



**KONWERSATORIUM INTELIGENTNA ENERGETYKA**  
(25.06.2019, godz. 15:00-18:00)

**Temat przewodni:**  
**Samouczący się po 2025 rynek energii elektrycznej, dobry na okres do 2050**

**Unifikacja (metodyczna) techniczno-ekonomiczna rynku czasu rzeczywistego**  
Jan Popczyk

**Konsument energii elektrycznej w dobie rozwoju systemów inteligentnego opomiarowania**  
Mariusz Jurczyk – Tauron Dystrybucja

**Nowoczesne rozwiązania urządzeń produkowanych przez ZPUE do współpracy z OZE**  
Artur Koziński – ZPUE

**Miasta progresywne - praktyczne działania na drodze transformacji energetycznej**  
Dariusz Szwed – Zielony Instytut

16:30-16:45 – PRZERWA

**Oddolne propozycje rozwiązań rynkowych na okres 2019-2020 oraz w horyzoncie 2025, w tym cd. dyskusji rozpoczętej na kwietniowym spotkaniu konwersatoryjnym, dotyczącej pierwszych społecznych propozycji nowelizacji regulacji prawnych (Zespół Prawników Konsolidujący się wokół transformacji energetycznej 2050).**

Marzena Czarnecka – Kancelaria Prawna Tomasz Ogłódek Marzena Czarnecka  
Michał Tarka, Marcin Trupkiewicz – Kancelaria BTK-LEGAL

**Panel dyskusyjny poświęcony tematowi przewodniemu czerwcowego spotkania konwersatoryjnego**  
Udział w dyskusji zapowiedzieli: J. Bargiel, A. Grabowski. Do dyskusji zaprasza się wszystkich uczestników spotkania.

[Komunikat końcowy z Kolegium sekcji SNKTE stanowiący przesłanie do konwersatorium IE \(spotkanie 26.06.2019\)](#)

Program skonsolidowali:  
Jan Popczyk  
Piotr Kołodziej  
Radosław Gawlik  
Krzysztof Bodzek

Miejsce: Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny, ul. B. Krzywoustego 2, 44-100 Gliwice, sala 615  
Termin kolejnego spotkania: 24 września 2019 r.



## Komunikat do Konwersatorium z dnia 28 maja 2019 r.

Temat przewodni majowego konwersatorium dotyczył *Rynku energii elektrycznej w perspektywie 2025*. W spotkaniu uczestniczyli przedstawiciele środowiska naukowego, organizacji pozarządowych, energetyki WEK, sektora MMSp oraz samorządów.

Profesor Jan Popczyk w prezentacji [Pierwsza unifikacja makro- i mikroekonomiczna monizmu elektrycznego OZE 2050](#) przedstawił unifikację makro- i mikroekonomiczną w kategoriach metody badawczej do analizy nowego rynku energii elektrycznej. Pierwszą potrzebą, w kontekście metody, jest konieczność opracowania nowego języka (nowej terminologii), która pozwoli na objaśnienie nowych, niespotykanych w klasycznej energetyce zjawisk i sytuacji. Proponowana unifikacja ma duży potencjał objaśniający istotę transformacji energetycznej. Przy tym spełnia wymagania brzytwy Ockhama. Z punktu widzenia nazewnictwa i brzytwy Ockhama monizm elektryczny OZE jest kwintesencją transformacji energetyki.

Na przykład, monizm elektryczny OZE precyzyjnie (jednoznacznie) pozwala „zamienić” zapotrzebowanie wynoszące 1100 TWh energii chemicznej – podlegającej przemianom wielofazowym (główne, to: wydobywanie i transport paliw, przetwórstwo paliw, spalanie i praca mechaniczna, spalanie i produkcja ciepła/pary, para i praca mechaniczna, praca mechaniczna i produkcja energii elektrycznej, przesył/dystrybucja energii elektrycznej) – energią (elektryczną) napędową OZE wynoszącą 175 TWh (netto) produkowaną w przemianie jednofazowej (w źródłach OZE) i przetwarzaną w jednofazowej przemianie (obszar tradycyjnego użytkowania energii elektrycznej oraz pompa ciepła, samochód elektryczny) w usługę energetyczną (w szczególności w komfort cieplny, transport, ...). Ogólnie zatem, pojęcie monizmu elektrycznego OZE niczego nie komplikuje. Przeciwnie, niezwykle złożoną, i często wieloznaczną pojęciowo energetykę (rozpatrywaną w całości) czyni całkowicie jednoznaczna i niezwykle prosta.

W praktycznym aspekcie pojęcie to ma niezwykłą wagę z tego powodu, że przenosi punkt ciężkości ze strony podaźowej (produkcja energii) na stronę popytową (zapotrzebowanie na energię elektryczną OZE), ale też prowadzi do niezwykle uproszczenia modeli ekonomicznych, a tym samym zwiększa ich wiarygodność. Widać to np. z wielką mocą na przykładzie unifikacji makroekonomicznej dwóch wariantów transformacyjnych: PEP2040 i monizmu elektrycznego OZE 2050.

Porównanie makroekonomiczne wariantów – wykonane w środowisku modeli bazujących na funkcjach wykładniczych (i podobnych), które pociągają za sobą wiele istotnych ograniczeń – obnaża jednak wielkie koszty zaspokojenia potrzeb energetycznych w 2050 r., jeśli będzie realizowana „transformacja” energetyki zgodnie z polityką PEP2040. Szacuje się, że wyniosą one ponad 200 mld PLN (2050 r.) w porównaniu do 20 mld PLN w monizmie elektrycznym OZE. Skumulowana – dla okresu 2020-2050 – różnica kosztów zaspokajania potrzeb energetycznych między wariantami PEP2040 i monizmu elektrycznego OZE wyniesie ponad 2 bln PLN na niekorzyść pierwszego.

W aspekcie mikroekonomicznym przekłada się to na cenę energii elektrycznej w scenariuszu PEP2040 od 750 PLN/MWh (OK1) do 250 PLN/MWh (OK5). Natomiast w monizmie elektrycznym OZE, szacowana cena to od 300 PLN/MWh (osłony OK1, OK2 i OK3) do 250 PLN/MWh (OK4) oraz 200 PLN/MWh (OK5). Ceny w monizmie, charakteryzują się więc znacznie mniejszą rozpiętością dla różnych osłon OK (następują unifikacja cen). Analiza cen energii elektrycznej w środowisku krańcowej produktywności i krańcowego popytu wykonana dla WME uwiarygadnia stawianą hipotezę. Osiągane ceny energii dla takiego modelu nie przekraczają 500 PLN/MWh.

Te zgrubne oszacowania (uwzględniające perspektywy makroekonomiczną i mikroekonomiczną), są tak wyraziste, że bardzo silnie uprawniają postawienie hipotezy o racjonalności transformacji energetycznej do monizmu elektrycznego OZE. Oraz o zbieżności cen energii elektrycznej na rynku czasu rzeczywistego do ceny równowagi rynkowej (miliony cen, ale wszystkie kształtujące się w bardzo wąskim zakresie).

Robert Wójcicki zaprezentował wyniki realizowanego projektu NMG 1 w prezentacji [Analiza rynku energii elektrycznej wydzielonego obszaru bilansowania \(WME\)](#). Do głównych zagadnień projektu należały symulacyjne algorytmy bilansowania, wyznaczanie taryf dynamicznych dla odbiorców końcowych uwzględniających lokalne źródła oraz modele relacji rynkowych. Jako wyniki badań przedstawiono wybrane fragmenty analizy podatności odbiorców na cenę energii oraz tworzenie lokalnej taryfy dynamicznej prosumenta, a także lokalnego niewielkiego agregatora. W badaniach



rozpatrzono kilka przypadków tworzenia taryfy dynamicznej, w szczególności uwzględniających własne źródło PV oraz źródło inwestora zewnętrznego. Uzyskane wyniki pokazują, że instalowanie źródeł PV, realizowane nawet przez zewnętrznego inwestora, jest korzystne. Średni koszt energii elektrycznej jest niższy w porównaniu do taryf G i C oraz porównywalny do ceny w obecnych taryfach B.

Net metering i warunki rynkowe tworzą dobre środowisko dla rozwoju rozproszonej energetyki. Panujący chaos polityczny oraz wysokie (rosnące) ceny energii elektrycznej wpływają na coraz większą opłacalność inwestycji w źródła. Istniejące taryfy nie są dopasowane do sytuacji w której w systemie jest duża liczba źródeł z produkcją wymuszoną. Przeprowadzone badania potwierdzają, że pakietyzacja ofert energii elektrycznej pozwoli reagować odbiorcom na wzrost ceny energii elektrycznej (ogólniej – na taryfę dynamiczną).

Marcin Fice przedstawił prezentację [Ocena potencjału regulacyjnego \(technicznego\) i negocjacyjnego \(handlowego\) uczestników rynku energii elektrycznej](#), związaną z projektem NMG 2. Głównymi zagadnieniami projektu jest analiza potencjału regulacyjnego (technicznego) oraz negocjacyjnego (handlowego) uczestników rynku energii elektrycznej włączonych do mikrosieci WME. W określeniu potencjału regulacyjnego uwzględnia się prognozę produkcji, parametry źródeł regulacyjno-bilansujących i zasobników energii oraz potencjał kształtowania profilu mocy czynnej. W potencjale negocjacyjnym są to ceny zakupu energii i usług wraz z regułami funkcjonowania rynku, a także lokalne ceny energii z regułami handlu pakietowego.

Obecnie potencjał negocjacyjny dla małych i średnich odbiorców praktycznie nie występuje (sprowadza się do możliwości wyboru taryf). Odbiorcy średni mają niewielką możliwość negocjacji ceny w ramach zakupów grupowych, natomiast świadczenie usług bilansujących ograniczone jest do dużych odbiorców (obecnie usługa DSR). Analizowany potencjał negocjacyjny jest rozumiany jako arbitraż cenowy wykorzystania potencjału technicznego znajdującego się u uczestników rynku energii elektrycznej.

Do zmiany aktualnej sytuacji potrzebny jest terminal STD warunkujący możliwość uczestnictwa w rynku energii każdemu podmiotowi. Terminal ten umożliwia wymianę informacji pomiędzy podmiotami tworząc potencjał regulacyjny i negocjacyjny na rynku wschodzącym w postaci profili prognozowanych indywidualnych i sumarycznych (wynikowych). Terminal pozwala na arbitraż cen energii oraz optymalizację profilu zapotrzebowania i produkcji energii elektrycznej, a w konsekwencji na reakcję na profil niezbilansowania (pakietowe oferty kupna/sprzedaży) i rozliczanie bilansowania osłon OK.

Jako przykład funkcjonalności terminala STD pokazano możliwość prognozowania produkcji źródła PV. Godzinowa prognoza produkcji realizowana jest z dokładnością około 25 % dla dwóch dób przed, 16 % na dobę przed oraz 6 % na godzinę przed. Daje to dużą dokładność prognoz 24-godzinnych. Prognozy produkcji oraz zapotrzebowania służą jako dane wejściowe dla algorytmu generowania optymalnego profilu odbiorcy i podejmowania decyzji o włączaniu zasobów regulacyjno-bilansujących (źródeł i akumulatorów). W konsekwencji algorytm pozwala na sterowanie odbiornikami jeśli takie zostały przyłączone do sterownika PLC włączonego w strukturę terminala STD.

Barbara Jękot w prezentacji [Architektura a OZE: rozwój zrównoważony](#) przedstawiła alarmujące statystyki związane z nierównym podziałem zasobów (20% ludności konsumuje 80% zasobów i produkuje 83% odpadów). Takiemu rozwojowi jest daleko do rozwoju zrównoważonego, jeśli uwzględnić ponadto, że przemysł konstrukcyjno-budowlany zużywa 50% energii elektrycznej, 50% wody i ma udział w traconych gruntach wynoszący 60% (w takim stopniu „pochłania” te grunty). Istotne jest szukanie odpowiedzi na pytania jak można zmniejszyć zużycie energii w budownictwie oraz jakie są optymalne źródła pozyskiwania tej energii. To pytania oczywiste, ale należy również pytać o poszczególne etapy procesów budowlanych (koncepcja – projektowanie – budowa – eksploatacja – odzysk/utylizacja) w celu ich optymalizacji. Dopiero rachunek całościowy może wykazać o ile maleją korzyści z wdrażania budynków energooszczędnych (trzeba doliczyć, w przypadku tych budynków, energię użytą w procesie produkcji materiałów, budowy, transportu oraz emisje gazów cieplarnianych, zanieczyszczenia, odpady i koszty utylizacji). Rozwój oceny/certyfikacji budownictwa rozpoczął się (historycznie) od kalkulacji częściowych, ale jego ukoronowaniem są wersje bazujące na kalkulacjach całościowych.



Jako przykłady dobrych praktyk, potwierdzonych certyfikatami, pokazano zrealizowane projekty zgodnie z zasadą 3R (*renew/reuse/recycle*). Dowodzą one, że wprowadzenie zastrzonych wymagań, w trosce o zrównoważony rozwój, nie ogranicza jakości przestrzeni architektonicznych. Prelegentka podsumowała prezentację przesłaniem, że integrowanie odnawialnych źródeł energii z architekturą nie gwarantuje tego, że będzie ona dobra, ale nie będzie już dobrej architektury bez integracji z OZE oraz, że architektura i technologie są swoistym zapisem rozwoju cywilizacyjnego.

Prezentacja Tomasza Jękot nt. [Krótką charakterystyką WEK oraz rynku prosumenckiego Republiki Południowej Afryki](#) przedstawia obecną sytuację tamtejszego w pełni monopolistycznego przedsiębiorstwa energetycznego. RPA charakteryzuje się produkcją energii elektrycznej wynoszącą 217 TWh (2018 r.) głównie z węgla i ropy naftowej. Udział źródeł OZE jest niewielki (7,6 % moc zainstalowana w 2018, 2% produkcja w 2013), ale plany obejmują zwiększenie mocy zainstalowanej w źródła OZE o 19,3 GW do 2030 r. Energię dostarcza firma Eskom, która boryka się z poważnymi problemami związanymi z krytyczną sytuacją finansową (obsługa zadłużenia – 29 mld \$ oraz koszty przewyższają zyski ze sprzedaży). Ponadto produkcja energii jest mniejsza niż zapotrzebowanie kraju, przez co występują problemy z zapewnieniem ciągłych dostaw. Jako przyczynę złej sytuacji firmy, upatruje się korupcję, błędne decyzje inwestycyjne, błędy projektowe a także niewystarczające nakłady eksploatacyjne. Konsekwencją są częste odłączenia powodujące straty gospodarcze sięgające od 1,5 do 5 mld \$ w 2018 r. Staje się to podstawowym zagrożeniem dla inwestycji zagranicznych, a dodatkowo przewidywany jest wzrost taryf o 15 % rocznie przez najbliższe 3 do 5 lat.

Aktualnie realizuje się, w związku z kryzysem, restrukturyzację firmy Eskom, mianowicie podział na trzy podsektory: wytwarzania, przesyłu i dystrybucji (między innymi na tym polegała reforma polskiej elektroenergetyki zrealizowana w latach 1990-1995).

Przemysł oraz klienci prywatnie instalują źródła PV aby uniezależnić się od Eskom-u, chociaż *net metering* obowiązuje jedynie w Cape Town. Jako przykład uniezależniania się odbiorców można przytoczyć wymianę bazy transportowej na pojazdy elektryczne wykorzystujące baterie wodorowe (przemysł) oraz montaż słonecznych wymienników ciepła i pomp ciepła (300 dni słonecznych w roku) przez prosumentów.

Zbigniew Szkaradnik w prezentacji [Polska Italia Norwegia rzut okiem na taryfy detaliczne](#) porównał taryfy pod względem: prostoty (liczby pozycji na fakturze), ceny energii i przesyłu, a także kosztów stałych i preferencji dotyczących sposobów użytkowania energii elektrycznej.

**Norwegia** ma pod dostatkiem taniej i czystej energii pochodzącej głównie z elektrowni wodnych, rynek jest konkurencyjny a państwo faktycznie wspiera konkurencję. Faktura za energię jest prosta (4 pozycje), taryfa preferuje duże zużycie energii elektrycznej, ale miesięczne koszty stałe są wysokie (około 140 PLN). Możliwa jest duża moc przyłączeniowa, a odbiorca wyposażony jest w licznik inteligentny ze zdalnym odczytem (operator dostarcza światłowód do domu). Istnieje duży wybór taryf, również taryfy dynamiczne typu cena giełdowa z marżą 5 %.

**Włochy** cierpią na niedobory energii, a znaczna jej część pochodzi z importu. Sieć przesyłowa jest nowoczesna. Rynek energii nosi cechy wolnego, ale prym wiodą dawne państwowe monopole. Taryfa jest skomplikowana (11 pozycji) w tym opłata za moc i opłaty „systemowe”. Preferowane jest małe i duże zużycie energii. Odbiorca wyposażony jest w licznik inteligentny ze zdalnym odczytem. Ze względu na niedobory energii moc przyłączeniowa jest limitowana. Miesięczne koszty stałe, to około 100 PLN.

**Polska** energetyka wykorzystuje głównie paliwa kopalne i jest pod kontrolą państwa. Rynek jest zmonopolizowany i mocno regulowany z symboliczną konkurencją i niewielkim wyborem taryf. Faktura jest średnio złożona (7 pozycji) a ceny energii i sieciowe (przesyłu) są średnie. Możliwe jest uzyskanie dużych mocy przyłączeniowych. Koszty stałe są niskie (22 PLN na miesiąc) a taryfa jest „płaska” (nie preferuje żadnej wielkości zużycia). Odczyty są szacunkowe i w dużej mierze wykonywane ręcznie.

Podsumowując, najniższe koszty stałe występują w Polsce przez co jednostkowa cena energii w niewielkim stopniu zależy od zużycia, w przeciwieństwie do pozostałych krajów, gdzie preferowane jest duże zużycie (niższa jednostkowa cena energii). Najprostsza taryfa jest w Norwegii, gdzie istnieje duża konkurencja na rynku energii. Natomiast najwyższa cena za energię jest we Włoszech, ze względu na niedobory energii i duży jej import.



Podpisali: **Jan Popczyk**, **Piotr Kołodziej** (Prezes Zarządu Spółka Ciepłowniczo-Energetyczna Jaworzno III); **Radosław Gawlik** (były wiceminister w Ministerstwie Środowiska, Poseł na Sejm kontraktowy i trzy kolejne kadencje, Prezes Stowarzyszenia Eko-Unia); ), **Robert Wójcicki** (obszar działania: informatyka, w tym jej praktyczne wykorzystanie w badaniach na rzecz przebudowy opłaty systemowo-sieciowej na nowym rynku energii elektrycznej, Politechnika Śląska – Wydział Automatyki, Elektroniki i Informatyki), **Marcin Fice** (obszar działania: elektrotechnika, w tym jej praktyczne wykorzystanie w badaniach symulacyjnych przebudowy zasobów regulacyjno-bilansujących na nowym rynku energii elektrycznej, Politechnika Śląska – Wydział Elektryczny), **Barbara Jękot** (Uniwersytet w Pretorii, Wydział Architektury, RPA), **Tomasz Jękot** (dyrektor Kite Control Systems, Cape Town, RPA), **Zbigniew Szkaradnik** (założyciel Grupy 3S S.A.)