

Warszawa, 2.10.2018 r.

SPRAWOZDANIE

Z Seminarium warsztatowego pt. **Efektywne Systemy Ciepłownicze – „CIEPŁO z OZE”**

W dniu 31 sierpnia 2018 r. w siedzibie NFOŚiGW w Warszawie odbyło się Seminarium warsztatowe poświęcone przedyskutowaniu koncepcji ustanowienia nowego programu wsparcia dla modernizacji systemów ciepłowniczych w kierunku zwiększenia w nich wykorzystania odnawialnych źródeł energii.

Spotkanie prowadził Pan Zbigniew Kamieński - kierownik Zespołu Doradców w NFOŚiGW.

Spotkanie otworzyli, określając jego cel i przedstawiając wagę podejmowanego zagadnienia, w tym związaną z batalią o czystsze powietrze, Przewodniczący Rady Nadzorczej NFOŚiGW prof. Roman Niżnikowski, jego zastępca Prorektor Politechniki Warszawskiej prof. Stanisław Wincenciak, Prezes Zarządu NFOŚiGW dr Kazimierz Kujda oraz Pan Jacek Szymczak Prezes Zarządu Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie - współorganizatora Seminarium.

Zgodnie z programem Seminarium swoje prezentacje przedstawili:

- Pan J. Szymczak – Przyszłość systemów ciepłowniczych w Polsce w świetle nowych regulacji UE,
- Pan Z. Kamieński – Założenia programu wsparcia „Ciepło z OZE”,
- Pan G. Wiśniewski, Prezes Zarządu Instytutu Energetyki Odnawialnej – Kluczowe elementy realizacyjne ww. programu.

Pan **J. Szymczak** – przedstawił krótko najważniejsze ustalenia kilkumiesięcznego procesu negocjacji, na tle uzgodnionych wniosków legislacyjnych nowelizowanej dyrektywy OZE (RED II; 2016/0382(COD)), nowelizowanej dyrektywy o efektywności energetycznej (2016/0376 (COD)) i noweli dyrektywy o charakterystyce energetycznej budynków oraz projektu rozporządzenia dot. zarządzania Unią Energetyczną (COM2016 759 final) oraz projektów rozporządzeń dotyczących wewnętrznego rynku energii elektrycznej. Podkreślił, że zgodnie z tymi propozycjami do roku 2030 nastąpić powinien istotny wzrost zastosowania OZE w ciepłownictwie systemowym, który w wielu krajach, w tym w Polsce jest nadal na niskim poziomie, w stosunku do oczekiwań UE.

I tak, tempo corocznego wzrostu OZE w ciepłownictwie będzie musiało wynieść 1,3pp/a (punktu procentowego/rok), tak aby zapewnić wypełnienie nowego celu UE wzrostu udziału OZE ok. 32% w roku 2030. W przypadku dyrektywy EED (efektywność energetyczna) celem jest osiągnięcie poprawy efektywności o 30% (fizycznej oszczędności do roku przyjętego za bazowy), z utrzymaniem tempa rocznej poprawy oszczędności energii 1,5%/a. Ma także szybko wzrosnąć kompletne opomiarowanie zużycia ciepła, cwu i chłodu z możliwością ich zdalnego odczytu od 1 stycznia 2025 r. Ponadto nowe, wysoko energooszczędne i pasywne budynki mają do roku 2050 być całkowicie pozbawione dostaw ciepła (co+cwu) i chłodu wytwarzanego z paliw kopalnych (dekarbonizacja budynków). Zasilanie w ciepło i chłód ma odbywać się wyłącznie z OZE i źródeł równorzędnych (np. ciepło odpadowe, czy czyste paliwa alternatywne). Wskazał na podejmowane w negocjacjach wysiłki aby wskaźnik emisji CO₂ z wysokosprawnej kogeneracji był liczony na oba skojarzone produkty, co oznaczałoby pewną szansę na uzyskanie pomocy publicznej dla kogeneracji węglowych – z uwagi na wskaźnik emisji < 550 kg CO₂/MWh energii (ciepło +

elektryczność z wysokosprawnej przemiany kogeneracyjnej). Jednak ta propozycja jeszcze nie została uzgodniona i szanse jej przyjęcia nie są zbyt duże. Podkreślił, że dla Polski to jeden z kluczowych postulatów i warunków stabilnej i rozłożonej w czasie transformacji sektora ciepłowniczego w nowoczesne i zrównoważone elektrociepłownictwo. Wskazał, że na COP w Katowicach przygotowana jest długookresowa strategia dekarbonizacyjna (ok. 80-95% redukcji CO₂ w odniesieniu do 1990 r.). Na zakończenie pan J. Szymczak przytoczył opinie wskazujące, że Polska może nie wypełnić 15% celu udziału OZE w roku 2020 i zależnie od wariantu może go brakować od 1,2 % - do nawet 4,5 – 5%. To może oznaczać bardzo duże wydatki na zakup brakującej ilości energii z OZE na rynku unijnym. Pokazał także kilka wykresów z których wynikało, że w Polsce w okresie 10 - 15 lat struktura paliwowa w ciepłownictwie zmieniła się w bardzo znikomym stopniu, co obecnie powoduje bardzo duże problemy z utrzymaniem racjonalnego społecznie poziomu kosztów wynikające z silnego wzrostu cen węgla energetycznego w ostatnim czasie o ok. 30%, a także ogromnym wzroście cen uprawnień do emisji CO₂ o ok. 300%. W podsumowaniu zilustrował na rysunku pokazującym etapy transformacji ciepłownictwa w Polsce - miejsce w którym znajduje się krajowe ciepłownictwo na 4-stopniowej skali (wg koncepcji oceny ciepłownictwa powstałej w Danii). Polskie ciepłownictwo znajduje się obecnie na 2 stopniu zaawansowania, zaś przejście do kolejnych, wyższych etapów może być możliwe przy umiejętnym wykorzystaniu oferowanej pomocy z Programu, którego założenia są dyskutowane na Seminarium warsztatowym NFOŚiGW. Co istotne – po raz pierwszy założenia te będą dyskutowane z potencjalnymi beneficjentami – firmami ciepłowniczymi, które muszą się modernizować w celu osiągnięcia statusu ESC (efektywnego systemu ciepłowniczego).

Kolejnym mówcą był Pan **Z. Kamiński**, który przedstawił główne założenia ramowe nowego programu „Ciepło z OZE”. Omówił kolejno: zasadnicze cele programu, w tym ścieżkę uzyskania statusu ESC dzięki zwiększeniu udziału OZE i ciepła odpadowego, przy wymaganiu zainwestowania w 2 rodzaje OZE, w tym jedno pogodowo-zależne (słońce, wiatr), wspomagane magazynem ciepła (dobowym, albo sezonowym – preferowanym). Inwestycje w OZE powinny spełniać pewne kryteria mocy, z sugestią: moc min. danego źródła 2 MWth/MWe, moc max. 20 MWth/MWe z tym, że dla biomasy moc min. wynosi 5MWth. Przyjęta moc maksymalna 20 MWth/MWe wiąże się z założeniem o pewnej preferencji dla firm mniejszych i średnich, które mają o wiele trudniejsze warunki do kosztownej modernizacji źródeł i sieci, m.in. z uwagi na obecnie obowiązujący model regulacji w ciepłownictwie, nie pozwalający na odpowiednio wysoką akumulację kapitału na rozwój.

Kolejną regułą programu wsparcia dotyczy objęcia nim instalacji typu „Power to Heat” (P2H), czyli wykorzystania własnych lub z sieci (z gwarancją pochodzenia zielonej elektryczności) – nadwyżek mocy elektrycznej kupowanych i lokowanych w magazynach ciepła albo w ogrzewnictwie elektrycznym (kotły elektryczne i podgrzewacze dużej mocy). Pan Z. Kamiński wskazał, że premiowane będzie także wykorzystanie w systemie sieciowym ciepła odpadowego. Ponadto z Programu nie będą mogły skorzystać instalacje współspalania biomasy z węglem. Urządzenia objęte kosztami kwalifikowanymi powinny być fabrycznie nowe a beneficjent wsparcia powinien wdrożyć co najmniej kilkuletni system monitoringu, który umożliwiać będzie zarządzanie i optymalizację pracy systemu ciepłowniczego. W podsumowaniu podkreślił, że NFOŚiGW zakłada ciągły nabór wniosków do nowego Programu, że koszty kwalifikowane obejmą m.in. doradztwo techniczne wraz z analizą wykonalności oraz, że początkowa faza programu będzie miała charakter pilotażowy, w którym NFOŚiGW stworzy bardziej atrakcyjne warunki i mechanizmy wsparcia dla pierwszych uczestników.

Kolejnym mówcą był **G. Wiśniewski** – główny pomysłodawca nowego programu. Przedstawił on kolejno: aktualne uwarunkowania i przykłady doświadczeń międzynarodowych (m.in., Niemcy, Dania i inne), oszacowanie potencjału inwestycyjnego OZE w koncesjonowanych firmach ciepłowniczych w Polsce, ocenianego na 10 GW do 2030 roku oraz wybrane problemy techniczne i ekonomiczne realizacji programu wsparcia „Ciepło z OZE”. W szczególności najbardziej nowatorskie elementy programu takie jak: magazyny ciepła, w tym sezonowe (problem dostępu do powierzchni pod budowę), elektroogrzewnictwo (korzyści z integracji rynków ciepła i energii elektrycznej) oraz zarządzanie pracą systemu ciepłowniczego z OZE. Przedstawiona analiza problematyki wdrożenia programu „Ciepło z OZE” doprowadziła mówcę do następujących rekomendacji:

- a) początkowo w programie powinny być brane pod uwagę wszystkie możliwe technologie OZE, źródła ciepła odpadowego i wszystkie rodzaje magazynów ciepła (dobowe, sezonowe),
- b) ich dobór powinien być odpowiednio dostosowany do warunków lokalnych wnioskodawcy, który już na etapie wstępnym powinien otrzymać pewną pomoc doradztwa technicznego ze strony NFOŚiGW,
- c) przygotowanie wstępnej koncepcji przez beneficjenta powinno w maksymalnym stopniu starać się wypełnić założenia i kryteria uczestnictwa w Programie „Ciepło z OZE”,
- d) należy wnikliwie przeanalizować i ocenić lokalne uwarunkowania przestrzenne, infrastrukturalne i potencjalne ograniczenia lokalizacyjne (np. środowiskowe, zasobowe),
- e) mając w miarę kompletną wstępną wizję i koncepcję realizacji projektu należy wystosować wstępne zapytania ofertowe do dostawców urządzeń i instalacji oraz specjalistycznych robót - koncentrując się na kluczowych elementach planowanych inwestycji, spełniających kryteria Programu,
- f) przeprowadzenie wstępnej analizy wykonalności, korzystając z wsparcia doradcy technicznego NFOŚiGW (warto rozważyć kilka jakościowo odmiennych wariantów, kierując się ich potencjalnym wpływem na zmianę kosztu (wzrost/ spadek), produkowanego i sprzedawanego ciepła uwzględniające proces koncesjonowania nowych instalacji i taryfowania przez Prezesa URE,
- g) przygotowanie programu funkcjonalno-użytkowego (PFU) na całość rozważanych inwestycji, a kolejne to przygotowanie dokumentacji przetargowej. W tym etapie zalecana jest już bliska współpraca z doradcami technicznymi NFOŚiGW. Z uwagi na spory ładunek innowacyjności rozwiązania sugeruje się rozważenie realizacji zadania inwestycyjnego w trybie „zaprojektuj i wybuduj” (całość) – co może znacznie usprawnić efektywne wzajemne zintegrowanie różnych technologii OZE i co zapewni skuteczne wdrożenie nowej inwestycji w firmie.

Po tych prezentacjach odbyła się część II Seminarium, której zasadniczym elementem była dyskusja warsztatowa ponad 100 uczestników, z czego ok. 80% reprezentowało firmy ciepłownicze z całej Polski. Niektóre firmy były reprezentowane przez kilka osób.

W ramach części warsztatowej na wstępie dr G. Wiśniewski z IEO przedstawił krótką ocenę zamiarów i/lub pomysłów firm ciepłowniczych na ich uczestnictwo w nowym Programie „Ciepło z OZE”. Analiza ta bazowała na ok. 10-12 wypełnionych formularzach identyfikacji projektów (FIP) – pliku Excela obejmującego sugerowane opcje wyboru co najmniej 2 technologii OZE, stabilnej oraz

pogodowo-zależnej – z magazynem ciepła, a także opcja zagospodarowania ciepła odpadowego, czy też układów P2H. Syntetycznie można podsumować te ankiety, że miały one głównie walor edukacyjny oraz wskazać, że nadal firmy ciepłownicze widzą swoją ścieżkę rozwoju na bazie OZE w rozwoju spalania biomasy, niekiedy w układzie wysokosprawnej kogeneracji. Najczęściej spotykanym środkiem do osiągnięcia statusu ESC jest rozwój kogeneracji węglowej lub gazowej i ciepłowni na biomasę. Bardzo rzadko firmy dostrzegają potrzebę osiągnięcia statusu ESC (przed rokiem 2030) poprzez rozwój OZE pogodowo-zależnych współpracujących z magazynami ciepła, w szczególności sezonowymi. Szczegóły tej interesującej, chociaż niepełnej i wstępnej oceny rozwoju systemu ciepłowniczego z wykorzystaniem OZE są zawarte w prezentacji (plik o nazwie: *Pejas Wiśniewski_IEO_Analiza koncepcji inwestycyjnych_Program Ciepło z OZE_NFOSIGW-31-08-2018_final*)

Po tej prezentacji odbyła się moderowana dyskusja warsztatowa poprowadzona przez: Bogusława Regulskiego – wiceprezesa IGCP oraz dr Zygmunta Parczewskiego z NFOŚiGW.

W moderowanej dyskusji poruszono kolejno następujące zagadnienia tematyczne – nawiązujące do treści prezentacji przedstawionych w części I Seminarium. Były to:

- a) **Ocena atrakcyjności Koncepcji Programu „Ciepło z OZE” dla przedsiębiorstw ciepłowniczych**
- b) **Krytyczne aspekty I etapu wdrożenia Programu - lata 2018-2020 oraz warunki specjalne wdrożenia programów pilotażowych (lata 2018-2020-2023)**
- c) **Wskazanie kwestii wymagających pilnych prac badawczych, np. magazyny sezonowe i ich współpraca z systemem**
- d) **Deklaracje wstępnego uczestnictwa „beneficjentów” w programie „Ciepło z OZE”**

Na każdy z tematów poświęcono ok. 20 minut czasu stwarzając możliwość wypowiedzi w pierwszej kolejności przedstawicielom firm ciepłowniczych, a następnie przedstawicielom firm doradczych, dostawców nowych rozwiązań OZE i reprezentantom ośrodków naukowych.

Istotne wnioski z dyskusji w każdym z wymienionych powyżej zagadnień można streścić następująco:

Ad. a) – koncepcja programu

- Koncepcja programu wydaje się interesująca. Jednym z podstawowych problemów wskazanych przez uczestników przede wszystkim reprezentujących ciepłownictwo komunalne, gdzie źródła ciepła położone są wewnątrz aglomeracji miejskich, stanowią ograniczenia w dostępie do terenów do budowy odpowiednich mocy kolektorów słonecznych, magazynów energii czy też farm wiatrowych.. Dlatego kilka głosów w dyskusji sugerowało zwiększenie elastyczności w doborze technologii, w tym w sytuacji gdy wystąpią obiektywne trudności z brakiem terenu
- Pojawił się głos wskazujący na możliwość instalacji kolektorów słonecznych na wszelkich budynkach – nie tylko ciepłowni czy EC, ale także w formie rozproszonej – na dachach u większych odbiorców (spółdzielnie, obiekty handlowe itp.). Zdania na temat efektywności ekonomicznej i technicznej tego rozwiązania były wśród uczestników podzielone. Jednym z ograniczeń mogą być np. dodatkowe uzgodnienia administracyjno-budowlane wymagające dłuższego czasu, co może zwiększyć koszty przygotowania inwestycji

- Inny dyskutant zwrócił uwagę na fakt, że w niektórych przypadkach istnieją wolne działki przylegające do terenów firmy ciepłowniczej, ale z uwagi na obowiązujące obecnie przepisy prawa zakup działki o odpowiednio dużej powierzchni (kilka ha) jest prawie niemożliwy (ustawa o obrocie ziemią – nieruchomości rolne wprowadziła takie utrudnienia)
- MPEC Bielsk Podlaski zwrócił uwagę, że program jest atrakcyjny, ale kosztowny dla firmy małej czy średniej wielkości z uwagi na obowiązujący, bardzo restrykcyjny model regulacji cen dla ciepła, nie pozwalający np. akumulować środków na rozwój przedsiębiorstw, w tym rozwój technologii niskoemisyjnych; zwrócono także uwagę na występujące ogromne trudności formalne, w tym co może dziwić – ze strony jednostek podległych Ministrowi Środowiska. Podano przykłady wskazujące na wielomiesięczne załatwianie spraw często błahych, ale niezwykle uciążliwych z uwagi na formalności, często przedstawiane nie od razu, ale dopiero po załatwieniu poprzedniej formalności
- W niektórych wypowiedziach (EC Wieluń) zwracano uwagę, że obecnie najprostszy układ ciepłowniczy albo EC na biomasę, węgiel czy gaz okazuje się w świetle analizy wykonalności najtańszy. I pytano, w jaki sposób ekonomicznie efektywnie znaleźć miejsce na magazyn ciepła, szczególnie sezonowy? Ale nawet jeśli okazałoby się, że z dotacją da się spiąć montaż finansowy, to jak potem przekonać prezesa URE, że poniesione wydatki są uzasadnione? W obecnie stosowanych modelach regulacji to prawie niemożliwe – argumentowano. Opinię tę potwierdził w swojej wypowiedzi pan Dariusz Koc – dyrektor z KAPE informując, że wykonywane obecnie analizy wykonalności dla kilku mniejszych firm ciepłowniczych potwierdzają w pełni opinię poprzednika o braku opłacalności inwestowania w bardziej zaawansowane, chociaż czystsze technologie OZE, nie wspominając o magazynach ciepła
- Jako przedstawiciel nauki wystąpił prof. Tadeusz Skoczkowski z ITC PW wskazując na pewne niedostatki w zaprezentowanej koncepcji Programu, w tym chyba źle postawione cele zasadnicze. W jego opinii byłoby bardziej właściwe, aby program ten został potraktowany jako demonstracyjny, z wytypowaniem kilku różnej wielkości firm ciepłowniczych, które otrzymałyby wysoką dotację i wsparcie doradcze, minimalizujące ryzyka inwestycyjne, w tym głównie ryzyko nowości budowy i pracy (zarządzania systemem ciepłowniczym z dużym udziałem pogodowo-zależnych OZE, w tym magazynami ciepła). Przy takim podejściu istniałaby możliwość uzyskania znacznego wsparcia ze strony kilku ośrodków akademickich posiadających odpowiednich specjalistów do nadzoru i bieżącego wsparcia eksploatacyjnego oraz monitoringu kosztów i efektów tego typu transformacji ciepłownictwa. Jako uzasadnienie potwierdził istotnie wyższe koszty takich rozwiązań w porównaniu do wysokosprawnej kogeneracji, a zatem pytał – jaki jest cel budować układy technologii, które z definicji będą planowo deficytowe? Kto i z czego będzie do nich dopłacał? Jaki sens miałby mieć tego rodzaju rozwój – pytał? A jeżeli to tylko w rachunku społecznym, a nie inwestora prywatnego, czyli dobrze byłoby rozważyć analizę i ocenę w skali społeczności lokalnej. A jeśli tak to właśnie potrzebny byłby program bardziej o charakterze demonstracyjnym, z większym komponentem prac badawczo-wdrożeniowych – apelował prof. T. Skoczkowski. Tym bardziej, że wspomniane modele regulacji taryfowej z pewnością dobiłyby ekonomicznie tego typu inwestycje, a co gorsza ich właściciele. I co dalej? Trzeba rozpocząć dyskusję z prezesem URE nad celowością zmian w modelu regulacji – szczególnie wysokonakładowych technologii OZE, ale za to o niskim koszcie eksploatacyjnym, w dodatku odpornym na zawirowania cen rynku międzynarodowego i krajowego.

Ad. b) – krytyczne aspekty okresu 2018 – 2020 – 2023

- W ramach tego zagadnienia praktycznie wszystkie głosy dyskutantów (nawet z dużych i bardzo dużych firm, jak np. Veolia) wskazywały, że z uwagi na ogromnie czasochłonne załatwianie spraw formalno-prawnych w okresie do roku 2020 trudno myśleć o rozpoczęciu inwestycji. Bardziej realna jest perspektywa roku 2023 – o ile działania pilotażowe (czy demonstracyjne) w pewną grupą firm zostaną podjęte jeszcze w roku 2018. Bez wdrożenia proponowanych w prezentacjach układów technologicznych – dwa rodzaje OZE i dodatkowo magazyn sezonowy – czas staje się czynnikiem krytycznym, a drugim ograniczeniem – wielka niewiadoma, a właściwie prawie pewność braku możliwości rozliczenia w taryfie kosztów wyższych aniżeli w przypadku układów tradycyjnych – i to pomimo silnego wzrostu cen węgla i bardzo silnego wzrostu cen uprawnień do emisji CO₂. Być może za kilka następnych lat technologie OZE zyskają rację ekonomicznego bytu.
- W ramach tej tematyki podkreślono wielką niewiadomą współpracy krajowych systemów sieciowych, z racji stosowanych temperatur mających charakter wysokotemperaturowych ($t = 125/70^{\circ}\text{C}$), bo takie są instalacje i wymagania prawne zasilania odbiorców z magazynami ciepła. Zakłada się, że budowane w Polsce magazyny sezonowe będą raczej nieopłacalne, gdyż będą miały zbyt duże straty bilansowe ciepła. Pewnym rozwiązaniem dla poprawy sytuacji w przyszłości może być współpraca z np. wysokosprawnymi pompami ciepła oraz z kotłami gazowymi rezerwowymi, aby pompy ciepła mogły osiągać odpowiednio wysokie współczynniki COP. Brak było głosów kwestionujących wskazaną argumentację o krytycznej roli tych dwu czynników tj. czynnika czasu i wielkiego ryzyka technologicznego mającego swe realne źródło w zapóźnieniu rozwoju polskich systemów ciepłowniczych – w całym łańcuchu dostawy i użytkowania ciepła.
- Zwrócono także uwagę (A. Rubczyński z Forum-Energii) na niekorzystne zmiany mające skutki anty-OZE, jak np. ustawa odległościowa (wiatrakowa), czy niekorzystne ustawy podatkowe dla OZE. Pytano w tym kontekście jak można promować technologie P2H w sytuacji, gdy w zasadzie zaczyna zanikać nadwyżka zielonej energii, zaś przyjęte w założeniach do ustawy o wspieraniu kogeneracji czasy użytkowania (5000 h/a) powodują znacznie zniżenie kosztów produkcji elektryczności, co może wypaczyć całą ideę wolumenu aukcji. Aktualnie planowany wolumen mocy na aukcje równy 3 000 MWe nie przyczyni się do wzrostu wykorzystania strumienia ciepła do budowy nowych jednostek kogeneracyjnych (EC). Jest bardzo prawdopodobne, że większość z tych 3 000 MWe wygrają istniejące EC, które do 2030 przewidują wycofanie 2 000 MWe starych jednostek opalanych węglem. Wydaje się, że obecne założenia tworzą większe szanse (preferencje) wygrania aukcji przez większe elektrociepłownie, w porównaniu do ciepłowni, które będą chciały zastąpić istniejące kotły wodne jednostkami kogeneracyjnymi. Biorąc powyższe pod uwagę należy wnioskować do administracji rządowej o zwiększenie wolumenu aukcji wraz z wprowadzeniem mechanizmów równoważenia szans nowobudowanych EC z już istniejącymi, gdyż efektem wdrożenia obecnych propozycji może być doprowadzenie do stagnacji zamiast rozwoju wysokosprawnej kogeneracji w Polsce. Konkludując, zakładany silny rozwój elektrociepłownictwa w Polsce może okazać się iluzoryczny, a nawet doprowadzić do nowych kosztów osieroconych i zastopowania tej niskoemisyjnej technologii. Krytyczne znaczenie mają w tej sytuacji zarówno stabilne i zrozumiałe przepisy prawa, jak też

odpowiednio dostosowane do nich zasady i metody regulacji obiektów wdrażających pożądane społecznie technologie niskoemisyjne i bazujące na OZE.

Ad. c) – kwestie wymagające krajowych prac badawczych:

- Z poprzednich wypowiedzi wynika w dość jednoznaczny sposób, że w szczególności pilnych prac badawczych – najlepiej realizowanych równoległe z projektami demonstracyjnymi (pilotażowymi – zależnie, która forma okaże się łatwiejsza pod względem formalnym, w tym z punktu widzenia pomocy publicznej) wymagają:
 - ✓ Magazyny sezonowe i ich współpraca z technologiami OZE oraz optymalizacja zarządzania całym systemem ciepłowniczym
 - ✓ Prace analityczno- modelowe nad nowym modelem regulacji dostosowanym do nowych wyzwań układów technologicznych (OZE + magazyny) na bazie których można byłoby wypracować wspólnie z prezesem URE nowy, bardziej adekwatny model regulacji taryfowej, w mniejszym stopniu bazujący na regulacji ceny, a bardziej na regulacji przeciętnych wydatków (rachunków) za ciepło, z uwzględnieniem dochodów z rozwijanej usługi ciepłowniczej
 - ✓ Upowszechnienie wiedzy i umiejętności generowania wartości dodanej z umiejętnego sposobu eksploatacji krótkookresowego zasobnika ciepła w układzie wysokosprawnej kogeneracji (jedno- do kilkudobowego)
 - ✓ Prace o charakterze systemowym nad przygotowaniem założeń a następnie projektu przepisów prawa (ustawa + rozporządzenia) w stabilny sposób promujących w długim okresie rozwój układów wysokosprawnej kogeneracji, w tym szczególnie układów hybrydowych, doskonale uzupełniających się w różnych okresach roku oraz w cyklu dobowym (technologie konwencjonalne i alternatywne, w tym na paliwa typu RDF)
 - ✓ Prace badawczo-wdrożeniowe i systemowe dotyczące oceny potencjału oraz efektywnych metod zagospodarowania ciepła/ chłodu odpadowego, w tym m.in. z wód kopalnianych – z uwzględnieniem aspektów lokalizacyjno-przestrzennych, celem ich przyszłego wykorzystania w lokalnych systemach ciepłowniczych
 - ✓ Postuluje się również uruchomienie pracy badawczo-wdrożeniowej wskazującej na przypadki opłacalności oraz nieefektywności stosowania technologii P2H, gdyż istnieją głosy i opinie ze środowiska naukowego wskazujące, że te technologie są wysoce nieefektywne energetycznie. Wydaje się, że należy pilnie skonfrontować takie opinie z przeciwnymi zachęcającymi do wykorzystania nadwyżek zielonej energii do magazynowania w postaci ciepła
 - ✓ Pracą o bardzo istotnym charakterze dla ciepłownictwa systemowego, w tym transformacji niskoemisyjnej gospodarki ciepłem będzie przeprowadzenie rozległych analiz naukowo- badawczych nad sposobami stopniowego przechodzenia na dostawę ciepła niskotemperaturowego do odbiorców, jak to ma miejsce w Skandynawii (Dania, Szwecja) – z uwzględnieniem analiz i ocen w rachunku kosztów i korzyści dla społeczności lokalnych – co sugeruje stworzenie nowego programu typu B+R z elementami wdrożenia DEMO (w kilku różnych ośrodkach miejskich).

Sprawozdanie opracował:

Dr inż. Z. Parczewski