

**BLOCKCHAIN  
KLASTRY ENERGII  
TECHNOLOGIE LPWAN  
PODSUMOWANIE RYNKU**

# ENERGA-Operator prze do przodu w usmartawianiu infrastruktury

**Żeby być Smart, trzeba mieć Grid – to słynne już stwierdzenie świetnie oddaje działania ENERGA-Operator SA w zakresie prac nad rozwojem i modernizacją posiadanej sieci dystrybucyjnej. OSD nie boi się wyzwań – jako pierwszy zainstalował inteligentne liczniki u odbiorców indywidualnych. Na bieżąco pozyskuje też finansowanie na nowe, innowacyjne projekty takie, jak m.in. budowa magazynów energii.**

## Inwestycje w sieć dystrybucyjną

Do 2020 r. ENERGA-Operator (EOP) powinna uzyskać wielkości wskaźników SAIDI, SAIFI dla przerw nieplanowanych i planowanych oraz poziomów napięcia WN i SN odpowiednio: SAIDI – 113,5 min/odb. oraz SAIFI 1,62 przerw/odb. Jak powiedział Piotr Dorawa, Prezes ENERGA-Operator, w wywiadzie zamieszczonym na str. 6, to zadanie bardzo ambitne i niezwykle trudne do realizacji, zwłaszcza gdy weźmie się pod uwagę zakres prac (modernizacyjnych, eksploatacyjnych, technologicznych i organizacyjnych), jaki w ostatnich latach wykonała spółka. Cel EOP na najbliższe lata to m.in. zwiększenie niezawodności pracy sieci, zmniejszenie awaryjności, skrócenie czasu przywracania zasilania, poprawa parametrów jakości energii elektrycznej oraz zmniejszenie poziomu strat energii powstałych podczas dystrybucji. Planowana jest dalsza realizacja kluczowych inwestycji ograniczających wskaźniki niezawodności SAIDI/SAIFI, w szczególności:

- wymiana przewodów linii SN na linie kablowe na terenach leśnych i zadrzewionych,
- automatyzacja sieci SN,
- wymiana niesieciowanych (awaryjnych) kabli SN,
- budowa nowych powiązań sieci SN,
- izolowanie przyłączy i linii nn,
- wymiana transformatorów WN/SN.

– *Należy jednak podkreślić, że wraz z sukcesywnie obniżanymi wskaźnikami SAIDI, obniżenie każdej kolejnej minuty będzie kosztowało nas coraz więcej* – podkreśla Krzysztof Bortkiewicz, Wiceprezes Zarządu ENERGA-Operator.

Dalsze obniżanie wskaźników sprowadza się nie tylko do prawidłowego prowadzenia eksploatacji, ale wymaga również większego wysiłku ukierunkowanego na coraz bardziej zaawansowane prace analityczne, znaczące usprawnianie procesów inwestycyjnych i utrzymaniowych oraz wypracowywanie i wdrażanie najlepszych dostępnych rozwiązań.

– *Znajdujemy się w punkcie, w którym dostrzegamy, że tradycyjne podejście do poprawy wskaźników takie, jak budowa nowych powiązań są środkami skutecznymi, ale zaczynają być niewystar-*

*czające – uważa Wiceprezes Bortkiewicz. – Dlatego też стоимy przed wyzwaniem wdrażania coraz bardziej zaawansowanych rozwiązań z zakresu Smart Grid i obszaru IT, które będą wspierać zarówno decyzje eksploatacyjne, jak również wspomagać procesy związane z bieżącym prowadzeniem ruchu sieci.*

Jedną z kluczowych inicjatyw inwestycyjnych realizowanych przez ENERGA-Operator w tym zakresie jest automatyzacja sieci SN wraz z budową systemu FDIR.

– *Poprzez montaż łączników zdalnie sterowanych (w liniach napowietrznych SN oraz w stacjach wewnętrznych SN/nn) i automatyczną sekwencję przełączeń znacznie skracamy czas lokalizacji awarii, bez udziału zespołów pogotowia energetycznego, i dokonujemy wyizolowania uszkodzonych fragmentów sieci, a dzięki temu jesteśmy w stanie w jak najkrótszym czasie zasilic, jak największą liczbę odbiorców energii elektrycznej* – zapewnia Krzysztof Bortkiewicz. Program automatyzacji sieci realizowany jest w EOP od 2011 r. W tym czasie w sieci SN EOP zainstalowanych zostało ponad 6 tys. sztuk rozłączników w liniach napowietrznych SN oraz uruchomionych blisko 3 tys. stacji wewnętrznych SN/nn z telesterowaniem. Do końca 2020 r. planowana jest instalacja dodatkowych 1200 szt. rozłączników napowietrznych oraz uruchomienie kolejnych 1200 szt. stacji wewnętrznych SN/nn z telesterowaniem. W celu optymalizacji działań związanych z automatyzacją sieci SN, dąży się do uzyskania odpowiedniego poziomu nasycenia sieci łącznikami SN z telesterowaniem. Do 2020 r. to nasycenie w skali EOP będzie kształtowało się na wymaganym poziomie ok. pięciu sztuk rozłączników na jeden ciąg SN i 30-proc. udziale stacji wewnętrznych SN/nn z telesterowaniem w odniesieniu do wszystkich posiadanych stacji wewnętrznych.

Od 2017 r. montaż kolejnych łączników ze zdalnym sterowaniem realizowany jest w ramach unijnego projektu pn. „Przebudowa sieci do standardów Smart Grid poprzez instalowanie inteligentnego opomiarowania i automatyzację sieci w celu aktywizacji odbiorców dla poprawy efektywności i użytkowania energii oraz efektywnego zarządzania systemem elektroenergetycznym dla poprawy bezpieczeństwa dostaw. Wdrożenie podstawowe w obszarze ENERGA-Operator SA”. Ww. projekt obejmuje również wdrożenie systemu FDIR.

Zgodnie z umową zawartą z Ministerstwem Energii łączne nakłady na realizację projektu w latach 2017–2021 wynoszą 195,6 mln zł. Głównym celem projektu jest poprawa efektywności i bezpieczeństwa dystrybucji energii elektrycznej poprzez zmniejszenie przerw w dostawie energii elektrycznej w sytuacjach planowanego lub awaryjnego wyłączenia zasilania na sieci SN.

## Magazyny energii

We wrześniu 2017 r. Zarząd Energa-Operator SA podpisał z Ministrem Energii umowę o dofinansowaniu projektu „Przebudowa

sieci do standardów Smart Grid poprzez instalowanie inteligentnego opomiarowania i automatyzację sieci w celu aktywizacji odbiorców dla poprawy efektywności użytkowania energii oraz efektywnego zarządzania systemem elektroenergetycznym dla poprawy bezpieczeństwa dostaw. Wdrożenie podstawowe w obszarze ENERGA-Operator SA". Całkowity koszt projektu wynosi 240,588 mln zł. Pozyskane na realizację środki, pochodzące z POIiŚ na lata 2014–2020 w wysokości 166,260 mln zł stanowią najwyższe dofinansowanie wśród krajowych OSD.

Projekt dotyczy przebudowy sieci elektroenergetycznych – za instalowania inteligentnego systemu opomiarowania i automatyzacji sieci wg standardów Smart Grid.

*– Realizowany jest na całym obszarze działania operatora. Celem projektu jest poprawa efektywności oraz zapewnienie bezpieczeństwa i stabilności dystrybucji energii elektrycznej poprzez skrócenie czasu trwania przerw w dostawie energii elektrycznej w sytuacjach planowanego lub awaryjnego wyłączenia zasilania na sieci średniego napięcia – mówi Krzysztof Bortkiewicz, Wiceprezes EOP. – Istotną częścią projektu jest także budowa inteligentnych systemów magazynowania energii przeznaczonych do stabilizacji pracy systemu dystrybucyjnego.*

Wdrożenie projektu ma poprawić jakość obsługi odbiorców i dostaw energii elektrycznej oraz zwiększyć efektywność kosztową sieci elektroenergetycznej. Rezultatem ma być też poprawa efektywności użytkowania i zarządzania systemem elektroenergetycznym, poprawa bezpieczeństwa dostaw na obszarze działania operatora. Projekt będzie realizował inteligentne funkcjonalności. M.in. funkcja automatycznej identyfikacji uszkodzonych odcinków sieci (wraz z systemem naprawczym) umożliwi automatyczne przywrócenie zasilania odbiorcom w czasie poniżej trzech minut po wystąpieniu awarii w sieci SN. Natomiast funkcja dynamicznej rekonfiguracji sieci umożliwi prognozowanie generacji dla źródeł wytwórczych (elektrownie wiatrowe, fotowoltaiczne) z wyprzedzeniem co najmniej 24-godzinny oraz pozwoli na określenie wpływu źródeł (OZE) na pracę sieci. Wśród kolejnych pozytywnych rezultatów wdrożenia projektu jest redukcja wskaźnika SAIDI.

Projekt Smart Grid jest kontynuacją prac realizowanych w ramach innych projektów o mniejszej skali, takich jak: wdrożenie sieci Smart Grid na Półwyspie Helskim, Smart Toruń czy finalizowany pod Puckiem Lokalny Obszar Bilansowania, których efekty pozwoliły na podjęcie działań w ramach obecnego projektu.

Jak działa magazyn energii? Składa się z akumulatorów z ogniwami litowo-jonowymi znajdujących się w kontenerach. Jeśli w sieci elektroenergetycznej jest za dużo energii, zostaje ona zmagazynowana w bateriach. W przypadku wystąpienia niedoboru mocy na określonym obszarze energię można „wpompować” do sieci. Magazyn energii znajdujący się koło Pucka może pełnić rolę elektrowni. Zgromadzona w nim energia wystar-

czyłaby do zasilania przez dwie godziny tego ponad 11 tys. miasta w przypadku całkowitego odcięcia zasilania z sieci. Co najważniejsze, magazyn jest całkowicie bezpieczny dla ludzi i środowiska.

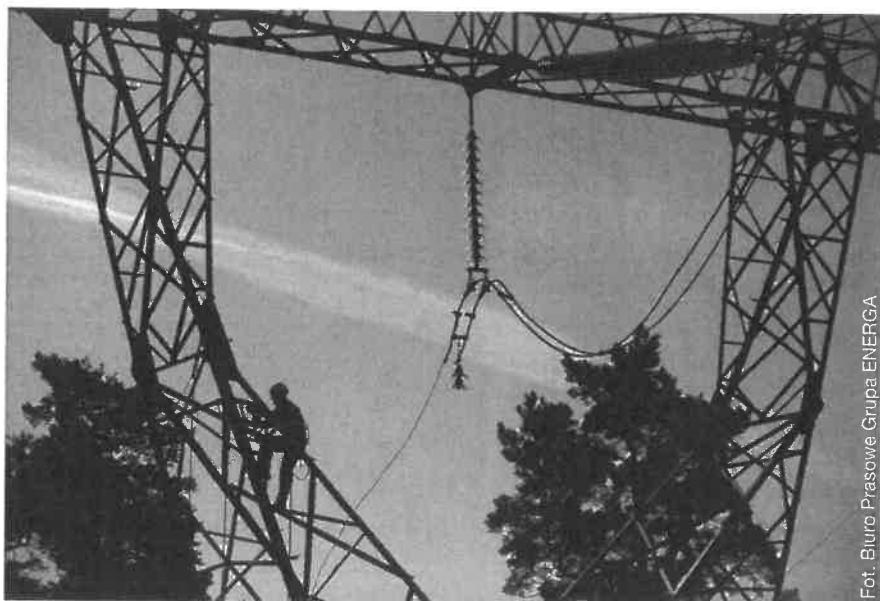
*– W Polsce już 37 proc. mocy wytwórczych pracuje w systemie dystrybucyjnym i wielkość ta rośnie. Na OSD również spoczywa odpowiedzialność za bezpieczeństwo dostaw energii – tłumaczy Mieczysław Wrocławski, Pełnomocnik ds. Innowacji w ENERGA-Operator.*

#### **Wdrażanie inteligentnego opomiarowania**

W EOP w technologii PLC jest obecnie zainstalowanych ok. 840 tys. liczników – z czego 100 tys. jest w technologii PLC SFSK, oraz ponad 700 tys. w technologii PLC PRIMIE 1.3.6. Dodatkowo ok. 30 tys. liczników przemysłowych skomunikowanych jest z systemem akwizycyjnym przy użyciu technologii GSM. Pozyskiwanie zdalnego odczytu z większą precyzją umożliwi dostosowywanie się do zmieniającego się rynku energii. Dodatkowo liczniki AMI mogą być używane do kontroli jakości dostaw energii. Wąskim gardłem komunikacji PLC zawsze były koncentratory danych, stąd EOP rozpoczął działania nad projektem własnego koncentratora.

Bardzo ważnym elementem jest możliwość przekazania na rzecz OSD pasma LTE 450 MHz. W przypadku przekazania tego pasma powinno ono być podstawowym pasmem komunikacji między koncentratorami a systemem centralnym oraz może stanowić doskonałe uzupełnienie w przypadku braku technicznej możliwości zastosowania PLC. Jednak nie powinno ono stać się wyłącznym medium przekazywania danych pomiarowych.

Warto przypomnieć, że na rzecz odbiorców i prosumentów przygotowano portal „Mój Licznik”. Obecnie korzysta z niego ponad 10 tys. osób. Przedstawiane są w nim nie tylko informacje o poborze energii włącznie z profilem zużycia, ale także ilości energii biernej. Prosumenci chwalą sobie działanie portalu. To właśnie z niego wiedzą, jaką ilość energii w okresie miesiąca wprowadzili do sieci, co ułatwia wystawianie faktur sprzedawcom oraz ubieganie się o rozliczenie energii produkowanej.



Fot. Biuro Prasowe Grupa ENERGA