Richter, F. Greuter
- [32] A3-310 – Wpływ urządzeń ograniczających prąd zwarcia na układy zabezpieczeń. J. Jager





Aleksandra Rakowska  
Instytut Elektroenergetyki, Politechnika Poznańska

## Kable elektroenergetyczne – Komitet Studiów B1

Podczas Sesji Generalnej CIGRE w roku 2008 problematyka kablowa została przedyskutowana podczas 43 zaplanowanych wystąpień, które uzupełniono 47 wystąpieniami spontanicznymi. W spotkaniu SC B1 uczestniczyło od 200 do 250 osób, a dyskusje trwały także podczas przerw i zwiedzania bardzo interesującej wystawy technicznej. Po raz pierwszy – w dniu poprzedzającym spotkanie SC B1 – odbyła się poświęcona tematyce kablowej sesja posterowa, którą odwiedziło ponad 100 osób.

Prezentowana problematyka kablowa dotyczyła trzech preferowanych tematów, przyjętych na poprzedniej Sesji Generalnej CIGRE.

*Temat 1: Pokonywanie technicznych wyzwań w nowo instalowanych podziemnych i morskich systemach przesyłowych. Najnowsze konstrukcje kabli, testy AC i DC, morskie i podziemne linie kablowe (wraz z kablami HTS) oraz gazowe linie przesyłowe (GIL). Innowacje w budowie linii kablowych (zaprezentowano 7 referatów, 1 referat anulowano)*

W artykule B1-101 przedstawiono wyniki eksperymentalnych badań wpływu konstrukcji ekranów i powłok metalicznych na przebieg zmian temperatury podczas zwarć oraz na rozkład prądu w ekranach tzw. hybrydowych [1]. Wyniki tych badań pokazują także, że temperatury wyznaczone zgodnie z IEC 60949 dotyczą konstrukcji kabli ze standardowymi ekranami i powłokami metalicznymi, a temperatury graniczne określone w standardzie IEC 61443 mogą być przekroczone w przypadku nowoczesnych konstrukcji kabli elektroenergetycznych.

W artykule B1-102 omówiono przybliżone obliczenia obciążalności linii kablowych w instalacjach wielotorowych [2]. Zaprezentowane modele obliczeniowe uwzględniają rozkład temperatury wzdłuż całej długości linii kablowej i opierają się na modelu ciągłego przekazywania ciepła. Jest to odmiennie podejście do problemu w porównaniu z dotychczas stosowanymi metodami opartymi na standardach IEC lub IEEE. Zastosowany model pozwala określić temperaturę w dowolnym punkcie linii kablowej w funkcji prądu płynącego w żyły kablowej.

Złożony projekt budowy linii kablowej pod rzeką Reconquista w Argentynie omówiono w artykule B1-103 [3]. Przedstawiono w nim plusy i minusy rozważanych alternatywnych rozwiązań, przy zachowaniu wymaganej obciążalności linii kablowej zakopanej 10 m pod dnem rzeki. Rozpatrywano różne odstępy pomiędzy kablami, przekrój żyły roboczej oraz różne systemy cross-bondingu. Udowodniono, że optymalną obciążalność można uzyskać nie poprzez zwiększanie przekroju żyły roboczej, a stosując właściwy system cross-bondingu. Kable o izolacji XLPE na napięciu 132 kV zainstalowano w układzie trójkątnym – umieszczając każdą z faz w oddzielnym przepływie z polietylenu o wysokiej gęstości. Z kolei przepusty te ułożono w warstwie betonu o grubości 50 cm.

Natomiast w artykule B1-104 [4] omówiono badania odbiorcze wysokonapięciowego połączenia kablem morskim prądu stałego (DC) wyspy Sardynii z lądem Włoch. Jest to linia wyjątkowa i należy do unikatowych rozwiązań światowych ze względu na głębokość dna morskiego, na którym linia ta jest ułożona (maksymalna głębokość dochodzi do 1620 m poniżej poziomu wody) oraz ze względu na poziom napięcia (500 kV, 1000 MVA), a także zróżnicowany przekrój i materiał żyły roboczej w całej linii.

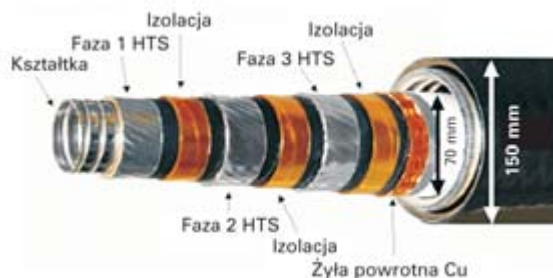
Główna część połączenia wykonana jest kablem o następujących parametrach:

- przekrój żyły roboczej 1150 mm<sup>2</sup>,
- średnica zewnętrzna 119,2 mm,
- maksymalne natężenie pola elektrycznego przy napięciu 500 kV DC 30,8 kV/mm,
- maksymalne obciążenie mechaniczne 530 kN,
- minimalny promień gięcia kabla 3 m.

Zakres i program badań kwalifikacyjnych musiano tak opracować, aby uwzględnił on wymagania dotyczące wszystkich kabli i osprzętu w warunkach ekstremalnego obciążenia mechanicznego. Instalację pierwszego bieguna linii DC zakończono w 2008 roku.

Planowaną linię kablową 500 kV w centrum Szanghaju opisano w artykule B1-106 [5]. Budowa pierwszej linii na to napięcie uwarunkowana została koniecznością zapewnienia bezpieczeństwa zasilania podczas Shanghai World Expo w 2010 roku. Będzie to trzytorowa linia o długości 17,5 km ze zdolnością przesyłu energii jednego toru w warunkach normalnych 1000 MVA, a przy przeciążeniu równą 1500 MVA na obwód. Ułożenie linii wymaga między innymi zbudowania tunelu „energetycznego” o długości 15,6 km. W tunelu tym linie kablowe 500 kV będą ułożone wspólnie z linią 220 kV. Przyjęto konstrukcję kabla o izolacji XLPE i przekroju żyły roboczej 2500 mm<sup>2</sup>. Ze względu na masę jednostkową równą 45,8 kg/m założono, że długość optymalna odcinka fabrycznego kabla powinna wynosić około 470 m.

Doświadczenia eksploatacyjne dotyczące kabla 13,2 kV – wysokotemperaturowego nadprzewodnika (HTS) opisano w artykule B1-107 [6]. Uruchomiona w sierpniu 2006 roku linia HTS w AEP Bixby Statio jest efektem realizacji projektu wspólnego dla kilku koncernów kablowych. Długość linii to 200 m. Dotychczasowe doświadczenia eksploatacyjne są bardzo obiecujące, pomimo poddawania linii działaniu różnych warunków sieciowych i zróżnicowanej temperatury otoczenia. Na rysunku 1 pokazano budowę trójfazowego kabla HTS.



Rys. 1. Kabel HTS na napięciu 13,2 kV linii AEP Bixby Statio [6]

Kable nadprzewodnikowych HTS dotyczył także artykuł B1-108 [7], w którym omówiono badania typu opracowane i wykonane w Korei Południowej na kablu 22,9 kV o zdolności przesyłowej 50 MVA. Na rysunku 2 pokazano kabel trójfazowy HTS w jednej osłonie kriogenicznej.

Program badań oparto na wymaganiach standardów IEC dla kabli o izolacji papier+olej uzupełniając go o badania potwierdzające odporność systemu kablowego na rozszerzalność cieplną niektórych elementów konstrukcyjnych.

Badania typu przeprowadzono na odcinku kabla o długości 100 m wyposażonego w głowicę i mufę. Rozwój kabli HTS jest wyraźnym sygnałem tendencji innowacyjnych w tej gałęzi przemysłu.



Rys. 2. Kabel HTS o izolacji PPL; 22,9 kV, 50 MVA, 1,26 kA [7]

*Temat 2: Obecne i przeszłe metody poprawiające efektywność pracy linii kablowych, sprawnej ich eksploatacji a także podwyższania zdolności przesyłowej i umożliwiające podejmowanie decyzji o wymianie linii kablowej. Polityka eksploatacyjna. Metody diagnostyczne. Metody oceny oczekiwanego czasu życia linii kablowych (zaprezentowano 3 referaty, 2 referaty anulowano).*

Symulacje komputerowe zjawisk przebiegowych w systemie elektroenergetycznym zaprezentowano w artykule B1-201 [8]. Wyniki symulacji wykonanych przy użyciu programu PSpice (który wprowadza jednak pewne ograniczenia w modelowaniu linii kablowych) porównano z rezultatami badań przeprowadzonych na modelach laboratoryjnych. Referat ten jest autorstwa Waldemara Skomudka z Polski.

W artykule B1-202 oceniono warunki prawidłowego monitoringu stanu izolacji kabli średniego napięcia [9].

Przedstawiono wyniki pomiaru współczynnika strat dielektrycznych wykonywanych w Indiach przy częstotliwości 0,1 Hz (VLF) dla kabli nowych i zużytych. Wykazano dużą przydatność metody VLF w monitoringu stanu sieci kablowej.

Monitoring wyładowań niezupełnych (wnz) w wysokonapięciowych głowicach kablowych opisano w referacie B1-205 [10]. Podkreślono osiągnięcia rozwiązań technicznych pozwalających na pomiar wnz z dużą czułością na liniach kablowych WN, pracujących przy wysokim poziomie zakłóceń zewnętrznych. Zastosowana metoda pozwala dodatkowo oddzielić sygnały pochodzące od wyładowań wewnętrznych oraz zewnętrznych (zjawisko korony). Szeroko zaprezentowano także dotychczas uzyskane wyniki pomiarów – rysunek 3.

Ocena stanu izolacji linii kablowych pozwala na podjęcie decyzji o dalszym postępowaniu służb eksploatacyjnych lub pozwala podjąć decyzję o wymianie pewnych elementów linii lub nawet całej linii.



Rys. 3. Montaż sensorów na głowicy: po lewej 132 kV, po prawej 220 kV [10]

Operatorzy sieci przesyłowych i dystrybucyjnych stają wielokrotnie przed bardzo trudnymi decyzjami strategicznymi. Należy spodziewać się, że bardzo przydatne przy tych działaniach będą dwie broszury techniczne CIGRE opublikowane w ostatnich miesiącach przez grupę roboczą WG B1-09 oraz WG B1-10. Przy opracowywaniu tych broszur – czyli w pracach obu Grup Roboczych, autorka niniejszego artykułu brała czynny udział.

*Temat 3: Aspekty środowiskowe i ekonomiczne w przyszłościowych rozwiązaniach technicznych ziemnych i morskich kablowych linii przesyłowych. Wybór pomiędzy wymaganiami środowiskowymi a kosztami budowy linii. Minimalizacja oddziaływania pola magnetycznego, strefy zagrożone, linie w tunelach, na mostach i wzdłuż autostrad oraz linii kolejowych. Trendy rozwojowe podwyższania napięcia i obciążalności (zaprezentowano 11 referatów).*

W artykule B1-301 opisano test kwalifikacyjny mufy przejściowej 150 kV łączącej kabel o izolacji papier+olej z kablem o izolacji XLPE [11]. Połączono wymagania zawarte w rekomendacjach IEC 60141-1 dla muf instalowanych w liniach kablowych o izolacji papier+olej i wymagania normy IEC 60840 dla linii kablowych XLPE przejściowych oraz uregulowania obowiązujące w Belgii. Ciekawostką jest fakt, że mufa przejściowa pomyślnie przeszła większość zaplanowanych programem badań testów – do momentu, gdy nastąpiło przebicie izolacji kabla papierowego.

Sposoby układania linii kablowych 132 kV i 220 kV w gęsto zaludnionych obszarach Argentyny opisano w referacie B1-302 [12]. Operator sieci planuje całkowite przejście z badań odbiorczych, wykonywanych przy napięciu stałym, na badania napięciem przemiennym z wykorzystaniem układów rezonansowych, do badania wysokonapięciowych systemów kablowych.

Opracowaną we Francji metodę dostosowywania mufy przejściowej łączącej kable o izolacji XLPE od różnych producentów oraz o różnych przekrojach żyły roboczej przedstawiono w referacie B1-303 [13]. Zaproponowano także program badań typu.

W artykule B1-304 podsumowano zalety stosowania linii kablowych prądu stałego w systemie Light [14]. Od momentu zainstalowania pierwszych linii kablowych tego typu z izolacją polimerową w 2008 roku eksploatowano już ponad 1700 km linii HVDC Light. Następnych 400 km jest w końcowej fazie uruchamiania. Pojawia się konieczność stosowania tego typu linii na coraz wyższe poziomy napięcia. Obecnie montowane są linie na napięcie 320 kV. Dlatego niezbędne stało się opracowanie standardów badań tego typu linii. Dodatkowo autorzy przedstawili bardzo interesujące porównanie kosztów budowy równoważnych linii napowietrznych i HVDC Light. Jak wynika z tego porównania – linia kablowa jest tylko dwukrotnie droższa niż linia napowietrzna, a koszt jej eksploatacji jest oczywiście wielokrotnie niższy.

Bardzo aktualny problem ograniczania pola magnetycznego wokół linii kablowych przedstawiono w artykule B1-305 [15]. Zgodnie z zaproponowaną metodą można stosować specjalny obwód wokół kabli 3-fazowych z taśm ekranujących pole magnetyczne. Badania przeprowadzone w warunkach rzeczywistych wykazały dużą skuteczność takiego sposobu ograniczania pola, a wskazana metoda może być szczególnie przydatna przy budowie wysokonapięciowych linii kablowych w obszarach, dla których ustanowiono bardzo restrykcyjne wymagania środowiskowe.

Tematykę zwiększania długości linii kablowych morskich przy minimalizacji pola magnetycznego podjęto w artykule B1-306 proponując stosowanie kabli 6-żyłowych [16]. Podano przykłady zastosowania specyficznego układu 6 kabli

– pozwalającego na znaczne ograniczenie pola magnetycznego w porównaniu ze standardowym ułożeniem 3 kabli.

Plusy i minusy zastępowania tradycyjnych kabli elektroenergetycznych kablami nadprzewodnikowymi przedstawiono w referacie B1-307 [17]. Poświęcono w nim wiele uwagi systemom chłodzenia, a badania autorzy przeprowadzili na linii HTS ułożonej w Amsterdamie. Wykazano, że w przyszłości będzie możliwe instalowanie linii kablowych o długości dochodzącej nawet do kilku kilometrów przy wykorzystaniu tylko jednego układu chłodzenia – zlokalizowanego na końcu linii.

Ze względu na zagęszczanie się infrastruktury podziemnej konieczne staje się tworzenie tuneli wielofunkcyjnych. W artykule B1-308 autorzy wykazali zalety układania kabli WN w tunelach kolejowych [18]. Rozpatrywano wpływ uszkodzeń izolacji kablowej oraz zagrożeń pożarowych na bezpieczeństwo innych obiektów. Jak stwierdzono, tematyka ta wymaga dalszych, wnikliwych badań.

Oddziaływaniu linii kablowych na środowisko poświęcony był artykuł B1-309, w którym zaprezentowano specjalny program komputerowy – pozwalający kompleksowo ten wpływ ocenić [19]. Oceniano przede wszystkim poziom pola magnetycznego wokół linii kablowej i wpływ na jego wartość takich parametrów linii, jak przekrój żyły roboczej oraz zastosowany system cross-bondingu.

W referacie B1-310 przedstawiono wpływ długości linii kablowej na wielkość generowanej przez tę linię mocy biernej [20]. Rozpatrzono także wpływ takich czynników jak rezystancja termiczna gruntu, głębokość zakopania kabla oraz sposób ułożenia linii na obciążalność długotrwałą linii kablowej.

W referacie B1-311 zaprezentowano nową koncepcję kabli HVDC z izolacją wyłaczaną [21]. Wykazano, że opłaca się stosować kable, w których kabel powrotny stanowi integralny element konstrukcji tzw. kabla głównego – rysunek 4. Łatwiejszy jest jego montaż, a i pole magnetyczne ulega zmniejszeniu w stosunku do rozwiązań standardowych. Jest to szczególnie korzystne dla kabli wysokiego napięcia – mniej w przypadku kabli nn i SN.



Rys. 4. Przykładowa konstrukcja kabla koncentrycznego HVDC z integralnym kablem powrotnym (return conductor) [21]



Rys. 5. Zwiedzanie wystawy technicznej od lewej prof. Stanisław Gubański, Yves Filion – prezydent CIGRE, autorka artykułu oraz Jean Kowal – sekretarz CIGRE

## Literatura

- [1] B1-101. Van Rossum J.C.M., Short circuit temperature limits on metal sheaths, screens and hybrid sheaths
- [2] B1-102. Echavarren F.M., Rouco L., Navarro E., González A., Fernández J.P., Calculation of the current rating in underground installations with multiple cables
- [3] B1-103. Villafaña A., Beitone L., Medaglia A., Ruiz I., Crossing of the Reconquista River in Buenos Aires with a 132 kV underground cable installation
- [4] B1-104. Rendina R., Guarniere M.R., Paziienza G., Colombo E., Simioli G., Bocchi F., Technical challenges in designing and testing the 1000 MW- 500 kV HVDC submarine cable interconnection between Sardinia Island and Italian peninsula
- [5] B1-106. Xiao-Long C., Ying L., Hao F., 500 kV power supply cable project for city central zone of Shanghai
- [6] B1-107. Lindsay D., Roden M., Willen D., Keri A., Mehraban B., Operating experience of 13.2 kV superconducting cable system at AEP Bixby station
- [7] B1-108. Lee S.K., Jeon S.I., Park W.K., Choi M.K., Type test result for 22.9 kV 50 MVA HTS cable system in Korea
- [8] B1-201. Skomudek W., Assessment of overvoltage hazard for the polymer insulation of medium voltage electricity distribution cable
- [9] B1-202. Mallikarjunappa K., Ramaprasath S., Keri C.D., Experience of CPRI in very low frequency tan delta testing and condition monitoring of medium voltage polymeric cables
- [10] B1-205. Renforth L., Mackinlay R., Seltzer-Grant M., Shuttleworth R., On-line partial discharge (PD) spot-testing and PD monitoring of high voltage cable sealing ends
- [11] B1-301. Liemans D., Mella J.P., Gille A., Szczepanski C., Mampaey B., Qualification of transition joint between oil - filled paper insulated cable and XLPE insulated cable for the 150 kV Belgian network
- [12] B1-302. Villafaña A., Beitone L., Medaglia A., Ruiz I., 132 kV and 220 kV cable installation in highly urbanized zones
- [13] B1-303. Courset L., Hondaa P., Argaut P., Bénard L., Mirebeau P., Transition joints
- [14] B1-304. Jeroense M., Gustafsson A., Bergkvist M., HVDC Light cable system extended to 320 kV
- [15] B1-305. Waschk V., Brakelmann H., Bielefeld D., IES-cables - power cables with integrated electromagnetic shielding
- [16] B1-306. Bremnes J.J., Evense G., Dubois D., Extension of AC cable transmission distance through application of an EMF self-cancelling three-phase, six-core cable configuration
- [17] B1-307. Geschiere A., Willén D., Piga E., Barendregt P., Optimizing cable layout for long length high temperature superconducting cable systems
- [18] B1-308. Benato R., Bernocchi M., Camilli L., Di Mario C., Fourment C., Roinel G., Compatibility between electrical energy transmission lines and new railway infrastructures
- [19] B1-309. Mirebeau P., Argaut P., Bénard L., Progress in the mastering of the environmental impact of an underground link
- [20] B1-310. Marquez M., Alvarez G., Active and reactive power operation area of insulated cables
- [21] B1-311. Yamakawa T., Hirano S., Katakai S., Murata Y., Tanaka H., Mizuno T., Development of HVDC insulation-extruded cables with coaxially-integrated return conductor considering environmental and economic advantages
- [22] <http://www.cigre-b1.org>



Irena Kuczkowska  
PSE-Operator SA

## Linie napowietrzne – Komitet Studiów B2

Tematami preferowanymi na 42 sesji CIGRE były:

- Zwiększanie zdolności przesyłowej linii napowietrznych (techniki, innowacyjne rozwiązania, optymalne wykorzystanie istniejących zdolności przesyłowych).
- Rozwiązania mające na celu zwiększenie dyspozycyjności linii napowietrznych (metody i narzędzia diagnostyczne, koordynacja wytrzymałości, ocena stanu słupów i fundamentów, odladzanie, antykaskadowość, „bezpieczniki”, plany odbudowy, stosowanie linii tymczasowych).

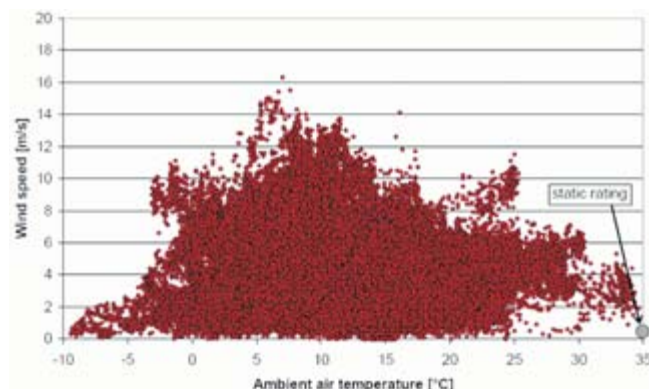
W referatach przypisanych do tematu preferowanego nr 1 opisano metody zwiększenia zdolności przesyłowej linii poprzez:

- wprowadzenie probabilistycznego podejścia do wyznaczenia dopuszczalnej obciążalności linii,
- zwiększanie dopuszczalnej temperatury pracy przewodów linii,
- prowadzenie monitoringu (warunków atmosferycznych, temperatury przewodów, naciągu) w czasie rzeczywistym,
- wymiana istniejących przewodów fazowych na wysokotemperaturowe,
- podwyższanie napięcia znamionowego linii,
- przekształcenie linii prądu przemiennego w linię prądu stałego.

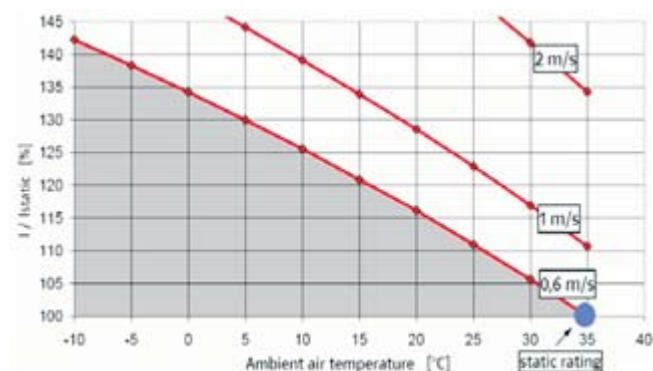
Na szczególną uwagę zasługują referaty B2-101 [1] oraz B2-105 [4], w których autorzy dzielą się swoimi doświadczeniami z uruchomienia i pracy systemu monitoringu obciążalności linii, z wykorzystaniem pomiarów warunków atmosferycznych, tj. temperatury otoczenia, prędkości i kierunku wiatru oraz nasłonecznienia. Na podstawie zmierzonych danych pogodowych oraz aktualnych obciążeń prądowych moduł obliczeniowy systemu wyznacza aktualną wartość dopuszczalnej obciążalności linii. W Niemczech system ten przetestowano na linii 110 kV o długości 40 km wyprowadzającej moc z farmy wiatrowej, zaś w Austrii na linii 220 kV. W przypadku obu linii dane zbierano z dwóch stacji pogodowych, usytuowanych na konstrukcjach wsporczych linii. W obu krajach stosowano dotychczas tzw. statyczne podejście do wyznaczania dopuszczalnej obciążalności linii, tj. określano ją przy przyjęciu konserwatywnych założeń odnośnie do warunków atmosferycznych (temperatura otoczenia +35°C, prędkość wiatru 0,6 m/s oraz pełne nasłonecznienie). Przy takim podejściu ryzyko przekroczenia dopuszczalnej temperatury pracy przewodów linii i niedotrzymanie wymaganych odległości doziemnych w ciągu roku jest bardzo małe.

Z pomiarów temperatury otoczenia i prędkości wiatru w ciągu jednego roku przedstawionych w B2-101 [1] wynika, że koincydencja wysokich temperatur otoczenia z bardzo małymi prędkościami wiatru w miejscach lokalizacji stacji pogodowych była bardzo rzadka – rysunek 1. Prędkość wiatru była większa od 0,6 m/s przez 98% czasu w ciągu roku.

Odejście od konserwatywnych zasad i określanie dopuszczalnej obciążalności na podstawie rzeczywistych warunków pogodowych pozwala na znacznie większe wykorzystanie zdolności przesyłowej linii. Na rysunku 2 za-czerpniętym z B2-101 [1] przedstawiono wykresy dopuszczalnej obciążalności linii w funkcji temperatury otoczenia dla kilku wartości prędkości wiatru.

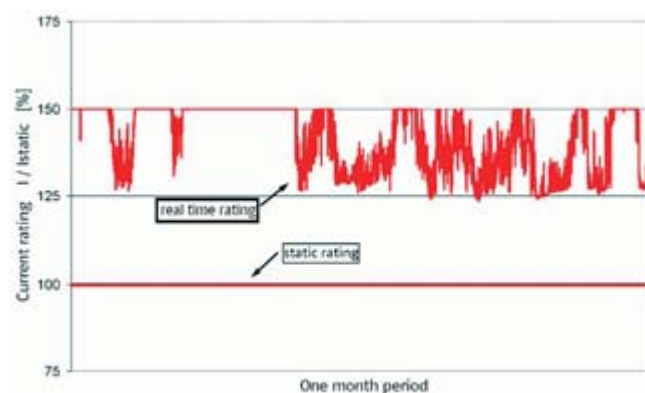


Rys. 1. Zmierzone wartości prędkości wiatru oraz temperatury otoczenia w okresie jednego roku wg B2-101 [1]



Rys. 2. Wykresy dopuszczalnej obciążalności linii w funkcji temperatury otoczenia dla kilku wartości prędkości wiatru wg B2-101 [1]

Przykładowy wykres obciążalności linii w ciągu wybranego miesiąca przedstawiono na rysunku 3.



Rys. 3. Przykładowy wykres obciążalności linii w ciągu wybranego miesiąca (określony na podstawie mierzonych danych pogodowych) w stosunku do statycznie przyjmowanej obciążalności wg B2-101 [1]

Z rysunku 3 wynika, że wyliczona rzeczywista obciążalność linii była o co najmniej 25% wyższa od obciążalności „statycznej”. Możliwość większego obciążenia linii okazała się bardzo pomocna niemieckiemu operatorowi w prowadzeniu ruchu sieci, zwłaszcza w wietrzne dni. Maksymalna wartość dopuszczalnej obciążalności została ustalona na poziomie 150% obciążalności statycznej ze względu na aparaturę stacyjną i układy zabezpieczenia.

Autorzy referatów B2-101 [1] i B2-105 [4] sformułowali następujące wnioski z pilotażowego monitoringu warunków atmosferycznych.

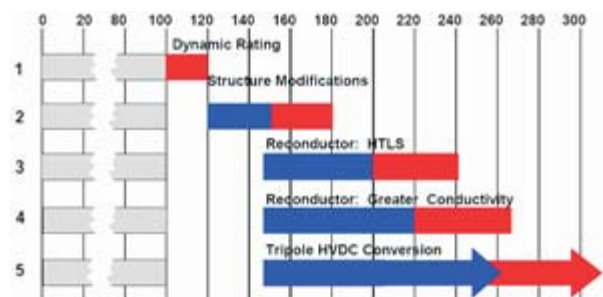
- Przed uruchomieniem systemu monitorowania linii należy sprawdzić wszystkie elementy toru prądowego, łącznie z aparaturą stacyjną i układami zabezpieczeń, pod kątem możliwości przenoszenia większych obciążeń prądowych. Należy również sprawdzić stan techniczny wszystkich połączeń prądowych w torze prądowym.
- Należy przeanalizować skutki systemowe znacznego zwiększenia obciążenia prądowego linii (stabilność, bilans mocy biernej, stany n-1 powstające wskutek wypadnięcia linii o dużym obciążeniu), gdyż z analizy tej mogą wynikać ograniczenia dopuszczalnej obciążalności linii.
- Prawidłowy wybór miejsc usytuowania stacji pogodowych jest bardzo ważny i należy dokładnie przeanalizować całą trasę linii.
- Anemometr nie powinien mieć części ruchomych oraz powinien zapewniać dużą dokładność pomiaru w zakresie małych prędkości wiatru.
- Transmisja danych poprzez publiczną sieć telefonii komórkowej może nie gwarantować wysokiego poziomu niezawodności, który jest niezbędny przy wykorzystaniu monitoringu do prowadzenia ruchu sieci.
- Wahania dopuszczalnej obciążalności linii mogą dochodzić w ciągu dnia do 25%. W przypadku linii wyprowadzających moc z farm wiatrowych nie stwarzało to problemów w prowadzeniu ruchu, gdyż obciążenie prądowe oraz dopuszczalna obciążalność (zdolność przesyłowa) na ogół rosną i maleją w tym samym czasie.
- W obu opisanych przypadkach monitorowania warunków atmosferycznych zanotowano bardzo mało przypadków jednoczesnego występowania wysokiej temperatury otoczenia i bardzo małych prędkości wiatru. Autorzy referatu [2] zwracają jednak uwagę na fakt, że w innych warunkach topograficznych sytuacja może być odmienna i udział okresów bezwietrznych może być znacznie wyższy.

Syntetyczne podsumowanie możliwości zwiększenia obciążalności linii zawierają referaty B2-109 [6], B2-108 [5] oraz B2-104 [3]. Na rysunku 4 przedstawiono w sposób poglądowy możliwe do uzyskania stopień zwiększenia obciążalności linii.

Jedną z coraz częściej analizowanych opcji zwiększenia zdolności przesyłowej linii jest zmiana napięcia przemiennego (AC) na napięcie stałe (DC). Interesujące studium wykonalności takiego przekształcenia linii prądu przemiennego 300 kV na linię prądu stałego przedstawiono w referacie B2-110 [7]. W studium określono kilka możliwych wariantów i dla każdego z nich przeanalizowano oddziaływanie na środowisko, niezbędne zmiany izolacji, odległości izolacyjne oraz zdolność przesyłową linii.

W zakresie tematu preferowanego nr 2 referaty dotyczyły następujących zagadnień:

- ocena stanu technicznego starych słupów i fundamentów (ustalenie ich rzeczywistej wytrzymałości i pozostałego czasu życia) (B2-203 [9]),



Rys. 4. Możliwy zakres zwiększenia obciążalności linii wg B2-109 [6]:

- 1 – zastosowanie dynamicznej metody wyznaczania obciążalności linii,
- 2 – modyfikacja słupów (w celu dopuszczenia wyższej temperatury pracy przewodów fazowych),
- 3 – wymiana istniejących przewodów na przewody wysokotemperaturowe o niskim zwisie,
- 4 – j. w., ale na przewody o większym przekroju (i dostosowaniu słupów),
- 5 – zamiana linii prądu przemiennego na trójbiegunową prądu stałego.

W metodach 2 - 5 można uzyskać dodatkowy przyrost obciążalności poprzez zastosowanie dynamicznej metody określania obciążalności (kolor czerwony)

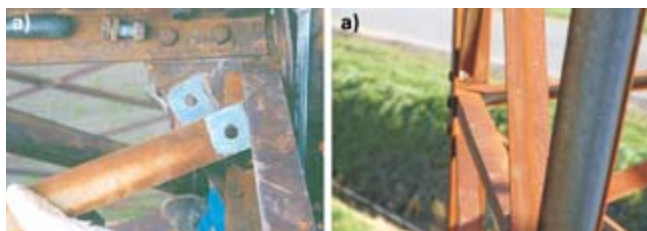
- przedłużanie czasu życia słupów linii (B2-212 [18]),
- wzmacnianie słupów (B2-205 [11], B2-206 [12]),
- uwzględnienie na etapie projektowania słupów obciążeń wzdłużnych wynikających z zerwania przewodu lub nierównomiernego obciążenia przewodów (B2-204 [10]),
- wykorzystanie GIS (Geographical Information System) do zbierania danych o stanie linii i planowania zabiegów (B2-209 [15]),
- diagnostyka w zakresie narażenia na drgania eolne (B2-214 [19]), stanu korozji przewodów (B2-207 [13]), stanu izolatorów kompozytowych (B2-208 [14]), stanu połączeń zaprasowywanych (B2-210 [16]),
- systemy odładzania przewodów (B2-211 [17]),
- plan działań w stanach awaryjnych (B2-201 [8]).

W bardzo wielu krajach na świecie pracują linie, których wiek przekroczył już zakładany czas ich pracy, przyjmowany na ogół w przedziale 40 – 50 lat. Do podjęcia decyzji co do ich dalszej pracy w systemie niezbędna jest wszechstronna ocena stanu technicznego konstrukcji wsporczych i fundamentów. Ocena taka jest również niezbędna, jeśli planuje się zwiększenie obciążalności linii poprzez wymianę przewodów.

Na stan techniczny słupów, których wiek wynosi ponad 40 lat wpływa istotnie narażenie korozyjne na obszarze jego usytuowania oraz wykonane w przeszłości zabiegi konserwacyjne (malowanie). Referat brytyjski B2-203 [9] opisuje oprogramowanie wspomagające ocenę stanu technicznego słupów. Opracowano model matematyczny, który na podstawie danych klimatycznych i środowiskowych, konstrukcyjnych oraz historii zabiegów utrzymaniowych oblicza prawdopodobny ubytek stali, co z kolei pozwala na oszacowanie aktualnej wytrzymałości mechanicznej słupów. Program ten jest uruchamiany corocznie i jego wyniki wspomagają planowanie podejmowanych działań.

Referat holenderski B2-212 [18] opisuje sposób przedłużania czasu życia 40-letnich słupów kratowych. Opisywane słupy były wykonane z ocynkowanych kątowników stalowych i nie były malowane w czasie swojej pracy w linii. Pogłębiona ocena stanu technicznego tych słupów została wykonana w 1997, 2002 i 2006 r. Słupy są pokryte warstwą

rdzy, co jest widoczne na rysunku 5. Wykonane inspekcje połączone z pomiarem grubości stali pozwoliły na opracowanie modelu korozji, który dokonuje oszacowania ubytku stali po 10, 20 i 30 latach dalszej pracy. Wyniki tych obliczeń umożliwiają ocenę poziomu niezawodności po tych okresach i opracowanie scenariuszy niezbędnych działań.



Rys. 5. Stan kątowników i połączeń słupów w 1997 r. (a) oraz stan kątowników w 2006 r. (b) wg B2-212 [18]

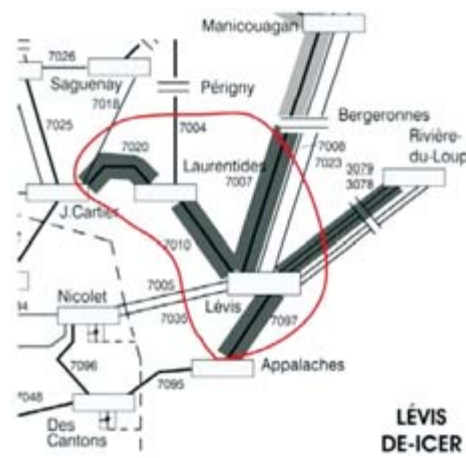
Tabela 1

Podsumowanie wyników obliczeń korozyjnych wg B2-212 [18]

Materiał	Ubytek roczny, $\mu\text{m}/\text{rok}$
Cynk (początkowa grubość warstwy co najmniej $70 \mu\text{m}$ )	2
Stal (pierwsze 3 lata po zniknięciu warstwy cynku)	30
Stal (od 4-go roku po zniknięciu warstwy cynku)	50

Sposób zwiększenia dyspozycyjności napowietrznych linii przesyłowych w Belgii opisuje referat B2-205 [11]. Celem działań było zwiększenie wytrzymałości mechanicznej strategicznych linii przesyłowych na wiatry huraganowe, będących główną przyczyną poważniejszych awarii linii w Belgii. W przeszłości stosowano słupy typowe, których nośność nie była w wielu miejscach całkowicie wykorzystywana, w szczególności w liniach przebiegających przez tereny zurbanizowane (których w Belgii jest procentowo stosunkowo dużo). W analizowanych liniach zainstalowano kilka lat temu tzw. przewód aerodynamiczny, którego budowa pozwala na zmniejszenie obciążeń pochodzących od parcia wiatru na przewody linii. Działania polegały na inwentaryzacji słupów pod kątem ich odporności na działanie huraganowych wiatrów, ustalenie „najłabszych ogniw”, czyli słupów o największym prawdopodobieństwie awarii oraz słupów, których uszkodzenie ma największe skutki w postaci zakresu awarii linii. Wytypowane w ten sposób słupy zostały wzmocnione, co przyczyniło się do podniesienia niezawodności, a tym samym i dyspozycyjności linii. Ponadto opracowano plan działań odbudowy na wypadek wystąpienia awarii.

Referat kanadyjski B2-211 [17] opisuje system monitorowania i topienia oblodzenia osadzającego się na przewodach linii należących do *Hydro Quebec* (Kanada). W 1998 r. 150 słupów linii przesyłowych tego systemu zostało złamanym wskutek ekstremalnego oblodzenia przewodów linii. W 2007 r. rozpoczęto próby systemu monitorowania i topienia oblodzenia linii wychodzących ze strategicznej stacji elektroenergetycznej, w której zlokalizowano źródło i układy sterowania systemem. Łód na przewodach jest topiony przez prąd stały przepływający przez te przewody i w celu stworzenia obwodów dla przepływu tego prądu, w stacjach znajdujących się na drugim końcu monitorowanych linii zainstalowano specjalny system łączników.



Rys. 6. Linie objęte monitorowaniem oblodzenia oraz systemem odładzania w *Hydro-Quebec-u* (B2-211 [17])

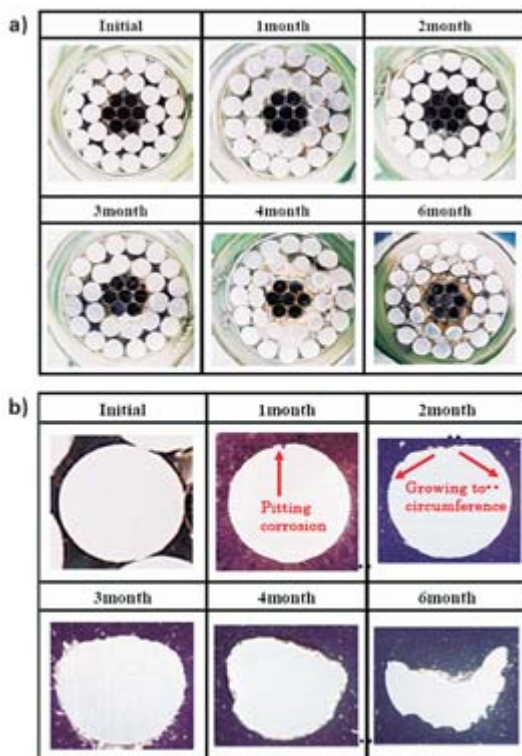
System realizuje następujące funkcje:

- zbieranie danych pogodowych z wielu źródeł (stacji pogodowych) usytuowanych na trasie monitorowanych linii lub w ich najbliższym sąsiedztwie (łączność odbywa się drogą radiową),
- dostarczanie przetworzonych danych operatorowi systemu, który ocenia zagrożenie i podejmuje decyzję o uruchomieniu systemu odładzania przewodów,
- sterowanie systemem topienia oblodzenia:
  - odłączenie linii od systemu elektroenergetycznego w obu stacjach,
  - stworzenie obwodu do przepływu prądu stałego,
  - kontrola przepływu prądu stałego.

Referat japoński B2-207 [13] opisuje metodę oceny stanu korozji wewnątrz przewodu stalowo-aluminiowego. Japonia jest krajem położonym na wyspach i przewody linii narażone są na działanie słonej mgły. Przy takim narażeniu korozja przebiega bardzo szybko, czego wynikiem jest znaczne skrócenie czasu życia przewodów. W referacie opisano wyniki przyspieszonych prób korozyjnych, skonstruowane urządzenie wykonujące zdjęcia rentgenowskie przekroju przewodów oraz sposób prowadzenia diagnostyki stanu zaawansowania korozji, który polega na wykonywaniu zdjęć rentgenowskich i porównywaniu ich z wynikami prób laboratoryjnymi korozji przyspieszonej. W referacie opisano i zilustrowano zdjęciami przebieg korozji przewodów, co może być interesujące również dla polskiego czytelnika.

Powodem korozji jest różnica potencjałów elektrochemicznych aluminium, cynku i żelaza oraz obecność elektrolitu (słonej wody) w przestrzeniach pomiędzy drutami. W pierwszym etapie proces elektrochemiczny przebiega pomiędzy cynkiem chroniącym stal a aluminium i jego wynikiem jest stopniowy ubytek warstwy cynku aż do odsłonięcia stali. Po odsłonięciu stali rozpoczyna się inny proces elektrochemiczny – pomiędzy stalą a aluminium. Proces ten prowadzi do tworzenia się wżerów w drutach aluminiowych, które z czasem zwiększają się znacznie i następuje duży ubytek przekroju drutów aluminiowych, w szczególności wewnętrznej warstwy. Produkty korozji gromadzą się natomiast w przestrzeniach pomiędzy drutami.

Duży wpływ na niezawodność linii ma sposób zaprojektowania słupów, tj. rodzaje obciążeń przyjmowanych do projektowania słupów. Referat kanadyjski B2-204 [10] poświęcony jest ocenie wpływu uwzględniania przypadków obciążeń odwzorowujących stan zerwania przewodów lub



Rys. 7. Widok przekroju poprzecznego przewodu (a) oraz widok przekroju drutu aluminiowego z wewnętrznej warstwy (b) obrazujące postęp przyspieszonej korozji przewodu stalowo-aluminiowego wg B2-207 [13]

przypadków nierównomiernego oblodzenia przewodów na ciężar słupów różnych typów. Uwzględnienie tych przypadków podnosi ciężar słupów kratowych (od 10 do 45% w zależności od konfiguracji), ale przyczynia się do znacznego zmniejszenia ryzyka wystąpienia awarii linii.

Do zwiększenia szeroko rozumianej dyspozycyjności linii przyczynia się opracowanie planu działań na wypadek wystąpienia awarii, którego celem jest skrócenie czasu odbudowy awaryjnej linii.

W referacie B2-201 [8] opisano współpracę operatorów systemów zrzeszonych w NORDEL-u (Szwecja, Finlandia, Norwegia, Dania i Islandia) w zakresie usuwania dużych awarii systemowych. Kraje te wypracowały procedury wzajemnej pomocy przy usuwaniu awarii sieci. Procedury te są okresowo uaktualniane, odbywają się okresowe spotkania przedstawicieli operatorów oraz zaplanowano próbę pokazową przetrzucia sprzętu i wyposażenia.

#### Literatura

- [1] B2-101. Drager H. J., Hussels D., Puffer R., (Germany). Development and Implementation of a Monitoring System to Increase the Capacity of Overhead Lines
- [2] B2-102. Bartolomeo E. i inni (Italy). Increasing Capacity of Two Italian Lines by the Adoption of Devices for Monitoring Environmental Conditions and Conductors Temperature or by Using High-Temperature Conductors
- [3] B2-104. Stephen R. i in. (South Africa), Hammad A. (Switzerland). AC to DC Conversion and Other Techniques to Upgrade Transmission Lines Based on Input from Planners

- [4] B2-105. Muhr M., Pack S., Jauffer S., Haimbi W., Messner A., (Austria). Experiences with the Weather Parameter Method for the Use in Overhead Line Monitoring Systems
- [5] B2-108. Pramayan P. i in. Increasing Capacities of Overhead Lines. Needs and Solutions
- [6] B2-109. Barthold B., Douglass D., Woodford D. (USA). Maximizing the Capability of Existing AC Transmission Lines
- [7] B2-110. Halsan K., Loudon D. (Norway), Gutman I., Lundquist J. (Sweden). Feasibility of Upgrading 300 kV AC Lines to DC for Increased Power Transmission Capability
- [8] B2-201. Bredvad-Jensen G. i in. Benefits from Energy Contingency Planning without Borders
- [9] B2-203. Clark M. i in. Quantifying the Strength of 40-year old Lattice Towers and Pyramid Foundations
- [10] B2-204. Ghannoum E. (Canada). Assessment of the Impacts of Increasing Structural Reliability and Security by Designing Lines for Longitudinal Broken Conductor and Unbalanced Icing Loads
- [11] B2-205. Cloet E., Risse B., Rogier J. (Belgium). Increasing the Availability of Overhead Transmission Lines in the Belgian Grid
- [12] B2-206. Vyas A. i in. (India). Design and Implementation Experiences if Improving Reliability of Existing 400 kV Transmission Lines against Narrow Front Wind
- [13] B2-207 Fujimoto K. i in. (Japan). Development of Estimation and Diagnostic Method of ACSR Inner Corrosion Based on the Corrosion Mechanism Study
- [14] B2-208 Ansorge S., Evaluation of Silicone Rubber Housing Interfaces after Service Exposure and Performance Improvements by Nanofilters enriched Silicone Rubbers
- [15] B2-209 Gomes-Mota J., Ramos M., Matos-Andre (Portugal). Geographical Information Tools for Overhead lines Preventive Maintenance
- [16] B2-210 Runde i in. Pulse Current Measurement for Condition Assessment of Conductor Joints of Overhead Lines
- [17] B2-211 Lacroix M., Brouillette L., Blais A. (Canada). Hydro Quebec's De-icing System: Automated Overhead Line Monitoring and De-icing System
- [18] B2-212 Wal A., Voncken R. (Netherlands). Extending the Service Life of Aged Overhead Line Owers
- [19] B2-214 Guery i in. Aeolian Vibrations on High Voltage Lines Comparative Self Damping as Evaluated on the Field



Sławomir Samek  
Energoprojekt – Kraków SA

## Stacje elektroenergetyczne – Komitet Studiów B3

Tematyka preferowana zaproponowana na 42. sesję CIGRE 2008, w obszarze odnoszącym się do stacji elektroenergetycznych, została podzielona na dwie grupy zagadnień:

- optymalizacja użytkowania majątku,
- nowe wyzwania w zakresie stacji.

Biorąc pod uwagę, że w ramach drugiej grupy zagadnień przedstawiono liczne propozycje rozwiązań technicznych wychodzących naprzeciw pojawiającym się coraz to nowym, czasem nawet nieznanym dotychczas, potrzebom, można dopuścić tezę, iż niezmiennie od szeregu lat poruszamy się wokół tych samych problemów. Nie oznacza to oczywiście braku pomysłu na nową tematykę, a jedynie ciągłe, niesłabnące zapotrzebowanie na wiedzę i informacje z zakresu optymalizacji tworzenia i pracy systemu energetycznego oraz możliwości wprowadzania nowych rozwiązań technicznych. Dzieje się tak zapewne dlatego, że w dalszym ciągu jesteśmy na etapie dostosowywania obszaru przesyłu i rozdziału energii elektrycznej do wymagań gospodarki rynkowej, w której jedną z najistotniejszych ról odgrywają koszty. A właśnie przez umiejętne zarządzanie majątkiem, jakim są stacje energetyczne, w całym okresie ich funkcjonowania, a także przez wprowadzanie nowych rozwiązań technicznych i technologicznych, dajemy szansę na znaczące ograniczenie kosztów z tytułu przesyłu i rozdziału energii elektrycznej.

Jak ważne jest nieustanne zmaganie z kosztami niech świadczy fakt, że w ramach Komitetu Studiów CIGRE B3 „Stacje” funkcjonowała, w latach 2005 – 2008, Grupa Robocza B3-15, która opracowała poradnik, jak ograniczać koszty na etapie budowy, uruchamiania, eksploatacji i ewentualnego likwidowania stacji elektroenergetycznych. Poradnik ten jest już dostępny jako publikacja CIGRE o numerze 354 *Gui-delines to cost reduction of Air Insulated Substations*. Oczywiście przedstawione informacje nie wyczerpują do końca tematyki dotyczącej intensyfikowania działań zmierzających do poprawy efektywności pracy systemu elektroenergetycznego i efekty dalszych poszukiwań optymalnych rozwiązań będzie można poznać na następnej sesji CIGRE 2010, bowiem zaproponowana na tę sesję tematyka preferowana przedstawia się następująco:

- nowe technologie i nowe rozwiązania dla stacji,
- stacje istniejące jako nowe wyzwanie,
- obwody wtórne w stacjach jako nowe wyzwanie.

Łatwo zauważyć, że z obszaru zainteresowania tematyki preferowanej znikają zagadnienia środowiskowe. Nie oznacza to oczywiście, że są one całkowicie pomijane, ale nie stanowią już zagadnienia wyodrębnionego. Energetyka nie może się bowiem poddawać bezkrytycznie wszelkim, głośzonym jako proekologiczne, postulatami i odpowiadać ciągle nowymi nakładami, aby tylko zadowolić, czasem nieliczne, grupy nacisku. Nikt oczywiście nie neguje potrzeby ochrony środowiska naturalnego, ale powinno to następować w sposób skoordynowany i nienaruszający odbiorców energii elektrycznej na rosnące lawinowo koszty jej pozyskania.

Najciekawsze przykłady obrazujące nowości organizacyjne i techniczne jak również te z zakresu relacji pomiędzy energetyką a środowiskiem, w szeroko rozumianym obszarze stacji energetycznych, zaprezentowane podczas 42. sesji CIGRE w Paryżu przybliżono w artykule, a osobom zainteresowanym szczegółami można polecić lekturę wybranych referatów, których wykaz znajduje się na końcu artykułu.

### Optymalizacja użytkowania majątku, jaki stanowią stacje elektroenergetyczne

Działając w ramach gospodarki rynkowej przedsiębiorstwa energetyczne muszą analizować i ograniczać koszty na każdym etapie dostawy energii do odbiorcy. Bardzo znaczącą pozycję kosztów stanowią prace z utrzymaniem sieci w stanie umożliwiającym jej niezawodną pracę. Są one na tyle istotne, że w chwili obecnej nie można już powiedzieć, iż realizacja stacji energetycznej obciąża budżet inwestora tylko kosztem jej budowy i instalowania wyposażenia. Jeżeli zatem poważnie myślimy o ograniczaniu kosztów działalności w obszarze przesyłu i rozdziału energii elektrycznej, to z całą pewnością musimy rezerw poszukiwać także w oszczędnych metodach prowadzenia zabiegów eksploatacyjnych.

Przykładem poszukiwania rezerw i oszczędności w obszarze eksploatacji może być propozycja metody zarządzania majątkiem przedstawiona w artykule [B3-101]. Dystrybutor energii elektrycznej *ETSA*, działający w południowej Australii i dostarczający energię do 782 000 odbiorców eksploatuje 393 stacje elektroenergetyczne. Aby zapewnić optymalne nakłady finansowe na użytkowaną sieć, przewidziano wdrożenie strategii pozwalającej na utrzymanie równowagi pomiędzy ponoszonym ryzykiem a kosztami. Strategia ta zakłada, że eksploatowane elementy sieci elektroenergetycznej, w zależności od stopnia ważności, dzieli się, pod względem dokonywania ich wymiany, na trzy zasadnicze grupy:

- wymieniane w sytuacji kiedy nastąpi ich uszkodzenie,
- wymieniane zanim nastąpi uszkodzenie, na podstawie aktualnego stanu i średniej długości życia,
- wymieniane ze względu na wiek, na podstawie średniej długości życia.

Przy tak dokonanym podziale można planować nakłady na okres sięgający nawet 10-ciu lat. Prognozowanie nakładów ma szczególne znaczenie, kiedy zauważymy, że oprócz praw rynku na przedsiębiorstwo energetyczne nakładane są wymagania formułowane przez regulatora. Poprawne działanie zaproponowanej strategii jest oczywiście możliwe w sytuacji, kiedy potrafimy z dużą dokładnością, na podstawie oceny ryzyka, przewidzieć konsekwencje finansowe wystąpienia stanów awaryjnych. Dalsze doskonalenie wdrożonej strategii będzie się koncentrowało na poprawie znajomości stanu urządzeń i umiejętności przewidywania zaistnienia stanów awaryjnych.

Wobec dokonującego się niemal na naszych oczach postępu technicznego i technologicznego do pracy w obiektach stacyjnych trafiają coraz to bardziej skomplikowane aparaty i urządzenia. Tego typu wyposażenie wymaga



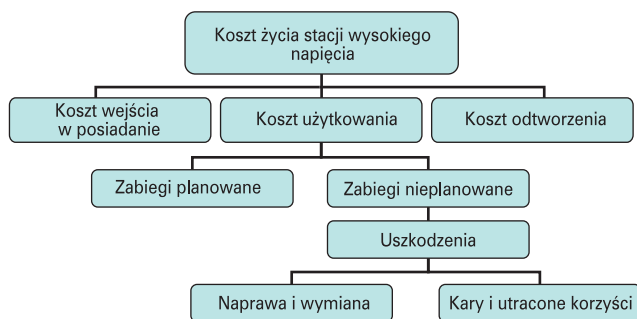
odpowiednio przeszkolonego personelu do prowadzenia prac eksploatacyjnych. Artykuł [B3-102] prezentuje pogląd nieco różniący się od lansowanych dotychczas metod prowadzenia eksploatacji, polegających na realizacji zadań z wykorzystaniem sił zewnętrznych, jako czynnika prowadzącego do ograniczenia kosztów. Zdaniem autorów artykułu pojawiają się obecnie przesłanki, dla których należy rozważać posiadanie przez przedsiębiorstwa energetyczne własnych ekip do prowadzenia prac związanych z utrzymaniem majątku w odpowiedniej kondycji. Za przesłanki te uznaje się przede wszystkim:

- możliwość osiągnięcia wysokiego stopnia profesjonalizmu,
- odpowiedni poziom dyspozycyjności,
- możliwość tworzenia centrów treningowych,
- gromadzenie doświadczeń,
- podnoszenie kwalifikacji poprzez każde zrealizowane zadanie,
- wykorzystywanie zdobytej wiedzy przy formułowaniu wymagań dla nowych obiektów.

Regularnie przeprowadzane przeglądy i zabiegi konserwacyjne pozwalają utrzymać odpowiednią kondycję urządzeń wysokiego napięcia przez okres 40 – 45 lat. Aby tego dokonać trzeba nieustannie troszczyć się o odpowiedni poziom zabiegów eksploatacyjnych. To z kolei wymaga wysokich kwalifikacji personelu przeprowadzającego czynności na obiekcie. A jeżeli już inwestować w profesjonalizm ekip eksploatacyjnych to przy założeniu, że uzyska się odpowiedni poziom zwrotu poniesionych nakładów. Jednym ze sposobów osiągnięcia tego celu ma być inwestowanie w umiejętności własnych pracowników, a nie usługodawców.

W ostatnim czasie coraz szerzej w pracach nad optymalizacją użytkowania obiektów elektroenergetycznych stosuje się elementy rachunku prawdopodobieństwa. Artykuł [B3-103] proponuje wykorzystanie procesów stochastycznych do przygotowania algorytmu zarządzania kosztami życia stacji.

Elementy składowe kosztów ponoszonych z tytułu posiadania i użytkowania stacji elektroenergetycznej najlepiej obrazuje diagram na rysunku 1.



Rys. 1. Elementy kosztów życia stacji elektroenergetycznej

Na podstawie tego diagramu można zapisać przy pomocy równania zależność definiującą koszty życia stacji:

$$C_{LC}(t) = C_A(t) + C_O(t) + C_R(t)$$

gdzie poszczególne elementy oznaczają odpowiednio:

- $C_{LC}$  - koszt życia stacji elektroenergetycznej,
- $C_A$  - koszt wejścia w jej posiadanie,
- $C_O$  - koszt użytkowania,
- $C_R$  - koszt odtworzenia.

Koszt użytkowania można z kolei wyrazić zależnością:

$$C_O(t) = C_M(t) + C_F(t)$$

gdzie:

- $C_M$  - zabiegi planowe,
- $C_F$  - koszty związane z wystąpieniem uszkodzeń,

Koszty związane z wystąpieniem uszkodzeń przedstawiają się jako:

$$C_F(t) = C_{CR}(t) + C_P(t)$$

gdzie:

- $C_{CR}$  - koszt wymiany uszkodzonych urządzeń,
- $C_P$  - kary i utracone przychody z tytułu niedostarczenia energii,

Koszty wymiany uszkodzonych urządzeń to suma iloczynów kosztów wymiany poszczególnych urządzeń i prawdopodobieństwa ich uszkodzenia:

$$C_{CR}(t) = \sum_{i=1}^n C_{Re,i} * F_i(t)$$

Aby wyrazić kary i utracone przychody z tytułu niedostarczenia energii posługujemy się wzorem:

$$C_P = k_p * F_S(t) * t_{SRe}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- $K_P$  - koszty jednostkowe (w jednostce czasu, np. 24 godziny),
- $F_S$  - prawdopodobieństwo awarii systemowej,
- $t_{SRe}$  - czas usuwania awarii systemowej.

Całość nakładów dopełniają koszty zabiegów planowych określone jako:

$$C_M(t) = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m C_{i,j}(t)$$

gdzie:

- $C_{i,j}$  - koszt czynności eksploatacyjnej dla wybranego elementu,
- $n$  - zbiór urządzeń,
- $m$  - zbiór czynności eksploatacyjnych dla wybranego urządzenia.

Tak stworzony model matematyczny pozwala przeprowadzać symulacje umożliwiające przyjęcie rozwiązań optymalnych.

Metodzie wyboru optymalnego rozwiązania stacji poświęcony jest także artykuł [B3-104]. W tym przypadku zaproponowano porównywanie kosztów życia obiektu dla różnych rozwiązań i na tej podstawie określenie, jaki wariant należy przyjąć do realizacji. Doboru dokonuje się na podstawie modelu matematycznego wyposażonego w komunikację z użytkownikiem, za pomocą której wprowadza się dane wejściowe, takie jak: znaczenie elementu, jego stan, niezawodność. Zaproponowany sposób postępowania może być wykorzystany do analizowania czy na przykład dla przewidzianej do przebudowy stacji zastosować rozwiązanie klasyczne z izolacją powietrzną, czy też rozdzielnicę gazową bądź układ hybrydowy. Można także dokonać analizy w zakresie układu schematowego, tzn. zdecydować czy należy pozostawić schemat istniejący, czy też przewidzieć jego zmianę.

Autorzy artykułu [B3-105] zwracają uwagę, że wszelkie decyzje dotyczące powstawania obiektów stacyjnych powinny być dokonywane na podstawie analizy sumy kosztów ponoszonych

na realizację i utrzymanie obiektu. Jako podstawę do zasugerowania takiego poglądu przedstawiono zestawienie oczekiwań podmiotów funkcjonujących na rynku w stosunku do przedsiębiorstw energetycznych. Zestawienie to obrazuje tabela 1.

Tabela 1

Podmiot	Oczekiwanie
Klient	niezawodna usługa, wysoki standard usługi, uczciwe ceny, brak dyskryminacji
Akcjonariusze	zwrot nakładów inwestycyjnych, wpływ na wizerunek firmy
Regulator	podporządkowanie, odpowiedni standard usługi, przegląd cen
Załoga	jasny kierunek działań i dobre wyniki, odpowiednie morale, nagrody, perspektywa zatrudnienia
Spółeczeństwo	dobre relacje ze środowiskiem naturalnym
Grupy nacisku	właściwe odniesienie do spraw politycznych i środowiskowych, planowanie, wydajność energetyczna
Rynki kapitałowe	pewny plan strategiczny, solidny bilans

Przy takich uwarunkowaniach rynkowych bardzo trudno wyobrazić sobie działania bez odpowiednio przygotowanego planu, szczególnie w zakresie prowadzenia eksploatacji i utrzymania pracy systemu energetycznego na odpowiednim poziomie niezawodności. Artykuł proponuje formę zintegrowanego podejścia do zagadnienia pozwalającego wpływać na minimalizację kosztów. Ponadto w artykule została przedstawiana platforma informatyczna wspomagająca zarządzanie majątkiem.

Energetyka japońska wprowadziła w latach 70. ubiegłego wieku do powszechnego użytku rozdzielnice z izolacją gazową SF<sub>6</sub> (GIS). Po trzydziestu latach eksploatacji potwierdza się słuszność decyzji o zastosowaniu nowej technologii, poprzez wysoki poziom niezawodności urządzeń, które w dalszym ciągu są eksploatowane. Pojawia się jednak potrzeba wprowadzania i opanowywania nowych technik eksploatacji, dzięki którym możliwe byłoby ograniczanie procesu pogarszania stanu urządzeń, mających za sobą wiele lat pracy. Zagadnieniom tym został poświęcony artykuł [B3-106]. Autorzy zwracają uwagę, iż każde zaistniałe uszkodzenie należy rozpatrywać w wielu płaszczyznach obejmujących między innymi:

- szczegółową analizę zjawisk, które doprowadziły do wystąpienia uszkodzenia,
- sprawdzenie wszelkich aspektów zewnętrznych mogących mieć wpływ na pogorszenie stanu urządzenia,
- analizę uwarunkowań wewnętrznych z uwzględnieniem typu urządzenia, producenta i zastosowanych materiałów oraz systemu zarządzania jakością u wytwórcy,
- określenie cech wspólnych dla zidentyfikowanych przypadków uszkodzeń,
- stworzenie przewodnika prowadzenia czynności eksploatacyjnych,
- zebranie i opracowanie wytycznych dla producentów, pozwalających podnosić jakość wyrobów.

Zebranie jak największej ilości danych w ramach zaproponowanego procesu pozwoli na postawienie właściwej diagnozy mającej wpływ na poprawę jakości urządzeń już eksploatowanych, a także tych, które powstaną dopiero w przyszłości.

*Red Eléctrica España (REE)* prowadzi eksploatację ponad 33 000 km linii najwyższych napięć, około 3 000 pól wyłącznikowych w stacjach oraz transformatorów o mocy zainstalowanej ponad 55 000 MVA.

Doświadczenia zdobyte podczas użytkowania tak znacznego majątku dają podstawę do twierdzenia o posiadaniu swobodnego banku wiedzy o eksploatacji. Artykuł [B3-107] proponuje sposób budowy strategii dla prac eksploatacyjnych oparty na zarządzaniu posiadaną wiedzą. Biorąc po uwagę doświadczenia obejmujące szereg lat i zdobywane na urządzeniach różnych producentów i różnych generacji, zdaniem autorów artykułu, optymalne wykorzystanie posiadanego kapitału wiedzy będzie możliwe poprzez tworzenie szkoły eksploatacji. Zasadniczym celem funkcjonowania takiej szkoły byłoby:

- szkolenie wstępne dla nowo zatrudnionych pracowników,
- doskonalenie umiejętności osób już pracujących przy prowadzeniu prac eksploatacyjnych,
- ocena umiejętności firm zewnętrznych, którym powierza się prowadzenie prac eksploatacyjnych,
- minimalizowanie ryzyka przy pracach eksploatacyjnych,
- tworzenie baz danych o zasobach ludzkich i umiejętnościach poszczególnych pracowników.

Dzięki przytoczonym zabiegom możliwe będzie doskonalenie form pracy przy eksploatacji posiadanego majątku i osiąganie postępu, w szczególności dziś ważnym ograniczaniu kosztów.

Autorzy artykułu [B3-108] zwrócili uwagę, jak bardzo szczegółowa analiza zaistniałego uszkodzenia może wpłynąć na doskonalenie procedur eksploatacyjnych do stosowania w przyszłości. Zagadnienie zostało omówione na przykładzie awarii wyłącznika 69 kV. Wnioski wynikające z oceny zjawisk doprowadziły do wprowadzenia zmian w instrukcjach eksploatacji i opracowania nowego programu przeglądów.

Artykuł [B3-109] omawia problemy eksploatacji izolatorów w szczególnie trudnych warunkach środowiskowych. Chodzi głównie o zanieczyszczenia powietrza w przypadku stacji zlokalizowanych w pobliżu hut i cementowni. W celu uniknięcia awarii z tytułu osadzania się warstwy zanieczyszczeń na izolatorach porcelanowych przeprowadzano ich okresowe czyszczenie, wymianę oraz stosowano silikonową warstwę ochronną. Uciążliwością tych metod była jednak konieczność długotrwałych wyłączeń. Zdecydowaną poprawę sytuacji zanotowano wraz z zastosowaniem izolatorów kompozytowych.

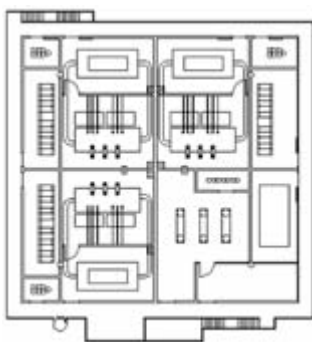
### Nowe wyzwania stojące przed projektantami stacji i rozwiązania wychodzące naprzeciw tym wyzwaniom

Ostatnie lata zaznaczyły się dla przedsiębiorstw energetycznych silną presją na wykorzystanie energii odnawialnej. Jedną z najbardziej popularnych form takiej energii jest energia wiatru, przetwarzana na energię elektryczną przy pomocy turbin wiatrowych najczęściej zorganizowanych w tzw. farmy wiatrowe. W poszukiwaniu jak najlepszej sprawności, farmy wiatrowe często są lokalizowane na otwartym morzu w coraz większych odległościach od brzegu. Jednakże to, co jawi się jako bardzo korzystne z punktu widzenia sprawności energetycznej przysparza licznych problemów z przyłączeniem do systemu energetycznego. I właśnie problemom dotyczącym powiązania farm wiatrowych zlokalizowanych na otwartym morzu z systemem energetycznym poświęcony jest artykuł [B3-201]. Autorzy artykułu zwracają uwagę na zasadnicze aspekty wymiarowania stacji elektroenergetycznych przeznaczonych do podwyższania napięcia z zespołu generatorów wiatrowych do wysokości umożliwiającej przesyłanie energii elektrycznej na znaczne odległości. Najistotniejsze kwestie to:

- przyłączenie do sieci farm wiatrowych o ciągle zwiększających się mocach zainstalowanych,
- wyprowadzanie mocy z farm wiatrowych zlokalizowanych na otwartym morzu i coraz dalej od brzegu (10 – 30 km),

- rosnące moce znamionowe jednostek wytwórczych (3 – 5 MW),
- układy kompensacji, w tym pojemności sieci kablowych średniego i wysokiego napięcia,
- konieczność ograniczania wymiarów stacji umieszczanych na platformach zlokalizowanych na otwartym morzu,
- niezawodność pracy gwarantująca pewność wyprowadzenia mocy,
- pewność zasilania potrzeb własnych – instalowanie agregatów prądotwórczych,
- dostosowanie do specyficznych warunków atmosferycznych.

W pierwszej kolejności należy zauważyć, że stacja, która ma się znajdować na platformie powinna mieć maksymalnie zwartą budowę i możliwie najmniejszy ciężar. Nie można jednak zapominać, że przy prowadzeniu prac eksploatacyjnych, na stacji mogą przebywać ludzie, którym należy zapewnić odpowiednie warunki pracy, a także przewidzieć możliwość dostania się na platformę i jej opuszczenia. Przykładowe zagospodarowanie stacji 132/33 kV przedstawia rysunek 2.



Rys. 2. Rozplanowanie urządzeń stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na platformie

Istotnym czynnikiem odróżniającym stacje z otwartego morza od tych z głębi łądu jest obecność agresywnego środowiska. Zasolenie wody i powietrza tworzy atmosferę bardzo silnie korozyjną, na co należy zwracać uwagę przy doborze urządzeń i materiałów. Na ostateczny kształt stacji umieszczonej na otwartym morzu ma także wpływ sposób, w jaki będą na nią dostarczane elementy stanowiące wyposażenie i jak będzie się dokonywała wymiana aparatury w przypadku zaistnienia uszkodzenia. Skutkiem przyjętych rozwiązań w tym zakresie może być posadowienie platformy na monopoli bądź systemie wielu pali. Zagadnieniem wymagającym odrębnego potraktowania są także kable łączące stacje zlokalizowane na morzu z lądem. Przede wszystkim muszą one mieć odpowiednią wytrzymałość mechaniczną, która umożliwi ułożenie na dnie morskim, a także zabezpieczenia przed oddziaływaniem ze strony przepływających statków. Efekt w postaci gotowej stacji elektroenergetycznej posadowionej na monopoli przedstawiono na rysunku 3.

Artykuł [B3-202] przypomina, że w dobie coraz silniejszego dążenia do ograniczania kosztów związanych z wytwarzaniem, przesyłem i dystrybucją energii elektrycznej bardzo duże znaczenie ma standaryzacja rozwiązań technicznych.

Zasadnicze korzyści wynikające ze standaryzacji to:

- ułatwienie przewidywania kosztów i określania potrzebnego czasu na etapie określania planu i budżetu rozwoju systemu elektroenergetycznego,



Rys. 3. Stacja elektroenergetyczna na otwartym morzu

- ograniczanie czasu potrzebnego na projektowanie i realizację,
- zwiększenie potencjału projektowego poprzez wykorzystanie lokalnych podmiotów,
- skrócenie czasu budowy i ograniczenie nieporozumień na styku projektu i realizacji,
- poprawa warunków dostawy aparatury i urządzeń poprzez możliwość dokonania wyprzedzających zamówień,
- ograniczenie błędów eksploatacyjnych wynikających z odmienności rozwiązań poszczególnych obiektów,
- możliwość stosowania na czas awarii elementów przewoźnych i montowalnych w systemie „plug and play”.

Wobec takiej argumentacji jest bardzo trudno przejść obojętnie i należałoby przynajmniej zastanowić się, na ile istnieją w polskiej energetyce przesłanki do tego, aby wrócić do powszechnie kiedyś stosowanej zasady realizowania wyłącznie rozwiązań typowych.

Rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną, w tym także, a może nawet przede wszystkim realizowane przez gospodarstwa domowe, zmusza dostawców energii do wprowadzania coraz to większych mocy do centrów miast. Taka sytuacja pociąga za sobą konieczność budowy stacji elektroenergetycznych zharmonizowanych z otaczającym krajobrazem, czyli wielkomięską architekturą. Stacje muszą nabierać kształtów zbliżonych do sąsiednich budynków tak, aby nie stanowić odstępstwa dla perspektyw widokowych.

Zasadnicze problemy dostrzeżone przez autorów artykułu [B3-203], a dotyczące lokalizowania stacji elektroenergetycznych w zurbanizowanych obszarach Hiszpanii to:

- trudności w pozyskaniu odpowiedniego terenu:
  - bardzo wysokie koszty,
  - skomplikowane w wykorzystaniu układy geometryczne,
  - istniejące zagospodarowanie podziemne;
- aspekty socjalne i demograficzne:
  - duża gęstość zaludnienia,
  - niechęć społeczności lokalnych do obiektów przemysłowych,
  - nawiązanie do istniejącej zabudowy;
- wymagania środowiskowe:
  - hałas,
  - rozprzestrzenianie wibracji,
  - pole elektromagnetyczne,
  - wycieki gazu i cieczy związanych z technologią,
  - estetyka przestrzeni publicznej,
  - archeologiczne badanie terenu.

Wymienione problemy nie oznaczają oczywiście, że w centrach miast stacji elektroenergetycznych nie da się w ogóle realizować.

Konieczne jest tylko umiejętne wykorzystanie istniejących rozwiązań technicznych, w tym głównie rozdzielnic z izolacją gazową SF<sub>6</sub>. Potwierdzeniem tego faktu niech będą zamieszczone poniżej rysunki pokazujące fragment terenu przed zbudowaniem stacji i symulację komputerową z wprowadzoną stacją.



Rys. 4. Teren przed zabudowaniem stacji elektroenergetycznej



Rys. 5. Wizualizacja stacji wkomponowanej w otoczenie

W dążeniu do ograniczania wielkości terenu zajmowanego przez stacje elektroenergetyczne istotnego znaczenia nabiera stosowanie wyłączników z funkcją odłączników, eliminującą obecność klasycznych odłączników. Korzyści ze stosowania tego typu rozwiązań przypomina artykuł [B3-204].

Za stosowaniem wyłączników z funkcją odłączników mają przemawiać:

- istotne ograniczenie prac eksploatacyjnych przy nowoczesnych wyłącznikach – inspekcje co 12 – 20 lat,
- uszkodzenia torów prądowych (styków) odłączników na skutek oddziaływań atmosferycznych,
- wykorzystanie doświadczeń z konstruowania i użytkowania wyłączników i rozdzielni z izolacją gazową,
- zredukowanie wielkości napowietrznych stacji elektroenergetycznych,
- możliwość stosowania klasycznej aparatury napowietrznej dla rozwiązań wnętrzowych przy jednoczesnym ograniczaniu wielkości budynków – wkomponowywanie budynków w istniejącą zabudowę,
- oszczędności na etapie realizacji obiektu – zmniejszenie ilości niezbędnych fundamentów, konstrukcji, przewodów, ciągów uziemiających, ogrodzeń, a także robót budowlanych.

Należy jednak pamiętać, że wprowadzenie tego rozwiązania musi być poprzedzone odpowiednimi zmianami w procedurach eksploatacyjnych.

Wybór rozwiązania stacji elektroenergetycznej decyduje nie tylko o koszcie jej budowy, ale także o ujawniających się nieco później kosztach jej eksploatacji. Aby użytkownicy stacji nie byli zaskakiwani kosztami eksploatacji, autorzy

artykułu [B3-205] zaprezentowali propozycję metodologii prowadzącej do uzyskaniu rozwiązania optymalnego w zakresie kosztów, z uwzględnieniem całego okresu życia obiektu.

Metoda opiera się na następujących filarach:

- zebranie wszelkich wymagań, jakie ma spełniać planowany do realizacji obiekt,
- identyfikacja możliwych do zastosowania rozwiązań,
- analiza techniczna i ekonomiczna,
- stworzenie rankingu rozwiązań i wybór rozwiązania optymalnego.

Zaproponowana procedura postępowania ma płaszczyznę informatyczną pozwalającą na uzyskanie propozycji rozwiązania na podstawie analizy wprowadzonych wcześniej danych.

Artykuł [B3-206] stanowi pewien rodzaj sprawozdania z działalności Grupy Roboczej B3/B1 JWG 09, która zajmowała się zastosowaniem linii z izolacją gazową SF<sub>6</sub> (GIL). Pełny efekt pracy Grupy Roboczej został opublikowany w formie broszury CIGRE o numerze 351.

Biorąc pod uwagę rosnące wielkości mocy, jakie należy przesyłać obecnie i widoczną tendencję do ich wzrostu w przyszłości, autor artykułu, będący jednocześnie prowadzącym Grupę Roboczą zwraca uwagę, iż już dzisiaj przy projektowaniu wszelkiego rodzaju tuneli i przepraw mostowych powinno się uwzględniać możliwość przyszłościowego poprowadzenia linii elektroenergetycznych z izolacją gazową SF<sub>6</sub>.

Pogląd wydaje się warty rozważenia, zwłaszcza w sytuacji, kiedy uzyskanie zgody na realizację połączeń napowietrznych wysokiego napięcia napotyka tak wielki opór społeczności lokalnych i obrońców środowiska naturalnego.

Artykuł [B3-207] przybliży walory rozwiązań hybrydowych, czyli połączenia modułów gazowych SF<sub>6</sub> z elementami klasycznych układów napowietrznych. Jako zasadnicze powody, dla których warto stosować te rozwiązania wymienia się:

- przydatność przy modernizacji i przebudowie istniejących stacji elektroenergetycznych,
- wysoki stopień prefabrykacji – skrócenie czasu trwania montażu,
- ograniczenie ilości fundamentów, konstrukcji i robót budowlanych,
- ograniczenie ilości zajmowanego miejsca (do 40 %) w porównaniu z rozwiązaniami z izolacją powietrzną – szczególnie istotne w przypadku prowadzenia przebudowy,
- minimalizowanie zakresu wyłączeń niezbędnych do przeprowadzenia modernizacji,
- podniesienie poziomu niezawodności pracy w stosunku do klasycznych rozwiązań napowietrznych,
- ograniczenie kosztów rozumianych jako suma kosztów budowy, eksploatacji i likwidacji.

Przykładem popierającym zasadność wprowadzania zestawów hybrydowych, zamieszczonym w artykule, jest informacja o modernizacji stacji 220/110 kV *Gdańsk*. Moduły hybrydowe zostały w tym przypadku zastosowane do całkowitej przebudowy rozdzielni 110 kV. Przy ich pomocy możliwe było zmniejszenie wielkości terenu zajmowanego przez rozdzielnię.

Jeżeli do tego doda się przebudowę rozdzielni 220 kV polegającą na zastąpieniu klasycznego rozwiązania przez rozdzielnicę z izolacją gazową SF<sub>6</sub>, to stanie się jasne, w jaki sposób, bez zwiększania zajmowanego terenu na stację udało się wprowadzić węzeł 400 kV. Rysunek 6 przybliży rozwiązanie konstrukcyjne charakterystyczne dla układu hybrydowego.

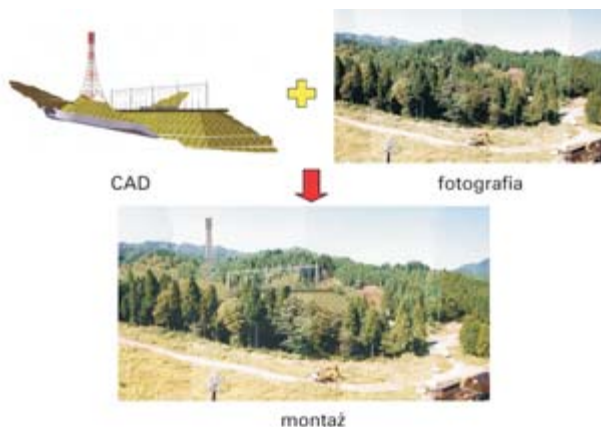


Rys. 6. Rozdzielnia 110 kV z modułami hybrydowymi

Przy projektowaniu stacji elektroenergetycznych wysokiego napięcia nie powinno się zapominać o ochronie środowiska naturalnego, w tym także o ochronie krajobrazu. Propozycję dla ułatwienia realizacji tego zadania przedstawiono w artykule [B3-208]. Metoda zaproponowana przez autorów artykułu opiera się na modelowaniu komputerowym, dzięki któremu możliwe jest:

- ograniczanie niekorzystnego wpływu stacji elektroenergetycznych na otaczające środowisko poprzez wykonywanie wstępnych symulacji komputerowych,
- modelowanie trójwymiarowe pozwalające dostosowywać obiekt do otoczenia,
- prezentacja modelu obiektu społeczności lokalnej w celu uzyskania akceptacji wobec realizacji zadania,
- sprawdzanie konfiguracji pól i szyn zbiorczych dla określenia wielkości pola elektromagnetycznego w poszczególnych miejscach na terenie stacji,
- przygotowywanie wytycznych i sugestii dla producentów aparatury i urządzeń,
- poszukiwanie rozwiązań optymalnych z punktu widzenia estetyki i kosztów.

Zasadę tworzenia wizualizacji komputerowej przedstawia zamieszczony poniżej rysunek 7.



Rys. 7. Wizualizacja stacji w terenie na etapie poprzedzającym projektowanie

Przyłączanie farm wiatrowych do systemu elektroenergetycznego to nie tylko stacje zbierające moc z poszczególnych generatorów i podmorskie kable przesyłające energię na ląd, ale także dostosowanie całego systemu elektroenergetycznego do przyjęcia i przesyłu wytworzonych mocy znacznej wielkości. Artykuł [B3-209] przedstawia propozycje układów

stacji elektroenergetycznych proponowanych do stosowania w przypadku przyjmowania mocy z farm wiatrowych. Istotnymi walorami zaprezentowanych układów jest łatwość ich realizacji i możliwość rozbudowy w przypadku, gdyby taka konieczność zaistniała.

Artykuł [B3-210] stanowi swego rodzaju próbę przekonania potencjalnych użytkowników do stosowania linii wysokiego napięcia z izolacją gazową SF<sub>6</sub> (GIL). Jako podstawowe walory tego rozwiązania wymienia się:

- bardzo duże zdolności przesyłowe, do 4000 A przy 500 kV,
- niewielką pojemność – brak konieczności stosowania kompensacji przy znacznych długościach,
- zbliżenie pod względem elektrycznym do linii napowietrznych – możliwość realizowania cyklu SPZ,
- duże bezpieczeństwo w przypadku zwarć wewnętrznych – brak oddziaływania łuku elektrycznego i jego produktów poza obszarem obudowy,
- kompatybilność elektromagnetyczna – pomijalne pole magnetyczne,
- zredukowane oddziaływanie wizualne na otoczenie,
- ograniczoną możliwość zaistnienia pożaru,
- dobre właściwości do realizowania wyprowadzenia mocy z farm wiatrowych zlokalizowanych na otwartym morzu.

Do stosowania linii wysokiego napięcia z izolacją gazową SF<sub>6</sub> (GIL) ma zachęcić czytelnika zrealizowany przykład wyprowadzenia mocy z elektrowni wodnej w Chinach. Układ ten przedstawiono na rysunku 8.



Rys. 8. Wyprowadzenie mocy z elektrowni wodnej z zastosowaniem linii z izolacją gazową

Artykuł [B3-211] omawia zagadnienia dotyczące komunikacji w obrębie stacji elektroenergetycznej i z centrami dyspozytorskimi. Pokazanie infrastruktury informatycznej na tle struktury energetycznej, przeznaczonej do przesyłu energii, pozwala wyrobić sobie pogląd jak bardzo ta pierwsza może być skomplikowana. Na to wszystko nakłada się jeszcze niezwykle szybki postęp w informatyce i telekomunikacji. Faktu tego muszą być świadomi w pierwszej kolejności projektanci systemu łączności, aby projektowane przez nich struktury dawały możliwość łatwej implementacji tych wszystkich unowocześnień i całkowicie nowych rozwiązań, jakie mogą pojawić się w przyszłości.

Przy projektowaniu struktur przekazywania informacji należy także mieć na uwadze bezpieczeństwo przesyłanych danych. Autor artykułu zwraca uwagę, że pewnym ułatwieniem dla projektantów może być norma IEC 61850 zawierająca wytyczne dla tworzenia systemów przekazywania informacji.

Niezawodność dostawy energii elektrycznej do odbiorcy końcowego oznacza konieczność ograniczania wszelkiego rodzaju wyłączeń. W sieci mogą się jednak zdarzać stany awaryjne i związane z nimi przerwy w dostawie energii. Rozwiązanie polegające na automatycznej odbudowie połączeń, pozwalającej na skrócenie czasu wyłączeń przedstawiono w artykule [B3-211]. System oparty jest na automatycznym procesie wykrywania miejsca zwarcia i automatycznym dokonywaniu przełączeń, dzięki którym następuje wznowienie zasilania wyłączonych obszarów. Według autorów artykułu zastosowanie tego rodzaju rozwiązania pozwala na skrócenie czasu całej operacji aż o 90%, w stosunku do realizacji przełączeń w systemie ręcznym.

Elementem nieodłącznie związanym z przesyłem energii elektrycznej jest występowanie pola elektromagnetycznego. Czynnikiem ten jest coraz bardziej widoczny wraz ze wzrostem poziomu napięcia. Artykuł [B3-213] przedstawia propozycję trójwymiarowego modelowania elementów napowietrznej stacji elektroenergetycznej o napięciu 800 kV, pozwalającego na ograniczanie niekorzystnych skutków ekspozycji pola elektromagnetycznego. W pierwszej kolejności zwraca się uwagę na zachowanie wartości dopuszczalnych natężeń pola elektrycznego i magnetycznego na poziomie terenu, pozwalających w sposób bezpieczny prowadzić eksploatację. Drugi aspekt podniesiony przez autorów artykułu to zagadnienia dotyczące osiągnięcia pewnego rodzaju równowagi pracy układów wysokiego napięcia w aspekcie ulotu i sklejania się przewodów skojarzonych w wiązki.

Zagadnieniom rozkładu pola elektromagnetycznego wewnątrz napowietrznej stacji elektroenergetycznej, w tym przypadku 400/220 kV, został także poświęcony artykuł [B3-214]. W ramach projektowanej modernizacji stacji opracowano model matematyczny pozwalający na przeprowadzenie symulacji ekspozycji pola elektromagnetycznego w zależności od proponowanej konfiguracji szyn zbiorczych i rozplanowania aparatury w polach. Wyniki obliczeń pozwoliły na dokonanie wyboru optymalnego rozwiązania, następnie zaprojektowanego i zrealizowanego w ramach przebudowy wyeksploatowanego obiektu. Po całkowitym zrealizowaniu prac i podaniu napięcia zostały wykonane pomiary natężenia pola elektrycznego i magnetycznego. Pomierzony rozkład pola elektromagnetycznego pozwolił zauważyć bardzo dużą zbieżność pomiędzy wynikami pochodzącymi z symulacji i obliczeń a uzyskanymi z pomiarów. Pozwoliło to uznać metodę za przydatną do dalszych zastosowań.

Artykuł [B3-215] dotyczy poprawnej współpracy zabezpieczeń w obszarze generacji, przesyłu i rozdziału energii elektrycznej. Poprawna praca systemu elektroenergetycznego jest uzależniona od właściwej koordynacji pracy zabezpieczeń w ramach każdego z tych obszarów, ale także pomiędzy nimi. Podstawą do zapewnienia odpowiedniej koordynacji jest synchronizacja pracy urządzeń poprzez uzyskanie zgodności czasowej. Można to osiągnąć poprzez centralizację ujednoczenia czasu pracy. Wynikające z tego tytułu korzyści to przede wszystkim:

- lepsze wykorzystanie inwestycji i zasobów,
- gwarancja jakości i dostępności,
- poprawa odwzorowania systemu elektroenergetycznego,
- eliminacja wielokrotnego stosowania urządzeń do kontroli czasu.

Zdaniem autorów artykułu są to wystarczające powody do wdrożenia proponowanego rozwiązania.

## Energetyka polska na tle światowych nowości

Już pobieżne spojrzenie na prezentowane podczas sesji CIGRE 2008 referaty pozwala stwierdzić, że rozwiązania z powodzeniem wdrażane w naszym kraju, w żadnym stopniu nie odstępują od tego, co przyjmuje się jako światowy wskaźnik nowoczesności. Niewątpliwie taki stan rzeczy wynika także z licznych kontaktów, w tym poprzez organizację CIGRE, z energetyką innych krajów, umożliwiających wymianę poglądów i korzystanie z propozycji opracowanych przez kraje przodujące we wprowadzaniu najnowszych osiągnięć organizacyjnych i technicznych do codziennej praktyki.

Wydaje się zatem, że ze wszech miar wskazane jest ciągłe uczestniczenie polskich specjalistów w pracach różnych ciał CIGRE, bo omawiane tam zagadnienia są bardzo zbieżne z problemami, jakie rozwiązuje obecnie i będzie zapewne rozwiązywać w przyszłości nasza krajowa energetyka. Chcąc jednak w pełni korzystać ze zdobyczy światowej energetyki powinniśmy także i my wnieść propozycje rozwiązań, które mogliby wykorzystywać inni. Z całą pewnością można powiedzieć, że mamy wiele do zaoferowania w zakresie prowadzenia prac modernizacyjnych w ruchu, czyli bez konieczności wyłączania modernizowanych stacji. Tworzenie połączeń tymczasowych szczególnie pomiędzy już zmodernizowaną częścią rozdzielni a tą, która czeka na modernizację jest w naszym kraju niemal standardem, a w oczach innych budzi bardzo duże zainteresowanie. Nie pozostaje więc nic innego jak tylko szerzej propagować to, co już wielokrotnie udało się z dobrym skutkiem sprawdzić.

### Literatura

- [1] B3-101. Davey C., Pritchard D., Ridings N. (Australia): Asset management plan for a distribution electricity business
- [2] B3-102. Binder C., Ansoud B., Magnani A. (France): The specialized maintenance of substation at RTE
- [3] B3-103. Hinow M. (Switzerland), Waldron M. (United Kingdom), Müller L., Aeschbach H., Pohlink K. (Switzerland): Substation life cycle cost management supported by stochastic optimization algorithm
- [4] B3-104. Laskowski K., Schwan M. (Germany): Optimized asset management of High Voltage Substations based on life cycle cost analyses integrating reliability prognosis methods
- [5] B3-105. Perez D. G., Hurtado G. L., Del Rey M. A., De la Torre L. (Spain): New asset management practices for T&D utilities within deregulated Power Markets
- [6] B3-106. Kobayashi T., Kawakita K., Sato T., Yokota T., Sasamori K., Ohno M. (Japan): Advanced maintenance technology against deterioration of metal enclosed equipment
- [7] B3-107. Soto Bouzas X. O., Mahou A., Feijoo Martinez J. (Spain): Maintenance strategy based on knowledge management
- [8] B3-108. Buakaew S., Ongkawat T. (Thailand): Case study: The effect of "Open Conductor Fault" of 69 kV OCB SY-6022 at Sipraya substation
- [9] B3-109. Rezaei M., Oskouee M., Shariati M. R., Agah S., Rasti M. (Iran): A practical application of substation maintenance at a steel mill factory in south of Iran
- [10] B3-201. Finn J. S., Knight M. A., Prior C. E. (United Kingdom): Designing substations for offshore wind farm connections

- [11] B3-202. Krieg T., Steindl M. (Australia): Coping with major growth – implication for substation design
- [12] B3-203. Fernandez A., Adobes R., Anaya P. D. (Spain): Urban substations evolution related to the big cities growth
- [13] B3-204. Sölver C. E., Olofsson M. N., Larsson P., Norberg P. (Sweden): Environmental benefits of AIS substations with disconnecting circuit – breakers
- [14] B3-205. Kutlev K., Andersson U., Tang L., Reymers R. (USA): Complete methodology for selecting optimal substation solutions
- [15] B3-206. Koch H. (Germany): Application of long high capacity Gas Insulated Lines in structures
- [16] B3-207. Dieter Fuechsle D. F., Willi Paul W. P. (Switzerland): Hybrid solutions an attractive option for modernisation and retrofit of AIS substations
- [17] B3-208. Imagawa H., Kobayashi T., Sato T., Uehara K., Shimomura T., Okada A. (Japan): Substation designs for the least environmental impact in Japan
- [18] B3-209. Carlini E. M., Falorni D., Iuliani V., Colombo E. (Italy): Unconventional duties for the transmission grid resulting from the connection of wind farms – a view from the Italian side
- [19] B3-210. Koch H., Kunze D., Pöhler S., Hofmann L., Rathke C., Mueller A. (Germany): Gas Insulated Lines – reliable power transmission towards new worldwide challenges in hydro and wind power generation
- [20] B3-211. Witham T. (USA): Secure substation networks: implement for today; design for tomorrow
- [21] B3-212. Sato T., Taira T., Kawakita K. (Japan): Substation automatic restoration system achieving drastic outage time reduction by optimized procedure
- [22] B3-213. Tremouille G. (France), Kapoor S. (India), Royer L. (France): Impact of recent electrical field exposure criteria on air insulated substation design – 800 kV case
- [23] B3-214. Diaconu C., Pop L. T., Munteanu C. (Romania): The analysis of the electric and magnetic field distribution inside a recently rehabilitated substation belonging to Romanian TSO company
- [24] B3-215. Santarem R. C. (Brazil), Gonzalez L. E. (USA): Critical role of timing and synchronization in substation automation



Krzysztof Madajewski  
Instytut Energetyki, Oddział Gdańsk

## Układy przesyłowe prądu stałego i urządzenia FACTS – Komitet Studiów B4

Sesja plenarna Komitetu Studiów B4 CIGRE – „Połączenia prądu stałego i urządzenia energoelektroniczne w systemach elektroenergetycznych” obejmowała trzy tematy preferowane:  
**Temat 1** – Rozwiązania konwencjonalne oraz UHV<sup>1)</sup> układów HVDC<sup>2)</sup>.

- Doświadczenia eksploatacyjne z istniejących układów HVDC, modernizacja i wymiana przestarzałych rozwiązań, RCM<sup>3)</sup> w zastosowaniu do projektowania układów HVDC.
- Studia wykonalności nowych projektów HVDC.
- Kryteria w zakresie planowania, projektowania i niezawodności oraz charakterystyki nowych projektów HVDC włączając w to możliwości przeciążania układów i wpływ rynku energii.
- Doświadczenia i problemy z elektrodami uziemiającymi oraz wykorzystaniem ziemi i wody jako przewodów powrotnych.
- Nowe rozwiązania takie jak  $\pm 800$  kV oraz VSC HVDC.

**Temat 2** – Zastosowania układów FACTS i nowe rozwiązania w tym zakresie.

- Studia wykonalności.
- Doświadczenia eksploatacyjne i wpływ istniejących układów na system elektroenergetyczny.
- Nowe projekty FACTS.

**Temat 3** – Nowe rozwiązania i wdrożenia urządzeń energoelektronicznych.

- Nowe rozwiązania urządzeń energoelektronicznych.
- Zastosowania w sieciach dystrybucyjnych.
- Zastosowania w energetyce odnawialnej w tym wiatrowej.

<sup>1)</sup> UHV – Ultra High Voltage

<sup>2)</sup> HVDC – High Voltage Direct Current

<sup>3)</sup> RCM – Reliability Centered Maintenance

- Zastosowania w sieciach DC w obszarach zurbanizowanych.  
Spośród 30 zgłoszonych referatów, 19 dotyczyło tematu pierwszego, 4 tematu drugiego oraz 7 tematu trzeciego.

### Temat 1 – Rozwiązania konwencjonalne oraz UHV układów HVDC

Pierwszy referat [1] omawia dokonane i planowane modernizacje w trzech z sześciu istniejących w Japonii układów HVDC. W pierwszym przypadku dotyczy to wymiany tyrystorów (po trzydziestu latach eksploatacji) na nowe o parametrach: 8,0 kV, 2490 A z bezpośrednim sterowaniem światłem. W drugim rozwiązaniu zmiany dotyczą układu sterowania i wynikają z niewybudowania w planowanym terminie linii 275 kV. Wymusza to pracę układu liniami 154 kV z ograniczoną mocą przesyłu i koniecznością częstej pracy przy bardzo małych mocach. W kolejnym modernizowanym układzie, zmiany w układzie sterowania są powodowane koniecznością dostosowania układu o mocy znamionowej 600 MW do pracy w trybie regulacji częstotliwości. Dotyczy to również zakresu bardzo małej mocy 0 MW – 90 MW.

Modernizacja układu sterowania i zabezpieczeń jedyne rosyjskiego układu HVDC jest przedmiotem referatu [2].

Układ Back-to-Back w stacji *Vyborg* łączący system rosyjski i fiński ma znamionową moc 1400 MW. Dotychczasowe analogowe rozwiązanie zaprojektowane w latach siedemdziesiątych zastąpiono cyfrowym wieloprocesorowym hierarchicznym układem sterowania i zabezpieczeń, który realizuje również funkcje monitoringu urządzeń i zapewnia interfejs obsługi stacji.

W referacie [3] analizowane są różne opcje wyprowadzenia mocy z dwóch budowanych w północno-zachodniej Brazylii

elektrowni wodnych na rzece Madeira o łącznej mocy 6450 MW. Lokalne zapotrzebowanie na moc jest niewielkie i istnieje konieczność przesyłu mocy na odległość około 2500 km do południowo-wschodniej części Brazylii. Rozważane rozwiązania wyprowadzenia mocy obejmowały budowę linii AC o napięciach 500 kV lub 765 kV oraz budowę połączenia DC na napięciu od  $\pm 500$  kV do  $\pm 800$  kV, a także system mieszany AC i DC. W wyniku przeprowadzonych analiz stwierdzono, że najkorzystniejsze jest rozwiązanie  $\pm 600$  kV w podwójnym układzie bipolarnym. Oprócz efektywności ekonomicznej takie rozwiązanie zapewnia: niewielkie zwiększenie prądów zwarciovych, ograniczony wpływ na środowisko (mniejsza liczba stacji, węższa droga pod linią), niższy poziom napięcia, większe możliwości sterowania napięciami i przepływem mocy, mniejsze ryzyko powstawania rezonansów oraz kołysań międzyobszarowych. Przyjęte rozwiązanie wraz z szacunkowymi kosztami w miliardach USD pokazano na rysunku 1.

Autorzy referatu [4] przedstawiają wyniki analiz przeprowadzonych dla planowanego połączenia HVDC między dwiema częściami duńskiego systemu elektroenergetycznego (SEE). System Danii składa się z części wschodniej, pracującej synchronicznie z systemem NORDEL (Skandynawia) oraz części zachodniej, połączonej synchronicznie z systemem UCTE. Połączenie HVDC między wschodnią i zachodnią częścią Danii będzie pierwszym połączeniem w obrębie duńskiego SEE. W wyniku przeprowadzonych analiz wybrano klasyczny układ LCC HVDC (LCC – Line-Commutated Converter) o mocy 600 MW. Oczekuje się, że uruchomienie układu umożliwi:

- korzyści ekonomiczne z wykorzystania najbardziej efektywnych źródeł w obu częściach Danii,
- wspólne tworzenie rezerw mocy co zmniejszy zakupy rezerw na rynku przez duńskiego operatora systemu przesyłowego.

- „counterbalance”, czyli przeciwdziałanie niezbilansowaniu zapotrzebowania i generacji po jednej ze stron duńskiego SEE,
- poprawę działania rynku energii.

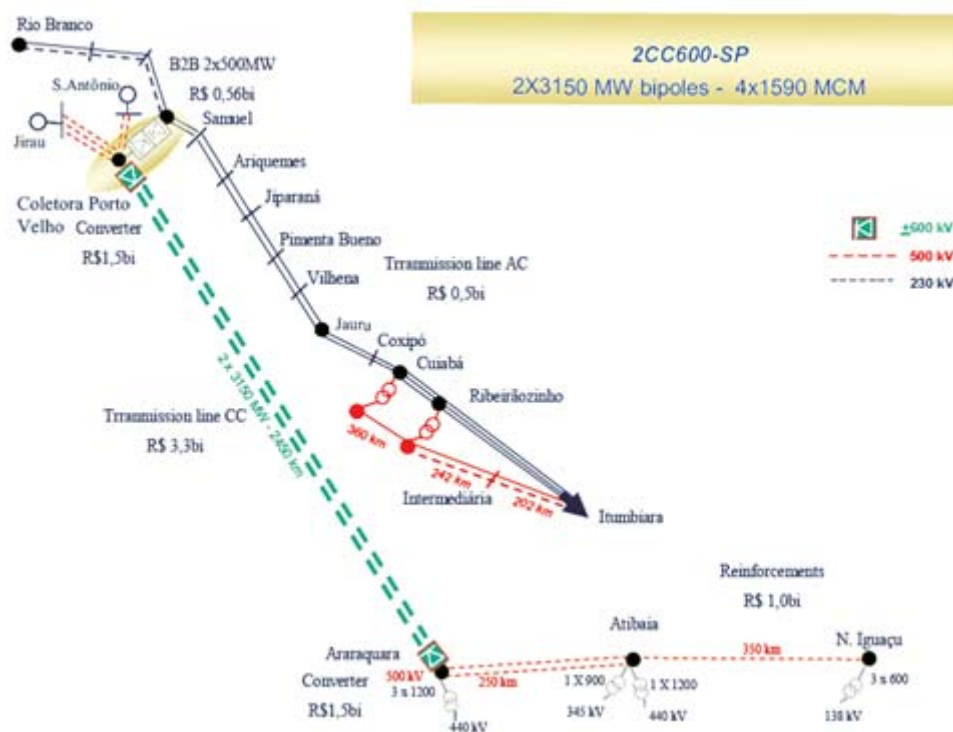
W referacie [5] omówiono problemy powrotnej dla pierwszym miejsca na lokalizację elektrody powrotnej dla pierwszego w Indiach układu HVDC na napięciu  $\pm 800$  kV.

Elektroda powrotna występuje w rozwiązaniach, gdzie ziemia bądź woda są wykorzystywane jako przewód powrotny. Wybrane miejsce powinno charakteryzować się niską rezystywnością przy powierzchni, aby minimalizować napięcie dotykowe i krokowe. Konieczne jest zapewnienie niskiej rezystywności w pobliżu elektrody aż do głębokości 5 – 10 km, co umożliwi przepływ prądu powrotnego w głębi ziemi i ogranicza negatywny wpływ prądu DC na korozję istniejących instalacji podziemnych oraz zmniejsza przepływ prądu DC przez uziemione punkty neutralne transformatorów w położonych w pobliżu stacjach SEE.

Problemy typowe dla krajów z dużą liczbą układów HVDC zlokalizowanych w jednym rejonie przedstawiono w referacie [6]. Do takiej sytuacji doszło w północnych rejonach Indii, gdzie występuje duże zapotrzebowanie na moc przesyłaną łącznie HVDC ze wschodu i północnego wschodu Indii. Prowadzi to do wzajemnej interakcji układów i powstaniu ryzyka, że zaburzenie w jednym układzie może się przenieść na inne blisko położone układy HVDC. Typowe zagrożenia obejmują:

- wzrost napięć,
- interakcje w przypadku zaburzeń komutacji tyrystorów (tzw. przewrotów komutacyjnych),
- odbudowę po zwarciach w układach AC i DC,
- stabilność kątową i napięciową,
- interakcję mocy biernych między przekształtnikami,
- interakcje harmonicznych.

Badania tych zjawisk nie należą do łatwych i często wymagają uwzględnienia rzeczywistych układów sterowania



Rys. 1. Układ przesyłowy rekomendowany do wyprowadzenia mocy z elektrowni 6450 MW w Brazylii



co stwarza konieczność zastosowania symulacji w czasie rzeczywistym. Dlatego autorzy wykorzystali RTDS (Real Time Digital Simulator) z uproszczonym modelem sieci, ale rzeczywistymi (dla istniejących układów) lub zbliżonymi do rzeczywistości (dla planowanych układów) układami sterowania. W uproszczonym modelu sieci zachowano podstawowe rozpiętki oraz wartości mocy zwarciovych. Stwierdzono, że mogą powstawać trudne do opanowania problemy z interakcją układów HVDC w trakcie przewrotów komutacyjnych. Z tego względu zaproponowano rozbudowę systemów wykrywania takiego zagrożenia i odpowiednio zmodyfikowano sterowanie wychodzeniem z tego stanu pracy.

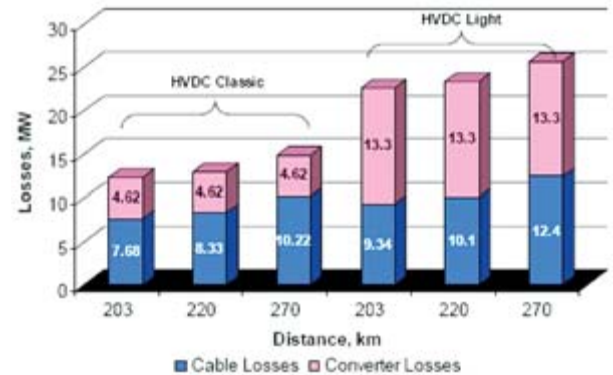
Autorzy referatu [7] zaprezentowali nowe podejście do eksploatacji, przeglądów i napraw układów HVDC. Wdrożyli znaną z innych zastosowań metodę RCM (Reliability Centered Maintenance). Wcześniej przeglądy i naprawy były wykonywane corocznie w zaplanowanym dwutygodniowym cyklu. Oznaczało to zmniejszenie czasu wykorzystania łącza HVDC o 4,38%. Przeprowadzone z wykorzystaniem metody RCM analizy doprowadziły do zasadniczego ograniczenia czasu przestoju łącza, co pokazano w tabeli 1.

Należy zaznaczyć, że jednym z elementów nowego podejścia jest częste wykonywanie tych prac, które nie wymagają odstawiania łącza z ruchu.

Plany w zakresie wymiany układu HVDC w Nowej Zelandii są tematem referatu [8]. Wymieniany będzie układ HVDC o mocy 600 MW,  $\pm 250$  kV zainstalowany w 1965 roku wykorzystujący prostowniki rtęciowe. Nowy układ o mocy 700 MW i napięciu  $\pm 350$  kV będzie klasycznym rozwiązaniem wykorzystującym tyristory.

W referacie [9] autorzy dokonują analizy rozwiązań planowanego połączenia HVDC w Meksyku. Analizowano połączenie kablowe o mocy 300 MW w wariantcie VSC HVDC na napięciu  $\pm 150$  kV oraz połączenie LCC HVDC na napięciu  $\pm 250$  kV. Kluczowe porównania dotyczą strat przesyłowych (rys. 2) oraz możliwości pracy przy małej mocy zwarciowej.

Układ LCC HVDC wykazuje, jak zwykle w takich porównaniach, zdecydowanie mniejsze straty, jednakże niska moc zwarciowa  $ESCR < 3$  ( $ESCR$  – Effective Short Circuit Ratio) w węzle przyłączenia preferuje rozwiązanie VSC HVDC. Autorzy nie wskazali w referacie, które rozwiązanie będzie realizowane.



Rys. 2. Straty przesyłowe w konwencjonalnym układzie HVDC oraz w układzie VSC HVDC

Referat [10] zawiera bardzo interesujące dane o niezawodności układów HVDC dużej mocy eksploatowanych w południowych Chinach. Autorzy omawiając szczegółowo 16 różnych przyczyn awarii pokazują sposób ich usunięcia. Pierwszy przykład dotyczy dwóch awarii transformatorów przekształtnikowych w okresie 2 – 3 lat od uruchomienia układów. Pomimo zapasowych jednostek (transformatory w układach HVDC z reguły są jednofazowe) powodowało to kilkudniowe przestoje układów i poważne problemy z transportem i/lub naprawą uszkodzonych transformatorów.

Plany przeglądów i napraw układów HVDC według metody RCM

Tabela 1

Equipment	Maintenance tasks	Frequency
Converter Transformer	Check protection system, auxiliary equipment. Ratio, bridge, excitation test on windings. Bridge and $\tan \delta$ on bushings. Clean bushings. Oil samples and clean diverter oil.	4 Years
	Bushing oil samples.	8 Years
AC & DC filters	Protections	4 Years
	Bridge capacitor banks Impedance profile.	8 Years
Thyristor Valve	General cleaning of the valve	4 Years
	Infrared scanning where possible	6 Years
Wall Bushings	Cleaning	4 Years
Disconnectors	Infrared scanning	6 Months
	Check motor drive operation, contacts and contact resistance.	4 Years
Bypass Breakers	Check contact resistance and timing	4 Years
Converter/Pole Protections	Verify operation of the protection level including verification of the breaker tripping.	4 Years
Converter Controls	The performance of the controls is continuously monitored by monitoring the response during disturbances.	Only if necessary
Special Protection Systems	Check the details operation of the protection system. These systems are triplicated and only one channel is checked every year.	3 Years (one channels every year)
Converter Cooling	Check motor currents, protections and supply transfer schemes.	4 Years

Wiele problemów dotyczyło filtrów harmonicznych i baterii kondensatorów. Łącznie w dwóch układach HVDC wystąpiło w okresie kilku lat 168 przypadków uszkodzeń w tych obwodach.

Problemy ze sterowaniem aktywnego filtra harmonicznych w obwodzie DC były na tyle poważne, że spowodowały całkowite odstawienie filtra z eksploatacji.

W omawianym okresie zanotowano 32 uszkodzenia tyrystorów LTT. Większość (28) wystąpiło w tyrystorach wyprodukowanych w Chinach, a 4 pośród tyrystorów dostarczonych bezpośrednio przez dostawcę układu.

Kolejnym istotnym problemem okazały się zanieczyszczenia izolatorów w wielu aparatach i na linii DC. Zanieczyszczenia te są powodowane ogólnym problemem zanieczyszczenia środowiska w Chinach, a zwłaszcza budową w pobliżu jednej stacji przekształtnikowej dwóch autostrad.

Innym poważnym problemem są skutki pracy monopolarnej instalacji bipolarnej polegające na tym, że prądy powrotne DC przepływające do elektrody płyną również przez

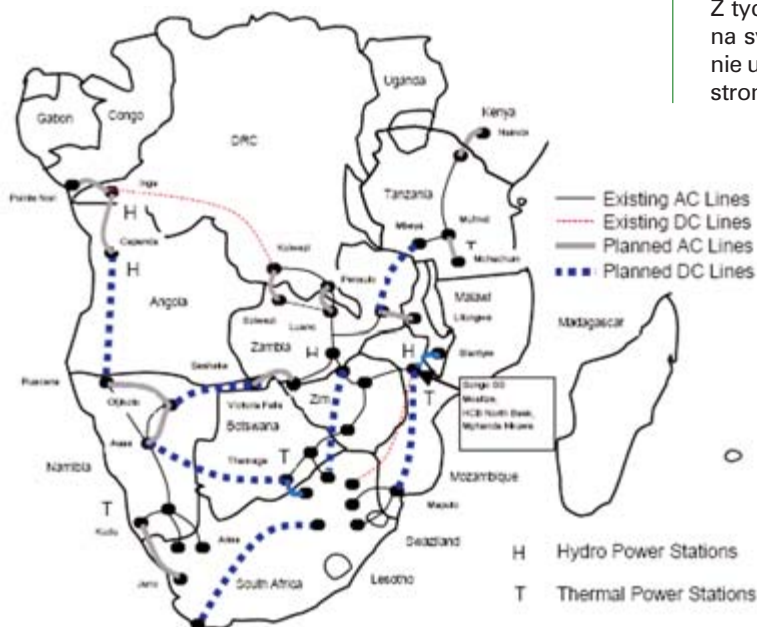
punkty neutralne transformatorów w pobliskich stacjach AC. Zwiększa to poziom harmonicznych i hałasu.

Dwa wyłączenia układu przesyłowego zostały spowodowane błędnym działaniem układów pomiar prądu i napięcia DC. W obu przypadkach przyczyną było brak dostosowania czujników do warunków klimatycznych panujących w rejonie instalacji.

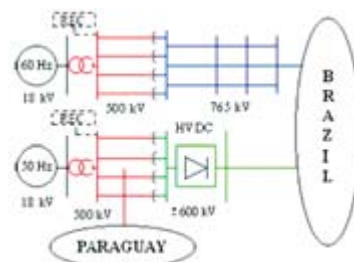
Problemy związane z przyłączaniem dużych rozproszonych źródeł wytwórczych w Afryce są przedmiotem referatu [11]. Jednym z możliwych rozwiązań jest wykorzystanie połączeń HVDC do przyłączenia tych generacji. Na rysunku 3 pokazano rozważany w referacie rozwój układów HVDC w Afryce.

Położona na granicy Brazylii i Paragwaju elektrownia *Itaipu* o mocy 7000 MW i układ HVDC o tej samej nazwie jest jedną z największych instalacji tego typu na świecie (rysunek 4).

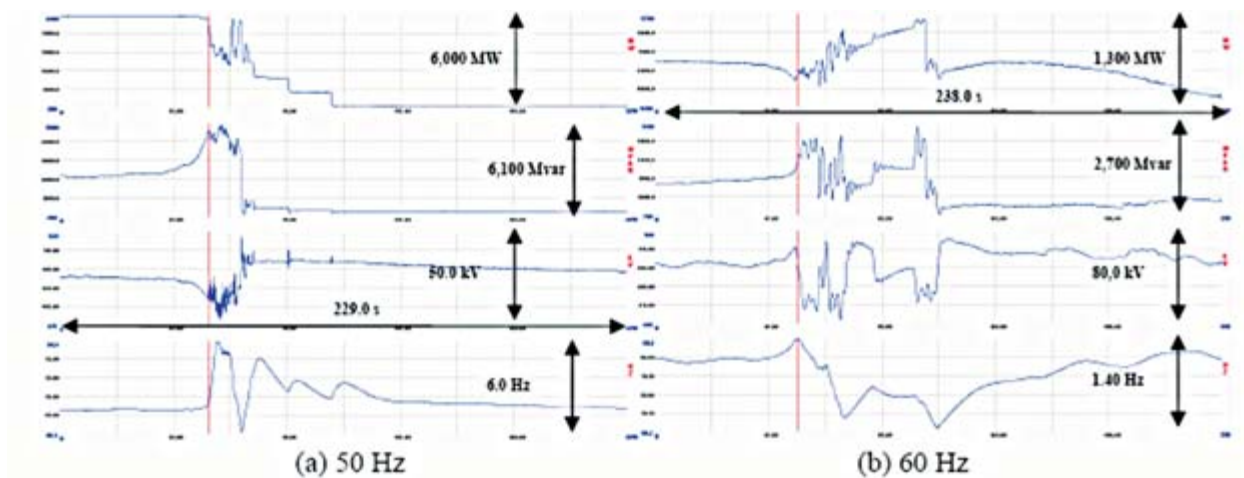
Przedmiotem referatu [12] jest omówienie wpływu tej instalacji na pracę systemu AC na podstawie dziesięcioletnich zapisów z rejestratorów zakłóceń. Do SEE Brazylii (BIPS, 60 Hz) jest dostarczane 94% wytworzonej energii w *Itaipu*, a do SEE Paragwaju (PIPS, 50 Hz) jedynie 6%. W odniesieniu do zapotrzebowania tych krajów stanowi to odpowiednio 23% i 90%. Z tych dysproporcji wynika obawa o wpływ zaburzeń w BIPS na system PIPS. Na rysunku 5 pokazano przykładowo działanie układu w trakcie problemów ze stabilnością napięciową po stronie falownika, gdy doszło do lawiny napięciowej.



Rys. 3. Rozważany w referacie [11] rozwój układów HVDC w Afryce



Rys. 4. Schemat instalacji *Itaipu*



Rys. 5. Przebiegi w trakcie problemów ze stabilnością napięciową

Referat [13] omawia problemy związane z planowaniem i projektowaniem połączenia HVDC o mocy 1800 MW pomiędzy Arabią Saudyjską (60 Hz) a innymi państwami zatoki (60 Hz). Rozważa się połączenie BtB o zwiększonej niezawodności, składające się z trzech układów po 600 MW każdy. Podstawowe problemy wynikają z trudnych wymagań klimatycznych (tabela 2).

**Tabela 2**  
Wymagania klimatyczne dla układu HVDC w Arabii Saudyjskiej

Parameter	Value
Max. ambient temperature	+55°C
Min. ambient temperature	-5°C
Daily average temperature	+40°C
Mean 6 hour temperature	+50°C
Relative humidity	0 - 100%
Average rainfall	100 mm/year
Max. solar radiation	1100 W/sq.m
Isokeraunic level	15
Atmosphere - general	Salt, sand, dust, laden
Atmospheric pollution	Corrosive

Układy UHV HVDC o napięciu 800 kV i wyższym są tematem referatu [14]. Autorzy wskazują na rosnące potrzeby przesyłu mocy rzędu 6000 MW na odległości dochodzące do 2000 km. Takie wymagania sprawiają, że standardowe do niedawna układy  $\pm 500$  kV już nie wystarczają. W referacie analizowane są potrzeby w zakresie prac R&D dotyczące nowych rozwiązań na napięcie 800 kV i wyższe.

W zakresie linii DC autorzy wskazują na problemy z izolatorami spowodowanymi zanieczyszczeniami powietrza oraz obecnością soli. Wskazują przepusty jako najbardziej element narażony na awarie. Z tego samego powodu rozważają wewnętrzną rozdzielnię DC w miejsce napowietrznej. Podkreślają, że jest realne zbudowanie układu UHV HVDC zarówno w technologii LCC HVDC jak i VSC HVDC.

Kolejny referat [15] dotyczy również UHV HVDC, ale w zakresie projektu i badań testowych elementów układu 5000 MW,  $\pm 800$  kV *Yunnan-Guangdong* w Chinach. W szczególności referat dotyczy transformatorów przekształtnikowych wraz z przepustami, dławików DC oraz łączników DC. Zakres badań i testów przeprowadzonych dla tych elementów pokazuje tabela 3.

W referacie [16] przedstawiono wyniki studium wykonalności połączeń prądu stałego w basenie Morza Śródziemnego. Istniejące i planowane połączenia pokazano na rysunku 6.

Zakres badań i testów dla elementów układu UHV HVDC

**Tabela 3**

Test/design values	Tranformer 800 kV valve side	Tranformer Bush. 800 kV valve side	DC Wall Bushing	800 kV DC Yard Equipment
Switching impulse protective level	1344 kV	1344 kV	1344 kV	1330 kV
Switching impulse withstand voltage (ratio SIPL/SI WV)	1,19	1,31	1,19	1,20
Lightning impulse protective level	1344 kV	1344 kV	1344 kV	1579 kV
Lightning impulse withstand voltage (ratio LIPL/LI WV)	1,34	1,47	1,34	1,23
Ac withstand test voltage	905 kV	10547 kV	n.a.	n.a.
Dc withstand test voltage	1250 kV	1455 kV	1200 kV	1200 kV
Polarity reversal test voltage	965 kV	1124 kV	1000 kV	1000 kV



Rys. 6.  
Istniejące i planowane połączenia HVDC w basenie Morza Śródziemnego

Tego typu analizy są elementem szerszej koncepcji integracji energetycznej w basenie morza Śródziemnego i wykorzystania potencjału energetycznego Afryki Północnej.

Kolejnym referatem dotyczącym planów rozwoju układów UHV HVDC jest referat [17]. Autorzy prezentują projekt  $\pm 800$  kV, 6000 MW w Indiach. Plany rozwojowe połączeń HVDC w Indiach pokazano na rysunku 7.

Referat [19] tradycyjnie omawia wyniki przeglądu niezawodności istniejących układów HVDC. Tym razem ocena dotyczy lat 2005 – 2006. Połączenie SwePol łączące Polskę i Szwecję nie wypadła w tej ocenie najlepiej, zwłaszcza za rok 2005. Odnotowano w tym okresie 11 wymuszonych odstawień o średnim czasie trwania 35,8 h.

### Temat 2 – Zastosowania układów FACTS i nowe rozwiązania w tym zakresie

Referat [20] dotyczy doświadczeń z eksploatacji układów SVC w SEE Australii. W chwili obecnej istnieje tam trzydzieści takich układów, z których część jednofazowych służy do poprawy jakości energii w węzłach zasilających kolej. Wśród przyczyn zakłóceń w pracy układów autorzy zwracają uwagę, na problemy, jakie powodują układy chłodzenia.

Doświadczenia ruchowe z eksploatacji dwóch układów SVC we Francji przedstawiono w referacie [21]. Powodem zainstalowania tych układów był brak mocy biernej w rejonie Bretanii. Potrzeby w tym zakresie oceniono na 840 Mvar. Problem rozwiązano instalując 540 Mvar w bateriach kondensatorów przyłączonych do napięcia 63 kV i dwa układy SVC o mocach +100/-200 Mvar i +50/-100 Mvar przyłączonych do napięcia 400kV.

Referat [23] porusza tematykę magazynowania energii i wykorzystania układu VSC HVDC do podłączenia tych magazynów z siecią. Wykorzystano wysokotemperaturową baterie sodowo-niklowo-chlorowe o łącznej pojemności 46 kWh i napięciu 1450 V.

### Temat 3 - Nowe rozwiązania i wdrożenia urządzeń energoelektronicznych

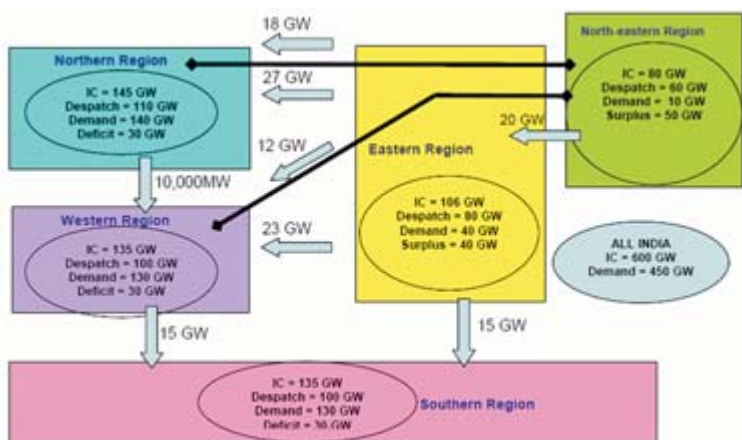
Referat [24] przedstawia rozwiązanie problemu pomiaru napięcia DC w nowych układach UHV ( $\pm 800$  kV) HVDC. Zastosowano skompensowany pojemnościowo dzielnik napięcia zapewniający zarówno wysoką dokładność pomiaru w stanie ustalonym jak i w pasmie kilku kHz. Pomiar harmonicznych w pasmie do 600 Hz jest możliwy z dokładnością 0,25%. Omówiono zakres przeprowadzanych testów na przykładzie dla dzielnika 800 kV o rezystancji 780 M , pojemności 250 pF, pracującego w osłonie SF<sub>6</sub>.

W referacie [25] przedstawiono analizę sposobu przyłączenia farm wiatrowych dużej mocy zlokalizowanych na mo-rzu (off-shore) do systemu elektroenergetycznego na lądzie. Jest to obecnie jedna z kluczowych kwestii dla dalszego rozwoju generacji wiatrowej. Autorzy zajmują się największą farmą wiatrową off-shore o nazwie Sandbank24. Rozważają projekt pilotażowy 400 MW, w którego skład wejdzie 80 turbin wiatrowych, każda o mocy 5 MW. Odległość farmy od lądu liczona po trasie kabla podmorskiego wyniesie 190 km. Farma będzie przyłączona do sieci 380 kV niemieckiego operatora.

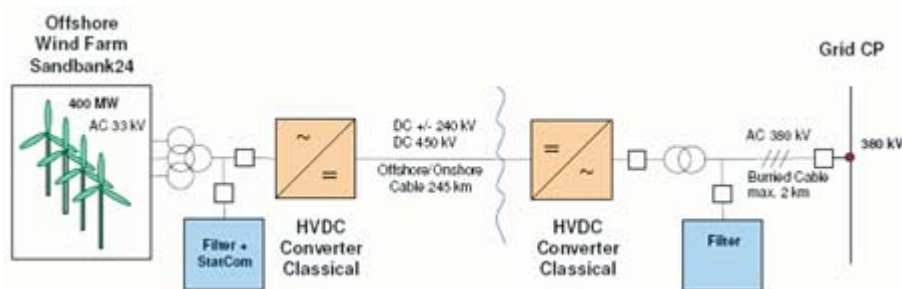
Bardzo istotnym faktem dla rozważań planistycznych przyłączenia tej jak i innych farm wiatrowych off-shore była zmiana w grudniu 2006 przepisów niemieckich nakładających na operatorów systemu przesyłowego obowiązek zrealizowania sieci przesyłowych do farm wiatrowych na morzu na własny koszt w terminie przed ich ukończeniem.

Przyłączenie farmy wiatrowej do SEE wymaga spełnienia warunków określonych w instrukcjach przyłączenia (ang. Grid Code). Dla analizowanej farmy rozważano trzy rozwiązania:

- połączenia kablami AC,
  - połączenia VSC HVDC,
  - połączenia LCC HVDC wraz z kompensatorem STATCOM.
- Rozwiązanie 3 pokazano na rysunku 8.

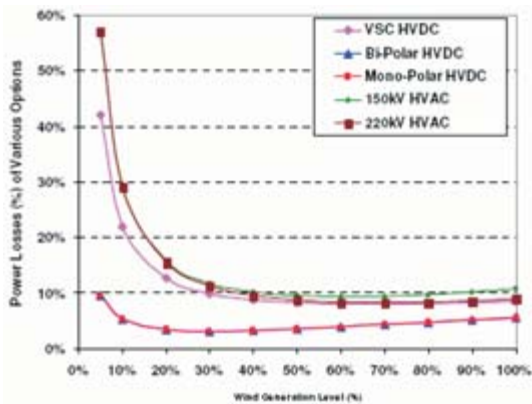


Rys. 7. Plany rozwoju połączeń HVDC w Indiach do roku 2022



Rys. 8. Wyprowadzenie mocy z farmy wiatrowej off-shore według koncepcji 3

Kluczowym elementem rozważań jest porównanie całkowitych strat przesyłu związanych z wybranym rozwiązaniem. Porównanie w tym zakresie trzech analizowanych rozwiązań pokazano na rysunku 9.

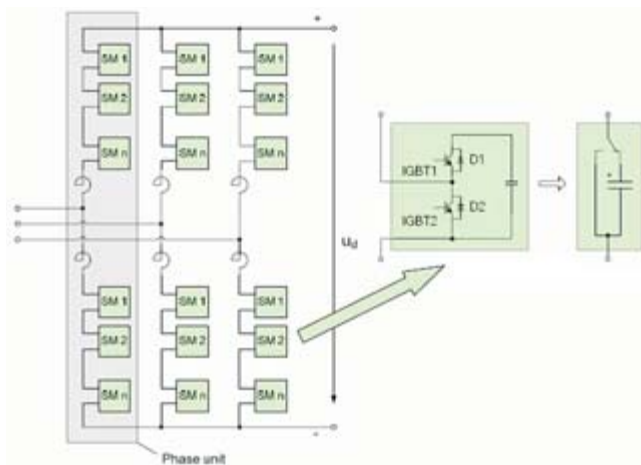


Rys. 9. Porównanie strat mocy w różnych rozwiązaniach wyprowadzenia mocy z farmy wiatrowej off-shore

Jak wynika z rysunku 9 straty przesyłowe w całym zakresie generowanej mocy są najniższe w rozwiązaniu nr 3 pokazanym na rysunku 8. Rozwiązanie to po uzupełnieniu klasycznego LCC HVDC o możliwość pracy przy przesyłach małej mocy oraz możliwość uruchomienia bez napięcia sieci 380 kV jest w stanie spełnić wszystkie wymagania zawarte w Grid Code. Wdrażanie rozwiązań typu punkt-punkt, o jakim mowa w referacie, może utrudnić stworzenie w przeszłości rozległej wielo-terminalowej podmorskiej sieci do przesyłu mocy z farm wiatrowych.

Autorzy referatu [27] przedstawiają koncepcję układu VSC HVDC wykorzystującego nowe rozwiązanie z wielopoziomowym przekształtnikiem. Wskazują na niekorzystne cechy rozwiązania dwupoziomowego, takie jak: bardzo szybkie, o dużej wartości i stromości zmiany napięć wyjściowych, wysoki poziom zakłóceń elektromagnetycznych, znaczne straty przełączania w technologii PWM o częstotliwości kilku kHz.

Zaproponowane przez autorów z firmy *Siemens* rozwiązanie (rys. 10) jest ich zdaniem pozbawione tych wad.



Rys. 10. Wielopoziomowy przekształtnik układu VSC HVDC

## Literatura

- [1] Takasaki M., et al.: Recent progress in Japanese HVDC projects
- [2] Tsfasman G., et al.: New integrated control and protection system for Vyborg Back-to-Back HVDC link
- [3] Esmeraldo P., et al.: Feasibility studies for Madeira transmission system technical and economic analysis
- [4] Kjergard J., et al.: The new Storebaelt HVDC project for interconnecting Eastern and Western Denmark
- [5] Nayak R., et al.: Selection of ground electrode sites using geophysical techniques for resistivity measurements for first  $\pm 800$  kV HVDC system in India
- [6] Khare D., et al.: RTDS simulation studies on the upcoming multi-infeed HVDC systems in India
- [7] Dhaliwal N., et al.: Application of reliability centered maintenance (RCM) to HVDC converter station
- [8] Griffiths P., et al.: Planning for New Zealand's inter-island HVDC pole 1 replacement
- [9] Velazquez R., et al.: Technical and economical consideration of an HVDC submarine interconnection between the Mexican electrical system and the Baja California Sur Grid
- [10] Xiao Y, Wu Z., Hong C.: Overview of HVDC system operation in China Southern power grid
- [11] Tuson P.M.: HVDC to connect dispersed generation and loads in the Southern African region
- [12] Da Silva R., Sanchez J.: Influence of Itaipu HVDC on power system dynamic performance
- [13] Barret B., et al.: Planning and design of the Al Fadhili 1800 MW HVDC inter-connector in Saudi Arabia
- [14] Adapa R., et al.: R&D needs for UHVDC at 800 kV and above
- [15] Haeusler M., Huang H., Papp k.: Design and Testing of 800 kV HVDC equipment
- [16] Abougard F., et al.: Linking Europe to Africa through long distance HVDC submarine interconnectors: methodology applied to the feasibility study and technical challenges to be overcome
- [17] Nayak R., Sehgal Y., Sen S.: Planning and design studies for  $\pm 800$  kV, 6000 MW HVDC system
- [18] Stern E., et al.: The Neptune regional transmission system 500 kV HVDC project
- [19] Vancer I., et al.: A survey of the reliability of HVDC systems throughout the world during 2005 – 2006
- [20] Janke A., Mouatt J.: Operational experience of SVC in Australia
- [21] Dumas S., et al.: Operational performance of static VAR compensators to support the voltage in Brittany
- [22] Hvoshinskaya Z., et al.: Prospects of FACTS devices application in the power grid of Russia
- [23] Svensson J., Hermansson W.: Dynamic energy storage using SVC light
- [24] Schmid J., Rickmann J.: Compensated DC voltage for precise measurements in UHV-DC transmission systems
- [25] Weber T., et al.: Grid integration of Sandbank 24 offshore wind farm using LCC HVDC connection
- [26] Yao L., et al.: Large offshore wind farm grid integration – challenges & solutions
- [27] Dorn J., Huang H., Retzmann D.: A new multilevel voltage-sourced converter topology for HVDC applications
- [28] De Preville G.: Wind farm integration in large power system: dimensioning parameters of D-STACTCOM type solutions to meet grid-code requirements
- [29] Pazos F., et al.: New active earthing system for distribution networks by means of power electronics
- [30] Irokawa S., et al.: A coordination control between SVC and shunt capacitor for windfarm



Sylwia Wróblewska  
Instytut Energetyki

## Automatyka i zabezpieczenia – Komitet Studiów B5

Na sesji plenarnej Komitetu Studiów B5 do dyskusji przedstawiono dwa tematy preferowane.

PS1. Wpływ szyny procesowej (IEC 61850-9-2) na system zabezpieczeń i automatyki stacji.

PS2. Strategia utrzymywania w ruchu systemów zabezpieczeń i sterowania.

Tematy te wiązały się z problematyką 23 przedstawionych referatów, z których 6 zakwalifikowano do pierwszego tematu preferowanego [101 – 106], a 17 do drugiego tematu [201 – 217].

### PS1. Wpływ szyny procesowej (IEC 61850-9-2) na system zabezpieczeń i automatyki stacji

Zgłoszono 6 referatów opracowanych przez autorów z ośmiu krajów. Problematykę referatów podzielono do dyskusji na pięć grup zagadnień:

- Architektura systemu
  - Korzyści ekonomiczne z nowej technologii
  - Doświadczenia praktyczne
  - Warunki monitorowania aparatury pierwotnej
  - Testowanie systemu opartego na szynie procesowej
- Podstawowe korzyści, jakich oczekuje się po wprowadzenia standardu IEC61850 to:

- zapewnienie współpracy między urządzeniami różnych producentów,
- możliwość łatwej wymiany urządzenia jednego producenta na urządzenie innego, z zachowaniem niezmiennego funkcjonalności,
- łatwość zmian funkcji przesyłu z scentralizowanych na zdecentralizowane,
- zapewnienie długiego czasu użytkowania opracowanych standardów dzięki łatwości modyfikacji w przypadku zmian wymagań w przyszłości,

Pojęcie szyny procesowej wiąże się z poziomami hierarchicznymi systemu automatyki stacji – stacja, pole – przetwornik (process), z których wynika dwupoziomowa sieć komunikacyjna: szyna stacyjna i szyna procesowa. Szyna procesowa IEC 61850 jest siecią, która wiąże poziom pola z inteligentnym urządzeniem elektronicznym (IED), a więc z zabezpieczeniem. IEC61850-9-2 zbiera informacje dotyczące odwzorowania stanu pracy stacji, a więc wartości prądów i napięć od przekładników pomiarowych, stany położenia łączników i przekazuje je cyfrowym urządzeniom zabezpieczeniowym.

#### A. Architektura systemu [B5-101], [B5-104], [B5-105], [B5-106]

Elektroniczne przekładniki pomiarowe – prądowe (ECT), napięciowe (EVT) umożliwiają przekazywanie informacji o wartościach prądów i napięć do przetworników bez stosowania przewodów elektrycznych.

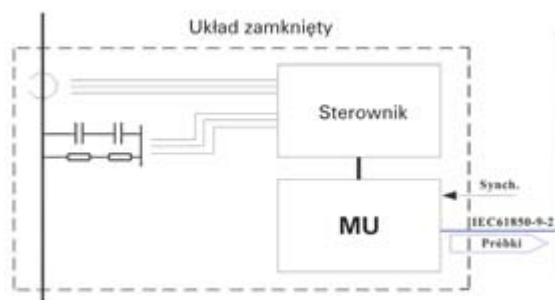
Do konstrukcji ECT wybiera się rozwiązania oparte na zasadach działania, które eliminują następujące wady przekładników konwencjonalnych:

- materiałochłonność i związany z tym duży ich koszt,
- uchyby prądowe przy znacznych przetężeniach (nasycanie się pp.),
- złe własności dynamiczne.

Stosowane rozwiązania konstrukcyjne to cewka Rogowskiego i optyczny czujnik prądu, którego działanie jest oparte na rotacyjnym efekcie Faradaya.

Do konstrukcji EVT wybiera się bezindukcyjne dzielniki pojemnościowe.

Na rysunku 1 pokazano sposób przekazywania informacji od przekładników pomiarowych w polu do szyny procesowej IEC 61850-9-2, która wprowadza je do zabezpieczeń.



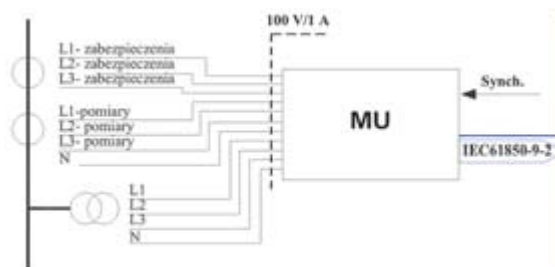
Rys. 1. Współpraca elektronicznych przekładników pomiarowych z szyną procesową IEC 61850-9-2

Nowym elementem, który pośredniczy między przekładnikami prądowymi i urządzeniem zabezpieczeniowym jest układ przetwarzania informacji (MU – Merging Unit).

Cały układ zawierający przekładniki pomiarowe, sterownik i przetwornik informacji (MU) realizowany jest fabrycznie, jako całość – urządzenie kompaktowe.

Elektroniczne przekładniki pomiarowe stosowane są dotychczas jako rozwiązania pilotujące, eksperymentalne. Żaden ze światowych wytwórców europejskich nie przedstawia na nie oferty handlowej.

W przypadku stosowania konwencjonalnych przekładników pomiarowych, układ przetwarzania informacji (MU) przetwarza wielkości analogowe – prądy i napięcia na wielkości cyfrowe, które wprowadzane są do szyny procesowej IEC 61850, a za jej pośrednictwem do zabezpieczeń (rysunek 2).



Rys. 2. Współpraca konwencjonalnych przekładników pomiarowych z szyną procesową IEC 61850-9-2

Niekiedy do przetwornika (MU) wprowadza się również sygnały informujące o stanie wyłącznika w polu.

Innym ważnym zagadnieniem związanym z architekturą systemu jest system synchronizacji danych w czasie. Autorzy referatu B5-105 przedstawiają rozwiązanie, w którym układ przetwarzania informacji (MU) jest dedykowany dla określonego pola, zainstalowany w polu, blisko pierwotnych urządzeń. Dzięki powiązaniu „punkt – punkt” z IED można wyeliminować zegary zewnętrzne do synchronizacji.

### B. Korzyści ekonomiczne z nowej technologii

Zagadnienia dotyczące korzyści ekonomicznych wynikających ze stosowania szyny procesowej IEC 61850-9-2 w systemie zabezpieczeń i sterowania omawia referat B5-102. Korzyści te polegają na:

- redukcji kosztów inwestycji,
- skróceniu czasu projektowania,
- ograniczeniu liczby zewnętrznych producentów,
- uniknięciu zmiany obsługi,
- wzroście bezpieczeństwa cyfrowego („cyber security”).

Koszty instalacji układu z szyną procesową w porównaniu z instalacją bez tej szyny maleją o 50% do 255%. Decydują o tym przede wszystkim oszczędności z powodu ograniczenia przewodów elektrycznych (miedzi). Oszczędności są większe dla nowych instalacji, a mniejsze dla obiektów modernizowanych.

### C. Doświadczenia praktyczne

Wszystkie omawiane w referatach instalacje z układami przetwarzania informacji i szyną procesową IEC 61850 są rozwiązaniami pilotującymi.

W referacie B5-103 omówiono niektóre doświadczenia z szyną procesową IEC 61850.

### D. Warunki monitorowania aparatury pierwotnej

W jednym referacie [B5-106] omówiono doświadczenia niemieckie dotyczące monitorowania wyłączników, transformatorów i przełączników zaczeń z wykorzystaniem standardu IEC 61850.

### F. Testowanie systemu opartego na szynie procesowej

Problematykę testowania omówiono w referacie B5-2006. Wyróżniono w nim trzy strefy testowania: – przekaźnik, urządzenia pierwotne z przetwornikiem informacji i urządzenia komunikacyjne. Omawia się metodę pozwalającą na testowanie w zakresie poszczególnych stref w czasie ruchu.

## PS2. Strategia utrzymania w ruchu systemów zabezpieczeń i sterowania

Zgłoszono 17 referatów z 15 krajów, których tematyka dotyczy pięciu grup zagadnień:

- A. Metody testowania układów zabezpieczeń i sterowania
- B. Wpływ standardu IEC 61850 na testowanie i na sposób zarządzania
- C. Zarządzanie czasem użytkowania układów zabezpieczeń i sterowania
- D. Zdalne zarządzanie systemami zabezpieczeń i sterowania
- E. Eksploatacja systemów zabezpieczeń i sterowania

### A. Metody testowania układów zabezpieczeń i sterowania

W referacie B5-203 przedstawiono metodę testowania zabezpieczeń linii na obiekcie. Metoda łączy tradycyjne testowanie poszczególnych przekaźników z testowaniem działania przy zwarciach. Dla stosowanych na ogół dwóch zabezpieczeń podstawowych – odległościowego i różnicowego,

przy testowaniu wprowadza się jednocześnie prądy zwarci (uwzględnia się wszystkie rodzaje zwarć) z dwóch źródeł do każdego z przekaźników zabezpieczeniowych, sprawdzając ich działanie.

Problematykę szczegółowych badań i testów zabezpieczeń odległościowych omawia również referat B50-214. Uwzględniono w nim doświadczenia kanadyjskie.

W referacie B5-204 omówiono, stosowany w Rumunii, sposób testowania zabezpieczeń zainstalowanych w polu liniowym na obiekcie.

W referacie B5-215 szczegółowo omówiono sposób testowania zabezpieczeń szyn zbiorczych, uwzględniając rozwiązania z szyną procesową IEC 61850

### B. Wpływ standardu IEC 61850 na testowanie i na sposób zarządzania

Wprowadzenie standardu IEC 618-50 przyniosło wiele nowości do projektowania i do urządzeń zabezpieczeń i sterowania. W referatach: B-5-2101, B5-206 i B5-219 omówiono związki standardu z zakresem i sposobem testowania. Testowanie żywotności systemów podzielono na dwie części: testowanie typu urządzenia, które odbywa się u wytwórcy (FAT – Factory Acceptance Test) i testowanie systemu, które odbywa się na obiekcie (SAT – Site Acceptance Test).

W referacie B5-209 omówiono stosowane w Brazylii sposoby testowania przy użyciu standardu IEC 61850.

### C. Zarządzanie czasem użytkowania układów zabezpieczeń i sterowania

W referacie B5-202 omówiono problemy dotyczące użytkowania systemów automatyki stacji we Francji uwzględniając zarówno urządzenia, jak i ich oprogramowanie. Przedstawiono wymagania dotyczące zarówno urządzeń poprzednich generacji, jak i nowej, mikroprocesorowej.

W referacie B5-211 przedstawiono problemy dotyczące modernizacji obwodów wtórnych w hiszpańskiej sieci przesyłowej. Omówiono problemy techniczne związane w wprowadzaniem techniki cyfrowej do układów zabezpieczeń. Przedstawiono niektóre dane statystyczne dotyczące modernizacji układów automatyki w hiszpańskiej spółce dystrybucyjnej *IBEDROLA*.

W referacie B5-217 przedstawiono wyniki analizy pracy elektroenergetycznych zabezpieczeń w Japonii. Przedstawiono strukturę stosowanych w elektroenergetyce urządzeń EAZ – w 2005 roku cyfrowe urządzenia zabezpieczeniowe stanowiły ok. 70% wszystkich urządzeń EAZ. Omówiono stosowane sposoby testowania zabezpieczeń. Przedstawiono wyniki analizy działania oraz wnioski dotyczące rozwiązań przyszłościowych.

### D. Zdalne zarządzanie systemami zabezpieczeń i sterowania

Integracja systemów zabezpieczeń i sterowania z telekomunikacją oraz szybki rozwój technologii cyfrowych ułatwiły zdalne zarządzanie systemami zabezpieczeń i sterowania. Proste układy zdalnej kontroli i analizy zwarć zastąpiono kompleksowym systemem SCADA, który umożliwia zarządzanie nastawieniami i zdalną konfigurację IED. Dzięki temu wzrosło bezpieczeństwo systemów elektroenergetycznych oraz pewność przekazywanych informacji.

W referacie B5-205 omówiono wymagania dotyczące zdalnych systemów sterowania i zabezpieczeń oraz ich zastosowania w holenderskim zakładzie energetycznym. Przedstawiono architekturę stacji, której urządzenia pierwotne powiązано światłowodami z centralną jednostką sterującą stosując protokół IEC 61850.

W referacie B5-208 omówiono cyfrowe systemy analizy działania zabezpieczeń i analizy zwarć stosowane w brazylijskim systemie przesyłowym. Przedstawiono wymagania stawiane tym systemom.

W referacie B5-213 omówiono stosowany w Słowenii system zarządzania danymi sytemu zabezpieczeń.

### E. Eksploatacja systemów zabezpieczeń i sterowania

Systemy zabezpieczeń i sterowania w szerokim zakresie rozwiązań można omawiać ze względu na obiekty elektroenergetyczne, którym służą oraz na rozwiązania urządzeń zabezpieczeniowych. Rozwój techniki sprawił, że urządzenia zabezpieczeniowe są wielofunkcyjnymi IED. Pełne wykorzystanie ich możliwości zależy zarówno od przeszkolenia projektantów i obsługi, jak i od dostosowania koncepcji ich nastawiania i konfiguracji do wymagań systemów elektroenergetycznych.

W referacie B5-207 opisano problemy techniczne rozwiązania zabezpieczeń linii przesyłowej o bardzo wysokim napięciu (UHV) 1000 kV i długości 600 km w Chinach. Pojemności linii oraz indukcyjności dławików kompensacyjnych ograniczają czułość zabezpieczeń różnicowych i obarczają błędem pomiar zabezpieczeń odległościowych. Przedstawiono sposób optymalizacji działania zabezpieczeń linii.

W referacie B5-210 omówiono EAZ w holenderskim systemie przesyłowym. Przedstawiono analizę działania zabezpieczeń linii, układów lokalnej rezerwy wyłącznikowej oraz zabezpieczeń szyn zbiorczych.

W referacie B5-212 omówiono problemy dotyczące prawidłowości nastawiania zabezpieczeń odległościowych linii napowietrznych ze względu na ich asymetrię.

### Literatura

- [1] B5-101 Optimized architectures for process bus with IEC 61850-9-2, L. Anderson, K. P. Brand, D. Fuchsele (Switzerland)
- [2] B5-102 Consideration for IEC 61850 process bus deployment in real-word protection and control systems: A business analysis, M. Adamiak (USA), B. Kastenny, D. Mc Ginn, S. Hodder, J. Mazereeuw (Canada)
- [3] B5-103 Interoperability challenge: Kahrama experience with substation automation, (Abdulrahman Ibrahim Al-baker, Purwanto Sasano (State of Qatar)
- [4] B5-104 Process bus experience and impact on future system architectures, L. Hossenlopp, D. Chartefou (France), D. Tholomier, D. Phuoc (Canada)
- [5] B5-105 A practical IEC 61850-9-2 process bus architecture driven by topology of the primary equipment, B. Kastenny, D. Mc Ginn, S. Hodder, D. Ma, J. Mazereeuw (Canada)
- [6] B5-106 Process communication in Switchger according to IEC 61850 – Architectures and Application examples, T. Schäffler, H. Bauer, W. Fischer, D. Genhardt I inn. (Germany, Austria)
- [7] B5-201 Exploiting the IEC 61850 for new Testing and Maintenance Strategies, W. Baass, T. Maeda, S. Gespräch, K. P. Brand, M. Herzig, A. Kreuzer (Switzerland)
- [8] B5-202 Substation Automation Systems: Evolutions and Perspectives in Term of Life Cycle Management for Digital SAS, L. Hossenlopp, D. Marhraitte, R. Kubelek, I. Boullery
- [9] B5-203 On Site Conjunctive Test of Feeder Protection, A. H. Abu Bakar (Malaysia)
- [10] B5-204 Experience Substation Automation Systems Field Test, S. Gal, F. Balasiu, T. Fagarasan, G. Mororu (Romania)

- [11] B5-205 Remote System and Change Management of Substation Automation Systems, F. Baldinger, T. Jansen, W. van Buijtenen, M. van Riet (Netherlands)
- [12] B5-206 Constraints and Solutions in Testing IEC 61850 Process Bus Protection and Control Systems, B. Kastenny, D. Mc Ginn, S. Hodder, D. Ma (Canada)
- [13] B5-207 Key Technical Problems of Protective Relays for 1000 kV UHV Transmission Lines, Z. Xu, Q. Yang, S. Huang, T. Bi (China)
- [14] B5-208 Evaluation of Protection System Performance Using DFR and Relay Comtrade Files, M.A.M. Rodrigues, J. C. C. Oliveira, A. L. L. Miranda (Brasil)
- [15] B5-209 Functional and Interoperability Tests Using the IEC 61850 Standard, A. Casaes Pereira, I. P. Siqueira (Brasil and USA)
- [16] B5-210 Simplicity Versus Complexity in Relation to Reliability of Protection Schems, A. I. J. Janssen, I. Karakoe, M. J. M. van Riet, Volberda (Netherlands)
- [17] B5-211 Experience in the Refurbishment of the Secondary System in the Spanish Transmission Network, J. Minoz, D. Garcia, J. Figuera, J. Corera, Z. Ojinaga (Spain)
- [18] B5-212 K-factor and Mutual Coupling Correction on Asymmetrical Overhead Lines for Optimum Reliability of Distance Protection, U. Klapper, A. Apostolov, D. Tholomier, S. Richards (Austria, Canada, UK)
- [19] B5-213 Intelligent Power System Protection Data Management and its Practical Impact Upon Protection and Automation Lifecycle Management Strategies, Z. Schreiner (Germany), J. Bizjak (Slovenia), A. J. Middleton (UK)
- [20] B5-214 Testing of Distance Protection Relays, A. Apostolov, B. Vandiver, (USA), B. Tholomier (Canada)
- [21] B5-215 Testing of Modern Bus Protection Systems, A. Apostolov (USA), B. Bastigkeit (Austria)
- [22] B5-216 Reaching out seamless and cost-effective Automation beyond IEC 61850, J. Ph. Tavella, T. Coste (France), O. Huet, J. Hughes (USA)
- [23] B5-217 Operation and Maintenance of Protection Relay Systems in Japan – Current and Future, S. Kodama, A. Takeuchi, H. Kameda (Japan)





Krzysztof Lipko  
EPC SA

## Rozwój i ekonomika systemu elektroenergetycznego – Komitet Studiów C1

Podsumowaniem ostatnich dwóch lat działalności Komitetu Studiów C1 była 42. Sesja Plenarna CIGRE, na którą zgłoszono 27 referatów, oraz dyskusja podczas sesji na temat poniższych trzech tematów preferowanych.

1. Rozwój systemu przesyłowego i uzasadnienie inwestowania w system przesyłowy.
2. Metody projektowe służące zapewnieniu odporności systemów energetycznych na awarie, w tym narzędzia umożliwiające efektywne planowanie.
3. Wystarczalność i bezpieczeństwo wytwarzania i przesyłu energii w kontekście przyszłej struktury i lokalizacji wytwarzania.

### Rozwój systemu przesyłowego i uzasadnienie inwestycji w system przesyłowy

Kwestie poruszane w referatach w tym obszarze zostały podzielone na trzy grupy tematyczne:

- tworzenie planu nakładów kapitałowych, organizacja działalności i wskaźniki;
- wpływ rozwoju rynku na proces decyzyjny: czynniki ekonomiczne i pozaekonomiczne, prawdopodobieństwo i poziom koordynacji;
- decyzje inwestycyjne: zarządzanie ryzykiem, wpływ nowych technologii, metodologie.

W referatach i wystąpieniach stwierdzano, że zmiany rynkowe zwiększyły niepewność w planowaniu systemu. Dwa najbardziej istotne rodzaje niepewności to niepewność wprowadzana przez zmiany regulacyjne oraz trudności z uwzględnianiem przepływów transgranicznych. Oba wiążą się bezpośrednio z poziomem nakładów inwestycyjnych. Kolejny spośród najbardziej istotnych rodzajów niepewności związany jest z poziomem cen paliw w przyszłości. Wynika to z niezdolności planistów do przewidywania przyszłych ekonomicznych modeli dysponowania wytwarzaniem przy różnym poziomie zapotrzebowania w systemie. Najczęściej przyczyną takiej niepewności bywa restrukturyzacja rynku, co współgra z wyrażanym poglądem, że aktualnie rynki w wielu regionach przechodzą okres zmian. Pośród najważniejszych skutków takiej niepewności są: zmniejszenie dostępnej zdolności przesyłowej, zmniejszenie bezpieczeństwa systemu, ograniczenie możliwości odstawień remontowych oraz nieuchronny efekt, jakim jest niewystarczalność zdolności przesyłowej.

Przy postępującym rozwoju rynków oraz rosnącym nacisku na koszty jednostkowe dostarczonej energii elektrycznej, większość regulatorów rynku dąży do wprowadzania większej przejrzystości i konkurencji w systemie zaopatrywania w energię elektryczną. Typowym przykładem takiego działania jest rozdział funkcji działalności przesyłowej i wytwórczej przedsiębiorstwa. Wraz z utworzeniem oddzielnych przedsiębiorstw planowanie przesyłu i wytwarzanie nie stanowi już elementów jednego procesu wewnętrznego. Procesami planowania wytwarzania i przesyłu sterują natomiast rynkowe procesy i procedury, na które oddziaływać może wielu niezależnych uczestników rynku.

Istnieją jednak pewne niezbędne strukturalne elementy rynku, których określenie w warunkach konkurencji jest konieczne dla bezpiecznego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz po to, by wszyscy uczestnicy wiedzieli, w jaki sposób działać na rynku. Do takich elementów strukturalnych należą:

- zasady przyłączania,
- zasady opłat,
- przepisy dotyczące własności,
- zasady dysponowania.

Oprócz tego występują jeszcze zasady obrotu, które określają, w jaki sposób rynek funkcjonuje z dnia na dzień oraz w jaki sposób rozdzielana jest zdolność przesyłu energii w przypadku wystąpienia ograniczeń sieciowych.

Do niestukturalnych elementów rynku należą:

- liczba uczestników rynku,
- wzajemne oddziaływanie z innymi rynkami – paliwa, handel emisjami.

System przesyłowy musi zostać zaplanowany w taki sposób, aby zagwarantować wystarczającą zdolność przesyłową do prowadzenia ruchu systemu zgodnie z określonymi standardami w przypadku różnych scenariuszy działania, nie zaś tylko tych scenariuszy, które uzgodniono w ramach skoordynowanego planowania wytwarzania i przesyłu.

Mówiąc o oddziaływaniu rynku energii elektrycznej na planowanie systemu przesyłowego mamy na myśli wpływ reguł, procesów i procedur takiego rynku na tworzone plany rozwoju. W szczególności ważne jest to, w jaki sposób procedury takie powodują powstanie niepewności oraz w jaki sposób problem takiej niepewności jest rozwiązywany.

Pomimo że u początku liberalizacji rynku pojawiły się obawy, że tworzone będą tylko plany krótkookresowe, to w rzeczywistości okazało się, że plany długoterminowe nadal są opracowywane, a co więcej są kraje, w których te plany są bardziej zaawansowane i pewniejsze niż w przeszłości. Zazwyczaj w układanie planów długoterminowych angażowani są nie tylko operatorzy systemów przesyłowych, ale też urzędy regulacyjne oraz rządy krajowe i federalne. W ubiegłych latach znacznie większy nacisk kładziono na konsultacje społeczne. W niektórych państwach jest to wymóg obligatoryjny, ale nawet gdy tak nie jest, można wskazać przykłady akcji objazdowych w terenie, których celem jest dotarcie do społeczeństwa i innych zainteresowanych stron i pozyskanie sojuszników dla działań inwestycyjnych. Przedstawiono przykłady coraz ściślejszej współpracy pomiędzy operatorami systemów przesyłowych zarówno w obrębie jednego kraju, jak i na skalę międzynarodową. Jest to spowodowane koniecznością uwzględnienia w planach wpływu, jaki na poszczególne systemy elektroenergetyczne wywrą przepływy energii na dużych obszarach, co przedstawiono w kontekście Australii i Niemiec. Współpraca przyjęła wiele form, takich jak obszerne badania nad konsekwencjami głębokiej penetracji systemu energetycznego przez energetykę wiatrową na rozległych obszarach lądu z licznymi granicami państwowymi/stanowymi, tak jak w Europie i USA.

Operatorzy sieci podkreślali konieczność zawierania umów o zachowaniu poufności przy podejmowaniu takich

wspólnych badań. Przedstawiono też przykłady na współpracę międzybranżową w Japonii, gdzie dwa pionowo zintegrowane zakłady energetyczne wspólnie z Urzędem Regulacyjnym podjęły pracę w celu stworzenia połączenia międzysystemowego pomiędzy obiema sieciami przesyłowymi.

Wielu właścicieli sieci boryka się z problemem modelowania zachowania rynku. Szczegółowo przedstawiono modele, które są opracowywane w Niemczech, Norwegii i USA. Wśród nich są zarówno takie, w których założono istnienie „idealnego” rynku, jak i oparte na danych ofertowych z ubiegłych lat, mające odzwierciedlać zachowanie prawdziwego rynku. W drugim z tych przypadków pojawia się kwestia zachowania poufności.

Przedstawiając wpływ nowych technologii na systemy przesyłowe szczególnie zwrócono uwagę na kwestie niezawodności w wypadku bardzo długich linii kablowych, zazwyczaj stosowanych do łączenia farm wiatrowych z obszarami miejskimi i przybrzeżnymi.

We Francji oddano do użytku osiem transformatorów z regulacją poprzeczną i planuje się uruchomienie kolejnych dziesięciu, aby poprzez optymalizację przepływów mocy w istniejącej sieci uniknąć konieczności budowy nowych linii napowietrznych. Poinformowano, że Francja zamierza nie zwiększać długości linii napowietrznych i w tym celu będzie inwestować w linie kablowe, w niskotemperaturowe przewody (dające, jak wynika z raportów, 40 – 70% wzrostu mocy przesyłowej) oraz, jak już wcześniej powiedziano, w transformatory z regulacją poprzeczną.

Niemcy zaprezentowały metodę określania efektywnego wieku środków trwałych na podstawie wieku rzeczywistego i faktycznego obciążenia roboczego, co pozwoli podejmować przemyślane decyzje o wymianie majątku.

### Metody projektowe służące zapewnieniu odporności systemów energetycznych na awarie, w tym narzędzia umożliwiające efektywne planowanie

Kwestie poruszane w tym obszarze zostały podzielone na trzy grupy tematyczne:

- planowanie zapotrzebowania na moc bierną w dużych systemach przesyłowych,
- narzędzia i metody pomiaru stanu niezawodności systemu przesyłowego,
- metody planowania wzmocnień sieci przesyłowych i połączeń międzysystemowych.

Uwaga autorów referatów koncentrowała się na stosowaniu nowych i dotychczasowych źródeł mocy biernej w kontekście prognozowanego, znacznego rozpowszechnienia kabli, szczególnie na obszarach metropolitalnych. Kilku właścicieli sieci (Brazylia, Francja, USA i Kanada) wyjaśniło sposób zawierania umów z hydroelektrowniami, dzięki którym możliwe jest przełączanie ich instalacji z pracy generatorowej na pracę w trybie kompensatora synchronicznego w okresach szczytowego zapotrzebowania na moc bierną. Norwegia poinformowała, że przygląda się temu rozwiązaniu, ale musi jeszcze porozumieć się z elektrowniami w sprawie cen. Prowincja Ontario poinformowała, że stosuje kompensatory synchroniczne, ale uważa, że jest to rozwiązanie uzupełniające w stosunku do dławików/baterii kondensatorów. Dyskusja skupiła się wokół możliwości kontraktowania mocy biernej na obszarach o dużej penetracji energetyki wiatrowej i/lub na szerokim stosowaniu linii kablowych. Niektóre głosy dotyczyły metod identyfikowania tych obszarów systemów

energetycznych, które są podatne na niestabilność napięcia w pewnych szczególnych warunkach pracy i sytuacjach awaryjnych. Brazylia poinformowała o problemach z regulacją napięcia, które są nie do uniknięcia w kraju o wielkości Europy i USA łącznie, ale z obciążeniem w przybliżeniu takim, jak we Francji.

Kilku właścicieli sieci w ogólnym zarysie opowiedziało o stosowaniu metod komputerowych i sztucznej inteligencji do określania niezawodności.

Uczestnicy spotkania wypowiadali się też na temat wzmacniania systemu na obszarach metropolitalnych. Korea Płd. przedstawiła specyficzny przykład przesyłu energii na dużą odległość, do stolicy, która zużywa 43% mocy. W celu pokonania problemu stabilności napięcia, dotychczasową pojedynczą linię zastąpiono trzema i zainstalowano urządzenie FACTS. Japonia przedstawiła przykład, w którym tory linii przesyłowej 154 kV są prowadzone różnymi trasami, aby uzyskać większe bezpieczeństwo.

W związku z prognozowanym zwiększeniem wykorzystania połączeń międzysystemowych wywiązała się dyskusja poświęcona złożoności realizacji takich inwestycji, wynikającej z konieczności powiązania kwestii systemowych z zewnętrznymi czynnikami planistycznymi, ekonomicznymi i politycznymi, występującymi na terytoriach stron tworzących połączenie międzysystemowe. Wygłaszane uwagi skupiały się na konieczności zweryfikowania korzyści dawanych przez połączenie międzysystemowe nie tylko na podstawie krótkoterminowych różnic cen dotyczących klientów indywidualnych/krajowych, ale też z uwzględnieniem wpływu na niezależnych wytwórców energii oraz, w dłuższej perspektywie, stabilności, niezawodności i kwestii strategicznych.

Wypowiedzi dotyczyły także zasad działania sieci (Grid Code) oraz nałożonych na elektrownie obowiązków dostarczania mocy biernej. Wypowiadający się przedstawiciele operatorów byli przekonani, że zasady są przestarzałe i zmieniają się zbyt wolno, by odzwierciedlić nowe potrzeby.

### Wystarczalność i bezpieczeństwo wytwarzania i przesyłu energii w kontekście przyszłej struktury i lokalizacji wytwarzania

Kwestie poruszane w tym obszarze podzielone zostały na trzy grupy tematyczne:

- nowe kryteria, właściwe do oceny różnych dróg ekspansji;
- wyniki konkretnych analiz, mogące znaleźć szersze zastosowanie;
- nowe metody mieszanych ocen niezawodności.

Konsekwencją coraz większego zainteresowania oddziaływaniem na środowisko naturalne oraz dyskusji na temat potencjalnego globalnego ocieplenia jest większy udział produkcji energii ze źródeł odnawialnych. Trend ten ma tło głównie polityczne, ponieważ obecnie większość jednostek wytwórczych opartych na źródłach odnawialnych nie byłaby w stanie wytrzymać na całkowicie zliberalizowanym rynku energii konkurencji ze strony jednostek cieplnych i jądrowych. Natomiast dzięki pomocy w postaci różnych mechanizmów wsparcia, np. gwarantowanych opłat za wprowadzenie energii do sieci oraz priorytetowego dostępu do sieci, inwestycje w energetykę odnawialną w ciągu ostatnich kilkunastu lat stały się bardzo atrakcyjne.

Produkcja energii w źródłach odnawialnych nie ma większego wpływu na system przesyłowy dopóki łączna zainstalowana moc w danym regionie lub obszarze jest niewielka w porównaniu z wielkością obciążenia w tym regionie.

Natomiast w niektórych regionach, np. w Danii, Hiszpanii i Niemczech, moc zainstalowana elektrowni wiatrowych osiągnęła poziom znacznie przewyższający wielkość regionalnego obciążenia, co powoduje poważne problemy w systemie przesyłowym i zdecydowanie rzutuje na planowanie sieci także systemów sąsiednich. W miarę rozpowszechniania się energetyki wiatrowej coraz wyraźniejsza jest potrzeba stworzenia nowych metod oceny niezawodności i informowania o niej.

Co więcej, tradycyjne wskaźniki, takie jak LOLE, są już niewystarczające. Od przedstawiciela Hiszpanii dowiedzieliśmy się o pakiecie wskaźników, które zostały opracowane na podstawie mierników wystarczalności rezerw (prawdopodobieństwo deficytu rezerw, oczekiwana rezerwa niedostarczo- na itp.), a Portugalia przedstawiła znaczenie rezerw, w tym rezerwy trójnej.

Francja przedstawiła rolę operatora sieci przesyłowej w realizacji rządowej wizji szerokiego rozpowszechnienia energetyki wiatrowej oraz zaprezentowała stosowanie probabilistycznego wskaźnika oczekiwanego czasu trwania deficytu mocy w analizie konieczności tworzenia połączeń międzysystemowych obejmujących sieci kilku krajów.

Wielu właścicieli sieci analizowało moc wypartą z sieci przez elektrownie wiatrowe jako funkcję penetracji (rozprzestrzenienia). Panuje zgodne przekonanie, że przy płytkiej penetracji moc wyparta wynosi około 25%, ale przy głębokiej spada do 10% lub mniej. Krytycznym czynnikiem jest wielkość powierzchni rozprzestrzenienia..

Francja przewiduje, że do roku 2020 zainwestuje 1 mld euro w rozwój sieci w celu zwiększenia penetracji systemu przez energetykę wiatrową.

Dyskutowano także o możliwości uniknięcia, ograniczenia inwestycji w sieci poprzez preferencyjne traktowanie przesyłu energii odnawialnej tylko wówczas, gdy dostępna jest znaczna moc oddawana, a w przeciwnym razie, wykorzystanie mocy przesyłowej sieci na potrzeby wytwarzania konwencjonalnego.

- Dla operatorów systemów przesyłowych oznacza to niepewność techniczną, a także ekonomiczną i organizacyjną, która w różny sposób oddziałuje na planowanie pracy i rozwoju systemu.
- Trudne staje się przewidywanie przyszłych potrzeb w zakresie zdolności przesyłowych, a także identyfikacja wystarczających i uzasadnionych inwestycji w rozbudowę sieci.
- W związku z tym, patrząc z perspektywy ex post, efektywność działań ukierunkowanych na rozbudowę sieci nie jest pewna, co w regulowanym otoczeniu może oznaczać ryzyko ekonomiczne.
- Ponieważ zmiany strukturalne w zakresie wytwarzania energii elektrycznej mogą zachodzić w czasie znacznie krótszym niż czas wymagany zwykle do planowania i budowy infrastruktury przesyłowej, wzmocnienie sieci stosownie do potrzeb w danej chwili nie jest realne. Oznacza to, że operatorzy systemów przesyłowych w większym niż obecnie stopniu będą mierzyć się z problemami ograniczeń sieciowych oraz większego zagrożenia dla bezpieczeństwa sieci.
- Ponadto, jeżeli udział elektrowni konwencjonalnych w produkcji energii, w związku z rozwojem energetyki odnawialnej, spadnie poniżej pewnego progu, dużo bardziej kluczowego znaczenia mogą nabrać usługi systemowe.

## Literatura

- [1] C1-101 Recent developments on cross-border trade in electricity between CFE and ERCOT. M. A. Ávila, G. Galicia, M. A. Islas
- [2] C1-102 Transmission investment strategy in Australia and New Zealand. P. Tang, V. Trinh, D. Bones, G. Hesse, M. Ashton, D. Boyle, T. Chatterton, S. Clark, A. Manglick, N. Pushparaj, P. Southwell
- [3] C1-103 Integration of market and network models for enhanced power system and reliability analysis. G. H. Kjølle, O. Gjerd, O. Wolfgang, T. Bugten, K.N. Sjørusen
- [4] C1-104 Use of zonal and nodal market simulators in transmission network planning: application to the Italian system. P. P. Pericolo, V. Canazza, D. Canever, B. Cova, P. Marannino, F. Zanellini, A. Venturini
- [5] C1-105 Calculating optimal network expansion strategies under uncertain boundary conditions with special regard to economic and non-economic criteria. T. Paulun, H. J. Haubrich, M. Boxberger
- [6] C1-106 Perspective Planning for the Indian National Grid System with enhanced Reliability – Concept of a twin system having multi-point asynchronous HVDC inter-connection. A. K. Asthana, R. Balasubramanian, V. Ramakrishna
- [7] C1-107 The Linden variable frequency transformer merchant transmission project. S. Venkataraman, H. Elahi, E. Larsen, K. Schreder
- [8] C1-108 Long-Run Marginal Costing of Transmission Capacity. A. Ekwue, I. Harlow
- [9] C1-109 Impact of the right of way on the transmission system planning process. K. Lipko, W. Lubicki, M. Przygodzki, A. Czajkowski
- [10] C1-110 Carrying-out RTE's annual CAPEX programme. A. Davriu, P. Haudebourg
- [11] C1-111 Method for calculating total transfer capacity by optimising phase shifting transformer settings. J. Verboomen, F. J. C. M. Spaan, P. H. Schavemaker, W. L. Kling
- [12] C1-112 Development of the Spain-Portugal interconnection. R. De Dios, F. Soto, L. Imaz, J. M. Pinto, T. Rodrigues, J. Ricardo
- [13] C1-113 Planning of long term transmission investment of power systems. G. Balzer, L. Asgarieh, C. Neumann, A. Gaul, K. Bakic, C. Schorn
- [14] C1-201 Systematic approach for identification of voltage collapse areas and the reactive power reserve requirements in large interconnected transmission grid. X. Wang, H. Hamadani, K. Morison, A. Moshref, A. Edris, C. Bridenbaugh, P. Bowers
- [15] C1-202 Proposed methods for recording and analyzing of transmission lines and substations outages for reliability analyzing and identifying the unreliable points of the power system. D. Jalali, N. Moslemi, A. Shirani
- [16] C1-203 Generating Voltage Support assessment -investment decision and regulatory issues. J. C. Reboucas, F. Fuga, J. C. Mello, M. J. Pova, R. A. Lima
- [17] C1-204 Reinforcement plan of extra high voltage loop system of KEPCO in metropolitan area. K. N. Han, J. Y. Hwang, B. S. Moon, J. S. Lee, J. W. Chang
- [18] C1-205 Proposal for a network asset management system through the integration of an asset management database and emerging power system analysis tools. Y. Tada, H. Suzuki
- [19] C1-206 Development of electricity transmission corridors between the European Union and the neighbouring countries. R. Vailati, T. Hartmann, C. Artaiz Wert, B. Cova, H. Elandaloussi, S. Kärkkäinen, Y. Kubrushko, M. Maly, S. Molodtsov, L. Radulov, D. Tonge, F. Van Oostvoorn

- [20] C1-301 Optimum Generation Mix and the Adequacy Criteria of the Brazilian Hydro Dominated System. X. Vieira Filho, E. Nery, M. A. Vieira, A. M. Oliveira, E. L. Prado
- [21] C1-302 Reliability modelling and cost assessment of power generation systems in the competitive electric energy market. E. N. Dialynas, L. G. Daoutis
- [22] C1-303 Transmission investment and pricing in systems with significant penetration of wind generation. D. Pudjianto, M. Castro, P. Djapic, B. Stojkowska, C. Ramsay, G. Strbac, R. Allan
- [23] C1-304 Dealing with intermittent generation in the long-term evaluation of system adequacy and operational reserve requirements in the Iberian Peninsula. J. A. Pe as Lopes, M. A. Matos, P. H. Gomes Cabral, M. P. Sampaio Ferreira, N. M. Fidalgo Martins, C. J. Artaiz Wert, F. Soto Martos, R. Lopez Sanz, M. Rosa, R. Ferreira, A. M. Leite Da Silva, W. Sales, L. Resendes, L. Manso
- [24] C1-305 A new tool for adequacy reporting of electric systems: Antares. M. Doquet, E. Momot, F. Verrier, R. Gonzalez, S. Lepy
- [25] C1-306 System planning method under uncertainty. H. Tambara, T. Hakugin, N. Fujioka, T. Yoshida
- [26] C1-307 New comprehensive composite power system adequacy and security Assessment. M. H. Ashour, K. Y. Mohamed, N. G. Eassa, M. M. Abdel A Zim
- [27] C1-308 Application of graph concepts in composite power system reliability evaluations. H. Gharagozloo, M. R. Haghighifam, M. Fotuhi-Firuzabad, D. Farrokhzad



Krzysztof Madajewski  
Instytut Energetyki, Oddział Gdańsk

## Sterowanie i prowadzenie ruchu systemu elektroenergetycznego – Komitet Studiów C2

Sesja plenarna Komitetu Studiów C2 obejmowała trzy tematy preferowane.

**Temat 1:** Nowe rozwiązania w sterowaniu i prowadzeniu ruchu dla rozpoznawania i poprawy warunków pracy SEE:

- wymagania i doświadczenia z nowych układów sterowania stacji: wpływ na pracę systemu w trakcie dużych zaburzeń;
- zastosowania PMU (Phasor Measurement Unit);
- udoskonalone metody modelowania i symulacji dla prowadzenia ruchu;
- niezawodność i współzależność SPS (Special Protection System): wskaźniki jakości;
- wymagania projektowe i wdrożeniowe dla narzędzi i procedur odbudowy systemu.

**Temat 2:** Ewolucja standardów niezawodności w kontekście otwartego rynku i zmniejszonych zapasów bezpieczeństwa:

- kryteria, standardy i wskaźniki jakości;
- wpływ zwiększonych wymagań w zakresie bezpieczeństwa na prowadzenie ruchu;
- wykorzystywany system analizy awarii i jego działanie prewencyjne;
- wymagania w zakresie szkolenia i certyfikacji dyspozytorów.

**Temat 3:** Wpływ dużych farm wiatrowych na sterowanie i prowadzenie ruchu SEE:

- techniki i metody prognozowania;
- bezpieczeństwo zasilania, udział odbiorów, rezerwy mocy;
- techniki i metody bilansowania;
- regulacja częstotliwości.

Pośród 31 zgłoszonych referatów, 15 dotyczyło tematu pierwszego, 9 tematu drugiego oraz 8 tematu trzeciego.

### Temat 1 – Nowe rozwiązania w sterowaniu i prowadzeniu ruchu dla rozpoznawania i poprawy warunków pracy SEE

Referat [1] prezentuje rozwój systemu WAMS (Wide Area Monitoring System) wykorzystującego jednostki PMU w systemach IPS/UPS (Rosja i kraje byłego Związku Radzieckiego). W referacie jest mowa o 26 zainstalowanych układach PMU wykorzystywanych w trybie off-line do weryfikacji modeli dynamicznych systemu oraz do oceny kołysań międzyobszarych.

W referacie [2] pokazano sposób wykorzystania układów PMU do pomiarów i analizy zagrożeń drganiem skrętnymi wałów turbogeneratorów dużych mocy pracujących w pobliżu stacji przekształtnikowych układów przesyłowych prądu stałego. Wystąpienie takiego zagrożenia jest związane z rezonansem na częstotliwościach podsynchronicznych. Jedną lub dwie częstotliwości rezonansowe mieszczą się zazwyczaj poniżej 20 Hz. Pomiar w tym pasmie za pomocą PMU i zastosowanie FFT z przesuwającym oknem daje dobre wyniki z punktu widzenia oceny zagrożeń drganiem skrętnym turbogeneratorów.

Rozwój systemu WAMS (Wide Area Measurement System) wykorzystującego PMU w Korei Płd. przedstawiono w referacie [3]. System wykorzystuje jednostki PMU od sześciu różnych dostawców produkujących sprzęt zgodny z normą IDEE C37.118.

Automatyczne rozpoznawanie w czasie rzeczywistym pierwotnej przyczyny kaskadowych alarmów przedstawiono w referacie [4]. Metoda MFM (Multilevel Flows Model) wykorzystuje proste modele przepływów mocy do rozpoznania pierwotnej przyczyny kaskadowych alarmów. Metoda sprawdza się w przypadku pojawiania się sygnałów w niewłaściwej kolejności i nie korzysta ze znacznika czasu.

W referacie [5] przedstawiono sposób powiązania informacji z systemu WAMS korzystającego z jednostek PMU oraz

standardowych informacji z systemu SCADA/EMS dla oceny zagrożeń dynamicznych w pracy SEE w Wielkiej Brytanii. Podstawowym zastosowaniem prezentowanego rozwiązania jest ocena w czasie rzeczywistym tłumienia międzyobszarowych kołysań mocy, wskazanie źródeł obniżonego tłumienia i ewentualnych środków zaradczych. Pierwotnym powodem opracowania tego systemu był fakt ograniczania przepływów mocy pomiędzy Szkocją a Anglią z powodu słabo tłumionych kołysań o częstotliwości 0,5 Hz.

Autorzy referatu [6] rozwijają idee inteligentnego, odpornego na awarie SEE. Podstawą budowy takiego systemu jest rozwój systemów IT, nowych metod sterowania, prowadzenia ruchu i koordynacji wielopoziomowej. Oceniono wymagania dla systemów wymiany danych oraz oszacowano koszty wdrożenia takich rozwiązań.

Referat [7] przedstawia wykorzystanie pomiaru kąta rozchyłu napięć między ustalonymi węzłami w SEE Indii, dla ochrony przed utratą stabilności systemu elektroenergetycznego. W sierpniu 2006 r. doszło do powiększenia jednolitego obszaru synchronicznego Indii o 25 GW obszaru z północnych Indii. Obszar ten dotychczas pracował asynchronicznie i był powiązany jedynie układem HVDC. W wyniku tego połączenia dotychczasowe stacje Back-to-Back łączy prądu stałego znalazły się wewnątrz obszaru synchronicznego. Szyny tych stacji zostały wykorzystane do określenia maksymalnego dopuszczalnego kąta rozchyłu napięć z punktu widzenia bezpiecznej pracy obszaru synchronicznego. Na rysunku 1 pokazano przypadek podziału obszaru synchronicznego przy wzroście kąta rozchyłu napięć do 72°.

Odbudowa systemu *Hydro-Quebec* w Kanadzie z wykorzystaniem systemu wspomagającego systemu o nazwie *RECRE* jest przedmiotem referatu [8]. W przypadku *Hydro-Quebec* przewiduje się wykorzystanie w procesie odbudowy systemu linii 735 kV łączących odległe elektrownie wodne z głównymi centrami obciążenia. Stwarza to poważne problemy z załączaniem linii i transformatorów (efekt Ferranitego, przepięcia), zwłaszcza w warunkach obniżonej mocy zwarciowej. Odbudowa systemu odbywa się w dwóch etapach. Początkowo, system przesyłowy jest dzielony na pięć podstawowych podsystemów. Każdy z tych podsystemów jest odbudowywany według z góry określonej ścieżki. Następnie podsystemy są synchronizowane między sobą. W dalszej kolejności jest dołączana sieć lokalna i obciążenie. System *RECRE* wspierający ten proces składa się z trzech modułów: modułu planowania, modułu treningowego oraz modułu koordynacji i monitoringu.

Referat [9] również dotyczy problemów związanych z odbudową systemu, ale tym razem w Brazylii. Dwie ostatnie wielkie awarie systemowe w Brazylii miały miejsce w 1999

i 2002 roku. Przywrócenie zasilania podstawowych obszarów w obu przypadkach zajęło 4 godziny. Przygotowano no-we rozwiązania w zakresie odbudowy, a przedmiotem referatu jest wykorzystanie specjalnie przystosowanego programu rozplýwowego do analizy off-line różnych scenariuszy odbudowy systemu.

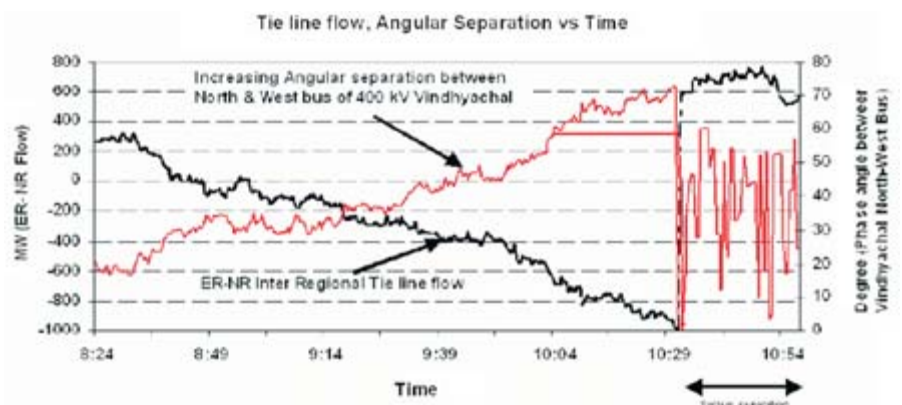
Autorzy referatu [10] kontynuują tematykę odbudowy systemu elektroenergetycznego Brazylii po awarii katastrofalnej. W referacie wskazują na pięć obszarów związanych z odbudową, w których dokonano w ostatnich latach istotnych postępów. Są to: analizy off-line, instrukcje dyspozytorskie, identyfikacja źródeł zdolnych do samostartu, treningi dyspozytorów, analizy zaistniałych zakłóceń.

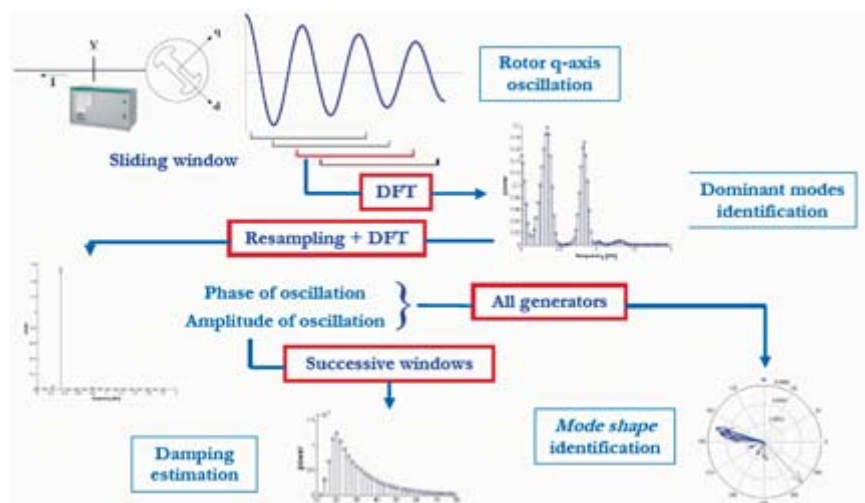
Wykorzystanie technologii pomiaru fazorów do wspomaganie wyznaczania estymatora stanu jest tematem referatu [11]. Estymator stanu jest podstawą do analiz on-line z zakresu bezpieczeństwa pracy SEE. Estymator stanu zawiera zbiór modułów i kątów dla całego SEE będącego przedmiotem zainteresowania. Jednostki PMU mierzą właśnie te wielkości, więc wykorzystanie pomiarów z PMU do estymacji stanu systemu wydaje się naturalne. Oczekuje się, że wprowadzenie pomiarów z PMU znacząco poprawi dokładność, obserwowalność, zbieżność oraz identyfikowalność błędnych informacji. W praktyce jednak występują tutaj istotne problemy, które omawiają autorzy referatu. Prezentowane wyniki dotyczą drugiej fazy większego projektu, w której wykorzystywano pomiary z PMU w trybie on-line realizowany w systemie operatorów *TVA* i *ENTERGA* w USA. W tej fazie uzupełniano dane w systemie *SCADA/EMS* o pomiary z PMU. Wymagało to dostosowania szybkości przekazywania informacji z koncentratorów danych PDC (Phasor Data Concentrators) do możliwości systemu *SCADA*. W efekcie, dane z PDC przekazywano co 10 sekund w protokole ICCP. Wstępna ocena wyników pokazała, że kąty mierzone przez PMU wykazują bardzo dobrą zgodność z tradycyjną estymacją stanu.

Ocena i wizualizacja dynamicznych stanów pracy SEE z wykorzystaniem *WAMS* jest przedmiotem referatu [12]. Prezentowane wyniki dotyczą symulacji, a nie rzeczywistych pomiarów. W szczególności autorzy skupili się na stabilności napięciowej i kołysaniach niskiej częstotliwości (międzyobszarowych). Wskazano, że tradycyjna wizualizacja różnicy kątów fazorów napięć w ocenie stabilności napięciowej jest niewystarczająca, gdy dochodzi do pobudzenia ograniczników regulatorów napięcia generatorów. Zaproponowano metodę rozwiązania tego problemu.

W obszarze kołysań międzyobszarowych zaproponowano metodę określania częstotliwości, tłumienia i względnego położenia kątownego (mode shape) podstawowego modu

Rys. 1.  
Rejestracja dynamiczna  
kąta rozchyłu napięć  
w systemie Indii





Rys. 2.  
Ocena i wizualizacja  
kołysań międzyobszarowych  
z wykorzystaniem systemu  
WAMS

niskiej częstotliwości. Wykorzystano dyskretną transformatę Fouriera (DFT) z przesuwającym oknem. Na rysunku 2 pokazano graficznie proces obliczeń.

Referat [13] pokazuje możliwość wykorzystania pakietu DSA (Dynamic Security Assessment) do oceny zagrożeń bezpieczeństwa pracy SEE. W przykładzie dotyczącym obszaru Afryki Północnej zastosowano pakiet DSA wykorzystujący program do analiz systemowych o nazwie NETOMAC w powiązaniu z eksportem estymatora stanu w formacie PTI i opisie zbioru zaburzeń w formacie XML. Prezentowane wyniki dotyczą wersji off-line oprogramowania.

Doświadczenia i plany włoskiego operatora systemu przesyłowego w zakresie systemu WAMS przedstawiono w referacie [14]. Wstępne analizy wskazały cztery obszary zastosowań: stabilność kątowna (lokalna), scentralizowane wykrywanie zaburzeń, wykrywanie pracy wyspowej i stabilność napięciowa. Aktualnie system WAMS obejmuje pomiary z 20 stacji i wymienia dane z centrum sterowania Szwajcarii i Słowenii. Wszystkie PMU zainstalowane w ramach WAMS przesyłają poprzez VPN (Virtual Private Network) pomiary 50 razy na sekundę do centrum dyspozytorskiego. Informacje te są przetwarzane i przez kolejne 15 minut są wykorzystywane w systemie wizualizacji on-line. Po tym czasie przenoszone są bazy danych off-line, skąd są dostępne przez kolejne 10 dni. Aktualny stan zaawansowania systemu WAMS we Włoszech pokazano w tabeli 1.

Tabela 1  
System WAMS we Włoszech

Algorithm	Definition	Implementation	Testing	On-line
Modal Analysis	●	●	●	●
Voltage Stability	●	●	●	●
Line temperature	●	●		
Event identification	●	●	●	
Out-of-Step detection	●	●	●	
PMU state estimation	●			
Transient stability	●	●	●	

Autorzy referatu [15] prezentują podejście do modelowania i oceny wpływu wybranych aspektów wizji przyszłościowego zintegrowanego systemu sterowania i zabezpieczeń na prace SEE. Wskazują, że obecna formuła scentralizowa-

negu systemu SCADA/EMS i lokalnych systemów zabezpieczeń zostanie zastąpiona rozproszonym systemem, powiązonym poprzez ICT (Information and Communication Technologies) z wykorzystaniem systemów WAMS. Prezentowana metoda oceny wykorzystuje formalizm EID (Extended Influence Diagrams).

## Temat 2 – Ewolucja standardów niezawodności w kontekście otwartego rynku i zmniejszonych zapasów bezpieczeństwa

Referat [16] prezentuje rozwiązanie przyjęte przez francuskiego operatora systemu przesyłowego (RTE) w zakresie usług systemowych i monitorowania, w tym stanu jednostek wytwórczych. W szczególności dotyczy to regulacji pierwotnej i wtórnej oraz udziału w regulacji napięcia i mocy biernej.

Dotychczas udział w regulacjach nie był obligatoryjny ani nie był ujęty w ogólnych wymaganiach dla jednostek wytwórczych. Udział jednostki ustalano w ramach kontraktów dwustronnych między RTE a elektrownią. Od 2008 zostaje wprowadzona zmiana w postaci ogólnie obowiązujących wymagań w tym zakresie, ale będzie ona dotyczyć jedynie nowych jednostek.

W zakresie regulacji napięć ustalono tzw. strefy wrażliwości, pokrywające około jednej trzeciej kraju, w których zwraca się część kosztów zainwestowanych w blok (639 euro/MVA/rok) spełniający ustalone kryteria. Wszystkim jednostkom natomiast, niezależnie od strefy, zwraca się koszty pracy w regulacji w wysokości 0,0576 euro/Mvar/godz. Stawka ta wzrasta o 50%, gdy blok jest włączony do obszarowej regulacji napięć.

Problemy związane z przewidywaniem przepływów międzysystemowych w węgierskim systemie przesyłowym są przedmiotem referatu [17]. Teoretycznie, problem powinien być rozwiązany poprzez istniejącą wymianę 24 modeli między operatorami systemu przesyłowego w obrębie UCTE. Ustalono, że operatorzy wymieniają cztery modele na dobę w formacie UCTE. Po połączeniu tych modeli i wykonaniu obliczeń rozpyływu mocy uzyskane wyniki powinny odpowiedzieć na pytania dotyczące przepływów międzysystemowych. W praktyce z różnych powodów (brak modeli, spóźnione udostępnienie modeli, kłopoty z błędami i formatem) uzyskanie kompletnego i zbieżnego modelu rozpyłowego stanowi spory problem. Z tego powodu operator węgierski opracował własne rozwiązania przedstawione w referacie.

W referacie [18] autorzy analizują problemy regulacji i stabilności częstotliwości w izolowanym systemie wyspy Kreta. W roku 2001 w wyniku sekwencyjnego wyłączenia trzech jednostek wytórczych na wyspie doszło do awarii typu blackout. W tym czasie system posiadał rezerwę wirującą w postaci turbiny gazowej o dostatecznej mocy, którą jednak wykorzystano tylko w części. Taki stan spowodował opracowanie nowych kryteriów oceny bezpieczeństwa pracy systemu wyspowego przedstawionych w referacie.

Metoda oceny niezawodności pracy chorwackiego SEE jest przedmiotem referatu [19]. Autorzy stwierdzają, że w warunkach rynku energii dotychczasowe metody oceny niezawodności pracy SEE nie spełniają właściwie swojej funkcji. Zaproponowano i wyznaczono dla SEE Chorwacji wskaźniki podane w tabeli 2.

Tabela 2

Wskaźniki niezawodności dla systemu elektroenergetycznego Chorwacji

Reliability index	Value
System Average Interruption Frequency Index	SAIFI = 2,320070 1/Ca
Customer Average Interruption Frequency Index	CAIFI = 2,336761 1/Ca
System Average Interruption Duration Index	SAIDI = 8,822084 h/Ca
Customer Average Interruption Duration Index	CAIDI = 3,802508 h
Average Service Availability Index	ASAI = 0,9989929128
Average Service Unavailability Index	ASUI = 0,001007872
Energy Not Supplied	ENS = 5629,9931 MWh/a
Average Energy Not Supplied	AENS = 40,2142 MWh/Ca

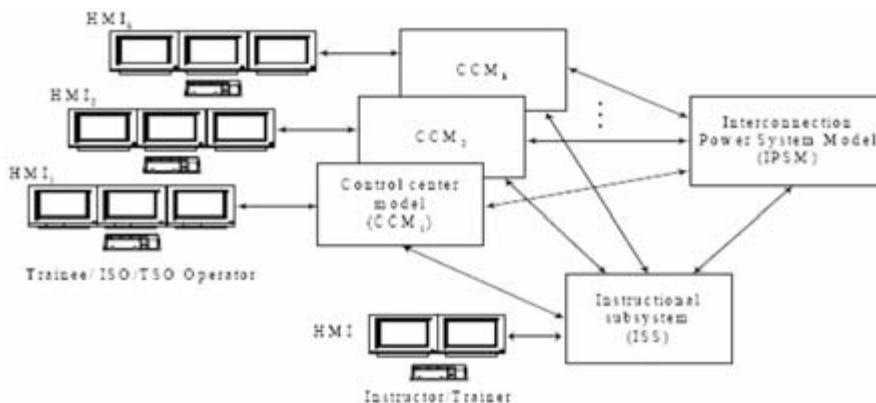
Referat [20] dotyczy weryfikacji modelu systemu elektroenergetycznego krajów dawnego Związku Radzieckiego pracujących synchronicznie w ramach bloku IPS/UPS. Model systemu zbudowano w programie EUROSTAG z wykorzystaniem standardowych modeli (IEEE oraz PSS/E) układów wzbudzenia i regulacji napięcia oraz stabilizatorów systemowych. Strojenia modeli układów regulacji dokonano wykorzystując dane dostarczone przez producentów układów lub pomiary na blokach.

Wspólne skoordynowane szkolenie dyspozytorów prowadzących ruch systemu różnych operatorów systemu przesyłowego jest przedmiotem referatu [21]. Szczególny impuls do takiego podejścia dał przebieg awarii z 4 listopada 2006 r. związany z podziałem systemu UCTE na trzy odrębne obszary. Architekturę takiego systemu szkoleniowego pokazano na rysunku 3.

W referacie [22] autorzy w imieniu grupy roboczej WG C2.32 przedstawili organizację operatora dla zarządzania w warunkach zagrożenia i w stanie kryzysu pokazaną w tabeli 3.

W referacie [23] przedstawiono nowy symulator treninowy (DTS) wdrożony u włoskiego operatora systemu przesyłowego. DTS korzysta z repliki rzeczywistego systemu SCADA/EMS. Symulator ma zdolność odwzorowywania dynamiki procesów elektromechanicznych oraz procesów wolno zmiennych związanych z automatykami systemowymi (regulacja napięć oraz częstotliwości). Interfejs graficzny został specjalnie zaprojektowany w taki sposób, aby umożliwić łatwe przygotowanie scenariuszy dla procesu szkolenia.

Plan obrony przed katastrofalną awarią systemową dla SEE Libii przedstawiono w referacie [24]. Nowy plan obrony wykorzystuje techniki algorytmów genetycznych. Podstawowe oddziaływania na system obejmują: wyłączenia generatorów, rzuty obciążenia oraz podział na wyspy. Przetestowano nowy plan obrony na realnym przykładzie awarii systemu Libii z dnia 8 listopada 2003 r. potwierdzając jego skuteczność.



Rys. 3. Architektura symulatora treninowego dla wspólnego szkolenia dyspozytorów z różnych operatorów systemu przesyłowego

Tabela 3

Organizacja operatora w warunkach zagrożenia

Business case	Name	Business organisation	CC	GM	SM	EB	GTF
1	Normal case	NBO	lead	standby	standby		
2	Latency case	NBO	lead	standby	standby		
3	Disturbance case	NBO	lead	participate	participate		
4	Emergency	TAC	lead	participate	participate		
5	Crisis case	ETF	participate	participate	participate	lead	
6	Catastrophe case	ETF	participate	participate	participate	participate	lead

CC control centre, GM grid maintenance, SM substation maintenancem, EB executive board, GTF governmental task force

### Temat 3 – Wpływ dużych farm wiatrowych na sterowanie i prowadzenie ruchu SEE

Referat [25] dotyczy roli systemów prognozowania generacji wiatrowej w USA na przykładzie operatora Xcel Energy. Przedstawiono narzędzia do prognozowania opracowane na potrzeby operatora. Jest to rozwiązanie mieszane wykorzystujące prognozowanie fizyczne i statystyczne z elementami sztucznej inteligencji. Z tego systemu operator otrzymuje prognozę generacji na następne 84 godziny, uaktualnianą co 6 godzin. Ponadto uzyskuje się prognozę na kolejne trzy godziny z rozdzielczością 10 min i prognozę na kolejne 6 godzin z rozdzielczością godzinową, uaktualnianą co godzina. Dodatkowo, operator otrzymuje ostrzeżenia o silnym wietrze. Xcel Energy uzupełniła swój DTS (Dispatcher Training Simulator) o model dynamiczny farm wiatrowych, który wykorzystuje dla szkolenia dyspozytorów prowadzących ruch systemu.

Wpływ energetyki wiatrowej na prowadzenie ruchu w SEE Irlandii przedstawiono w referacie [26]. Maksymalne i minimalne zapotrzebowanie na wyspie wynosi odpowiednio 6800 MW i 2500 MW. Na koniec 2007 roku zainstalowana moc farm wiatrowych wynosiła 800 MW, co odpowiada 12% mocy zainstalowanej. Kluczowe znaczenie dla bezpiecznego prowadzenia ruchu mają wymagania stawiane farmom wiatrowym związane z: odpowiedzią na zwarcie (Fault Ride Through), udziałem w regulacji częstotliwości i napięcia, możliwością zdalnego sterowania pracą farmy oraz systemem prognozowania generacji wiatrowej. Szczególne problemy występują z regulacją częstotliwości i utrzymaniem rezerwy mocy. Na rysunku 4 pokazano między innymi przebiegi mocy chwilowej i mocy średnich tygodniowych w okresie 2006 roku, natomiast na rysunku 5 przedstawiono zmiany częstotliwości powodowane zmianą generacji wiatrowej.

W referacie [27] omówiono wykorzystanie i rozwój systemów prognozowania generacji wiatrowej w Niemczech. Prognozowanie jest ściśle powiązane z rynkiem bilansującym i zarządzaniem rezerwami w SEE. Prognozowanie zazwyczaj obejmuje trzy etapy:

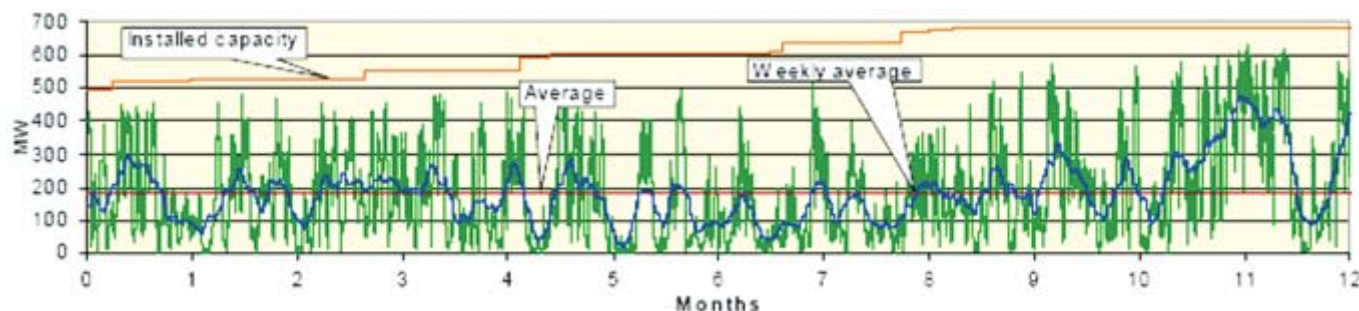
- numeryczną prognozę pogody,
- model wiatr-moc generowana,
- przeliczenie dla określonego regionu.

Model w etapie drugim może być modelem fizycznym opisującym konwersję wiatru do mocy generowanej lub też modelem statystycznym, korzystającym z danych historycznych. W etapie trzecim następuje przejście od wybranych reprezentatywnych farm dla danego obszaru do prognozy wytwarzania w cały regionie. Istnieje obecnie kilka dojrzałych komercyjnie dostępnych systemów prognozowania. Każdy z nich, jak pokazuje praktyka, ma wady i zalety, które ujawniają się w określonych trudnych do prognozowania warunkach wiatrowych i pofałdowanym terenie. Kombinacja pozytywnych cech kilku systemów okazała się najlepszym rozwiązaniem i takie podejście opisano w referacie. Uzyskaną poprawę prognozy pokazano na rysunku 6.

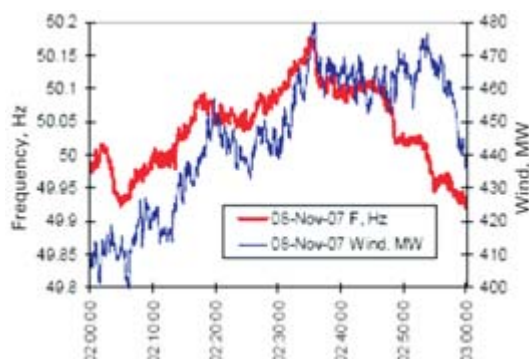
Autorzy referatu [28] omawiają wpływ zwarców w SEE we Włoszech na wyłączenia farm wiatrowych oraz rozwój systemu prognozowania generacji wiatrowej.

Moc zainstalowana w farmach wiatrowych we Włoszech na koniec 2007 roku wynosiła 2611 MW, z czego znaczna część na Sycylii i Sardynii. Na tej ostatniej wyspie udział generacji wiatrowej jest największy, a rezerwy mocy (dwie maszyny ciepłe i połączenie HVDC) relatywnie małe.

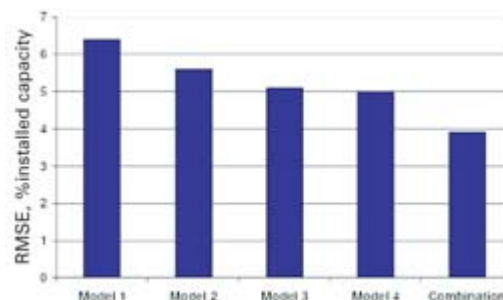
W wypadku zwarców w sieci i zaniżenia napięcia w punktach przyłączenia farm wiatrowych istnieje zagrożenie wyłączenia dużej części farm wiatrowych przez zabezpieczenia.



Rys. 4. Przebiegi mocy generacji wiatrowej w Irlandii



Rys. 5. Przebiegi mocy generacji wiatrowej oraz częstotliwości. Zmiany częstotliwości powodowane zmianami generacji wiatrowej sięgają 1,5 Hz/min



Rys. 6. Uchyby prognozy wybranych systemów i systemu kombinowanego



Drugie zagadnienie przedstawione w referacie dotyczy systemu prognozowania generacji wiatrowej. System wykorzystuje podobne rozwiązania do przedstawionych we wcześniej omówionych referatach.

Prezentacja projektu EWIS (European Wind Integration Study) realizowanego wspólnie przez operatorów systemów przesyłowych w Europie jest przedmiotem referatu [29]. Cele projektu obejmują wszystkie kluczowe kwestie związane z przyłączaniem dużej mocy generacji wiatrowej do SEE. Wielkości mocy planowanej na koniec 2008 roku w wybranych krajach pokazano na rysunku 7.

Analizy prowadzone w projekcie obejmują rok 2008 oraz 2015. Dla roku 2015 rozważa się dwa scenariusze. Scenariusz „North” przewidujący dużą produkcję w obszarze Europy Północnej oraz scenariusz „South” przewidujący dużą produkcję w Europie Południowej. W scenariuszu „North” widoczny jest niekorzystny wpływ znacznej generacji w Niemczech na nieplanowane przepływy mocy w krajach sąsiednich, w tym w Polsce (rys. 8).

W referacie [30] przedstawiono rozwój w latach 2205 – 2007 hiszpańskiego systemu prognozowania generacji wiatrowej o nazwie SIPREOLICO. Od roku 2007 system wykorzystuje prognozę Hiszpańskiego Instytutu Meteorologii podawaną dla siatki o rozdzielczości 0,16 stopnia. Wcześniej wykorzystywano rozdzielczość 0,2 i 0,5 stopnia. Istotny dla systemu jest fakt opomiarowania 92% generacji wiatrowej w Hiszpanii. O ile wcześniejsze wersje systemu obliczały

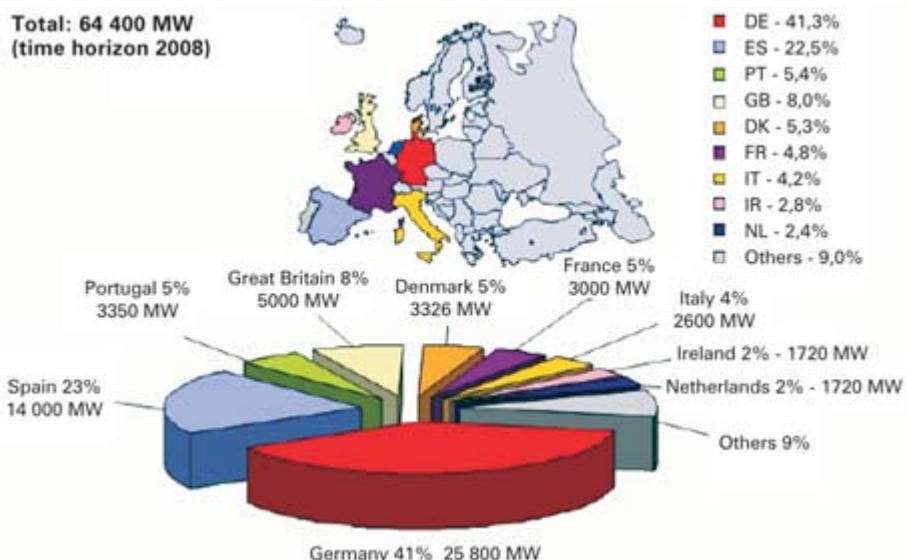
średnie wartości godzinne, o tyle obecny system umożliwił wyznaczenie średnich wartości 15-minutowych wyliczanych cztery razy na godzinę.

Referat [31] prezentuje osiągnięcia Japonii w zakresie systemów prognozowania generacji wiatrowej oraz wykorzystanie systemów magazynowania energii do kompensowania zmienności generacji wiatrowej.

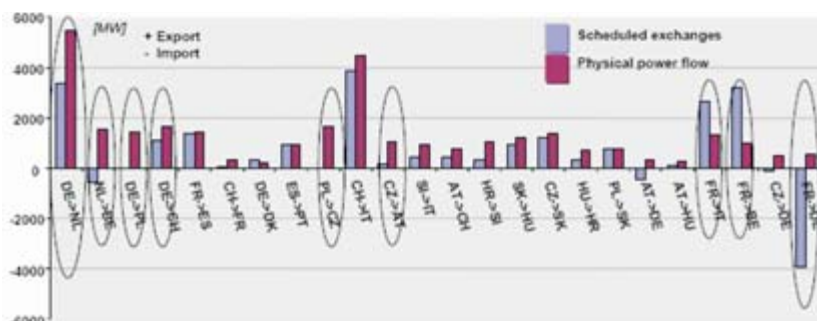
Literatura

- [1] Ayuev B., Erokhine P., Kulikow Y.: PMU application for IPS/UPS dynamic performance monitoring and study
- [2] Rauhala T., Saarinen K., Kaukonen T.: On applications and quality of subsynchronous frequency components extracted from phasor measurement unit measurement data
- [3] Kim S. et al.: Development of K-WAMS for monitoring Korean power grid security, and application to the future IT infrastructure design
- [4] Rouden K., Larsson J.: Real-Time detection of originating events in large alarm cascades
- [5] Wilson D. et al.: Control center applications of integrated WAMS-based dynamics monitoring and energy management systems
- [6] Moslehi K. et al.: Smart infrastructure for self-healing power grid – concept for coordinated intelligent control

Rys. 7. Moce generacji wiatrowej planowane na koniec 2008 roku



Rys. 8. Przepływy mocy w scenariuszu „North”



- [7] Soonee S. et al.: Application of phase angle measurement for real time security monitoring of Indian power system – an experience
- [8] Naggar R. et al.: Restoration of Hydro-Quebec bulk power system using RECRE
- [9] Alvez F. et al.: Changing paradigms for increased productivity in power system restoration studies: The Brazilian ISO experience
- [10] Gomes P., Guarini A.: Requirements in design and implementation of restoration facilities and procedures in order to improve power system restoration: The Brazilian experience
- [11] Avila-Rosales R. et al.: Impact of PMU technology in state estimation
- [12] Sezi T. et al.: Bringing new visualization tools for the detection and mitigation of dynamic phenomena in the transmission system
- [13] Krebs R. et al.: Blackout prevention by online network and protection security assessment: 1st DSA-experiences from North Africa
- [14] Giannuzzi G. et al.: Voltage and angle stability monitoring: possible approaches in the framework of wide area measurement system (WAMS)
- [15] Nordstrom L., Narman P., Johnson P.: Modelling and evaluating non-functional aspects of integrated protection and control systems
- [16] Bertolini P., Pescarou S., Juston P.: Contribution of generating units to load frequency and voltage control in France: contractual agreements and performance monitoring by RTE
- [17] Burger L. et al.: Various methods for forecasting cross-border power flows in the Hungarian transmission system
- [18] Thalassinakis E. et al.: A method evaluating the impact of various parameters on a frequency security criterion of isolated power systems
- [19] Nikolovski S. et al.: Reliability assessment of Croatian power system in open electricity market environment
- [20] Bondarenko A. et al.: Digital models perfection for solving problems of IPS/UPS system reliability
- [21] Cremenescu M. et al.: Joint & coordinated development of operators in control centers from different companies & nationalities
- [22] Blaettler M. et al.: Emergency organization and crisis management in system operation
- [23] Bassi F. et al.: The new DTS for the Italian transmission system dispatcher: organization, architecture, tools and functionalities
- [24] El-Werfelli M. et al.: Design of an optimized defense plan for a power system
- [25] Smith J.: The role of wind forecasting in utility system operation
- [26] Dudurych I, Jones H., Power M.: The control of a power system with a high wind power penetration: Ireland's experience
- [27] Ernst B., Reyer F., Rohrig K.: Usage and enhancement of wind power prediction tools at RWE Transportnetz Strom GmbH (RWE TSO)
- [28] Scirocco B. et al.: Integration of large wind generation in the Italian power system: security enhancement and prediction system development
- [29] Abildgaard H. et al.: European wind integration study (EWIS) – reference study towards a successful integration of wind power into European electricity grids
- [30] Gonzalez G. et al.: SIPREOLICO: Wind power prediction tool improvement in the period 2005 – 2007
- [31] Sakamoto K. et al.: Wind power forecasting and application of batteries for stabilization in Japan



Jacek Malko, Artur Wilczyński

Politechnika Wroclawska

## Rynki energii elektrycznej i regulacja – Komitet Studiów C5

Referaty przedstawione na sesji tematycznej Komitetu Studiów C5 w ramach 42. Sesji Generalnej CIGRE poszukiwały odpowiedzi na 3 tematy preferowane (Preferential Subjects).

**PS 1.** Systemy informatyczne i komunikacyjne w deregulacji sektora energii elektrycznej:

- wpływ rozdzielenia przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo na systemy informatyczne i komunikacyjne,
- zastosowania nowych usług zorientowanych rynkowo,
- integracja nowych systemów informatycznych i komunikacyjnych.

**PS 2.** Zachęty do inwestowania w wytwarzanie i przesył w środowisku rynku energii elektrycznej:

- kryteria inwestowania (w wytwarzaniu i przesyśle) w środowisku rynkowym,
- doświadczenia procesów inwestowania,
- rola regulatorów w procesie rozwoju: definiowanie celów, zasady zastosowań, miary.

**PS 3.** Interakcje pomiędzy zasadami bezpieczeństwa systemu a zasadami rynku:

- bezpieczeństwo dostaw/niezawodność: definiowanie przez regulatora, perspektywy techniczne i zasady,
- regulowanie jakości osiągnięć i zarządzanie systemami połączonymi, problemy sterowania i kontroli, problemy rynku, miary sukcesu, odpowiedzialności.

Temat PS 1 był wspólny dla S.C. C5 i S.C. D2 (Systemy informatyczne i telekomunikacja); omówienie zgłoszonych referatów zawarte jest w „C5 D2 Special Report” [31], którego autorem jest Alain Taccoen.

### Systemy informacyjne i komunikacyjne w deregulacji sektora energii elektrycznej

Obrady na temat systemów informacyjnych i komunikacyjnych były wspólną inicjatywą dwóch komitetów studiów CIGRE – C5 „Electricity Markets and Regulation” i D2 „Information Systems and Telecommunication” [31]. Podkreślono, że żaden rynek nie może funkcjonować bez systemów informacyjnych. Systemy te znajdują się przed ciągłym wyzwaniem nowych potrzeb rynku.

Nowe systemy informacyjne są rozwijane pod kątem potrzeb obsługi rynku hurtowego oraz detalicznego. Dedykowane są one nowym aktorom występującym na rynku energii, jak na przykład niezależnym operatorom systemu przesyłowego (OSP), czy też operatorom systemów dystrybucyjnych (OSD). Mają one służyć organizowaniu rynków energii elektrycznej, automatycznym środkom komunikacji pomiędzy różnymi uczestnikami rynku, a także komunikacji pomiędzy wydzielonymi obszarami zasilania, w szczególności występującymi w Europie.

Centra zarządzania systemami informacyjnymi są podstawowym elementem dla osiągnięcia sukcesu w rozwijaniu efektywnych rozwiązań rynkowych w obrocie energią elektryczną, przy czym powinny być uwzględnione dwa podstawowe warunki:

- jeden warunek odnosi się do odpowiedniego zaprojektowania systemu zarządzania rynkiem (Market Management System – MMS) i systemu zarządzania energią (Energy Management System – EMS),
- drugi warunek dotyczy poprawnego bilansowania, z uwzględnieniem możliwości w zmniejszaniu obciążenia klientów.

Problemy poruszane w referatach i mieszczące się w obszarze pierwszego tematu preferowanego dotyczą:

- drogi przebytej od funkcjonowania w warunkach jednej zintegrowanej firmy do działania w warunkach wielostrefowych rynków,
- systemów zarządzania energią (EMS),
- integracji reakcji obciążeń oraz bilansowania rynków.

## Omówienie referatów

### *Droga od pojedynczej zintegrowanej firmy do wielostrefowych rynków*

**Referat C5/D2-101** [1] przedstawia wszystkie kroki operatora systemu przesyłowego (OSP) we Francji w dochodzeniu od przedsiębiorstwa zintegrowanego do osiągnięcia efektywnej niezależności w kontekście rozwijania systemu informacyjnego. Stworzenie warunków do funkcjonowania niezależnego OSP było jednym z kluczowych zadań systemu informacyjnego. System ten musiał ponadto spełniać warunki zapewnienia tajemnicy handlowej, braku dyskryminacji różnych podmiotów występujących na rynku, umożliwienia rozwoju usług i mechanizmów potrzebnych do łagodnego włączenia się w obręb struktury szerokiego rynku europejskiego energii elektrycznej.

Innym wspólnym tematem związanym z rynkami energii elektrycznej jest integracja różnych rejonowych rynków w jeden wspólny. Pierwszym takim rynkiem powinien być rynek hurtowy.

To oczywiście wymaga zlikwidowania różnic pomiędzy systemami informacyjnymi. Dobrym przykładem działań w tym kierunku jest referat C5/D2-106 [6], który pokazuje, jak można rozwiązać ten problem. Prezentuje on podejście kilku europejskich organizacji, takich jak ETSO (europejskich operatorów) czy EFET (europejskich sprzedawców), które skupiły swoją uwagę na wspólnie akceptowanych standardach stopniowo rozwijanych, w celu ułatwienia procesów wymiany danych między różnymi rynkami hurtowymi państw członkowskich Unii Europejskiej.

**Referat C5/D2-108** [8] z Japonii zwraca uwagę na konieczność wzmocnienia komunikacji pomiędzy różnymi przedsiębiorstwami energetycznymi, a także klientami, w celu zwiększenia efektywności funkcjonowania zderegulowanych systemów elektroenergetycznych.

Kolejnym etapem po ewolucji systemów informacyjnych hurtowych rynków energii elektrycznej jest zharmonizowane podejście do rynków detalicznych na różnych obszarach, ponieważ dostawcy zamierzają rozwinąć swoją działalność w różnych rejonach.

**Referat C5/D2-109** [9] prezentuje opinię przedstawicieli 10 państw europejskich, wszystkich członków forum energetycznego Business Information eXchange (eBIx), którzy kładą nacisk na standaryzację rozwiązań rynków detalicznych, w szczególności odnoszącą się do przyłączania klientów do sieci oraz wymiany danych pomiarowych.

### *Systemy zarządzania energią (EMS)*

**Referat C5/D2-111** [11] autorów reprezentujących Norwegię, Szwecję i USA prezentuje doświadczenia dotyczące systemu EMS, zainstalowanego w Centrum Sterowania Statnett, w 2004 roku. Rozważania prowadzono w kontekście wysokiego nacisku, jaki jest wywierany na system informacyjny operatora systemu przesyłowego przez coraz to nowe potrzeby rynku. Trudno jest rozwinąć taki system gdyż jest to przedsięwzięcie spóźnione, ale jest ono wysoko cenione z jednej strony przez operatorów systemu przesyłowego, a z drugiej strony przez aktorów rynku. Pozwala ono bowiem na lepsze wykorzystanie możliwości systemu elektroenergetycznego.

Opis szerokiej inicjatywy związanej z architekturą EMS na 21 wiek przedstawia **referat C5/D2-105** [5], przygotowany przez członków CIGRE WG (WG D2.24). Celem tej inicjatywy jest wspólne rozwijanie systemów informacyjnych mogących funkcjonować w czasie rzeczywistym i prawie rzeczywistym, a także ujednoczenie mechanizmu, który mógłby prowadzić do redukcji kosztów w skali globalnej i być pomocny dla wszystkich.

**Referat C5/D2-107** [7] z Francji przedstawia podejście firmy AREVA do wyjścia naprzeciw potrzebom TSO i ISO, w szczególności dotyczących większej harmonizacji i mniejszych kosztów.

### *Integracja reakcji obciążeń i bilansowania rynków*

Klienci zakwalifikowani do grupy gospodarstwa domowe posiadają znikomą wiedzę na temat rynków energii, stąd też trudno jest sądzić o ich reakcji na ceny energii elektrycznej.

W **referacie C5/D2-102** [2] opisano doświadczenia norweskie w zakresie innowacyjnych badań dotyczących możliwości wykorzystujących nowe rodzaje cen adresowanych do odbiorców mieszkalnych. Bazują one na kombinacji, tzw. cen chwilowych (spot price) z cenowym zabezpieczeniem na ustalone z góry roczne zapotrzebowanie na energię. Szczególnie interesujące może to być w odległym, np. 2014 roku, kiedy to wszyscy klienci będą wyposażeni w „mądre” liczniki, wysyłające odpowiednie bodźce do odbiorców energii, tzw. mieszkaniowych, w wyniku których będą oni przystosowywać swój pobór do sygnałów cenowych.

**Referat C5/D2-104** [4] z USA rozwija problem integracji reakcji obciążenia z rynkiem rezerwy, który jest jednym z dwóch w PJM rynków usług systemowych. Reakcja obciążeń klientów musi się sprowadzać do zmniejszenia pobieranej przez nich mocy w ciągu 10 minut na życzenie PJM. Wymaga to odpowiednich przedsięwzięć inwestycyjnych w infrastrukturę u klientów, umożliwiających dokładną reakcję obciążenia.

Z kolei **referat C5/D2-104** z Norwegii opisuje z sukcesem przeprowadzoną integrację tak wielu uczestników, jak to tylko było możliwe, w rynku rezerwy oraz rynku bilansującym, poprzez rozwój systemu informacyjnego NOIS (Nordic Operational Information System). W szczególności

skoncentrowano się na wielu małych uczestnikach, wykorzystując w tym celu różne rozwiązania interfejsów (Web i EDI).

### Problemy do rozstrzygnięcia w ramach PS 1

**Problem 1.1.** Bardzo często operatorzy systemu przesyłowego (TSOs) lub niezależni operatorzy systemu (ISOs) zostali wykreowani z przedsiębiorstwa zintegrowanego, funkcjonującego w przeszłości. Który rodzaj systemów informacyjnych jest niezbędny dla zabezpieczenia zadowalającej działalności tych nowych firm? Szczególnie interesujące mogłyby tutaj być przykłady praktyczne.

**Problem 1.2.** Integracja rynków istniejących na różnych obszarach, początkowo odseparowanych, w jeden rynek będzie oczywiście ujawniać niezgodności systemu informacyjnego. System ten powinien więc być rozwijany, aby rzeczywiście z sukcesem, tak szybko jak to jest tylko możliwe, scalić różne obszary rynku w jeden. Czy software dostawców lub operatorów systemu może dostarczać informacje umożliwiające utrzymanie zasady rozdziału tych działalności? To pytanie odnosi się także do rynków hurtowych oraz detalicznych.

**Problem 1.3.** W jaki sposób ewolucja dotychczasowych lub nowe rozwiązania systemów EMS mogą pomóc w rozwijaniu działań rynkowych? Czy można przedstawić jakieś przykłady nowych możliwości działań dla podmiotów rynkowych, stworzonych przez nowe systemy EMS?

**Problem 1.4.** Systemy informacyjne są kosztowne, jednakże są one „lokomotywą” rynków. W jaki sposób regulacja kosztów technologii informacyjnych IT może wpływać na rozwój konkurencji na rynkach?

**Problem 1.5.** Integracja reakcji obciążeń z rynkami bilansującymi jest jeszcze innowacją. Występuje także przypadek reakcji obciążeń na rynku spotowym. Czy można zaprezentować przykłady ich wpływu na rynek? Jaki typ specyficznego IT musi być rozwijany?

**Problem 1.6.** Dla bilansowania systemów elektroenergetycznych konieczne jest dysponowanie rezerwami. Jakie systemy IT muszą być zaimplementowane, aby możliwe było rozwijanie konkurencji wśród oferentów tych rezerw? Czy możliwe jest uzyskiwanie w tym przypadku rozwiązań bez wielkich systemów informacyjnych?

**Problem 1.7.** Czy możliwe jest przytoczenie specyficznych przykładów organizacji operatorów systemów przesyłowych (zasobów ludzkich, budżetu, związków z dostawcami...), które radzą sobie z takimi szybkimi zmianami zapotrzebowania na rynku? Czy występują jakieś niedostosowane systemy? Jakie są wówczas możliwości, aby zintegrować w jeden system IT wszystkie inne rozwiązania tych systemów?

**Problem 1.8.** Jakie są możliwości przewidywania potrzeb rynkowych, skoro one ulegają szybkiej ewolucji? Jaki typ usług został jeszcze pominięty?

### Zachęty do inwestowania w wytwarzanie i przesył

Grupa referatów, tematycznie związana z PS-2 („Zachęty do inwestowania...”), recenzowana była przez referentów

generalnych Eduardo Nery’ego, Alaina Taccoena i Tima Bakera [32]. Procesy inwestycyjne, analizowane w kontekście sesji tematycznej S. C. C5, obejmują problemy zachęty do przyciągania i stałego zaangażowania funduszy dla rozwoju, odbudowy i modernizacji podsystemów wytwórczego i przesyłowego. Zestaw dziesięciu referatów podzielono na cztery grupy zgodnie z ich szczegółową tematyką: inwestycje generacyjne (3 ref.), interakcje inwestycji w wytwarzanie i przesył (2 ref.), inwestycje przesyłowe wraz z połączeniami transgranicznymi (2 ref.) i grupa referatów o tematyce mieszanej (3 ref.).

Poszczególne referaty przedstawiają odmienne realia i punkty widzenia w zakresie polityki, projektowania i modele funkcjonowania systemów wytwórczych i przesyłowych, tworzące różnorodność sytuacji i rozwiązań stwarzających zachęty i bodźce inwestycyjne. Dynamicznie ewoluująca sytuacja każdego z systemów dostaw energii, uczestniczącego w specyficznych rynkach towarowych i finansowych, wymaga nieustającej koordynacji i adaptacji, co sprawia, iż są to procesy stałego doskonalenia, gdyż ich budowanie następuje w odpowiedzi na zróżnicowane struktury narodowych i regionalnych rynków energii i zróżnicowane uwarunkowania środowiskowe w danym przedziale czasowym.

### Omówienie referatów

#### Inwestowanie w moce wytwórcze

**Referat C5-201** [12] omawia rozwój generacji na rynku regulowanym w Brazylii z wykorzystaniem mechanizmu aukcyjnego, umożliwiającego dostęp wszystkim oferentów zapewniających równoczesne wykorzystanie różnych technologii wytwórczych (hydro, paliwa kopalne, OZE ...). Analizie poddano aspekty kar i zachęty, wynikające z bieżącej polityki energetycznej i regulacji oraz perspektyw, reprezentowanych przez trendy rozwojowe. Przeniesienie ryzyka dostaw paliwa na inwestora jest zagadnieniem kluczowym i rozstrzyganym przez system regulacji przez zachęty i regulacji przez kary w warunkach kontraktowania długoterminowego. Metoda opłat za przesył z wykorzystaniem cen węzłowych nakłada ostre ograniczenia na rozwój elektrowni ciepłych, gdyż zmienia w sposób zasadniczy przepływy finansowe pomiędzy istniejącymi wytwórcami. Dla niedyskryminacyjnego uwzględnienia różnych konkurujących ze sobą źródeł w ramach wspólnej procedury aukcyjnej, regulator wprowadza procedurę wyrównywania szans lub cen ekwiwalentnych, rozstrzygających przypadki sporne. Omówiono skrótowo problemy związane z interakcjami na wolnym rynku i zachęty do generacji na potrzeby własne (autoprodukcja).

**Referat C5-203** [14] przedstawia metodę oceny (ewaluacji), wykorzystaną do modelowania konkurencyjności na rynku energii elektrycznej Izraela, tworzącego system wyspowy. Restrukturyzacja tego sektora oznacza wydzielenie czterech spółek generacyjnych, odpowiedzialnych za zapewnienie rozwoju z wykorzystaniem tych samych co poprzednio technologii i kosztów. Różnice polegają na strategiach tworzenia cen przez poszczególne spółki dla grup jednostek wytwórczych. Ponieważ w poszczególnych dobach utrzymano krytyczną równowagę podaży i popytu na energię elektryczną następuje zmniejszenie marginesu rezerwy mocy wraz z czasem, a wszystkie symulowane warianty prowadzą do wyższych cen hurtowych rynku konkurencyjnego w porównaniu z regulowaną ceną odniesienia (aż do wprowadzenia pułapów cenowych). Wyniki wykazały, że zastosowany model konkurencyjności prowadzi do relokacji przychodów i zysków pomiędzy wytwórcami, lecz zawsze zwiększa ceny dla odbiorców, mimo iż promowany jest rozwój podsystemu generacyjnego.

**Referat C5-208** [19] dokonuje porównania rynku mocy (jak PSM), charakterystycznego dla warunków USA z rynkiem energii, reprezentowanym przez francuski RTE, charakterystyczny dla krajów europejskich. Przedstawiono tezę, że w obydwu tych modelach występują podobne rodzaje błędów funkcjonowania rynku, bez względu na istnienie (lub nieistnienie) pułapu cenowego. Obydwa modele wykazują różnice strukturalne, ale bardzo wysokie poziomy cen nie występują w nich zbyt często. Dla PSM, mimo sumowania przychodów za ofertę mocy i dostarczoną energią oraz usługi systemowe, nie uzyskuje się środków własnych dla pokrycia składowej stałej nowej generacji. Niedostępne są podobne wyliczenia dla RTE. W celu zredukowania zmienności w cenach za moc zainstalowaną w PSM ryzyko inwestycyjne i koszty z nim związane są przenoszone na inwestora, przy czym wykorzystywane jest podejście hybrydowe w systemach rozdziału kosztów i wycen ilościowych z zastosowaniem aukcji i odwołań opartych na wymaganiach dla mocy zainstalowanej.

Taki proces nie może być zastosowany przez RTE, dla którego współpraca i koordynacja sąsiadujących ze sobą operatorów sieciowych jest łatwiej osiągalna, dopóki nie osiągnięte zostanie porozumienie w skali UE, na mocy którego właściwy poziom inwestycji zapewniowany będzie na drodze skoordynowanego rozdziału obciążeń pomiędzy jednostki wytwórcze.

#### *Interakcja pomiędzy inwestycjami w wytwarzaniu i przesyłach*

**Referat C5-202** [13] przedstawia współczesne tendencje rozwoju generacji i przesyłu w warunkach Australii na terytorium obejmującym pięć stanów wschodnich i zachód kontynentu z bilateralnym rynkiem mocy oraz dla Nowej Zelandii z rynkiem spotowym i cenami węglowymi. Po podjęciu decyzji koszty inwestycyjne w wytwarzaniu są na ogół uważane za niepodlegające zmianom. Polityka ograniczania emisji CO<sub>2</sub> w ostatnich czasach stała się problematyką dominującą. Dostęp do ograniczonych zdolności przesyłowych zależy od niższych cen za generowaną moc w przypadku zlokalizowania generacji w pobliżu bazy zasobowej. Pełną informację o warunkach dla nowych inwestycji przesyłowych (obejmujących inwestycje sieciowe, siecią infrastrukturalną istniejącą, niezawodność i zarządzanie zdolnościami przesyłowymi) podaje roczne sprawozdanie o narodowych sieciach przesyłowych. Uwzględniając założony pięcioletni okres zwrotu ramy regulacyjne podtrzymują proces konsultacji publicznych, będący narzędziem typowania wariantów bardziej efektywnych. Zarządzanie ograniczeniami w przesyłach pomiędzy regionami stanowi nierozwiązane uwarunkowanie, wpływające na rozwój generacji z zachowaniem optymalności decyzji. Przedmiotem podjętych działań są nowe reguły planowania rozwoju sieci przesyłowych z horyzontem 10-letnim, ze ściślejszą interakcją pomiędzy ofertami wytwarzania, zapotrzebowania oraz źródłami zasobów energii pierwotnej. Niepewność związana z wpływem ogólnej efektywności w obszarze wytwarzania (nie regulowanym, konkurencyjnym) i przesyłu (działalność regulowana) na proces inwestycyjny wymaga dostarczenia przez regulatora informacji wyprzedzających w celu zapewnienia koordynacji działań i sygnałów, zachęcających do inwestowania w sposób wiarygodny i zoptymalizowany.

**Referat C5-205** [16] koncentruje się na doświadczeniach płynących z silnego wzajemnego uzależnienia procesów rozwoju sieci przesyłowych i generacji w warunkach norweskiego rynku energii. Proces rozpoczynał się przy

nadmiarze zdolności przesyłowych i wytwórczych, więc podstawowym celem regulacji ekonomicznej było ograniczenie kosztów eksploatacyjnych i polepszenie wykorzystania mocy zainstalowanych. Inwestorzy będą w sposób efektywny podążać za potrzebami systemu według prognoz długoterminowych. Definiowanie cen opiera się na pewnych założeniach oraz bierze pod uwagę: niedoskonałość sygnałów cenowych (koszty krańcowe w odniesieniu do cen obszarowych), regulowanie sieci (kryteria OSP, zachętę do regulacji zamiast rynkowego stanowienia cen), etapowanie inwestycji (technologie generacyjne i przesyłowe bazują na przyrostach skokowych, a sygnały cenowe nie są już efektywne w zapewnianiu zachęt do rozbudowy generacji), wreszcie uwzględnia zwłokę czasową w procesach decyzyjnych (licencjonowanie vs. względy natury społecznej, asymetria czasów wprowadzania nowych mocy). Ścisłe koordynowanie zapewnia korzyści zarówno w warunkach, gdy generacja i przesył są inwestycjami konkurującymi bądź gdy mają charakter komplementarny. Wraz z wyczerpywaniem się nadmiaru zdolności generacyjnych i przesyłowych sygnały cenowe są coraz bardziej użyteczne w podejmowaniu decyzji inwestycyjnych. Nowe źródła, wykorzystujące zasoby odnawialne, wprowadzają istotne zmiany w dotychczasowych kierunkach działań, skłaniając do ścisłej koordynacji procesu rozbudowy systemu.

#### *Inwestycje sieciowe uwzględniające sygnały dla połączeń transgranicznych*

**Referat C5-206** [17] przedstawia ostatnie zmiany w stanowieniu cen regulowanych w UK, dotyczące kosztów eksploatacji, kosztów kapitałowych oraz kosztów finansowania. Większość niezbędnych inwestycji powinna wynikać z decyzji podejmowanych przez użytkowników. Otoczenie regulacyjne musi być dostatecznie elastyczne dla stworzenia warunków informowania użytkowników, rozpoznawania zewnętrznych czynników sprawczych i – w sytuacjach wyjątkowych – zapobiegania interwencjonizmowi. Tak więc składowa kapitałowa kosztów zawiera obydwa rodzaje inwestycji: związane z obciążeniem (lokalne połączenia i infrastruktura, średnie i wielkie inwestycje infrastrukturalne i/lub wzmocnienie systemu, jak też inwestycje niezwiązane z obciążeniem – wymiana majątku kończącego swój czas życia, zapewniająca dotrzymanie bezpieczeństwa i zapobiegająca stanom awaryjnym. Dla sytuacji związanych z obciążeniem decydujące o przychodach są wielkości ustalane na bazie metodyki strefowej. Regulator zapewnia stały nadzór nad przedsięwzięciami w całym przedziale czasowym i okresie kontrolowania cen. Oczekuje się, iż nowe porozumienie zapewni ocenę wyników i coroczne raportowanie stanu.

**Referat C5-209** [20] przedstawia zastosowanie nowego oprogramowania symulatora rynku energii w horyzoncie rocznym dla nowych uwarunkowań włoskiej giełdy energii przy znacznej rozbudowie mocy wytwórczych (zwłaszcza CCGT) i z uwzględnieniem ograniczeń sieciowych, utrudniających wymianę transgraniczną pomiędzy Niemcami, Szwajcarią i Włochami. Symulowanie zachowań rynku jest wykorzystywane do oceny godzinowych strefowych cen na giełdzie energii, umożliwiając określanie zysków i udziałów w rynku spółek wytwórczych, konkurujących na włoskiej giełdzie energii. Zyskowość jest wyznaczona na podstawie jednostkowego kosztu krańcowego zmiennego z uwzględnieniem systemu handlu emisjami (ETS) oraz zielonych certyfikatów. Rozważane są dwa scenariusze dla ropy naftowej jako paliwa dla elektroenergetyki oraz dwie wirtualne jednostki generacyjne, reprezentujące warunki eksport/importu.

Wyniki dostarczają bogatej i spójnej informacji strategicznej, łącznie z sytuacją braku efektywnych rozwiązań ograniczeń transgranicznych na skutek braku cen futures na giełdzie włoskiej.

### Zagadnienia wybrane

**Referat C5-204** [15] informuje o wynikach badań studialnych efektów kontraktów długoterminowych dla równowagi rynkowej na rynku poolowym z ograniczeniami przesyłowymi. Gdy występują nieliczni wielcy dostawcy, to większa jest szansa nadużywania przez nich siły rynkowej. Przeprowadzono badanie modelu trzech połączonych rynków, na których dostawcy przedstawiają oferty ISO. Wyznaczono koszty krańcowe przy występowaniu i nie występowaniu ograniczeń sieciowych, wykazując skutki dla dochodowości dostawców, zależne od przyjętych przez nich strategii. Ważnym wnioskiem jest, że kontrakty długoterminowe przy ograniczeniach sieciowych, zależnych od warunków importowo/eksportowych, prowadzą do zmniejszenia korzyści społecznych.

**Referat C5-207** [18] daje szeroki przegląd działań i koordynacji operatorów (ISO) w ramach Gulf-Cooperation Council. Zadania operatorów, ich rolę ekonomiczną i zarządzanie mocą bierną ustalono dla integrowania zderegulowanej infrastruktury sieciowej i współdziałania z głównym ośrodkiem sterowania, odpowiedzialnym za utrzymanie częstotliwości i mocy wymiany, współpracę międzysystemową i nadzór nad dostępem do sieci jak też za koordynację. Oczekuje się wprowadzenia systemu monitorowania wielkoobszarowego, wykorzystującego pomiary fazona oraz systemu billingowo-księgującego w celu spełnienia zidentyfikowanych potrzeb.

**Referat C5-210** [21] przedstawia podejście do monitorowania mocy czynnej, przeznaczone dla rozwiązania problemów związanych z opłatami przesyłowymi (na bazie cen węzłowych), alokacją strat i kosztów oraz ze wprowadzeniem taryf przesyłowych „w punkcie przyłączenia” (będących sygnałami cenowymi) w międzystanowym systemie przesyłowym Indii. Zaproponowano specyficzne rozwiązania dla spełnienia wymagań przesyłowego systemu połączonego: proporcjonalności do wyników śledzenia rozpliwów, proporcjonalności do alokacji podmiotów odnoszących korzyści lub wzmocnienia systemu. Zbadano skuteczność proponowanych rozwiązań dla sieci Regionu Zachodniego. Ponieważ oczekuje się znaczącej ekspansji prywatnych inwestorów w obszarze generacji, kluczowym elementem stają się scenariusze rozbudowy sieci przesyłowych w warunkach restrykcyjnych i skomplikowanych przepisów budowy linii elektroenergetycznych. System poolu cen przesyłowych odgrywa zasadniczą rolę w akceptacji sieci, wykorzystujących zasadę podziału kosztów.

### Problemy do rozstrzygnięcia w ramach PS 2

**Problem 2.1.** Wraz z obniżaniem poziomu rezerwowania i redundancji systemu elektroenergetycznego, postępowaniem procesu starzenia, a nawet przy krytycznym stanie równowagi jakie są najbardziej skuteczne i stosowane drogi do przyłączenia gwarantowanych inwestycji w źródłach i sieciach dla rozwoju lub odbudowy systemu w warunkach zderegulowanego rynku?

**Problem 2.2.** W odniesieniu do aktualnego stosowania zachęt do pobudzenia procesu inwestycyjnego w generacji i przesyśle rodzą się pytania:

- czy inwestycje skutecznie odpowiadają potrzebom, dla jakich stworzono system zachęt? Kiedy i gdzie zachęty powinny być nakazane prawem?
- jakie są najlepsze zachęty dla każdej ze specyficznych sytuacji w generacji i przesyśle?
- jakie są podstawowe różnice i obszary zastosowań pomiędzy zachętami i subsydiowaniem w sytuacji inwestycji w generacji i przesyśle?

**Problem 2.3.** Systemy oparte na rynku mocy i rynku energii reprezentują dwa znane systemy rynkowe z odmiennymi warunkami ryzyka i kosztów dla inwestora, związanymi ze zmiennością rynku. Które z towarzyszących uwarunkowań i procedur zapewniają inwestorowi komfort i atrakcyjność w tych modelach?

**Problem 2.4.** Systemy przesyłowe transgraniczne lub interregionalne często wprowadzają ograniczenia zdolności przesyłowych, naruszają wystarczalność i powodują inne niepożądane skutki dla sieci elektroenergetycznych; jednocześnie jednak zapewniają one zasilanie jednej lub obydwu stron, pobudzają konkurencyjność i dywersyfikację zasilania na połączonych rynkach. Jakie są najlepsze rozwiązania dla zbudowania takiego systemu przesyłu, który spełniłby oczekiwania sieci i rynku?

**Problem 2.5.** Infrastruktura sieciowa i rynek sygnalizują istnienie zagrożeń lub szans dla inwestorów. Jakie są podstawowe sygnały do wykorzystania – stosowane lub przewidywane – w uzyskiwaniu decyzji inwestycyjnych w generacji i sieci?

### Interakcje pomiędzy bezpieczeństwem systemu a zasadami rynku

Referaty grupy 3 zostały także omówione w referacie generalnym E. Nery'ego, A. Taccoena i T. Bakera.

**Referat C5-301** [22] porusza problem, dlaczego bezpieczeństwo eksploatacyjne jest zarządzane przez zasady i kodeksy sieciowe, zaś wystarczalność systemu jest zarządzana na ogół przez mechanizmy rynku, co ma miejsce na przykład na narodowym rynku energii w Australii. Referat proponuje szerokie działania dla wspomagania współpracujących systemów w tworzeniu granic bezpieczeństwa eksploatacyjnego z udziałem mechanizmów rynku.

**Referat C5-302** [23] opisuje aktualne reformy indyjskiego przemysłu elektroenergetycznego oraz wysiłki dla stworzenia giełdy energii. Dokonano przeglądu zagadnień technicznych (ograniczenia, straty przesyłu, opłaty przesyłowe, koordynacja), które muszą być rozwiązane w celu ułatwienia ustanowienia i funkcjonowania giełd energii.

**Referat C5-303** [24] dyskutuje powstanie rynku usług przesyłowych. Proponowany model integruje wszystkie transakcje (kupno/sprzedaż) ze standardami bezpieczeństwa elektroenergetycznego. W odniesieniu do systemu elektroenergetycznego Rumunii referat proponuje stworzenie pełnego systemu tworzenia cen opartego na rynku, spójnego z ograniczeniami rzeczywistego systemu i obejmującego ceny wejścia/wyjścia oraz taryfy. Przedyskutowano alokację transakcyjne jako wynik ograniczeń i zachęt dla ISO do maksymalizacji mocy dyspozycyjnej.

**Referat C5-304** [25] dokonuje przeglądu nowego rosyjskiego konkurencyjnego rynku zdolności wytwórczych. Zdolności są oferowane na aukcjach z wyprzedzeniem 4-letnim. Dostawcy są zobowiązani do spełnienia szeregu wymagań technicznych i finansowych. W szczególności w zamian za gwarantowany okres zwrotu inwestorzy obciążani są karami za niedostarczenie zakontraktowanej mocy. Aukcja jest korygowana dla uwzględnienia takich parametrów technicznych,

jak przewidywany udział generacji rozproszonej, ograniczenia sieciowe i wskaźnik rezerwy mocy.

**Referat C5-305** [26] przedstawia zwięzły opis procesów, wykorzystywanych dla opracowania Kodeksu Sieciowego Arabii Saudyjskiej. Skomentowano aspekty metodologiczne, stosowane dla określenia wizji strategicznej, określenia celów i harmonogramów wprowadzania nowego Kodeksu. Przedstawiono również uzyskane doświadczenia łącznie z uogólnionym podejściem, angażującym kluczowych udziałowców (podmioty) oraz wagę budowania instytucjonalnej bazy zdolności wytwórczych według reguły rynkowej. Referat ten może być użyteczny jako „mapa drogowa” dla krajów realizujących lub rozważających restrukturyzację sektora energetyki.

**Referat C5-306** [27] rozważa standardy bezpieczeństwa systemu przesyłowego w horyzontach krótko- i długoterminowym. Dyskutowany jest problem, który skłania do obaw o definiowanie bezpieczeństwa zasilania: czy jest to struktura, zachowanie lub parametry czy też sposób, w jaki uczestnik rynku jest poddany regulacji? Postulowane jest dokonanie przeglądu standardów bezpieczeństwa przesyłu na zliberalizowanym rynku Omanu.

**Referat C5-307** [28] omawia koncepcję alokacji na bazie rozprężowej w obszarze środkowej i zachodniej Europy dla rynku dobowego. Podejście polega na bardziej transparentnym uwzględnieniu ograniczeń sieciowych w mechanizmie łączenia rynków. W celu ograniczenia obliczeniowej złożoności metoda skupia się na liniach przesyłowych, które znacząco wpływają na wymianę transgraniczną. Proponowane jest stosowanie stopniowanych ofert redukcyjnych w obrębie kraju, aczkolwiek można przewidywać i inne środki.

**Referat C5-308** [29] dotyczy interaktywnego podejścia w czasie rzeczywistym, w którym poszukuje się rozwiązania rynkowego (ceny), spójnego z bezpieczeństwem systemu. Różne wersje tego rozwiązania stosuje się w RPA i Serbii. Stosowana jest funkcja analizy udziału (oparta na kryterium N-1) dla uzyskania złagodzenia ograniczeń zakłócających funkcjonowanie mechanizmu ustalania ceny rozliczeniowej. Tak więc poszukiwane jest rozwiązanie unikające naruszenia bezpieczeństwa sieci.

**Referat C5-309** [30] prezentuje przegląd przyszłościowych kierunków rozwoju sektora energii elektrycznej w Kamerunie, przygotowujących do udziału w powstającym rynku energii elektrycznej CEMAC. W obliczu problemów z rosnącym zapotrzebowaniem (ponad 6% rocznie), ograniczenia możliwości hydroenergetyki i starzejący się majątek sektora rząd opracował dynamiczny plan rozwoju z horyzontem 25 lat. Wśród celów tego dokumentu przewiduje się budowę elektrowni gazowej, korzystającej z zasobów złóż Atlantyku.

### Problemy do rozstrzygnięcia w ramach PS 3

**Problem 3.1.** Co powinno charakteryzować „idealną giełdę energii elektrycznej”? Jakie są rozwiązania światowe i przykłady, w których założenia bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego współdziałały z operacjami rynku finansowego. Jak regulator winien postępować z interakcjami pomiędzy rynkami finansowymi a fizycznymi rynkami „Spot”? Jak skuteczne są giełdy w odwzorowaniu ograniczeń fizycznych sieci?

**Problem 3.2.** Wyrażany jest pogląd [25], że rynki mocy w sposób nieunikniony powodują niemożność zapewnienia bodźców cenowych dla zachęcania do inwestycji w mocach wytwórczych. Jeżeli tak jest, że wprowadzenie rynków zdolności wytwórczych jest nieuchronne, to w jakim stopniu

możliwy jest sukces w zachęcaniu do nowych inwestycji i w jakiej mierze będą to działania efektywne? Jakie istnieją w skali światowej przykłady doskonalenia funkcjonujących rynków mocy i jakie czynniki dążenia te stymulują?

**Problem 3.3.** Zrozumienie uwarunkowań, mających prowadzić do ograniczeń przesyłowych oraz operacyjnych odpowiedzi OSP, dostarcza istotnych informacji komercyjnych dla zajmujących się zarządzaniem ryzykiem i fizycznych użytkowników sieci – jak powszechnie te informacje są dostępne? W jakiej mierze różne podejścia do zarządzania ograniczeniami skutkują zróżnicowanymi poziomami transparentności rynkowej dla użytkowników sieci i graczy na rynku? Jakie są skutki transparentności rynku, gdy rozdział obciążeń, ograniczony przez bezpieczeństwo przesyłu, zmienia horyzont czasowy z wyprzedzenia dobowego na rynek czasu rzeczywistego?

**Problem 3.4.** Zarządzanie ograniczeniami i wiele problemów bezpieczeństwa systemu wymagają stosowania środków wyboru jednostek wytwórczych, zdolnych do zwiększania lub obniżania mocy oddawanej do obszaru regionalnego bądź nawet do jednego węzła. W jakim stopniu różne podejścia rynkowe, stosowane do dopasowania poziomów generacji, zachowują efektywne ekonomicznie wartości produkcji, maksymalizujące całkowite społeczne korzyści dla wszystkich użytkowników sieci?

### Podsumowanie

Zasadniczą konkluzją wynikającą z lektury referatów przedstawionych w ramach grupy C5 może być stwierdzenie zawarte w referacie generalnym [32]: *Referaty przedstawiają zróżnicowane realia i orientacje w politykach, projektowaniu i modelach funkcjonowania systemów generacji i przesyłu, przyczyniające się do tworzenia mnogości sytuacji i bodźców (...). Dynamicznie rozwijająca się sytuacja każdego z systemów, poddanego regułom specyficznego rynku energii i rynku finansowego, wymaga nieustannej koordynacji i adaptacji na drodze procesu stałego doskonalenia przyjętego modelu w odpowiedzi na każde wyzwanie, wynikające ze zróżnicowanych struktur sektora i warunków otoczenia w każdej chwili.*

Warto zauważyć, iż cykl kongresowy CIGRE – od ogłoszenia problemów preferowanych, przez tryb konkursów narodowych po publikację materiału i ich publiczną prezentację – trwa niemal 2 lata. Siłą rzeczy materiały sesyjne nie obejmują z reguły wydarzeń ważnych dla sektora energii elektrycznej, a zachodzących w okresie „time lag”. Stąd też w polu widzenia sesji o rynkach i regulacji nie znalazły się problemy urastające dziś do rangi podstawowych wyzwań. Są to po pierwsze skutki nowej polityki energetycznej UE, zdominowanej przez zamierzenia i działania w zakresie zapobiegania zmianom klimatycznym. Aczkolwiek unijny „pakiet klimatyczno-energetyczny” ma charakter inicjatywy regionalnej, to jego proliferacja na skalę globalną zdaje się tylko kwestią czasu. Oczekiwać można, iż poznański „szczyt klimatyczny” i następne inicjatywy będą właśnie krokiem w tym kierunku.

Poważne badania, analizujące nowe uwarunkowania rynku i regulacji, podjęto na przykład Międzynarodowe Stowarzyszenie Ekonomiki na rzecz Energetyki (IAEE), publikując wyniki w zeszycie specjalnym *The Energy Journal* pod hasłem rynek i regulacja w świecie polityki niskowęglowej. To zagadnienie praktycznie nie jest obecne w materiałach sesji C5 Kongresu CIGRE.

Drugim wydarzeniem o skali światowej jest ujawniony kryzys sektora finansowego, rozlewający się swymi skutkami

na kryzys gospodarki globalnej. Pierwszą reakcją polityków, wspieranych opiniami ekonomistów, było wzmocnienie roli państwa, a zatem naruszenie równowagi mechanizmów rynkowych i regulacyjnych. Często przytaczana teza, że „bezpieczeństwo jest tam, gdzie państwo” jest w istocie postulatem zwiększenia interwencjonizmu rządów narodowych lub organizacji ponadnarodowych i ograniczenia roli rynku, a samo hasło „bezpieczeństwo” staje się aż nazbyt pojemne. Tak więc ostatnie miesiące przyniosły zasadnicze zmiany w filozofii ewolucyjnej transformacji od struktur scentralizowanych, monopolistycznych i zintegrowanych pionowo do zdecentralizowanych, zliberalizowanych i zde regulowanych. Postulowane silne wzmocnienie regulacji jest przejawem odwrócenia dotychczasowych trendów, charakterystycznych dla sektorów infrastrukturalnych, a zwłaszcza dla sektora elektroenergetycznego, uznawanego za infrastrukturę krytyczną.

#### Literatura

- [1] C5/D2-101 E. Mercandalli, Y. Harmand, F. Michon, M. Villemon, M. Berrier (France): Unbundling and Opening of the French Electricity Market the IT Support to Implementation It
- [2] C5/D2-102 O. S. Grande, G. L. Doorman, T. Rolfseng (Norway): Demand Response Impacts of Innovative Power Contract and Hourly Metering
- [3] C5/D2-103 R. Grindstrand, J. Nordvik, P. K. Lindi (Norway): Implementation of Solutions for the New Reserve and Balancing Markets in the Norwegian and Nordic Power System
- [4] C5/D2-104 A. L. Ott (USA): Implementation of Demand Response in the PJM Synchronized Reserve Market
- [5] C5/D2-105 A. P. Steven, S. D. Coe (USA): EMS Architectures for the 21ST Century – a New CIGRE Initiative
- [6] C5/D2-106 N. Singh, H. Brunswick, L. Schmitt, J.L. Sanson: Enabling efficient interactions in the wholesale energy market in Europe
- [7] C5/D2-107 L. Schmitt, D. Suzyumov, M. Mesbah, E. Fleuret (France): Information exchange in the deregulated Power Utility environment – A Service Oriented Architecture
- [8] C5/D2-108 H. Kouno, S. Suzuki, Y. Ono, K. Hosokawa, F. Fujikawa S. Yoshihara (Japan): Electric Power Deregulation in Japan and Management Efficiency Improvement Utilizing Information and Communication Systems
- [9] C5/D2-109 M. P. De Zwaan (Netherlands), K. Staschus (Germany), L. Sarkisian (Netherlands), V. Cordes (Germany), U. Møller (Norway), R. Baumann (Switzerland): European Harmonized Data and Message Exchange for Correct Metering and for Customer Choice: A Prerequisite for the Success of the Internal Energy Market
- [10] C5/D2-110 M. Ali Shafieezadeh, A. Ahmadi-Khatir, A. Jamshidi (Islamic Republic of IRAN): Fuzzy Generating Units Dispatch Considering the Load Interruption Cost
- [11] C5/D2-111 M. Jostad, A. Larsen (Norway), E. Khodaverdian (USA), A. Hellkvist (Sweden): Challenges and Experience of Commissioning Advanced EMS Applications for a TSO, in a Deregulated Power Market
- [12] C5 – 201 José L. Alquéres, M. Veiga, X. Vieira, P. Born (Brazil): Regulatory Issues and their Influence in the Generation Expansion of the Brazilian System
- [13] C5 – 202 I. Rose P. Gall T. Baker (Australia): Incentives for Investing in Generation and Transmission in a Contemporary Electricity Market Environment
- [14] C5 – 203 Y. Hain, A. Gutman, V. Litinetski, L. Nudelman (Israel): Prediction of Generation Companies Revenues and Incentives for Investments in the Future Market Environment in Israel
- [15] C5 – 204 D. H. Kim, J. K. Park, Y. W. Nam (Korea): Analysis of Long-Term Contract Effects on Market Equilibrium in the Electricity Market with Transmission Constraints (2) – 3 or More Bus Model
- [16] C5 – 205 T. Bugten, J. Braten, B. A. Hoff (Norway): Interaction Between Transmission and Generation Investments
- [17] C5 – 206 R. Hull, M. Zhu, L. A. Dale, D. Densley S. Mathieson (UK): Network Investment Incentive Developments in the 4<sup>th</sup> GB Transmission Price Control Review – Regulator & Licensee Perspectives
- [18] C5 – 207 B. A. Allaf, A. A. El-Khatib (Saudi Arabia): New Responsibilities and Tools for Transmission System Operators (TSO) for Optimal Operation of Deregulated Power Systems
- [19] C5 – 208 T. Veyrenc (France), M. Bhavaraju (USA): Investments in Generating Capacity: Markets Failures and Capacity Instruments in France and the United States
- [20] C5 – 209 V. Canazza (Italy), C. Gianotti (Switzerland), A. Venturini (Italy): Cross Border Electricity Exchanges Between Italy, Switzerland and Germany: Scenarios of Competition Among the European Power Markets and Signals for Interconnection Investments
- [21] C5 – 210 A. Roy, P. Pentayya, S. A. Khaparde, A. R. Abhyankar (India): Network Cost and Loss Allocation Mechanism Based on Real Power Tracing in India
- [22] C5 – 301 G. H. Thorpe (Australia): Managing System Security in Competitive Markets
- [23] C5 – 302 R. Talegaonkar, A. Talegaonkar (India): Developing Power Exchange(S) in India: Issues and Challenges
- [24] C5 – 303 J. Constantinescu (Romania): A Unitary Approach of Operational Security and Market Design in a Multi – TSO Interconnection
- [25] C5 – 304 F.Y. Opadchiy, A.M. Kataev, B.I. Ayuev (Russia): The Impact of Capacity Market on Providing Power System Reliability
- [26] C5 – 305 Hamed A. Al-Saggaf, Mohammad S. Rahim, Mohammad S. Mushtaque (Saudi Arabia): Development of the Saudi Arabian Grid Code: Lessons learned
- [27] C5 – 306 H. Omara (Canada), T. Al Khusaibi, M. Nagib Omara (Oman): Transmission Security Standard in the Deregulated Electricity Market
- [28] C5 – 307 P. Schavemaker, A. Croes (Netherlands), R. Otmani, J. Bourmaud (France), U. Zimmermann, J. Wolpert, F. Reyer, O. Weis (Germany), C. Druet (Belgium): Flow-based allocation in the Central Western European region
- [29] C5 – 308 J. C. Passelergue, C. Tarazona, M. Muscholl, J. F. Rou-ch (France), R. Naidoo, G. Chownx (Republic of South Africa), V. Janković (Serbia): Grid Constraint Management for Day-Ahead and Balancing Market
- [30] C5 – 309 D. N. Nkwetta, V. V. Thong, J. Driesen, R. Belmans (Belgium): Cameroon Power Sector Planning for CEMAC Electricity Market
- [31] A. Taccon: Special Report for Group C5/D2
- [32] E. Nery, A. Taccon, T. Baker: Special Report for Group C5





Krzysztof Siodła  
Politechnika Poznańska

## Materiały i nowoczesne techniki badawcze – Komitet Studiów D1

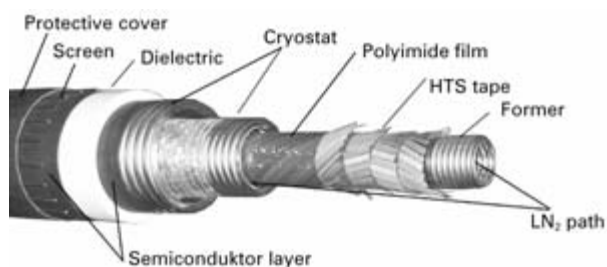
Komitet Studiów D1 zmodyfikował swoją dotychczasową nazwę z „Materials and Emerging Technologies” na obecnie obowiązującą „Materials and Emerging Test Techniques” – „Materiały i nowoczesne techniki badawcze”. Celem działalności Komitetu Studiów D1 jest ocena jakości i przydatności nowych materiałów stosowanych w elektrotechnice, nowych technik diagnostycznych, badań prowadzonych przy użyciu wysokich napięć i silnych prądów, nowoczesnych technologii, które mogą być użyte w systemach elektroenergetycznych. Komitet ma za zadanie propagować informacje o nowych rozwiązaniach pojawiających się w obszarze szeroko rozumianej elektroenergetyki.

Na 42. Sesji Generalnej CIGRE w ramach komitetu D1 przedstawiono 24 referaty w następujących dziedzinach:

- stan nowoczesnych technologii przeznaczonych dla systemów energetycznych – 7 referatów,
- diagnostyka własności materiałów przeznaczonych do pracy w urządzeniach energetycznych: rozwój i doświadczenia praktyczne – 14 referatów,
- wyzwania stawiane materiałom stosowanym w przyszłościowych rozwiązaniach urządzeń energetycznych – 3 referaty.

W artykułach [1 – 7] opisano zagadnienia zastosowania nowych materiałów i nowoczesnych technologii w systemach wytwarzania, przesyłania, rozdzielenia i magazynowania energii elektrycznej. W Rosji, koło Archangielska, planowana jest budowa elektrowni o mocy 8 – 12 GW, wykorzystującej energię pływów morskich [5]. Elektrownia będzie połączona z rosyjskim systemem elektroenergetycznym linią napięcia stałego  $\pm 500$  kV lub  $\pm 750$  kV o długości 1500 km. Zakończenie inwestycji planowane jest na rok 2020. W Brazylii biogaz pozyskiwany z wysypiska śmieci służy do wytwarzania energii elektrycznej. W okolicach Sao Paulo istnieje już kilka tego typu instalacji, a do 2020 roku zainstalowana moc w elektrowniach opalanych metanem odzyskiwanym z odpadów komunalnych osiągnie 250 MW [6].

W Chinach zainstalowano linię kablową składającą się z trzech kabli kriogenicznych zastępującą system szyn zbiorczych w rozdzielni 35 kV – rysunek 1.



Rys. 1. Budowa kabla nadprzewodzącego 35 kV [1]

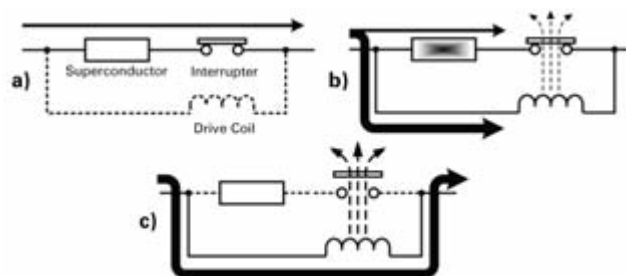
Zastosowano także nadprzewodzące ograniczniki prądu zwarciovego (Superconducting Fault Current Limiters) na napięcie 35 kV o mocy 90 MVA, aby nie przekroczona została

zdolność wyłączeniowa zamontowanych w rozdzielni wyłączników. Zastosowana konstrukcja ogranicznika zapewnia optymalizowanie wymiarów urządzenia, przez co uzyskano najmniejszą objętość do schłodzenia ciekłym azotem, a do budowy użyto relatywnie najmniej materiałów – rysunek 2.



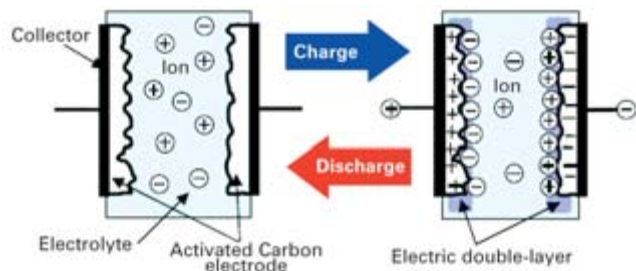
Rys. 2. Nadprzewodzący ogranicznik prądu zwarciovego 35 kV, 90 MVA [1]

Włączenie ogranicznika do systemu umożliwiło zastosowanie aparatury łączeniowej i rozdzielczej o parametrach niższych niż wynikałoby to z rzeczywistych potrzeb [1]. Podobną konstrukcję nadprzewodzącego ogranicznika prądu zwarciovego opisano w [2]. W ograniczniku zastosowano uzwojenie z nadprzewodzącego YBCO (itr, bar, tlenek miedzi). Pozwala on na 25-krotne ograniczenie prądu zwarciovego przy napięciu 7,5 kV i mocy 2,25 MVA. Opracowano także hybrydowy nadprzewodzący ogranicznik prądu zwarciovego oparty na technologii BSCCO (bizmut, stront, wapń, tlenek miedzi), na napięciu 24 kV i prąd 630 A [4]. W stanie normalnej pracy prąd płynie przez część nadprzewodzącą i szeregowo włączony wyłącznik. W chwili pojawienia się prądu zwarciovego nadprzewodnik zwiększa swoją rezystancję, a prąd zaczyna płynąć także gałęzią równoległą, w której umieszczona jest cewka wytwarzająca pole magnetyczne pobudzające wyłącznik o szybkim czasie działania – rysunek 3.



Rys. 3. Zasada działania hybrydowego nadprzewodzącego ogranicznika prądu zwarciovego: a) stan normalnej pracy, b) wykrycie i przełączenie prądu zwarciovego, c) wytworzenie pola magnetycznego przez cewkę i otwarcenie szybkiego wyłącznika [4]

Aby zapobiegać zapadom napięcia (voltage sag), coraz powszechniej stosuje się superkondensatory o dużej pojemności. Stosowane są na skalę przemysłową kondensatory na napięcie 200 V o mocy 200 kVA oraz na napięcie 6600 V o mocy 10 MVA i 1-sekundowej kompensacji. Zasadę działania superkondensatora ilustruje rysunek 4 [3].



Rys. 4. Zasada działania kondensatora dwuwarstwowego [3]

W artykułach [8 – 21] poruszano zagadnienia związane z diagnostyką urządzeń elektroenergetycznych. Opisano badania kabli średniego i wysokiego napięcia metodą VLF (Very Low Frequency – niskiej częstotliwości 0,1 Hz), VHF (Very High Frequency – wysokiej częstotliwości) oraz OWTS (Oscillating Wave Test System – układ tłumionej fali sinusoidalnej) [8, 9, 13]. Monitoring systemów GIS (Gas Insulated Substation) wykonuje się przy użyciu metody wysokoczęstotliwościowej VHS, łącznie z zastosowaniem sensorów emisji akustycznej, czujników do wykrywania ubytków gazu oraz urządzeń do wykrywania produktów rozpadu SF<sub>6</sub> [10].

Coraz powszechniej stosowana jest diagnostyka zawartości gazów w oleju transformatorów energetycznych wysokiego napięcia. W artykule [11] poruszono zagadnienie sposobu pobierania próbek oleju, ekstrakcji gazów oraz opisano interpretację wyników chromatografii gazowej i spektroskopii fotoakustycznej. W wielu artykułach opisano kompleksowe badania urządzeń elektroenergetycznych, takich jak transformatory, kable, maszyny wirujące i izolatory [12, 13, 15, 16, 20].

Nanonapełniacze (np. MgO), stosowane jako dodatki do polietylenowej (XLPE) izolacji kabli wysokiego napięcia, zwiększają wytrzymałość elektryczną tych kabli, ponieważ zapobiegają, między innymi, powstawaniu ładunku przestrzennego w materiale izolacyjnym. Zwiększają także odporność polietylenu na drzewienie elektryczne podwyższając napięcie pojawiania się drzewek i ograniczając szybkość ich wzrostu, gdy już się one pojawiają. Ponadto stosowanie nanonapełniaczy o średnicy ziaren rzędu 100 – 1000 nm zwiększa napięcie początkowe wyładowań niezupełnych, zwiększa rezystywność skośną oraz napięcie przebicia izolacji. Problemem pozostającym cały czas do rozwiązania jest jednak równomierne rozproszczenie nanonapełniacza w całej objętości materiału izolacyjnego [22].

Cały czas aktualny jest problem niszczenia przez ptaki izolatorów kompozytowych pracujących w warunkach klimatu tropikalnego. W Australii zastosowano systemy do odstraszania ptaków montując na słupach napowietrznych linii elektroenergetycznych wysokiego napięcia urządzenia emitujące ultradźwięki – rysunek 5. Czynione są także próby z natryskiwaniem na powierzchnię izolatorów związków chemicznych na bazie amoniaku, aluminium i siarki. Uzyskany środek nie jest truciźną, ale powoduje złe samopoczucie ptaków, zmuszając je w ten sposób do zmiany swych upodobań pokarmowych [23].



Rys. 5. Urządzenie emitujące ultradźwięki odstraszające ptaki, zamontowane na słupie linii wysokiego napięcia [23]

## Literatura

- [1] D1-101. Xin Y., Hou B., Gong W., et al., Live-grid operation of superconducting cable and superconducting fault current limiter
- [2] D1-102. Schmidt W., et al., Limiting short-circuit currents in electrical networks with superconductor wires
- [3] D1-103. Sugimoto S., et al., Development of electric double-layer capacitor for energy storage and its application to the voltage sag compensator
- [4] D1-104. Lee B., et al., Field test application of the hybrid superconducting fault current limiters to the grid power network in Korea
- [5] D1-105. Utts N., Zubarev V., High capacity tidal power plant utilisation for electric power production in the unified power system of Russia
- [6] D1-106. Rodriguez M., et al., Landfill gas power generation – recent development in Brazil
- [7] D1-107. Claudi A., Berlin S., Mohaupt M., Practical experiences and performance of monitoring systems
- [8] D1-201. Garnacho F., et al., On-site measurements experiences in insulation condition for medium and high voltage cables
- [9] D1-202. Phung B., et al., On-line monitoring of MV and HV distribution cables using VHF partial discharge detection
- [10] D1-203. Hama H., et al., Advanced on-site monitoring and diagnostics techniques for gas insulated switchgear
- [11] D1-204. Tenbohlen S., et al., Investigation on sampling, measurement and interpretation of gas-in-oil analysis for power transformers
- [12] D1-205. Begovic M., et al., Validation of the accuracy of practical diagnostic tests for power equipment
- [13] D1-206. Gulski E., et al., Condition assessment of service aged HV power cables
- [14] D1-207. Liang X., Evaluation of long-term ageing performance of silicone rubber composite insulators used for HVAC & HVDC lines
- [15] D1-208. Vijaya Kumari S., et al., Remaining life assessment of power transformers
- [16] D1-209. Kim J.H., Koo J., Kim J.G., Kim J.T., An application of novel partial discharge pattern analysis system using pulse analysis map
- [17] D1-210. Bhumiwat S., Practical experience on condition assessment of stator insulation using polarization/depolarization current technique

- [18] D1-211. Garcia-Colon V., Estrada Garcia J., Ley Cotoc W., Betancourt Ramirez E., Development of ultra wide band partial discharge sensors for power transformer winding insulation
- [19] D1-212. Nejedly J., Halbwirth H., Furan derivatives in oil: correlation between 2FAL and DP in a hermetically sealed transformer. New results
- [20] D1-213. Castellon J., et al., A non-destructive method for assessing the electrical state of insulating materials and electrical engineering components
- [21] D1-214. Shkolnik A., The normalization of the dielectric dissipation factor for transformer insulation
- [22] D1-301. Nagao M., et al., Material challenge of MgO/LDPE nanocomposite for high field electrical insulation
- [23] D1-302. Allan D., Tattici D., Material challenges for transmission line reliability in tropical environment
- [24] D1-303. Seifert J., Baersch R., Vosloo W., Dimensioning of the housing profile of silicone rubber composite insulators for harsh marine pollution conditions



Jan Piotrowski  
ELTEL Group Corporation

## Systemy informatyczne i telekomunikacja – Komitet Studiów D2

Przyjęty plan strategiczny (2007 – 2016, aktualizowany w latach nieparzystych) kierunkuje działalność Komitetu Studiów D2 na następujące cele:

- uwzględnianie w maksymalnym stopniu potrzeb klienta,
- stymulowanie większego zaangażowania ekspertów w grupach roboczych,
- równomierne zajmowanie się zagadnieniami ze wszystkich obszarów tematycznych Komitetu, tj. systemami informatycznymi, telekomunikacją, telesterowaniem i automatyką,
- zainteresowanie klientów pracą wykonaną w ramach Komitetu.

Intencją CIGRE jest, aby Komitet D2 był głównym, technicznie kompetentnym źródłem informacji dla firm energetycznych w obszarze systemów informatycznych i telekomunikacyjnych.

W 2008 roku Komitet opublikował trzy artykuły w *Elektrze* i wydał trzy broszury techniczne. Artykuły są autorstwa Grupy Roboczej D2.22 i dotyczą praktycznych wskazówek ochrony danych z uwzględnieniem systemów SCADA/EMS.

Broszury techniczne to:

- TB 341 autorstwa WG D2.17 *Zarządzanie zintegrowanymi systemami informatycznymi w firmach energetycznych*,
- autorstwa WG D2.13 *Nowe rozwiązania mobilne dla sektora energetyki* (w trakcie publikacji),
- autorstwa WG D2.21 *Zastosowania szerokopasmowego PLC* (w trakcie publikacji).

Podczas ostatniej sesji CIGRE odbyło się wspólne spotkanie dyskusyjne Komitetów Studiów D2 i C5 „Rynki energii elektrycznej i regulacja”.

Sesje tematyczne Komitetu D2 dotyczyły dwóch zagadnień: „Systemy informatyczne i telekomunikacyjne a deregulacja sektora energetyki” oraz „Ramy i struktury organizacyjne zarządzania systemami informatycznymi i telekomunikacyjnymi w przedsiębiorstwach energetycznych”.

Zgłoszone referaty koncentrowały się na:

- wpływie deregulacji pionowo ukształtowanych nowych form organizacyjnych na struktury systemów informatycznych i telekomunikacyjnych,
- wdrażaniu nowych usług zorientowanych rynkowo,
- integracji nowych systemów informatycznych i telekomunikacyjnych,

- przedstawianiu nowych struktur zarządzania systemami informatycznymi i telekomunikacyjnymi,
- wdrażaniu nowych standardów (COBIT, ITIL, BS1 5000 ...)
- nowych strukturach organizacyjnych przedsiębiorstw.

W 2009 roku posiedzenie Komitetu D2 połączone z Kolokwium odbędzie się w dniach 19 – 23 października w Fukuoka, w Japonii. Tematykę przyjętą na Kolokwium podano poniżej.

1. Dostępne systemy informatyczne i telekomunikacyjne w sytuacjach awaryjnej pracy przedsiębiorstw energetycznych.
2. Systemy opomiarowania i rozliczania energii elektrycznej.
3. Stosowanie nowych technologii telekomunikacyjnych w elektroenergetyce dla obniżenia kosztów działalności, ale z zachowaniem niezawodności i odporności na zewnętrzne zagrożenia.

W 2010 roku posiedzenie Komitetu odbędzie się w Paryżu, w ramach 43. Kongresu CIGRE.

Zaplanowane są dwie sesje plenarne. Pierwsza, wspólna z Komitetem B5, z preferencyjnym tematem „Praktyczne wdrożenia protokołu IEC 61850 w elektroenergetyce”, druga – z preferencyjnym tematem „Ochrona danych i systemów informatycznych w elektroenergetyce”.

### Działalność techniczna Systemy informatyczne

Dwie Grupy Doradcze monitorują zainteresowania i ewolucję potrzeb firm energetycznych:

- AG D2.01 „Systemy informatyczne obsługujące działalność podstawową firm”.  
Ta Grupa Doradcza jest zorientowana na użytkowników wykorzystujących systemy informatyczne do obsługi najważniejszych zadań biznesowych (takich jak telesterowanie, teleregulacja, zarządzanie majątkiem sieciowym, obsługa klientów, itp.)
- AG D2.02 „Stosowanie techniki i sposoby zarządzania systemami informatycznymi i telekomunikacyjnymi”.  
Ta Grupa Doradcza koncentruje się na potrzebach technicznych specjalistów systemów ITS (takich jak stosowane techniki, struktury organizacyjne, sposoby wdrażania, sprzężenia zwrotne, itp.)

W trakcie ostatniej sesji CIGRE dyskusja koncentrowała się wokół następujących zagadnień:

- systemy informatyczne w elektrowniach,
- architektura zorientowana na realizowane usługi (Service Oriented Architecture),
- sieci inteligentne (Intelligent Grids),
- dostęp strony trzeciej do sieci (3rd party Access),
- zarządzanie systemami IT,
- zarządzanie bazą danych systemów IT.

Efektem dyskusji były zalecenia dla działających i nowych grup roboczych w tym obszarze.

*Opomiarowanie energii,  
ochrona przychodów,  
rozliczenia i funkcje CRM/CIS*

Zagadnienia te nabierają coraz większej wagi ze względu na postępującą liberalizację procesów handlu energią. Do tej pory istotne były funkcje opomiarowania energii i rozliczenia z uwagi na obsługę rynku hurtowego, natomiast funkcje CRM i CIS zaczęły być istotne z chwilą liberalizacji rynku i jego otwarcia dla wszystkich zainteresowanych.

Grupa Robocza WG D2.18 „Systemy opomiarowania energii, ochrona przychodów, rozliczenia i funkcje CRM/CIS” prowadzi rozpoznanie istniejących dokumentów dotyczących rekomendacji, standardów, przykładów rozwiązań i oczekiwań klientów. Wnioski będą przedstawione w broszurze technicznej w końcu 2009 roku.

Grupa WG D2.18 będzie aktywnie uczestniczyć w Koloquium w Fukuoka w ramach drugiego wiodącego tematu „Systemy opomiarowania i rozliczeń energii.”

*Ochrona  
systemów informatycznych  
w firmach energetycznych*

Zagadnienie to jest zakresem pracy Grupy Roboczej WG D2.22. Celem jest usystematyzowanie i ujednoczenie stosowanej terminologii przy prezentowaniu spraw takich, jak:

- zalecenia ramowe dla firm energetycznych jak zarządzać ochroną systemów informatycznych,
- ocena ryzyka:
  - przegląd modeli i metod przeciwdziałania atakom i zagrożeniom,
  - rozpoznanie miejsc zagrożeń,
- technologie zabezpieczeń systemów SCADA/EMS działające również w czasie rzeczywistym.

Rezultaty prac Grupy WG D2.22 będą opublikowane w broszurze technicznej w 2009 roku, a wybrane zagadnienia zostały już przedstawione w formie artykułów w *Elektrze*.

*Architektura systemów EMS  
dla XXI wieku*

Tym zagadnieniem zajmuje się Grupa Robocza WG D2.24. Prace dotyczą:

- wypracowania wizji architektury przyszłych systemów EMS i systemów zarządzania rynkiem energii (Market Management Systems-MMS),
- pozyskania zainteresowania i akceptacji kół przemysłowych, a w szczególności dostawców systemów SCADA/EMS/MMS,
- wpływania na ustanowienie nowych standardów tych przyszłościowych rozwiązań.

Prace WG D2.24 zostały przyporządkowane pięciu Grupom Zadaniowym. Łącznie zaangażowanych jest prawie 50 ekspertów. W 2009 roku opublikowany zostanie dokument typu „Biała Księga” oraz artykuł w *Elektrze*.

**Media i techniki transmisyjne**

*Sieci telekomunikacyjne, usługi  
i technologie*

Monitorowaniem postępu technologicznego i możliwościami jego wykorzystania przez firmy energetyczne zajmuje się Grupa Doradcza AG D2.03.

Grupa AG D2.03 zapoznała się z pracami byłego Komitetu Studiów 35 oraz broszurami technicznymi Komitetu D2 i uważa, że zasadne jest zaktualizowanie tych dokumentów.

Ponadto Grupa AG D2.03 wyselekcjonowała pięć obszarów tematycznych wzbudzających największe zainteresowanie firm energetycznych. Zagadnienia te zostały przedstawiane na ostatniej sesji CIGRE w Paryżu i potem konsultowane z członkami Komitetu oraz Komitetami Narodowymi.

Wypracowane zakresy działania zostały zaakceptowane przez Komitet Techniczny i w związku z tym na spotkaniu AG D2.03 w lutym br. w Kopenhadze powołano 5 nowych grup roboczych:

- WG D2.26 „Model realizacji usług telekomunikacyjnych, architektura, sposób zarządzania usługami telekomunikacyjnymi w firmach energetycznych” – przewodniczący M. Mesbah (Francja),
- WG D2.27 „Modelowanie kanałów PLC, planowanie i wykorzystanie” – przewodniczący G. Vrabic (Słowacja),
- WG D2.28 „Architektura Systemów Telekomunikacyjnych dla aplikacji stacyjnych wykorzystujących platformę IP” – przewodniczący H. Riis (Dania),
- WG D2.29 „Dostęp telekomunikacyjny do użytkowników i producentów energii elektrycznej” – przewodniczący P. Moray (Wlk. Brytania),
- JWG D2/B5.30 „Systemy telekomunikacyjne dla obsługi systemów zabezpieczeń stacji energetycznych sieci przesyłowej i sieci rozległych” – przewodniczący C. Samitier (Hiszpania).

Grupa ta powstanie w połączeniu z przedstawicielami Komitetu Studiów B5.

*Systemy łączności radiowej  
ruchomej*

Grupa Robocza WG D2.13 przeprowadziła szeroką analizę projektów łączności ruchomej wdrożonych w ciągu ostatnich dwóch lat przez firmy energetyczne. Przygotowana do publikacji broszura techniczna opisuje problemy związane z wdrażaniem nowych usług i systemów łączności ruchomej.

Z chwilą zaakceptowania broszury technicznej Grupa ta została rozwiązana.

*Wykorzystanie  
technologii Ethernetu  
przez firmy energetyczne*

Tym zagadnieniem zajmuje się Grupa Robocza WG D2.23, która analizuje możliwości wykorzystania technologii Ethernetu zarówno w rozwiązaniach stacyjnych (sieciach lokalnych LAN), jak i systemach sterowania i nadzoru sieci elektroenergetycznej (sieciach rozległych WAN).

W roku 2009 przewidziana jest broszura techniczna podsumowująca zastosowania technologii Ethernetu w elektroenergetyce, zarówno jako interfejs dostępowy jak i usługa sieciowa.

### Wpływ deregulacji sektora energetyki

#### Zastosowanie szerokopasmowego Power Line Communication

Grupa Robocza WG D2.21 przeprowadziła analizę usług realizowanych w technologii Broadband PLC zorientowanych w głównej mierze na obsługę rynku energii elektrycznej. Obsługiwane aplikacje to AMR (automatyczne, zdalne odczytywanie liczników energii), telesterowanie, zdalny nadzór i inne.

Przygotowanie broszury technicznej poprzedziły dwa kwestionariusze sprawdzające zainteresowanie firm energetycznych technologią BPLC i aspektami ekonomicznymi jej stosowania. Akceptacja broszury technicznej przez Komitet Techniczny zamknęła działalność WG D2.21.

#### Systemy informatyczne i telekomunikacyjne a deregulacja sektora elektroenergetyki

Grupa WG D2.25 analizowała, w jaki sposób deregulacja sektora w jego całym przekroju (wytworzenie, przesył, dystrybucja i sprzedaż) wpływa na zmiany architektury i sposobu zarządzania systemów teleinformatycznych ze szczególnym uwzględnieniem interfejsów pomiędzy poszczególnymi graczami rynku.

Wyniki prac przedstawione będą najpierw w „Białej Księdze” rekomendującej najlepsze rozwiązania (do czerwca 2009), a następnie opracowane zostanie zestawienie porównawcze różnych możliwych wpływów deregulacji rynku.

Działalność Komitetu Studiów D2, jego grup roboczych i zadaniowych zmierza do dopasowania prac do zmian zachodzących na rynku oraz oczekiwania firm energetycznych.

Istotne jest śledzenie powiązań tematycznych pomiędzy poszczególnymi grupami roboczymi D2 oraz zaktywizowanie współpracy z pokrewnymi organizacjami technicznymi, takimi jak IEC TC57 czy IEEE.

#### Literatura

- [1] C5/D2-101 Unbundling and opening of the French electricity market – the IT support to implement it, E. Mercandalli, Y. Harmand, F. Michon, M. Villemon, M. Berrier
- [2] C5/D2-102 Demand response impacts of innovative power contract and hourly metering, O.S. Grande, G.L. Doorman, T. Rolfseng
- [3] C5/D2-103 Implementation of solutions for the new reserve and balancing markets in the Norwegian and Nordic power system, R. Grindstrand, J.E. Nordvik, P.K. Lindi
- [4] C5/D2-104 Implementation of demand response in the PJM synchronized reserve market, A.L. Ott
- [5] C5/D2-105 EMS architectures for the 21st Century – A new Cigre initiative, A.P. Steven, W. Johnson, T. O'brien
- [6] C5/D2-106 Enabling efficient interactions in the wholesale energy market in Europe, N. Singh, H. Brunswick, L. Schmitt
- [7] C5/D2-107 Information exchange in the deregulated power utility environment – a service oriented architecture, L. Schmitt, D. Suzyumov, M. Mesbah, E. Fleuret, J. Britton

- [8] C5/D2-108 Electric power deregulation in Japan and management efficiency improvement utilizing information and communication systems, H. Kouno, S. Suzuki, Y. Ono, K. Hosokawa, F. Fujikawa, S. Yoshihara
- [9] C5/D2-109 European harmonized data and message exchange for correct metering and for customer choice: a prerequisite for the success of the Internal Energy Market, M. P. De Zwaan, H.H.M. Mathijssen, L. Sarkisian, V. Cordes, O. Ludwigs, U. Møller, R. Baumann, K. Staschus
- [10] C5/D2-110 Fuzzy economic dispatch considering the load interruption cost, A. Ahmadi-Khatir, N. Sadati, M.A. Shafieza-dehregulated
- [11] D2-201 A novel technique for risk reduction and improved governance in a critical telecommunication network, J. Feijoo Martinez, C. Gomez Simon, J. L. Mata Vigil-Escalera
- [12] D2-202 Directions and applications of IT governance in CFE, M. Velasco, I. Parra, G. Arroyo-Figueroa,
- [13] D2-203 Information and communication systems in the deregulation of the energy sector in Russia, M. Solntsev, V. Ishkin, V. Bushuev
- [14] D2-204 Topology design of optical networks based on existing power grids, A. Sripetch, P. Sangsriroujana
- [15] D2-205 Implementation of a distributed RTU monitoring system using the IEC60870-5-104 protocol over GPRS networks, A. Arzuaga, Z. Ojinaga, A. Llano
- [16] D2-206 Ethernet process BUS: assuring its availability, J. M. Arzuaga Canals, J. M. Yarza, J. A. Garcia Oviedo
- [17] D2-207 Assessment of users' needs and modelling of a TETRA digital radio network for Croatia power utility, S. Pavlek, K. Majdenić, S. Pavlek, S. Bakarić, V. Grga, A. Haigh
- [18] D2-208 Governance principles for the of information and communication systems of a transmission system operator, M. Berrier, F. Michon, D. Stévenin, M. Virlogeux
- [19] D2-209 Management improvements in telecommunications systems in Japanese electric power companies, Y. Tonoshiba, I. Kobayashi, S. Kaizaki, Y. Matsuda, Y. Kizuna, K. Sawada
- [20] D2-210 Development of power equipments CMD (Condition Monitoring and Diagnosis) system using the telemetrics technique, D. C. Lee, J. H. Jung, N. C. Yu, H. Yong, J. H. Kim
- [21] D2-211 Enterprise condition monitoring and diagnostics (ECMD), D. C. Lee, H. Jhang, J. H. Kim
- [22] D2-212 Modelling and evaluating the maturity of IT governance, M. Simonsson, L. Nordström, P. Johnson, M. Ekstedt
- [23] D2-213 Treatment of information security for electric power utilities - progress report from WG D2.22, G. Ericsson, Å. Torkilseng, G. Dondossola, A. Bartels
- [24] D2-214 New challenges in electric substation telecommunication and IT networks, M. G. Castello Branco, C. E. Rothenberg, N. Mincov
- [25] D2-215 Evolution towards a unified technology communication network, J. Feijoo Martinez, J.A. García López, A. Palomo, J. Alvarez Diaz
- [26] D2-216 Development of an integrated communications system In Tenaga Nasional Berhad, A.S. Rajamanickam
- [27] D2-217 Cybersecurity standards for the electric power industry – a 'survival kit. L. Piétre-Cambacéd s, T. Kropp, J. Weiss, R. Pellizzoni
- [28] D2-218 IP trend for control, operation and maintenance of EGAT. P. Sangsriroujana, P. Tanapornchinpon



Adrian Orzechowski  
Sekretarz PKWSE

## Tematy preferowane 43. Sesji Generalnej CIGRE 2010

Następna 43. Sesja Generalna CIGRE odbędzie się w Paryżu w dniach 22 – 27 sierpnia 2010 r. PKWSE – jako Polski Komitet Narodowy CIGRE – ma prawo zgłoszenia trzech referatów na Sesję. Warto dodać, że będzie istniała możliwość zgłoszenia dodatkowych referatów, pod warunkiem uznania ich zawartości, przez poszczególne Komitety Studiów, za szczególnie interesujące. Zgłoszenia referatów krajowych można dokonać jedynie za pośrednictwem PKWSE.

*Wszystkich zainteresowanych, w imieniu PKWSE, uprzejmie zapraszamy do zgłaszania propozycji referatów – w postaci streszczeń obejmujących minimum 500 słów lub – w miarę możliwości – pełnych tekstów, wskazanie tematu preferowanego, którego referat dotyczy oraz podanie adresu internetowego głównego autora. Streszczenia powinny być opracowane w języku angielskim i zgodne ze wzorem zamieszczonym na stronie CIGRE ([www.cigre.org](http://www.cigre.org)). Jednocześnie przypominamy, że główny autor referatu musi być członkiem CIGRE.*

*Uprzejmie prosimy o nadsyłanie streszczeń referatów do sekretariatu PKWSE (e-mail: [pkwse@ien.com.pl](mailto:pkwse@ien.com.pl)) w terminie do **24 kwietnia 2009 r.** tak, aby można było wybrać referaty najlepiej dostosowane do preferowanej tematyki prac CIGRE i zgłosić je do Biura Centralnego CIGRE w wymaganym terminie.*

Poniżej wymieniono tematy preferowane 43. Sesji Generalnej CIGRE.

### Komitet Studiów A1: Elektryczne maszyny wirujące

#### Temat preferowany 1: Developments in Electrical Machine design and experience in service

- New trends in design, materials, insulation, cooling and bearings technology, improvements in efficiency and maintenance.
- Impact of intermittent operation on the design of hydro and thermal machines.
- Improvements in excitation control systems to deal with electromechanical oscillations, load rejection, torsional interactions, transient torques, overfluxing, voltage/reactive power control, etc.

#### Temat preferowany 2: Lifetime management

- Refurbishment, replacement, power uprating, efficiency improvement, economic evaluation of proposed alternatives.
- Risk analysis techniques for evaluating costs associated with increasing maintenance, failure rates and repairs, due to deferred capital expenditures.
- Use of on-line monitoring and diagnostics for risk mitigation – costs and benefits of their implementation.
- Development in commissioning and suppliers qualification of rotating machines.

### Komitet Studiów A2: Transformatory

#### Temat preferowany 1: Transformer incidents in service

- Fire prevention: new oils, new bushing technologies, avoidance of tank rupture, effectiveness of existing test standards (for equipment and material) in failure prevention, mitigation on urban underground substations, design factors and improvements.
- Fire mitigation: use of fluids with high fire point, fire wall, distances, sprinklers, risk assessment, modeling of internal overpressures by 3D methods.
- Environment: oil spill containment, new types of oil, smoke.

#### Temat preferowany 2: Transformer Life

- Specification: technical and economical considerations for specification and design; experience with CIGRE TB 156.
- Procurement process: design review, experience with CIGRE TB 204, life cost calculations under a procurement perspective, sustainability factors to be considered on transformer evaluation.
- Maintenance: maintenance practice, diagnostic, new technologies, life assessment, use of online monitoring system and expert system, reinvestment policy.

#### Temat preferowany 3: Transformer Modelling

- Transients: High frequency modelling, to determine stresses induced by transformer system interactions (inrush, switching, ferroresonance), new tests requirements, protection measures, relevant data collection for modelling etc.
- Thermal: Distribution of losses, operation profiles, application of Computational Fluid Dynamics (CFD), parameters affecting accuracy, comparison with direct temperature measurements during heat run tests and in operation, sustainable thermal uprates and life extension by advanced simulations etc.

### Komitet Studiów A3: Aparatura wysokonapięciowa

#### Temat preferowany 1: Development in HV equipment to cater for increasing system demands

- Increased transmission voltage (UHV).
- Increasing load current requirements for equipment e.g. facilitation of renewable and large generation site connections.
- Increasing fault current requirements for equipment.
- Limitations and developments in test techniques.
- Increased use of reactive compensation.

#### Temat preferowany 2: Lifetime management of HV equipment

- Effective assessment of end of useful life – analysis, testing & monitoring.

- Reliability assessment as a tool for lifetime management and as a driver for improved specification and design.
- Management of potentially over-stressed equipment pending replacement.
- Impact of environmental aspects.

#### **Temat preferowany 3: Prospects for introduction of new HV technologies**

- Fault current limitation.
- Vacuum for switching and/or isolation.
- Non-conventional instrument transformers.
- Prospects for application of new materials.

### **Komitet Studiów B1: Kable**

#### **Temat preferowany 1: Technical challenges that have been overcome in newly installed underground and submarine cable systems**

- Current state-of-the-art in the design of AC and DC, submarine and underground traditional cable systems.
- Current state-of-the-art in cable systems installation techniques.
- Experiences of operation of cable systems.

#### **Temat preferowany 2: Key factors in current and foreseen development of cable systems**

- Environmental impact.
- Balancing capital costs (including costs for Right of ways) vs operational costs (including costs for Operation and Maintenance, social costs, losses, dismantling etc).
- Prospects of UHV cable systems.

#### **Temat preferowany 3: State-of-the-art and trends for cable system testing**

- Qualification, type testing, routine, sample, after installation testing of cable systems.
- Representation of installation and operational stresses in testing of cable systems.
- Diagnostic testing of cable systems.

### **Komitet Studiów B2: Linie napowietrzne**

#### **Temat preferowany 1: Managing the environmental impact of new and existing overhead transmission lines**

- Methods of limiting visual impact (integration of OHL in the landscape, new tower designs,...), minimisation of audible noise, minimisation of environmental effects of the electric and magnetic fields.
- Methods for minimizing impact on land use, reduction of the construction, operation and maintenance impact.
- Overhead line component material recycling.

#### **Temat preferowany 2: Increasing the power capacity of existing overhead lines by conversion of AC to DC or by increasing the voltage level**

- Methods for AC to DC lines conversion (both conventional and innovative), combined AC/DC circuits on a common structure.
- Re-construction of tower top geometry to accommodate higher AC or DC voltage levels, modifications of insulator type and configuration, use of surge arrestors.

#### **Temat preferowany 3: Assessment of overall electrical and mechanical availability of OHL**

- New methods for estimating residual life of line components (conductors, fittings, supports, foundations).
- Impact of component ageing, maintenance strategy, dynamic effects and climatic loading on mechanical line reliability.

- Data management of climatic conditions and revised risk assessment in view of climate change.
- Increasing overall line availability by adapting existing structures through the application of strategies such as anti-cascading devices.

### **Komitet Studiów B3: Stacje elektroenergetyczne**

#### **Temat preferowany 1: New techniques/new design of substations**

- Impact of stronger constraints with respect to footprint, severe climatic conditions and public amenity on substation design.
- EHV/UHV substations.
- Design and construction of substations for offshore wind farms.
- Design of GIL for bulk power transmission.

#### **Temat preferowany 2: Existing substations, new challenges**

- Residual life estimation – Risk assessment, replacement or refurbishment options.
- Upgrading of substations and existing equipment to increase network capacity.
- Technical solutions for extension of substations on already existing footprint.
- Reducing the impact of substations on the environment and vice versa.

#### **Temat preferowany 3: New secondary system challenges in substations**

- Experience with the shorter lifetime of secondary equipment compared with primary equipment.
- Impact of distributed generation on substation design.
- Implication of IEC 61850 on substation design and performance.

### **Komitet Studiów B4: Układy prądu stałego wysokiego napięcia i urządzeń energoelektronicznych**

#### **Temat preferowany 1: Developments in HVDC and FACTS technology**

- HVDC transmission at 800 kVdc and above.
- New topologies and developments in VSC Transmission.
- Multi-terminal and meshed HVDC configurations.
- HVDC and FACTS as a means to improve System Capacity, Performance and Efficiency.

#### **Temat preferowany 2: HVDC and FACTS – Operating Experience and New Projects**

- Interconnections using land and/or submarine cables and/or overhead lines.
- Embedding of HVDC and FACTS in AC Networks.
- Renewable Energy Applications.

#### **Temat preferowany 3: HVDC and FACTS Project Development Issues**

- Environmental issues for HVDC and FACTS schemes, including visual impact, earth return, audible noise, EMF & Ions.
- System performance with embedded HVDC links, including multi-infeed and ancillary services.
- Options Considered, Regulatory, Licensing, Project funding, and Technical Risks issues.

### Komitet Studiów B5: Automatyka i zabezpieczenia

#### Temat preferowany 1: Protection, Control and Monitoring for the next decade

- New requirements for Substation Automation (SA) and Protection.
- New concepts for SA and Protection.
- Information recording and applications.

#### Temat preferowany 2: Impact of renewable generation and cogeneration on Substation automation and Protection

- Protection coordination.
- Connection & generator protection requirements.
- Automation and restoration policies.
- Islanding detection.
- Future trends on protection and automation.
- Consequences of HVDC infeed from off shore wind farms.
- Future trends in protection and automation.

Przewidywana jest także wspólna sesja Komitetów D2/B5 (szczegółowe tematy podane zostały w części poświęconej Komitetowi D2)

### Komitet Studiów C1: Rozwój i ekonomika systemu elektroenergetycznego

#### Temat preferowany 1: Solutions for planning power systems for a low carbon energy future

- System design.
- New technologies.
- Reliability, social and economic impacts.

#### Temat preferowany 2: New business processes to support/facilitate power system design for a low carbon energy future

- Integrated transmission and distribution planning.
- Multi-regional / multi-national planning.
- Alternative reliability standards.
- More grid operational flexibility taking into account different generation and load profiles and locations.

#### Temat preferowany 3: Asset management challenges/strategies (replacement, refurbishment and maintenance) for a low carbon energy future

- Future integration of large scale renewables.
- Enhanced information needed.
- Dealing with flatter load profiles, active distribution networks, uncertain generation, integration of new technology.

### Komitet Studiów C2: Eksplotacja i sterowanie systemem elektroenergetycznym

#### Temat preferowany 1: Enhancement of Operational Reliability

- Impact of dynamic security assessment and dynamic ratings on real time system operations.
- Decision making tools and methods, system visualization techniques. Common format and quality of data for wide area modeling and assessment.
- Balancing generation within transmission constraints, including distributed generation.
- Impact of wind farm generation directly connected to the transmission system on the Grid code.

#### Temat preferowany 2: Consistency and Coordination of System Control and Operation

- Challenges/experiences/trends of coordinated operation among TSOs for interconnected system.
- Formulation and harmonization of operational reliability standards (criteria, performance indicators, compliance measures).
- Impact of cross-border aspects for reliability and regulation on system operation. Issues on shared responsibilities in system operation and control between real time actors.

### Komitet Studiów C3: Wpływ systemu elektroenergetycznego na środowisko

#### Temat preferowany 1: Innovative Environmental Studies for Power Transmission Corridors

- Integration of Sustainable Development concepts throughout the life cycle.
- Integrated environmental management of corridors (impacts identification, control measures, monitoring, cumulative impact evaluation and mitigation strategies).
- Stakeholders engagement and communication in the management of corridors.
- Environmental Impact Assessment of joint corridors (power transmission lines and other linear infrastructure uses –e.g. railways, highways, gas pipelines...).

#### Temat preferowany 2: External costs accounting of environmental and social impacts of Power Generation and Transmission

- Assessment of environmental and social external costs in Power Generation and Transmission.
- Experiences of assessment and integration of external costs on a project base for the Power Sector.
- Country-based experiences about external cost assessment and their inclusion in the total cost for the Power Sector.

### Komitet Studiów C4: Zagadnienia techniczne systemu

#### Temat preferowany 1: EMC/EMF and PQ for future networks – compatibility requirements, assessment techniques/tools, and technical performance improvement programmes

- Management of PQ in networks with a high penetration of renewables, disturbing loads, and loads sensitive to PQ phenomena - technical and economical issues.
- Extremely Low Frequency (ELF) field mitigation techniques for HV power systems.
- Protection of the HV power network control electronics against intentional/unintentional Electromagnetic Interference.
- Influence of power network on other installations.

#### Temat preferowany 2: Advances in insulation coordination and lightning knowledge for improved performance of electric power systems

- UHV AC systems.
- Lightning attachment to OH lines and to tall structures.
- Earthing systems performance.

#### Temat preferowany 3: Techniques and Tools for Power balancing assessments and Risk-based security assessment

- Modelling methods and tools for analyzing power balancing issues.
- Risk based approaches.



### Komitet Studiów C5: Rynki energii elektrycznej i regulacja

#### Temat preferowany 1: Challenges of national or state regulations of transmission and system operators in regional markets

- Multi-regional markets developed for enhanced competition.
- State, Provincial or National regulations versus regional regulations (cross-border exchange, transmission capacity allocation, system expansion procedures, cost allocation – operation and expansion, congestion revenue allocation).
- Market designs – harmonization of grid codes and transmission tariffs.

#### Temat preferowany 2: Impact of intermittent resources or demand response on market designs

- Market design aspects and coordinated procedures for day-ahead and intra-day markets.
- Enhanced flexibility of intra day markets to facilitate intermittent resources and flexible demand.
- Ancillary service markets to effectively cover system needs and impact of increased share of intermittent resources on ancillary service requirements.
- Rules for simplified access to the market.

#### Temat preferowany 3: Interactions of environmental incentives and markets (e.g. carbon) with electricity markets

- Impact of local/regional/national quotas on electricity market design and stability.
- Challenges of different environmental incentives or support schemes within same market system.
- Environmental market designs – impact on electricity market clearing procedures.
- Return of experiences of environmental incentives.

### Komitet Studiów C6: Systemy rozdzielcze i wytwarzanie rozproszone

#### Temat preferowany 1: Planning and operation of Distribution networks incorporating Dispersed Energy Resources (DER) and Renewables Energy Sources (RES)

- Performance characteristics of distribution networks with high penetration of DER/RES, Operating experiences.
- Effect of large scale integration on reliability.
- Provision of ancillary services by DER/RES.
- Regulatory schemes to support DER/RES.

#### Temat preferowany 2: Demand Side Integration

- Load characteristics of appliances.
- Practical experiences of demand side integration through pricing.
- Impact of electrical vehicles connection to the Grid (challenges and opportunities).

#### Temat preferowany 3: New concepts and technologies for the electrification of rural and remote areas

- Microgrids.
- Advanced grid based concepts and renewables.

- Development of rural electrification projects including financial and commercial issues.
- Practical experiences, including upgrading the local system and/or connection to the grid.

### Komitet Studiów D1: Materiały i nowoczesne techniki badawcze

#### Temat preferowany 1: New materials for improved efficiency and sustainability of AC&DC power equipment

- Nanomaterials.
- Biodegradable materials.
- New gas compositions.
- Recyclable materials.
- Innovative polymers.
- High Temperature Super Conductors (HTSC).

#### Temat preferowany 2: Challenges for testing and diagnostics

- New requirements for ultra high voltage.
- Interpretation of diagnostic results for condition assessment.
- New test and monitoring methods .

#### Temat preferowany 3: Endurance of materials especially in harsh electrical and physical environments

- Off-shore applications.
- Repetitive transients.
- Load cycling.
- Thermal overload.
- Irradiated environment.

### Komitet Studiów D2: Systemy informatyczne i telekomunikacja

#### Wspólna sesja z Komitetem B5

#### Temat preferowany 1: Practical implementation of IEC 61850 in electric power systems

- Advantages for implementation outside the substation.
- Impact on substation automation (security, WiFi, teleprotection requirements).
- Architecture and information technology aspects between substation automation and remote communication.
- Communication needs for system protection schemes and wide area measurements (WAMS).

#### Sesja Komitetu D2

#### Temat preferowany 2: Information and Information Technology (IT) security for electric power utilities

- Convergence of physical and logical security.
- Frameworks for management of information security.
- Cyber security for Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) systems.
- Assessment and management of the risk in information and IT security.





## E<sup>3</sup> efektywność, ekologia, ekonomia

Gospodarkę można porównać do wielowymiarowej budowli. Jej fundament tworzy zintegrowana polityka zarządzania uwzględniająca w swych założeniach korzyści ekonomiczne wynikające z działań na rzecz ochrony środowiska i racjonalnego gospodarowania energią. Całą budowlę wspierają trzy filary – Efektywność, Ekologia i Ekonomia.

Rzecz jednak w tym, iż zdarza się czasem, że nie wszystkie elementy idealnie do siebie pasują. Wówczas poszukuje się nowych, udoskonalonych rozwiązań lub też rozwiązań kompromisowych mających na celu stworzenie zrównoważonej, spójnej i trwałej konstrukcji. Podobny charakter miały polskie działania zmierzające do stworzenia takich narzędzi Trzeciego Pakietu Klimatyczno-Energetycznego, aby jego realizacja była zgodna z zasadami zrównoważonego rozwoju z jednej strony, a solidaryzmu europejskiego i sprawiedliwości społecznej z drugiej. Tym celem miał także służyć projekt zrealizowany przez firmę *Procesy Inwestycyjne Sp. z o.o.* a noszący nazwę „Wymiary zrównoważonego rozwoju w gospodarce. E<sup>3</sup> – Efektywność, Ekologia, Ekonomia”.<sup>1)</sup>

W okresie od czerwca do grudnia 2008 roku reprezentanci środowisk związanych z sektorem elektroenergetycznym, gazowym, przemysłem oraz ochroną środowiska, ekologią, doradztwem, konsultingiem, finansami, a także przedstawiciele instytucji publicznych, organizacji pozarządowych, mediów i świata nauki, wykładowcy, a nawet studenci uczestniczyli w trzech przedsięwzięciach: dwóch seminariach zatytułowanych „Energetyka jądrowa i odnawialne źródła energii w świetle zrównoważonego rozwoju” oraz „Dyrektywa IPPC – klatka emisyjna”, jak również w objętej honorowym Patronatem Ministerstwa Gospodarki, IV Międzynarodowej Konferencji Power Ring 2008, która była punktem kulminacyjnym całego projektu.

Obszar tematyczny przygotowała Rada Programowa Konferencji pod kierownictwem prof. Krzysztofa Żmijewskiego. Ekspertiści związani z branżą, politycy oraz naukowcy określili ogólny profil działalności konferencyjnej, wskazując tematy priorytetowe dla polskiej gospodarki i ekologii oraz starając się zawrzeć w swoich działaniach jak najszerszy walor edukacyjny dla społeczeństwa. Projekt został dofinansowany ze środków Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

Seminarium realizujące hasło *Efektywność*, zatytułowane „Energetyka jądrowa i odnawialne źródła energii w świetle zrównoważonego rozwoju”, pozwoliło zidentyfikować racjonalne i efektywne dróg rozwoju polskiej polityki gospodarczej.

Podczas dyskusji nakreślono najbardziej efektywne możliwości rozwoju, rozbudowy infrastruktury, kierunki dla planowanych inwestycji, możliwości wdrożenia nowych rozwiązań technologicznych mających na celu walkę z ociepleniem klimatu poprzez racjonalne zużycie energii i zminimalizowanie negatywnego wpływu energetyki na środowisko oraz na ekonomiczną i środowiskową efektywność przedsięwzięć.

Koncepcji zrównoważonego rozwoju ciąg dalszy nastąpił podczas drugiego przedsięwzięcia o hasle Ekologia, które obejmowało seminarium pt. „Dyrektywa IPPC – klatka emisyjna”. Większość państw posiada tradycyjnie sektorowo zorientowane regulacje prawne nakierowane na daną dziedzinę gospodarki. Tymczasem gospodarka to zbiór naczyń połączonych. Nie inaczej wygląda to w przypadku problemu emisji gazów cieplarnianych, gdzie próba jej obniżenia musi pociągać za sobą restrukturyzację w wielu dziedzinach i na wielu obszarach. Dyrektywa IPPC miała na celu zintegrowanie zapobiegania i kontroli zanieczyszczeń powietrza, wody i gleby. Ideą, jaka przyświecała temu międzynarodowemu porozumieniu na rzecz zapobiegania globalnemu ociepleniu, było kompleksowe działanie służące obniżeniu zanieczyszczenia unikając jednocześnie sytuacji, gdy zmniejszenie zanieczyszczenia płynącego z jednego źródła podwyższa zanieczyszczenie generowane przez inny czynnik. Przy sektorowym podejściu do zagadnienia kontrola nad takimi zjawiskami była często trudna i nie zauważano rzeczywistych potencjalnych korzyści lub zagrożeń. Maksymalizacja efektu ekologicznego musi się odbywać w granicach dopuszczalnych obciążeń (kosztów) i przy społecznej akceptacji. Jednak idealnej równowagi w rzeczywistości uzyskać nie można. Należy zatem zbudować kompromis pomiędzy potrzebami ekonomii, ekologii i efektywności w gospodarce.

Oba seminaria stanowiły niejako prelude do ostatniej odsłony Projektu pt. „Wymiary zrównoważonego rozwoju w gospodarce. E<sup>3</sup> – Efektywność, Ekologia, Ekonomia”, czyli IV Międzynarodowej Konferencji „Power Ring 2008 – Zintegrowana Energia Europy”. Zrealizowała ona trzeci filar projektu – *Ekonomia*, kształtujący ostateczny wybór przedsięwzięć efektywnych i ekologicznych oraz wniosków i kierunków dalszego trwałego rozwoju, obejmując swoim zakresem najszerszą tematykę. Konferencja odbyła się już czwarty raz, tworząc pewnego rodzaju tradycję, która cieszy się ogromnym zainteresowaniem zarówno w Polsce, jak i Europie. Międzynarodowa Konferencja „Power Ring 2008” odzwierciedliła nurt dyskusji toczącej się w Unii Europejskiej na poziomie ekspertów najważniejszych sektorów gospodarczych, dotyczącej kształtu europejskiego rynku energii i jego wpływu na pozostałe sektory oraz na stan środowiska naturalnego. Poruszona problematyka, oscylując na styku obszarów energetyka – efektywność – ekologia – ekonomia, uwzględniła różne aspekty zrównoważonego rozwoju,

<sup>1)</sup> Projekt został dofinansowany z Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej

m.in.: bezpieczeństwo energetyczne, dyrektywy unijne, rozbudowę infrastruktury i technologii energetyki i gazownictwa oraz niezwykle istotną dla rynku kwestię połączeń transgranicznych. Głównym zadaniem konferencji było określenie racjonalnych dróg rozwoju dla polskiej gospodarki w perspektywie europejskiej oraz wskazanie najbardziej efektywnych możliwości rozwoju, rozbudowy infrastruktury oraz kierunków dla planowanych inwestycji.

Projekt pt. „Wymiary zrównoważonego rozwoju w gospodarce. E<sup>3</sup> – Efektywność, Ekologia, Ekonomia” okazał się doskonałym „architektem” mostu między potrzebami gospodarki i środowiska naturalnego. Wykorzystując najwyższej jakości materiały i zapraszając do współpracy najlepszych fachowców udało się zbudować cykl wydarzeń mający niezwykłą wartość i znaczenie. Szeroko zakrojone w ramach projektu dyskusje z udziałem przedstawicieli Komisji Europejskiej, polskiego rządu, jednostek konsularnych zlokalizowanych w Polsce, reprezentantów przemysłu oraz mediów pozwoliły po pierwsze zlokalizować główne bolączki, problemy i niedociągnięcia w obszarze energetyki, gospodarki i ochrony środowiska przyrodniczego, a po drugie umożliwiły

wymianę poglądów, doświadczeń oraz debatę nad proponowanymi rozwiązaniami.

Polska jest częścią gospodarki globalnej, przez co wielowymiarowość działań jest niezbędna. Ponadto ochrona środowiska naturalnego jest działaniem wymagającym zbieżności poglądów i działań. Podczas wydarzeń zorganizowanych w ramach Projektu udało się określić stan zastany i sformułować wnioski na przyszłość, a także uświadomić społeczeństwu i grupom decyzyjnym, że muszą widzieć swoje działania w szerszym kontekście. Ponadto całe przedsięwzięcie dążyło do zwrócenia uwagi polskich władz, przedsiębiorców i obywateli na konieczność prowadzenia wielowymiarowej polityki, uwzględniającej nie tylko bezpieczeństwo ekonomiczne i energetyczne, ale również ekologiczne kraju. Polityki prowadzonej w sposób zintegrowany, kompleksowy i z poszanowaniem otaczającego nas środowiska.

PROCESY  
INWESTYCYJNE