

Dr inż. Tomasz Kowalak, Grzegorz Wiśniewski, Instytut Energetyki Odnawialnej

Green Power to Heat (GP2H)

- techniczne możliwości wykorzystania energii elektrycznej z OZE do poprawy ekonomiki przedsiębiorstwa ciepłowniczego

Systemy ciepłownicze stoją wobec perspektywy wzrostu kosztów prowadzonej działalności, na który składają się: koszty węgla - w coraz większej skali importowanego, kupowanego po cenach istotnie wyższych niż ceny miału dla elektroenergetyki zawodowej, koszty pozwoleń na emisję CO₂ (rys. 1), koszty wykorzystania wody, koszty energii elektrycznej zużywanej na potrzeby wytwarzania ciepła i utrzymania systemu ciepłowniczego, koszty płac oraz barier, jakim podlegają ceny ciepła, nie pozwalających przenieść na klientów pełnych skutków wzrostu ww. kosztów.

Jako bariery możemy wymienić:

- presja regulacyjna, realizowana przez Prezesa URE w oparciu o przepisy stanowione przez Ministra Energii, nie odzwierciedlające złożoności bieżącej sytuacji i perspektyw,

- konkurencja ze strony innych form ogrzewnictwa, w tym indywidualnych,
- presja społeczna ze strony tych odbiorców ciepła, którzy z racji zamieszkiwania w obiektach wielolokalowych nie mają fizycznej możliwości zastosowania alternatywnego ogrzewania po akceptowalnym koszcie.

Należy podkreślić, że eliminacja z rynku systemów ciepłowniczych, spowodowana przyczynami ekonomicznymi, byłaby zjawiskiem ze wszech miar negatywnym, w wielu aspektach.

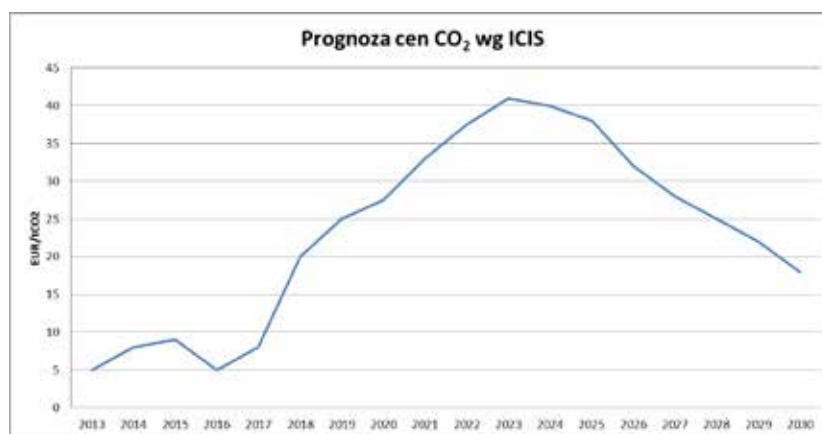
Wymogiem chwili jest więc poszukiwanie dróg wyjścia z zatraskującej się pułapki kosztowo-przychodowej.

Jedną z nich, możliwą do zastosowania w określonych warunkach, o czym dalej, jest częściowe zastą-

pienie stosowanego dotychczas paliwa (zazwyczaj węgla, obciążonego rosnącymi kosztami pozwoleń na emisję CO₂), energią elektryczną. Koncepcja ta na pozór może się wydać absurdalna, zwłaszcza w kontekście wskazanego powyżej wzrostu cen energii elektrycznej, jako jednego ze źródeł

wzrostu kosztów wytwarzania ciepła. Dlatego od razu należy wyjaśnić, że nie dotyczy energii elektrycznej wytworzonej z paliw kopalnych, w szczególności z węgla.

Potencjalnie użyteczną dla rozważanych zastosowań może być jedynie energia elektryczna z OZE, np. z elek-



Rys. 1. Prognoza cen w EU ETS
Źródło: ICIS

trowni wiatrowych lub instalacji fotowoltaicznych (PV) (nieobciążona kosztami pozwoleń na emisję CO₂). Dodatkowo pozyskiwana w okresach, gdy chwilowy nadmiar energii elektrycznej na rynku hurtowym powoduje istotny spadek jej ceny. Kolejnym czynnikiem warunkującym opłacalność przedsięwzięcia jest sposób dostarczenia tej energii do systemu ciepłowniczego i związany z tym poziom ew. kosztów do poniesienia na rzecz lokalnego operatora systemu elektroenergetycznego.

■ Uwarunkowania techniczno-organizacyjne

□ Ciepłownia

Wykorzystanie dodatkowego strumienia energii do wytworzenia ciepła wymaga zastosowania dodat-

kowego przetwornika w postaci kotła elektrycznego, włączonego do instalacji ciepłowni.

□ Rodzaj kotła elektrycznego

Wyróżnia się cztery podstawowe technologie wykorzystywane w projektach P2H, w zależności od ich mocy:

- kotły elektryczne elektrodowe,
- kotły elektryczne rezystancyjne,
- podgrzewacze rezystancyjne.

Opcję dodatkową stanowią pompy ciepła wykorzystywane do poprawy parametrów obiegu. Jest to wariant, w którym de facto dodatkowym źródłem energii jest zazwyczaj energia geotermalna, a energia elektryczna z OZE służy do zasilenia napędu pompy, a do bilansu cieplnego wchodzi jako trzeci składnik.

Kocioł elektryczny wymaga zasilenia w wodę oraz w energię elektryczną

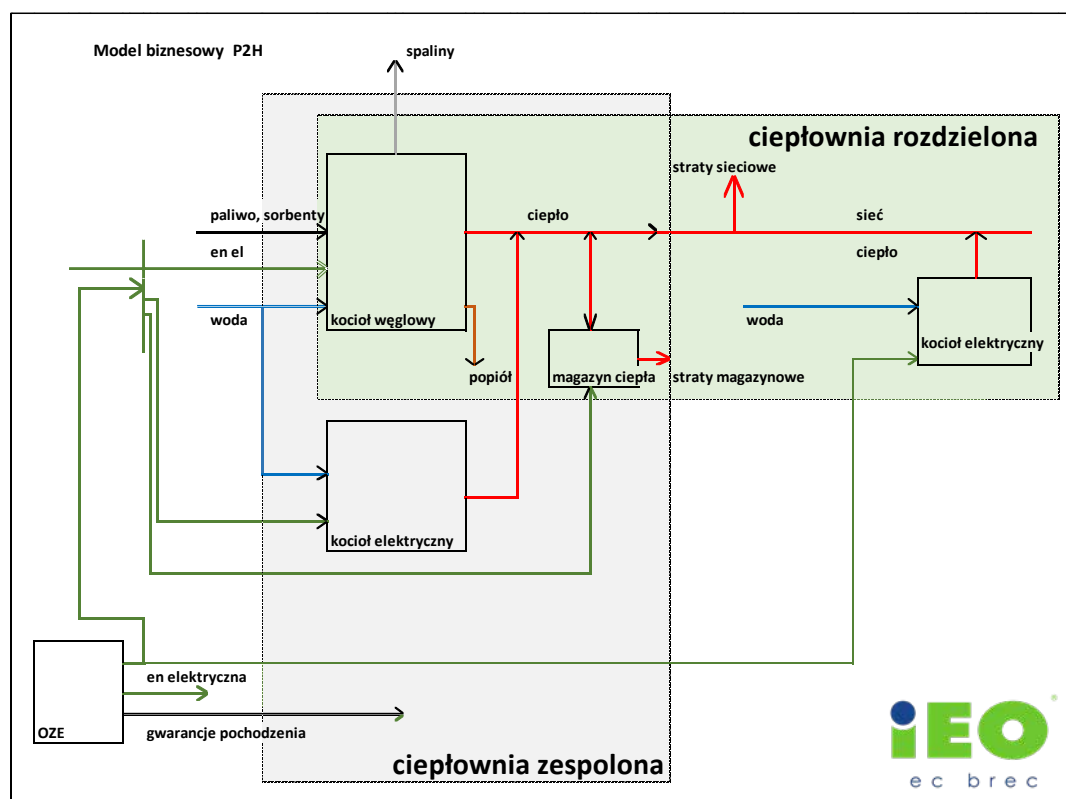
określonej mocy, co może wiązać się z koniecznością odpowiedniego zwiększenia mocy przyłączeniowej Ciepłowni. Dlatego celowe jest zoptymalizowanie kosztowe jego lokalizacji.

□ Lokalizacja kotła/kotłów elektrycznych

Na rys. 2 przedstawiono schematycznie dwa warianty lokalizacji kotła elektrycznego:

a) w formie scentralizowanej, w bezpośrednim sąsiedztwie kotła węglowego.

W tym przypadku kocioł elektryczny może korzystać z dotychczasowej instalacji uzdatniania wody, natomiast może wymagać rozbudowy instalacji elektrycznej jeżeli przyrost mocy wymaga zwiększenia mocy przyłączeniowej. Na ogół w tym przypadku będzie miał zastosowanie kocioł elektrodowy,



Rys. 2. Alternatywna lokalizacja kotła/kotłów elektrodowego
Źródło: opracowanie własne IEO



natomiast ciepło w nim wytworzone podlegać będzie stratom przesyłowym w sieci ciepłowniczej, co jest szczególnie istotne jeżeli wykorzystywany będzie w okresie letnim.

b) w formie rozproszonej, w postaci wielu jednostek mniejszej mocy, zlokalizowanych np. w węzłach ciepłowniczych w bezpośrednim sąsiedztwie odbiorców.

W tym przypadku niewielka moc jednostkowa może pozwolić na wykorzystanie mocy przyłączeniowej dostępnej w miejscu zainstalowania kotła (zapewne rezystancyjnego), natomiast konieczne będzie zapewnienie indywidualnego uzdatniania wody kotłowej. W zależności od okresu wykorzystania kotłów rozproszonych (sezon grzewczy/sezon letni) rozstrzygnięcia wymaga także, czy ich funkcją celu będzie dogrzanie wody sieciowej, czy indywidualna praca na rzecz odbiorców przyłączonych do węzła, co determinuje sposób włączenia tego kotła do instalacji ciepłowniczej.

□ **Przyrost mocy przyłączeniowej Ciepłowni**

Kiedy moc kotła elektrycznego przekracza nadwyżkę mocy przyłączeniowej jaką dysponuje ciepłownia, konieczne staje się wystąpienie do lokalnego operatora systemu dystrybucyjnego (OSD) z wnioskiem o zwiększenie mocy przyłączeniowej. Wiąże się z tym czas oczekiwania na realizację umowy przyłączeniowej, jaką zawiera się z OSD w przypadku pozytywnego rozpatrzenia wniosku (do dwóch lat) oraz jednorazowy koszt do poniesienia z tytułu opłaty przyłączeniowej. Jej wysokość zależy od poziomu napięcia, na jakim ma nastąpić realizacja wniosku. Nie musi to być bowiem napięcie, na którym ciepłownia była przyłączona dotychczas. Kocioł elektryczny jest odbiornikiem energii elektrycznej, więc ciepłownia we wniosku o przyłączenie, a następnie w umowie przyłączeniowej, występuje jako odbiorca energii elektrycznej. Opłata za

przyłączenie odbiorców na napięciu niskim jest określona w taryfie OSD, natomiast na napięciu średnim jej wysokość zostaje określona w umowie o przyłączenie, w wysokości $\frac{1}{4}$ rzeczywistych nakładów inwestycyjnych poniesionych przez OSD w związku z realizacją przyłączenia. Wybór napięcia przyłączenia powinien także uwzględniać konsekwencje finansowe w postaci opłat dystrybucyjnych (wyższych na napięciu niskim).

□ **Przyrost mocy umownej Ciepłowni**

Niezależnie od opisanego wyżej dostosowania do nowych potrzeb mocy przyłączeniowej, związanego na ogół z koniecznością zrealizowania niezbędnych inwestycji, konieczne jest odpowiednie podwyższenie mocy umownej poprzez zmianę umowy dystrybucyjnej. Ta umowa, w odróżnieniu od umowy przyłączeniowej, ma charakter permanentny i wynikają z niej opłaty ponoszone co miesiąc w wysokości ustalonej w taryfie OSD i zależnej od wysokości mocy umownej. Warto zwrócić uwagę, że zaniżanie poziomu mocy umownej względem rzeczywistych potrzeb - celem zaoszczędzenia na kosztach z tego tytułu - jest co do zasady nieopłacalne. Może się to kalkulować wyłącznie w przypadkach, gdy przekroczenia mocy umownej zdarzają się incydentalnie w ciągu roku. Obowiązujący zgodnie z taryfą OSD sposób naliczania opłat za przekroczenie mocy umownej powoduje, że przy większej powtarzalności przekroczeń koszty z tytułu przekroczeń przewyższają przyrost opłat po zwiększeniu mocy umownej.

□ **Tryby pracy kotła elektrycznego**

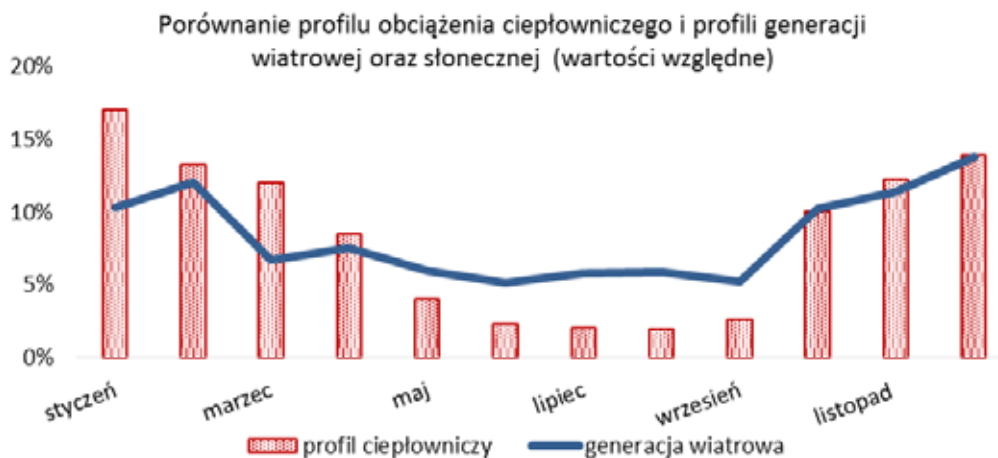
Rozważając zastosowanie GP2H warto także rozważyć, w jakim trybie ma być wykorzystywany kocioł elektryczny. Czy ma wspomagać część węglową w ciągu całego roku, czy zastępować ją w okresie letnim, poza

sezonem grzewczym. W tym drugim przypadku, kiedy straty sieciowe na obniżonym przepływie nabierają szczególnego znaczenia, wzrasta atrakcyjność modelu „ciepłowni rozproszonej”, z kotłami elektrycznymi w węzłach ciepłych. Jednakże realizacja tego trybu pracy ciepłowni jest uzależniona od dwóch krytycznych okoliczności:

- jaka jest konfiguracja sieci - czy kotły elektryczne rozmieszczone w wybranych węzłach będą w stanie obsłużyć wszystkich odbiorców w zakresie cwu,
- czy węzły ciepłownicze dysponują wystarczającą mocą elektryczną oraz
- jaka jest dostępność taniej energii elektrycznej na rynku w okresie letnim. Co do zasady jest to okres cechujący się szczególnymi ograniczeniami w zbilansowaniu systemu i ceny energii na hurtowym rynku energii elektrycznej mogą mieć tendencję zwyżkową. Obniżona aktywność źródeł wiatrowych w okresie letnim też nie pozwala się na nich opierać. Natomiast obecność w pobliżu ciepłowni inwestora w PV, który, ze względu na słabość lokalnej sieci OSD może mieć trudności z uzyskaniem warunków przyłączenia do niej i wyprowadzenia mocy do KSE może stanowić najlepsze rozwiązanie tego problemu, z ewidentną korzyścią dla obydwu stron: ciepłowni i źródła PV, zwłaszcza jeżeli instalacja ciepłownicza zostanie rozbudowana o magazyn ciepła.

□ **Wykorzystanie magazynu ciepła**

Magazyn ciepła w ciepłowni wykorzystującej GP2H odgrywa rolę odwrotną do magazynu ciepła w elektrociepłowni. Tam pozwala na maksymalizowanie produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem w okresach jej szczytowych cen, bez zaburzenia krzywej podaży ciepła. Pozwala tu na wykorzystanie pocho-



Rys. 3. Zgodność profilu wiatrowego z charakterystyką zapotrzebowania na ciepło w ciągu roku.
Źródło: PSE, profile ciepłownicze oprac. i skorelowane przez IEO

dzącej z zewnątrz energii elektrycznej na potrzeby ciepłownicze w okresach, kiedy jej cena jest niska lub/ oraz na stabilizację strumienia ciepła oferowanego do sieci w sytuacji przesunięcia w czasie krzywej podaży energii elektrycznej z lokalnego PV względem krzywej popytu na ciepło. Niezależnie od funkcji wymienionych powyżej, związanych z GP2H, w każdym przypadku magazyn ciepła pozwala stabilizować pracę kotła węglowego względem krzywej zapotrzebowania na ciepło. Ma to szczególne znaczenie wtedy, gdy szczytowy poziom zapotrzebowania na ciepło zaczyna przekraczać moc osiągalną kotła i ciepłownia staje wobec konieczności rozbudowy lub gdy dobiega rewers kotła istniejącego i rozważane jest zoptymalizowanie mocy nowego kotła z uwzględnieniem aktualnego i perspektywicznego popytu.

■ Charakter i lokalizacja źródła energii elektrycznej na potrzeby GP2H

Ze względów oczywistych, źródła PV mogą być skutecznie wykorzystane niemal wyłącznie poza sezonem grzewczym (od marca do października-

ka). Predystynuje je to do zastosowania na potrzeby cwu.

W okresie sezonu grzewczego aktywizują się źródła wiatrowe, co zilustrowano na rys. 3.

W sytuacji, gdy GP2H ma funkcjonować w ciągu całego roku rozwiązaniem optymalnym jest kombinacja źródeł PV i wiatrowych, które mają naturalną cechę wzajemnego uzupełniania się.

Dla ekonomiki projektu GP2H niezwykle ważnym czynnikiem jest lokalizacja źródeł energii elektrycznej względem ciepłowni. Wynika to z udziału kosztów usługi dystrybucyjnej lub kosztów budowy i utrzymania linii bezpośredniej w kosztach całkowitych projektu.

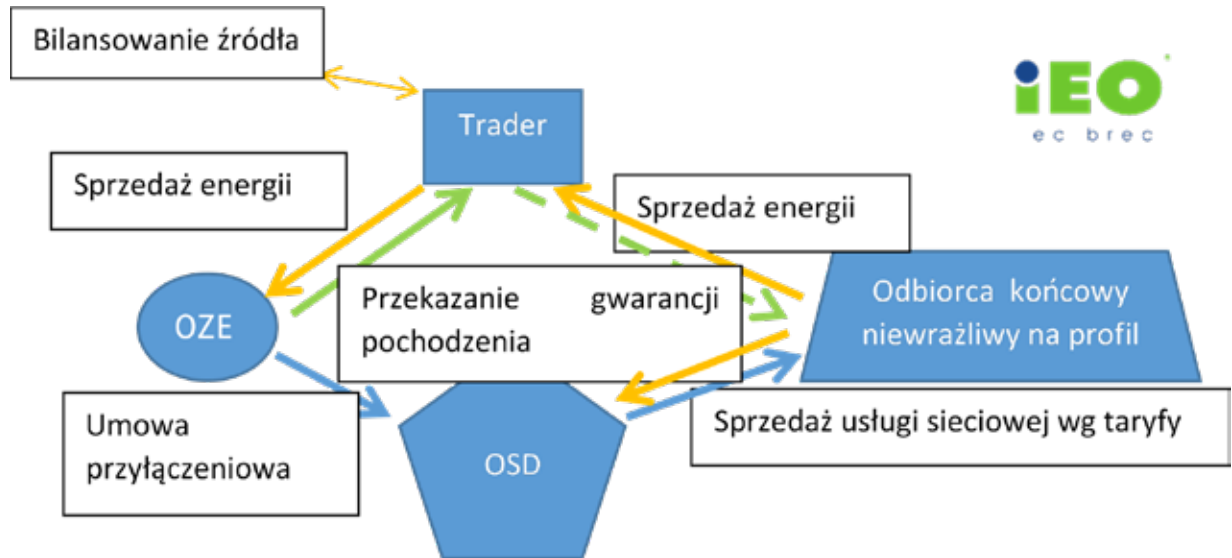
Najkorzystniejszym wariantem jest OZE w formie PV zlokalizowane bezpośrednio na terenie Ciepłowni (w tym na dachach jej budynków) lub w bezpośrednim sąsiedztwie („za płotem”). Lokalizacja taka pozwala na włączenie OZE bezpośrednio do istniejącej instalacji własnej ciepłowni, ew. z jej nieznaczną rozbudową lub na zminimalizowanie długości linii bezpośredniej i uniknięcie problemów organizacyjnych, ale także kosztów, związanych z potrzebą uzyskania dostępu do gruntów, po których musiałyby być poprowadzone.

W odniesieniu do źródeł wiatrowych, wariant ten jest praktycznie niedostępny ze względu na odległość pomiędzy OZE, a Ciepłownią. Konieczny jest wówczas arbitraż pomiędzy kosztem budowy i utrzymania linii bezpośredniej, a konsekwencją wykorzystania sieci lokalnego OSD. Uwzględnienia wymaga także realność (ew. obecność warunków wykluczających realizację) oraz czas niezbędny na realizację każdej z tych opcji.

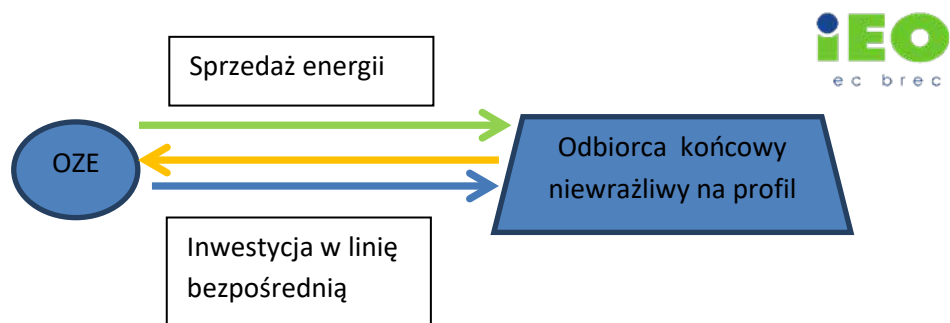
■ Forma zakupu energii elektrycznej

Forma zakupu energii elektrycznej na potrzeby GP2H silnie zależy od celu wdrożenia projektu oraz jego cech fizycznych.

W przypadku, gdy korzyść z zakupu energii elektrycznej jest upatrywana wyłącznie w jej niskiej cenie rynkowej, formą wystarczającą jest kontrakt z przedsiębiorstwem obrotu (traderem), gwarantujący, że wraz z energią pozyskane zostaną świadectwa pochodzenia gwarantujące charakter „green” nabytej energii. Z tym modelem związana jest konieczność wykorzystania usługi dystrybucyjnej świadczonej przez lokalnego OSD oraz ryzyko zbyt małego wolumenu energii dostępnej po satys-



Rys. 4.¹ Schemat PPA za pośrednictwem spółki obrotu (tradera), z wykorzystaniem sieci OSD
Źródło: opracowanie własne IEO



Rys. 5. Schemat PPA z wykorzystaniem linii bezpośredniej
Źródło: opracowanie własne IEO

fakcjonującej cenie. Nie ma natomiast znaczenia, z jakich źródeł pochodzi nabyta energia.

Sytuacja się zmienia, gdy partnerem Ciepłowni ma być zdefiniowane OZE. Otwiera to możliwość zawarcia kontraktu bezpośrednio wiążącego strony, zwanego kontraktem PPA (*Power Purchasing Agreement*).

Konfiguracja umów PPA zależy od oczekiwań (charakterystyki) odbiorcy (wrażliwy lub niewrażliwy na profil zasilania) i warunków sieciowych (sprze-

daż za pośrednictwem sieci OSD lub linii bezpośredniej).

Zakup energii elektrycznej na potrzeby GP2H cechuje brak wrażliwości na profil zasilania, pozostaje zależność od warunków sieciowych.

W przypadku konieczności pośrednictwa OSD w transporcie energii, na szczególną uwagę zasługuje wysokość składnika sieciowego zmiennego w aktualnej taryfie OSD zasilającego odbiorcę. Należy pamiętać, że w efekcie wprowadzenia

w 2020 r. opłaty mocowej, opłaty zmienne radykalnie wzrosną w sposób wyrównany w całym kraju, w odniesieniu do tych odbiorców, którzy pobierają energię w określonych godzinach doby (szczytowych). Opłaty te zostaną dopiero wyspecyfikowane przez Prezesa URE. Tym samym, ciężar opłat mocowych zostanie w sposób szczególny nałożony na odbiorców o profilu uczestniczącym w generowaniu szczytów obciążenia. Problem ten dotknie w większym

1 strzałki niebieskie - wskazują kierunek przepływu energii, żółte - kierunek przepływu środków finansowych, zielone - gwarancji pochodzenia

stopniu projekty GP2H wykorzystujące PV niż wiatrowe.

Możliwe konfiguracje PPA z uwagą na wzajemną lokalizację stron przedstawiono na rys. 4. i 5. Odbiorca końcowy, zawiera umowę na zakup energii z traderem. Dodatkowo, na życzenie odbiorcy, trader może pośredniczyć w przekazaniu do odbiorcy gwarancji pochodzenia energii i pokryciu kosztów tej operacji.

Energia elektryczna wytworzona w źródle wytwórczym wprowadzana jest przez wytwórcę do sieci OSD na podstawie umowy o przyłączenie, bez dodatkowych opłat, a następnie dostarczana przez OSD do odbiorcy, po koszcie określonym w taryfie dystrybucyjnej.

Przy wykorzystaniu linii bezpośredniej strumień energii kupowany przez odbiorcę końcowego nie jest obciążony kosztami dystrybucji, natomiast w ramach PPA dodatkowo refinansowany jest nakład na budowę i koszt utrzymania tej linii. Całość energii wytworzonej lub nadwyżka względem autokonsumpcji w instalacji wytwórcy, jest linią bezpośrednią dostarczana do odbiorcy.

Gwarancje pochodzenia są - na życzenie odbiorcy - przekazywane bezpośrednio pomiędzy wytwórcą i odbiorcą.

□ Podstawowy warunek opłacalności wdrożenia GP2H

Warunkiem koniecznym dla wdrożenia projektu GP2H jest zapewnienie rentowności inwestycji.

Na rys. 6. przedstawiono schematycznie sytuację ekonomiczną Ciepłowni:

- dotychczasową: linia czarna przerywana reprezentuje poziom kosztów stałych oraz moc osiągalną wyrażoną jako sprzedaż maksymalna do uzyskania, a kąt nachylenia linii czarnej ciągłej poziom jednostkowych kosztów zmiennych, natomiast linia niebieska pogrubiona poziom realizowanej sprzedaży; linią czerwoną oznaczono pułap cenowy, jaki ogranicza taryfę Ciepłowni; strzałką czarną wskazano próg rentowności osiąganą/przekraczaną dotychczas przez Ciepłownię;
- zmienioną w wyniku zmian otoczenia rynkowego:

zmiana warunków rynkowych może dotyczyć wzrostu kosztów zmiennych, co oznaczono linią ciągłą szarą lub/oraz obniżeniem sprzedaży w wyniku redukcji rynku, co oznaczono linią niebieską przerywaną cienką; w efekcie któregośkolwiek z tych procesów następuje utrata rentowności Ciepłowni, wskazana strzałkami niebieskimi (dla uproszczenia pominięto ew. wzrost kosztów stałych, np. w wyniku wzrostu wynagrodzeń); oraz

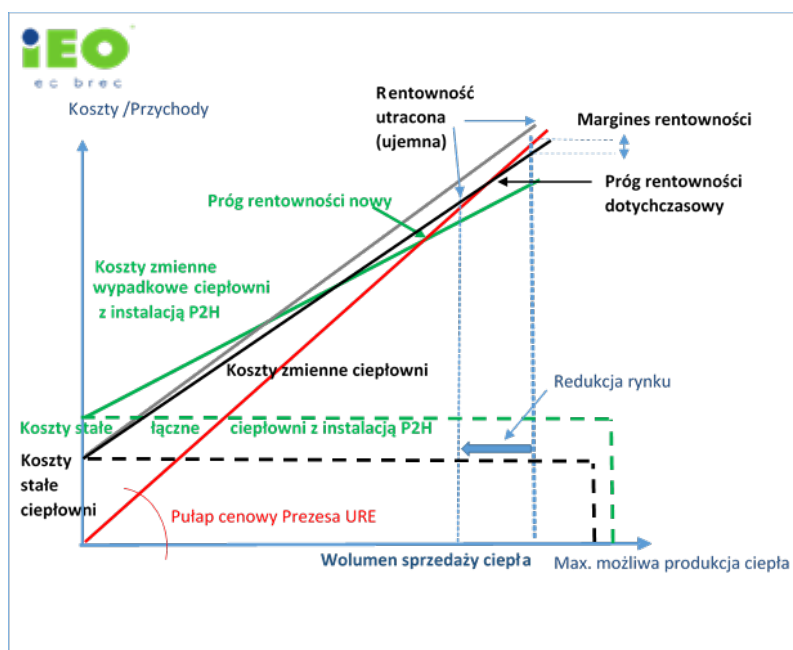
- nową, uzyskaną w wyniku wdrożenia projektu GP2H:

inwestycja w instalację GP2H powoduje wzrost kosztów stałych oraz przyrost mocy osiągalnej, zaznaczone linią przerywaną zieloną, jednocześnie ucieczka od części kosztów paliwa i emisji oraz dostatecznie atrakcyjny cenowo kontrakt na zakup energii elektrycznej na potrzeby GP2H pozwalają na obniżenie kosztów zmiennych, oznaczonych linią ciągłą zieloną. W efekcie próg rentowności działania Ciepłowni ulega obniżeniu do punktu wskazanego strzałką zieloną.

□ Wnioski - konieczność iteracyjnego dochodzenia do decyzji o wdrożeniu GP2H w ciepłowni

Złożoność przesłanek istotnych dla oceny opłacalności projektu GP2H powoduje, że decyzja o jego realizacji musi być poprzedzona dogłębną wieloaspektową analizą z uwzględnieniem indywidualnych uwarunkowań konkretnego przedsiębiorstwa. Inwestycja trafiona może bowiem istotnie ograniczyć rysujące się problemy, ale podjęta błędnie sytuację przedsiębiorstwa tylko pogorszy.

Analiza powinna obejmować alternatywnie poszczególne warianty realizacji projektu z uwzględnieniem oraz wyznaczeniem charakteryzujących je parametrów i pozwolić w efekcie na wybór wariantu optymalnego lub dać obiektywną podstawę dla decyzji o braku warunków wdrożenia.



Rys. 6. Warunek opłacalności wdrożenia technologii GP2H
Źródło: opracowanie własne IEO