KONWERSATORIUM INTELIGENTNA ENERGETYKA
(16.12.2025, godz. 15:00-18:00)

Tematy przewodnie:
Październik 2025: Lokalne bilansowanie – podstawa bezpieczeństwa?
Listopad 2025: Energia elektryczna i ciepło – synergia ekonomiczna

Grudzień 2025: Energetyka w przebudowie – perspektywy i wyzwania

Program:

15:00-15:10
Wprowadzenie

15:10-15:25
Podsumowanie działania zespołów Parlamentarnych nad transformacją energetyczną
Poseł Stanisław Lamczyk

15:25-15:50
Pilotażowy Program Wsparcia Spółdzielni Energetycznych w WFOŚiGW we Wrocławiu oraz wsparcie doradców energetycznych w jego realizacji
Roman Papiór

15:50-16:25
Realizacja rządowej polityki energetycznej dla Polski z energetyką jądrową na pierwszym miejscu - argumenty za i przeciw
Józef Chmiel, Bogdan Wachowicz

16:25-16:55
Quo vadis, spółdzielnio energetyczna?
Krzysztof Bodzek

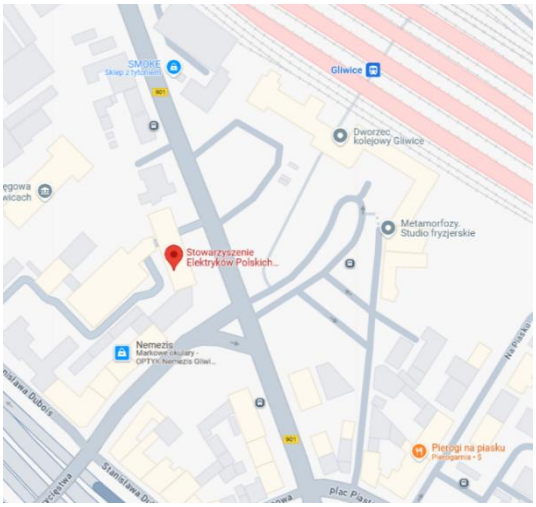
16:55-17:15
Podsumowanie działania SEP oddział Gliwicki
Marcin Fice

17:15-18:00
Spotkanie koleżeńskie z poczęstunkiem

Program skonsolidował:
Krzysztof Bodzek
Marcin Fice

Spotkanie odbędzie się w formie hybrydowej:

Wtorek 16.12.2025, godz. 15:00-18:00
Stowarzyszenie Elektryków Polskich Oddział Gliwicki
ul. Bohaterów Getta Warszawskiego 9
sala 610, piętro 6
44-100 Gliwice



https://maps.app.goo.gl/YTC64uBwAVPDM8oRA

Dane spotkania (online)
Spotkanie online na platformie zoom.us. W celu dołączenia do spotkania należy kliknąć poniższy link:

https://zoom.us/j/93779086178?pwd=bmdOYVVDbkJOeXlNVjJiVG81OHpQQT09

Meeting ID: 937 7908 6178
Passcode: KIE

Jeżeli pojawi się problem z otwarciem linku, można go skopiować i wkleić bezpośrednio w pasek adresu przeglądarki.
Spotkanie będzie aktywne od 14:50.

Kolejne spotkanie: 27 stycznia 2026 r.

Komunikat do Konwersatorium z dnia 25 listopada 2025 r.
Opracował: Krzysztof Bodzek

Temat przewodni listopadowego konwersatorium to: *Energia elektryczna i ciepło – synergia ekonomiczna*. W spotkaniu uczestniczyli przedstawiciele środowiska parlamentarnego, naukowego, organizacji pozarządowych, energetyki WEK, sektora MMSP oraz samorządów.

Z prezentacjami można zapoznać się na stronie https://ppte2050.pl/, natomiast wystąpienia dostępne są na kanale Platforma Elektroprosumeryzmu.

Julia Ługowska (online): Wykorzystanie ciepła z biogazu na rzecz społeczności lokalnej. Prelegentka, omówiła możliwości wykorzystania ciepła z biogazu na rzecz społeczności lokalnych. Przedstawiono aktualny stan rynku biogazu. W Polsce działa nieco ponad 400 biogazowni, w tym 187 rolniczych i 195 komunalnych, bazujących na osadach ściekowych i odpadach biodegradowalnych. Na podstawie komunikatów prasowych oszacowano również liczbę mikrobiogazowni (poniżej 100 kW) na około 173. Zaznaczono, że średnia moc biogazowni rolniczej wynosi 1 MW. Podkreślono, że potencjał wytwarzania energii elektrycznej i ciepła z biogazu jest znacząco niewykorzystany. Obecny udział energii elektrycznej z biogazu w krajowym miksie to niecałe 0,5%, podczas gdy mógłby sięgnąć kilkunastu procent.

Omówiono parametry techniczne kogeneracji biogazowej. Podano, że typowa sprawność elektryczna silników zasilanych biogazem wynosi 38–43%, a sprawność całkowita układów kogeneracyjnych kształtuje się na poziomie ok. 83–91%. Zwrócono uwagę, że producenci zwykle eksponują sprawność elektryczną, gdyż stanowi ona główne źródło przychodów wytwórcy, podczas gdy ciepło bywa traktowane jako produkt uboczny. Podkreślono jednak, że z punktu widzenia społeczności lokalnych czyni to ciepło bardzo tanim i atrakcyjnym do wykorzystania w pobliskich budynkach. Wskazano również, że w porównaniu z fotowoltaiką i energetyką wiatrową jednostkowe koszty wytwarzania energii z biogazu (LCOE) w ostatniej dekadzie nie uległy znaczącym zmianom, co wpływa na jego konkurencyjność, ale nie oddaje w pełni wartości lokalnego ciepła sieciowego.

Przybliżono definicję wysokosprawnej kogeneracji w rozumieniu prawa energetycznego jako układów co najmniej o 10 p.p. bardziej efektywnych niż wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w źródłach rozdzielonych. Wskazano, że pozwoliło to zbudować system wsparcia obejmujący m.in. premię gwarantowaną dla tzw. małej kogeneracji (jednostki poniżej 1 MW, w tym typowe biogazownie) oraz system aukcyjny dla większych mocy. Podano, że na rok 2026 premia gwarantowana dla biogazu ma wynieść nieco poniżej 45 zł/MWh. Dodatkowo omówiono program NFOŚiGW wspierający budowę biogazowni w wysokosprawnej kogeneracji (w szczególności z wykorzystaniem biomasy odpadowej), oferujący dotacje do 40% oraz pożyczki do 100% kosztów kwalifikowanych w horyzoncie 2025–2030.

W pierwszym studium przypadku przedstawiono biogazownię w Michałowie wybudowaną w 2015 r. w związku z potrzebą zasilenia energochłonnego obiektu, czyli parku wodnego. Zaznaczono, że w 2017 r. powstał klaster energetyczny obejmujący gminę Michałowo i sąsiednie JST, którego celem jest poprawa bezpieczeństwa energetycznego i ograniczenie ubóstwa energetycznego. Biogazownia, wyposażona pierwotnie w moduł 600 kW, zaopatruje w ciepło m.in. basen, szkołę, ratusz, przychodnię, urząd gminy, ośrodek kultury oraz okoliczne osiedle, położone w odległości rzędu kilkuset metrów od instalacji. Podkreślono wysoką dyspozycyjność. W 2020 r. biogazownia pracowała ok. 98,5% czasu w roku. Zwrócono uwagę, że cena ciepła była na tyle niska, iż odbiorcy z sieci ciepłowniczej nie kwalifikowali się do bonu ciepłowniczego (próg 170 zł/GJ).

Drugie studium przypadku dotyczyło biogazowni w Potęgowie (Darżynie), o mocy 2,4 MW, powiązanej z lokalnymi farmami wiatrowymi. Z biogazowni poprowadzono sieć ciepłowniczą o długości ok. 5 km do miejscowości Potęgowo, gdzie wcześniej funkcjonowała przestarzała kotłownia i wyeksploatowana sieć. W wyniku inwestycji podłączono 15 bloków mieszkalnych (ok. 1000 mieszkańców, ponad 60% populacji miejscowości) oraz budynki użyteczności publicznej, w tym urząd gminy, Centrum Kultury i GOPS. Przytoczono dane ekonomiczne z ostatniego sezonu grzewczego. Koszt ciepłej wody użytkowej był na poziomie nieco ponad 19 zł/m³ oraz koszt ciepła ok. 54,5 zł/GJ, co wskazuje na wysoką konkurencyjność rozwiązania. Zaznaczono, że gmina pozyskała dofinansowanie pokrywające około 85% kosztów kwalifikowanych budowy ciepłociągów i dokumentacji, a inwestycję realizowano etapowo w latach 2016–2020.

Odwołując się do analiz finansowych wskazano, że obie instalacje (Michałowo i Potęgowo) osiągają wyniki zbliżone do wartości referencyjnych, przy nieco lepszych parametrach w Potęgowie oraz

obserwowanej poprawie efektywności w latach 2018–2020. W podsumowaniu stwierdzono, że ciepło z biogazu może być tanim, stabilnym i relatywnie odpornym na wahania rynkowe źródłem energii dla społeczności lokalnych, a jego dostarczanie do mieszkańców działa jako ważny czynnik poprawy relacji między inwestorem a społecznością. Jednocześnie podkreślono, że możliwość tworzenia sieci ciepłowniczych zależy od lokalnych uwarunkowań przestrzennych, a efektywny ekonomicznie zasięg ciepłociągu szacuje się zwykle na 1–1,5 km, choć w sprzyjających warunkach możliwe jest rozwinięcie dłuższych sieci.

Dyskusja: W dyskusji zwrócono uwagę na utrwalony schemat myślenia, w którym ciepło postrzegane jest jako medium lokalne, a energia elektryczna jako domena energetyki centralnej. Wskazano, że w przypadku biogazowni rolniczych wysoki poziom wsparcia (FIT/FIP) i wysoka cena energii czynią taki model obecnie nieopłacalnym dla społeczności w porównaniu z PV, natomiast pojawił się pierwszy przykład spółdzielni energetycznej z biogazownią komunalną. Podkreślono, że po wygaśnięciu zazwyczaj 15-letniego okresu wsparcia wiele istniejących instalacji może stać się naturalnym zasobem dla społeczności energetycznych, zwłaszcza przy powiązaniu sprzedaży energii z dostawą ciepła.

Wskazano, że zagospodarowanie ciepła poza sezonem grzewczym to wykorzystanie na potrzeby ciepłej wody użytkowej. Poruszono także kwestię uciążliwości zapachowych i akceptacji społecznej. W Michałowie za kluczowe uznano powiązanie projektu z zagospodarowaniem słabych gleb i korzyściami dla rolników oraz dostawą taniego ciepła, co sprzyjało rozbudowie instalacji. W Potęgowie podkreślono ograniczony czas trwania uciążliwości zapachowych, system rekompensat dla najbliższych mieszkańców oraz przewagę korzyści nad niedogodnościami, co przełożyło się na dobre relacje z lokalną społecznością.

Zdzisław Konopka (online): Meandry transformacji ciepłownictwa sieciowego – warunki brzegowe synergii energii elektrycznej i ciepła w procesie transformacji energetycznej. Prelegent omówił zagadnienie synergii energii elektrycznej i ciepła w transformacji ciepłownictwa sieciowego, opierając się na szeregu opracowań dotyczących systemów ciepłowniczych w Człuchowie, Rybniku, Żorach i Tychach oraz na materiałach przygotowanych w ramach szkoleń dla przedstawicieli JST i analizach Instytutu Energetyki Odnawialnej.

Podkreślono, że ciepłownictwo sieciowe ma charakter lokalny i terytorialnie ograniczony. W skali kraju tworzy „gniazda cieplne", bez odpowiednika krajowego systemu ciepłowniczego na wzór KSE. Tymczasem elektrociepłownictwo może stać się głównym odbiorcą energii z rozproszonej elektroenergetyki, zwłaszcza opartej na OZE. Zwrócono uwagę, że konfiguracja sieci ciepłowniczych, zależna od układu zabudowy, ma istotny wpływ na możliwości transformacji i na praktyczną synergię prądu i ciepła. Wskazano, że poza technicznymi przykładami odzysku ciepła (z powietrza wentylacyjnego, ścieków czy kogeneracji) synergia powinna być przede wszystkim rozpatrywana w sensie społecznym i ekonomicznym, jako minimalizacja łącznych kosztów wytwarzania, przesyłu i wykorzystania ciepła w warunkach monizmu elektrycznego, czyli systemu, w którym energia elektryczna staje się podstawowym medium transformacji energetycznej.

Jako warunek kluczowy wskazano minimalizację strat ciepła w dystrybucji i podkreślono, że niepotrzebne straty są jednym z najistotniejszych czynników podnoszących koszty transformacji. Uzupełniająco omówiono inne elementy synergii społecznej, mianowicie minimalizację uciążliwości związanych z wymianą starych sieci na preizolowane (zakłócenia ruchu, koszty odtwarzania nawierzchni), odporność kryzysową na awarie (przykład przerw w dostawach prądu na Podkarpaciu po intensywnych opadach śniegu), koszty eksploatacji i remontów sieci ciepłowniczych w porównaniu z sieciami elektroenergetycznymi, a także rolę krótkoterminowych magazynów ciepła przy obiektach, zasilanych nadwyżkami energii z OZE.

W celu sparametryzowania synergii prądu i ciepła zaproponowano ujęcie w kategoriach warunków brzegowych, czyli stanu początkowego, stanu docelowego oraz trajektorii transformacji, uwzględniającej możliwości techniczne, trendy rozwojowe w źródłach energii oraz urządzeniach przetwarzających energię elektryczną w ciepło. Podkreślono, że każde przedsiębiorstwo energetyki cieplnej ma odmienną strukturę, inny dostęp do energii elektrycznej i ciepła odpadowego, a zatem warunki synergii są lokalne. Jako pierwszy warunek brzegowy przyjęto rzeczywiste straty przesyłowe w sieci ciepłowniczej systemowej. Na przykładzie Człuchowa, gdzie sieć została w zasadzie w pełni zmodernizowana (ponad 95% długości w technologii preizolowanej, sterowanie parametrami w funkcji temperatury zewnętrznej), wykazano, że średnioroczna sprawność przesyłu wynosi ok. 80–83%, co odpowiada stratom rzędu 17–20%, a w sezonie

letnim sprawność spada jeszcze niżej (w niektórych miesiącach do ok. 60%). Wskazano, że są to dane pomiarowe, podczas gdy większość krajowych sieci nie jest opomiarowana, a dane zbiorcze (np. URE) raportujące sprawności na poziomie 86% oceniono jako mało wiarygodne, zwłaszcza w kontekście szacowanych kosztów modernizacji sieci rzędu kilkuset miliardów złotych.

Dla porównania przywołano przykłady miast (Rybnik, Żory, Tychy), gdzie sieci zostały wykonane w tradycyjnej technologii z lat 70.–80., a udział ciepłej wody użytkowej w bilansie ciepłowniczym jest znikomy lub przeniesiony na indywidualne kotły gazowe. Na tej podstawie zaproponowano, aby dla dalszych analiz przyjmować, że realne straty przesyłu w systemach ciepłowniczych, nawet po modernizacji, wynoszą co najmniej 20%. Wskazano, że dla wiarygodnego określenia zapotrzebowania na energię elektryczną potrzebną do pokrycia samych strat konieczne jest oparcie się na takich właśnie zmodernizowanych, dobrze zbadanych sieciach.

Jako drugi warunek brzegowy wskazano zapotrzebowanie na moc dyspozycyjną w systemie ciepłowniczym po egzergetyzacji budownictwa. Odwołano się do doświadczeń spółdzielni mieszkaniowej w Raciborzu, która od wielu lat prowadzi głęboką modernizację energetyczną budynków. Przeanalizowano dwa budynki po pełnej termomodernizacji (ocieplenie, wymiana stolarki, ciepła woda użytkowa z pomp ciepła i źródeł solarnych, ogrzewanie z systemu ciepłowniczego) i wykazano, że zapotrzebowanie na ciepłą wodę użytkową jest co najmniej o 50% wyższe niż na samo ogrzewanie, co stoi w sprzeczności z uproszczonymi wskaźnikami energetycznymi, które często uwzględniają wyłącznie ogrzewanie. Przy założeniu 230 mln m² zasobu budownictwa wielorodzinnego oszacowano roczne zapotrzebowanie na energię cieplną na ok. 44 TWh, co odpowiada średniej mocy rzędu 5 GW, a po uwzględnieniu 20% strat przesyłu – ok. 6–6,6 GW. Wskazano, że około 1 GW mocy odpowiada w praktyce tysiącom małych farm PV lub setkom turbin wiatrowych, generujących energię wyłącznie na pokrycie strat sieci ciepłowniczych.

W dalszej części porównano straty w systemach ciepłowniczych z parametrami krajowego systemu elektroenergetycznego. Zwrócono uwagę, że straty przesyłowe energii elektrycznej w sieci wysokiego i średniego napięcia wynoszą ok. 1,5–1,6%, a w sieci niskiego napięcia ok. 6%, co oznacza łączny poziom znacząco niższy niż 20% w przypadku sieci ciepłowniczych. Wskazano, że z punktu widzenia synergii ekonomicznej i społecznej bardziej racjonalne jest przesyłanie energii elektrycznej do obiektów końcowych i lokalna zamiana prądu na ciepło (pompy ciepła, kotły indukcyjne) niż utrzymywanie rozległych, stratnych sieci ciepłowniczych. Uzupełniająco przedstawiono mapę rozkładu przedsiębiorstw ciepłowniczych oraz lokalizacji instalacji PV, wiatrowych i biogazowni, wskazując na relatywnie dobrą zgodność przestrzenną potencjału OZE z rozmieszczeniem systemów ciepłowniczych.

Na tym tle omówiono problem trajektorii transformacji ciepłownictwa: przyrostowej (modernizacja istniejących sieci, wymiana źródeł, magazyny sezonowe) oraz przełomowej (odejście od centralnych sieci ciepłowniczych na rzecz elektrycznego zasilania lokalnych źródeł ciepła w obiektach). Aktualną politykę oceniono jako wielokierunkową i często chaotyczną, kształtowaną przez presję szybkiej dekarbonizacji, traktowanie istniejących sieci jako jedynego kanału dystrybucji ciepła oraz doraźne zastępowanie źródeł węglowych gazowymi. Wskazano, że liczne programy wsparcia koncentrują się na wymianie źródeł w istniejącej infrastrukturze i budowie magazynów ciepła, zamiast uwzględniać możliwość dystrybucji energii elektrycznej bezpośrednio do dużych odbiorców ciepła. Zwrócono też uwagę, że tzw. ustawa „kopciuchowa", poprzez obowiązek przyłączania nowych obiektów do sieci ciepłowniczych, ogranicza rozwój rozwiązań elektroprosumenckich w ciepłownictwie.

Prelegent zaproponował alternatywny model transformacji przełomowej, oparty na przedsiębiorstwie elektrociepłowniczym, które centralnie zarządza rozproszonymi źródłami ciepła w obiektach (pompy ciepła, kotły indukcyjne), zasilanymi energią elektryczną z lokalnych instalacji PV, elektrowni wiatrowych, biogazowni oraz nadwyżek energii z krajowego systemu elektroenergetycznego. Podkreślono, że pompy ciepła i kotły indukcyjne zasilane nadmiarową energią z OZE, a także jednostki kogeneracyjne na biogaz lub wodór, stanowią typowy przykład praktycznej synergii prądu i ciepła w sensie społecznym, zamiast ograniczać produkcję z OZE, można zasilać nimi lokalne systemy grzewcze i magazyny ciepła. Za szczególnie perspektywiczne uznano zastosowanie takich rozwiązań w nowych osiedlach mieszkaniowych, strefach ekonomicznych i innych obszarach oddalonych od sieci ciepłowniczych, gdzie możliwe jest rozwinięcie lokalnej infrastruktury OZE i biogazu.

W podsumowaniu wskazano, że synergia ciepła i energii elektrycznej jest możliwa i uzasadniona przede wszystkim w elastycznych, lokalnych systemach ciepłowniczych, ściśle powiązanych z rozproszonymi źródłami OZE i elektroprosumenckim modelem użytkowania energii. Zwrócono uwagę na konieczność

szerokiej dyskusji nad docelowym modelem transformacji ciepłownictwa, tak aby wypracować rozwiązanie społecznie akceptowalne i minimalizujące koszty. Odwołując się do wcześniejszych analiz, wskazano, że transformacja przełomowa, oparta na elektrycznym zasilaniu lokalnych źródeł ciepła zamiast modernizacji centralnych sieci ciepłowniczych, może być nawet kilkukrotnie tańsza od transformacji przyrostowej, a jednocześnie lepiej wykorzystuje potencjał synergii między ciepłem a energią elektryczną.

Dyskusja: W dyskusji podkreślono, że transformacja energetyczna nie może się powieść bez równoległej, dobrze zaplanowanej transformacji ciepłownictwa, które z natury ma charakter lokalny i musi opierać się na energetyce rozproszonej. Zwrócono uwagę, że wieloletnie odkładanie decyzji („prokrastynacja") doprowadziło do sytuacji, w której przy bardzo krótkim horyzoncie czasowym rośnie chaos działań. Wskazano przy tym, że część systemów ciepłowniczych już podejmuje kroki w kierunku obniżania parametrów pracy (np. z 125°C do 110/70°C) bez konieczności natychmiastowej wymiany węzłów, co otwiera drogę do dalszej redukcji temperatur w kierunku niskoparametrowych sieci (np. 70/50°C) i lepszego wykorzystania lokalnych źródeł ciepła, w tym ciepła odpadowego z przemysłu.
Dyskutowano również o docelowym modelu systemu: z jednej strony wskazywano na ograniczenia techniczne i ekonomiczne obecnych sieci ciepłowniczych (wysokie straty, problematyczne magazynowanie sezonowe, zbyt wysokie rzeczywiste wskaźniki zużycia ciepła w istniejących budynkach), z drugiej – na rosnące możliwości pełnego rozproszenia z wykorzystaniem energii elektrycznej (pompy ciepła, kotły indukcyjne, lokalne układy PV + magazyn + pompa ciepła dla c.w.u., zwłaszcza poza sezonem grzewczym). Zwrócono uwagę, że wybór pomiędzy modernizacją sieci ciepłowniczych a przejściem na model „elektryczny" powinien być silnie zróżnicowany lokalnie – w części obszarów (np. centra dużych miast) może być uzasadnione utrzymanie lub szczątkowa modernizacja sieci ciepłowniczej, natomiast w innych (nowe osiedla, strefy ekonomiczne) rezygnacja z sieci ciepłowniczej i oparcie się na zasilaniu elektrycznym może być rozwiązaniem bardziej racjonalnym i mniej kosztownym społecznie.

Poseł Stanisław Lamczyk (online): Poseł Stanisław Lamczyk poinformował o bieżących działaniach związanych z transformacją ciepłownictwa na poziomie lokalnym i parlamentarnym. Przedstawiono przykład powiatów chojnickiego i człuchowskiego, które podpisały z NFOŚiGW umowę na budowę spalarni odpadów o planowanej mocy około 2 MW energii elektrycznej i 4 MW ciepła, z przewidzianym przesyłem ciepła rurociągiem o długości 10 km do Chojnic. Zaznaczono, że w powiecie człuchowskim funkcjonuje sześć biogazowni, dobrze wpisujących się w lokalny model taniego ciepła i rozproszonej energetyki.

Omówiono działalność Parlamentarnego Zespołu ds. Ciepłownictwa, który zbiera się co miesiąc (z możliwością zdalnego udziału) i stanowi forum dla małych i średnich systemów ciepłowniczych do zgłaszania problemów technicznych, finansowych i prawnych przy udziale przedstawicieli ministerstw oraz NFOŚiGW. Wskazano na trwające prace nad projektami badawczo-wdrożeniowymi (m.in. z Politechniką Gdańską i NCBR, dotyczącymi nowych rozwiązań kotłowych), a także na działania legislacyjne związane z niejednolitym naliczaniem podatku od nieruchomości dla biogazowni, prowadzącym do istotnych różnic obciążeń podatkowych między gminami. Podkreślono, że celem tych inicjatyw jest stworzenie stabilnych warunków rozwoju biogazowni i lokalnych źródeł ciepła oraz budowa samodzielności energetycznej gmin, zgodnie z ideą, aby w każdej gminie funkcjonowała własna biogazownia jako filar lokalnego bezpieczeństwa energetycznego.

Andrzej Jurkiewicz (online): Prelegent, nawiązując do koncepcji rynku elektroprosumeryzmu prof. Jana Popczyka, przypomniał sześć filarów tego podejścia: pasywizację i termomodernizację budynków, elektryfikację ciepłownictwa i transportu, wykorzystanie gazów (w tym biogazu) oraz pierwotną elektryfikację obszarów dotychczas niezelektryfikowanych (rolnictwo, hodowla). Podkreślił, że elektroprosumeryzm nie jest jedną z opcji, ale koniecznością, jeśli chcemy uniknąć powtarzania błędów poznawczych. W tym kontekście zestawił dwa możliwe kierunki, budowę elektrowni jądrowej za rząd wielkości 300 mld zł oraz konsekwentną transformację w kierunku systemów rozproszonych i elektroprosumenckich za ok. 30 mld zł. Przy dziesięciokrotnie niższych nakładach, jak wskazywał, można uzyskać dużo większy efekt energetyczny, krótszy czas realizacji i zdecydowanie wyższy poziom bezpieczeństwa, zwłaszcza w realiach po agresji Rosji na Ukrainę, która dobitnie pokazała podatność dużych, scentralizowanych systemów na awarie i dywersję.

Odwołując się do Białej Księgi prof. Popczyka wskazano, że obecny model rozwoju prowadzi do

utrwalenia sprawności systemu na poziomie kilkudziesięciu procent, podczas gdy scenariusz elektroprosumencki zakłada nawet kilkukrotne zmniejszenie zużycia energii pierwotnej przy równoczesnym zwiększeniu energii użytkowej. W skali kraju przekłada się to na uniknięcie kosztów liczonych w bilionach złotych. Szczegółowo został omówiony przykład systemów ciepłowniczych w małych gminach. W tradycyjnych, przestarzałych układach (wytwarzanie, przesył, węzły, regulacja) do odbiorcy dociera tylko około 25% energii zawartej w paliwie, reszta ginie w stratach. Nawet przy bardzo ambitnej modernizacji systemów sieciowych trudno zejść ze stratami poniżej 30%, co jest mocnym argumentem za odchodzeniem od klasycznych ciepłowni na rzecz lokalnych systemów opartych m.in. na kogeneracji gazowej i biogazie. Jako przykład takiej transformacji wskazał Nowy Sącz, gdzie na podstawie przygotowanych kilka lat temu założeń realizowany jest obecnie program przejścia na lokalne układy kogeneracyjne.

Następnie została przedstawiona koncepcja osiedla elektroprosumenckiego. Punktem wyjścia są aktualne warunki WT 2021 (EP poniżej 65 kWh/m²rok), które praktycznie wymuszają udział OZE, przy jednoczesnym ustawowym obowiązku podłączania nowych budynków do systemów ciepłowniczych, również węglowych, o wysokim wskaźniku EP. Zaproponowany standard zakłada, że co najmniej 50% całkowitej energii zużywanej w budynkach (elektrycznej i cieplnej) stanowi autoprodukcja, jedynym nośnikiem jest energia elektryczna, a budynek zużywa sześć razy mniej energii i generuje osiem razy niższe koszty eksploatacyjne w stosunku do standardu WT 2021. Kluczowym elementem jest tu wentylacja hybrydowa i zaawansowany odzysk ciepła. Powietrze wywiewane z mieszkań, mające przez cały rok temperaturę powyżej 20°C, jest zbierane z 10 mieszkań do wspólnego kanału, a następnie przez wymiennik z glikolem współpracuje z pompą ciepła. Taki układ jest w stanie pokryć 100% potrzeb ciepłej wody użytkowej oraz około 40% potrzeb centralnego ogrzewania budynku, co w bilansie daje około 60% jego potrzeb cieplnych. Uzupełnieniem są moduły PVT (fotoogniwa zintegrowane z kolektorem słonecznym), gdzie glikol chłodzący panele PV (40–50°C) zasila pompę ciepła jako dolne źródło. Dla pełnego komfortu rozważane jest dołożenie gruntowej pompy ciepła, chociaż nie jest to warunek konieczny.

Prelegent podkreślił znaczenie inteligentnej automatyki mieszkaniowej. Zaprezentował system sterowania z poziomu aplikacji mobilnej, pozwalający na zdalne zarządzanie mediami w mieszkaniu, sprawdzony już w kilkunastu tysiącach lokali deweloperskich. Na bazie doświadczeń z SIM/TBS zaproponował, aby w budynkach czynszowych energię elektryczną rozliczać analogicznie do wody. Liczniki pełniłyby funkcję podzielników, a zakup energii na cały budynek realizowałaby spółka zarządzająca. Pozwala to maksymalnie wykorzystać lokalną produkcję z PV/PVT i pomp ciepła na potrzeby budynku, co jest podstawą osiągnięcia ponad 50% autoprodukcji. Dla przykładowego osiedla 12 budynków (480 mieszkań, 30 tys. m²) porównał trzy warianty: zasilanie z miejskiego PEC, z kotłowni gazowych oraz w modelu osiedla elektroprosumenckiego. Po zsumowaniu kosztów energii elektrycznej, ciepła, ciepłej wody oraz użytkowania samochodów elektrycznych, koszt w wariancie PEC wynosi ok. 11 zł/m², przy gazie ok. 8 zł/m², natomiast w modelu elektroprosumenckim średnio 1000 zł rocznie na mieszkanie (wobec 6000–8000 zł odpowiednio w PEC i gazie). Czas zwrotu nakładów inwestycyjnych na poziomie 22 mln zł zostały oszacowane na 5–6 lat przy kredycie 30-letnim, co oznacza, że przez kolejne ćwierć wieku budynki „pracują na siebie".

Następnie przedstawiono przykład zrealizowanego układu offgridowego w Opolu. Pompy ciepła zasilanej z instalacji fotowoltaicznej na potrzeby przygotowania ciepłej wody użytkowej, z możliwością dogrzewania z miejskiej sieci ciepłowniczej. Koszt inwestycji wyniósł około 400 tys. zł, dotacja w ramach grantu OZE 185 tys. zł, a roczne oszczędności 50 tys. zł, co daje okres zwrotu rzędu 4 lat (w praktyce krótszy, biorąc pod uwagę wzrost cen energii). Układ nie ma przyłącza elektrycznego do sieci, całość oparta jest na PV i magazynie energii, co wymagało bardzo złożonego algorytmu sterowania współpracą magazynu, fotowoltaiki, magazynów ciepła, grzałek i samej pompy ciepła. Analiza rzeczywistej pracy magazynu energii wykazała sprawność rzędu 82% przy ograniczeniu rozładowania do 20%.

W drugiej części wystąpienia Prelegent odniósł się do klastrów i spółdzielni energetycznych. Dotychczasowy model klastrów ocenił krytycznie, przede wszystkim z powodu braku osobowości prawnej, symbolicznych ulg w opłatach dystrybucyjnych, wymogu 30% udziału OZE przy dużym zapotrzebowaniu oraz praktycznego braku możliwości finansowania wspólnych inwestycji. Zwrócił uwagę, że przy rozproszonej strukturze członków (wspólnoty, przedsiębiorcy, małe podmioty) i składkach na poziomie 100–1000 zł miesięcznie trudno utrzymać profesjonalne biuro klastra, którego minimalne koszty sięgają 10 tys. zł miesięcznie. Dla kontrastu zaprezentował klaster, który działa wokół zakładu Polontex w Częstochowie. Dzięki wieloletniemu programowi modernizacji, przejściu z kotłowni węglowej

na układy kogeneracyjne, przebudowie sieci w formę zamkniętego układu („o-ring") oraz wprowadzeniu zaawansowanego sterowania i predykcji, zakład zredukował zużycie energii z 40 GWh do 10 GWh rocznie, a koszty z 14 mln zł do 4 mln zł. Przy łącznych nakładach rzędu 20 mln zł roczne oszczędności sięgają 10 mln zł, co oznacza dwuletni okres zwrotu. W kolejnych etapach realizowane są magazyny energii i infrastruktura ładowania autobusów oraz samochodów elektrycznych, z perspektywą przejścia na rozliczanie w taryfach dynamicznych we współpracy z lokalnym OSD i spółką obrotu.

Został również omówiony efekt synergii dużego zakładu metalurgicznego z miastem zasilanym dotąd kotłownią węglową. Obecnie łączna konsumpcja energii na obszarze zakładu i miasta wynosi 110 GWh rocznie przy kosztach rzędu 44 mln zł i emisji około 50 tys. ton CO_2. Po wdrożeniu układu kogeneracyjnego o mocy 5 MW, instalacji PV 6 MW, maksymalnym wykorzystaniu ciepła odpadowego oraz całkowitym wyeliminowaniu węgla (zastąpienie go gazem) możliwe jest utrzymanie bilansu energetycznego przy jednoczesnym radykalnym obniżeniu kosztów i emisji. Zakład sprzedaje ciepło i energię elektryczną do miasta, korzysta z premii kogeneracyjnej i usługi DSR, co łącznie daje przychody rzędu 25 mln zł (przy dotychczasowych kosztach mediów rzędu 24 mln zł), a miasto oszczędza ok. 6 mln zł rocznie na cieple i energii elektrycznej. Łączne oszczędności systemowe sięgają 30 mln zł rocznie, przy okresie zwrotu inwestycji około dwóch lat i spadku emisji z 50 do 15 tys. ton CO_2.

Kolejny aspekt dotyczył spółdzielni energetycznych, w tym nowym możliwościom wynikającym ze zmiany prawa, w szczególności dopuszczeniu tworzenia spółdzielni także na obszarach miejskich (z rejestracją w URE, limitem mocy 10 MW, przy zachowaniu dotychczasowych zasad dla gmin wiejskich i wiejsko-miejskich). Podkreślił, że spółdzielnie nie poradzą sobie bez profesjonalnego koordynatora, firmy wyspecjalizowanej w bilansowaniu, rozliczaniu i optymalizacji pracy źródeł oraz odbiorów.

Zaproponowano, by docelowo odejść od modelu obniżania opłat dystrybucyjnych na rzecz modelu dzierżawy majątku sieciowego. Spółdzielnia płaciłaby operatorowi stałą kwotę za prawo korzystania z sieci (proporcjonalnie do udziału w jej wykorzystaniu), natomiast energia przesyłana w ramach spółdzielni nie byłaby obciążana klasycznymi stawkami dystrybucyjnymi. Na przykładzie tartaku odbiorcy wydającego dotąd 3,5 mln zł rocznie na energię, pokazał, że włączenie do spółdzielni pozwala obniżyć rachunek do ok. 2,1 mln zł (ok. 40% oszczędności). Część tej korzyści pozostaje u odbiorcy (realna obniżka rzędu 10–20% na rachunku), a część służy finansowaniu działalności i rozwoju spółdzielni.

Osobny wątek stanowiła rola biogazu. Jurkiewicz przypomniał, że spalanie biogazu, poprzez uniknięcie emisji metanu, daje w bilansie efekt ujemny w zakresie emisji CO_2. Mały silnik 100 kW może odpowiadać uniknięciu emisji rzędu 3000 ton CO_2 rocznie. Intensywny rozwój biogazowni, wpinanych w lokalne systemy ciepłownicze i spółdzielnie energetyczne, mógłby stać się jednym z kluczowych narzędzi przeciwdziałania zmianom klimatu. Na przykładzie projektu w Turnie (mleczarnia + niewielka spółdzielnia mieszkaniowa) pokazano, że przy obecnych kosztach energii rzędu 2,4 mln zł rocznie, dzięki budowie biogazowni, kogeneracji i odpowiedniego systemu rozliczeń, możliwy jest spadek do 1,2 mln zł po spłacie zobowiązań, przy czym już w okresie spłaty inwestycji pozostaje nadwyżka 400 tys. zł rocznie. Biogazownia będzie uruchamiana w trybie offgrid, co wymaga zaawansowanego sterowania kogeneratorami i bilansowania mocy. Docelowo planowana jest pełna „wyspa energetyczna", czyli obszar zasilany lokalnie, zdolny pracować samodzielnie przez długi okres, z jednym z kogeneratorów wydzielonym do obsługi tego zamkniętego układu.

Na zakończenie prelegent pokazał przykład biogazowni suchej w gminie Dąbrowa Niemodlińska, zrealizowanej we współpracy z partnerami z Austrii (technologia procesowa) i Czech (kogenerator). Instalacja o mocy 50 kW pracuje na pomiocie kurzym z dodatkiem biomasy, wykorzystując technologię komorową w boksach, bez klasycznych silosów i zbiorników pofermentu. Po okresie rozruchu, w którym pojawiły się m.in. problemy z azotem, układ osiągnął stabilną pracę, traktując tego typu rozwiązania jako ważny element budowy lokalnych, niskoemisyjnych wysp energetycznych.

Dyskusja: W dyskusji podkreślono, że pokazane rozwiązania, oparte na realnych wdrożeniach i analizach ekonomicznych z oszczędnościami rzędu nawet 50%, są szczególnie cenne jako materiał do upowszechniania. Potwierdzono również, że jest to możliwe, przywołując przykład bloków w Sosnowcu, gdzie zastosowano układ nawiewno-wywiewny, wykorzystując dawne zsypy śmieciowe jako piony nawiewne, a istniejące kanały wentylacji grawitacyjnej uzupełniono o wentylatory dachowe. Doświadczenie to ujawniło jednak wysokie koszty eksploatacji instalacji nawiewnej (filtry, częsta obsługa), dlatego prelegent rekomendował prostsze rozwiązanie modernizacyjne, nawiewniki w oknach oraz wentylatory wyciągowe na istniejących pionach grawitacyjnych, skupionych zwykle w jednym

pionie. Taki układ pozwala ustabilizować wentylację, stworzyć dobre warunki do zasilania pompy ciepła powietrzem o stałej, podwyższonej temperaturze i umożliwia w istniejących blokach pokrycie praktycznie 100% potrzeb ciepłej wody użytkowej oraz ok. 40–50% potrzeb ogrzewania, co przekłada się na znaczącą redukcję zużycia ciepła sieciowego i kosztów ogrzewania.

Krzysztof Bodzek (online): Jak nie zagotować sieci i nie zamrozić odbiorców. Punktem wyjścia prezentacji było pytanie, czy jeśli zaczniemy masowo montować pompy ciepła w blokach, to czy przeciążymy sieć?

Prelegent pokazał dziewięcioletnią analizę pracy fotowoltaiki i wiatru w Polsce na tle zapotrzebowania na energię elektryczną w podziale na miesiące. Zwrócił uwagę, że dziś mamy mniej więcej dwa razy więcej mocy zainstalowanej w PV niż w wietrze, a to skutkuje dużą nadpodażą energii w miesiącach letnich i relatywnie gorszym dopasowaniem do potrzeb w sezonie grzewczym. Gdybyśmy odwrócili proporcje i dwa razy więcej było wiatru niż fotowoltaiki, też nie byłoby dobrze, wtedy z kolei produkcja w lecie byłaby zbyt niska. Z punktu widzenia systemu racjonalny jest miks mniej więcej 1:1 między PV i wiatrem, bo dopiero przy takim udziale obydwu technologii produkcja w skali roku zbliża się kształtem do profilu zapotrzebowania.

W tym kontekście omówiono zjawisko Dunkelflaute, czyli dłuższych okresów niskiej produkcji z OZE. Pokazał, że przy realistycznym, zoptymalizowanym miksie mówimy raczej o kilku–kilkunastu dniach w roku, przy czym nawet wtedy produkcja nie spada do zera, tylko do kilku procent mocy zainstalowanej. Owszem, rok 2024 był pod tym względem „rekordowy" (ciąg ok. dziewięciu dni), ale statystycznie to są sytuacje rzadkie.

Prelegent pokazał również wyniki obliczeń i pomiarów, jak szybko wychładza się pomieszczenie przy braku zasilania w ciepło. Dla nieocieplonych, starszych budynków o zapotrzebowaniu rzędu 100 kWh/(m²·rok) maksymalny spadek temperatury wynosi około 0,6°C na godzinę, natomiast dla obiektów ocieplonych, przy bardzo niskich temperaturach zewnętrznych, rzędu 0,2°C na godzinę. Co więcej, przytoczył bieżący przykład z Politechniki Śląskiej. Awaria węzła cieplnego spowodowała niemal dwudobowy brak ogrzewania, a temperatura w pomieszczeniach utrzymała się na poziomie ok. 19,6°C. Budynek jest więc dużym, bezpłatnym magazynem ciepła, który można świadomie wykorzystywać do przesuwania w czasie pracy źródła ciepła, bez natychmiastowego spadku komfortu użytkowników.

Zwrócono również uwagę, że cała nasza infrastruktura elektroenergetyczna jest projektowana z wykorzystaniem współczynników jednoczesności. Oznacza to, że sumę mocy zainstalowanych w mieszkaniach mnoży się przez współczynnik odzwierciedlający fakt, że nigdy nie korzystają ze swojej mocy maksymalnej w tej samej chwili. Dla pojedynczego mieszkania ten współczynnik jest 1, ale już dla kilkudziesięciu czy stu mieszkań spada wyraźnie poniżej jedności. Dodatkowo mamy jeszcze współczynniki jednoczesności dla całych obwodów z wieloma budynkami. W praktyce, jak podkreślił prelegent, transformatory i linie są z natury rzeczy przewymiarowane, co najmniej 30% w stosunku do przeciętnego obciążenia, co oznacza, że w systemie istnieje niebagatelny, choć często niewidoczny zapas mocy, który można wykorzystać, o ile będzie się nim rozważnie sterowało.

Przedstawił również studium przypadku konkretnego budynku wielorodzinnego w okolicach Warszawy. Roczne zużycie energii elektrycznej wynosi tam około 192 MWh, zapotrzebowanie na ciepło do ogrzewania budynku to około 427 MWh, a standard energetyczny obiektu to 150 kWh/(m²·rok). Uwzględniono rzeczywisty przebieg temperatur zewnętrznych oraz charakterystykę pracy powietrznej pompy ciepła, w szczególności zmienny w ciągu roku współczynnik COP. Dla Mazowsza średnioroczny SCOP takiej pompy oceniono na ok. 2,5 (dla południa Polski byłby bliżej 2), natomiast dla pompy gruntowej jest on istotnie wyższy i znacznie bardziej stabilny.

W pierwszym wariancie analizy przyjęto najprostszą, ale i najbardziej wymagającą dla sieci konfigurację, brak termomodernizacji, powietrzna pompa ciepła, brak sterowania czasem pracy. Okazało się, że w takim scenariuszu chwilowe zapotrzebowanie na moc elektryczną suma dotychczasowych potrzeb bytowych i pracy pompym mniej więcej podwaja dotychczasową moc szczytową. Jednak po redukcji zapotrzebowania na ciepło poprzez termomodernizację (o ok. 50%) oraz zastosowanie pompy ciepła gruntowej zamiast powietrznej, zarówno niższe potrzeby cieplne, jak i wyższy SCOP powodują, że maksymalne chwilowe moce są znacząco niższe. Jeszcze ważniejszy okazał się trzeci krok, świadome sterowanie w horyzoncie 24 godzin. Założono, że pompa ciepła nie musi pracować dokładnie wtedy, gdy chwilowe zapotrzebowanie na ciepło jest najwyższe, tylko w ramach jednej doby, z wykorzystaniem pojemności cieplnej budynku i ewentualnych buforów wody grzewczej. W takim wariancie krzywe

uporządkowane mocy pokazały, że w większości konfiguracji, nawet bez pełnej termomodernizacji, maksymalne obciążenia mieszczą się w istniejącej mocy przyłączeniowej, a czasami są nawet niższe niż obecne szczyty.

Dyskusja: Podkreślono, że kluczowa staje się teraz predykcja. Jednocześnie po stronie ciepła i energii elektrycznej. Zwrócono uwagę, że pokazane w referacie wyniki jasno świadczą, że przejście od prostego sterowania do sterowania bazującego na prognozie profili zużycia i produkcji w horyzoncie 24–48 godzin. Pokreślono, że pojemność cieplną budynków to realny magazyn energii i bufor komfortu cieplnego. Wskazano, że takie pomiary środowiskowe i eksploatacyjne należy włączyć w algorytmy sterowania, tak aby pompa reagowała nie tylko na pogodę, ale też na tempo wychładzania i komfort użytkownika. Zwrócono uwagę na znaczenie lokalnych magazynów ciepła, nie krótkich, czterogodzinnych, jak w dużych systemach ciepłowniczych, lecz dobowych lub dwudobowych, współpracujących z pojemnością cieplną budynku. Takim układem można zapewnić bezpieczeństwo na 1–3 dni, a odbudowę energii w buforze i w budynku można rozłożyć w czasie, wykorzystując okresy nadprodukcji i niskich cen energii.

Podpisali: **Stanisław Lamczyk** (poseł RP); **Julia Ługowska** (Inicjatywa Społeczna Energetyka), **Zdzisław Konopka** (ELKON); **Andrzej Jurkiewicz** (eGIE)**, Krzysztof Bodzek** (Politechnika Śląska).