

PROSUMENCKI MODEL MIKROSYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO Z MIKROELEKTROWNIĄ μ EB NA RYNKU WSCHODZĄCYM I ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Doświadczenia i propozycje

J. Popczyk, K. Bodzek, M. Fice,

D. Wereszczyński – Prezes Spółki Ekoamret

Bez Ludwika Latochy nie byłoby tego Raportu,
Jan Popczyk

*Obszary wiejskie zmuszone zapłacić na progu zmian ustrojowych
wielką cenę za brak polityki restrukturyzacyjnej PGR-ów,
wielki beneficjent programu przedakcesyjnego PHARE, a następnie Wspólnej Polityki Rolnej UE,
stoją przed nowym wyzwaniem.*

*Jest to rozpoczynająca się redukcja WPR (perspektywa budżetowa 2021-2027),
a z drugiej strony wielka szansa włączenia się w przyspieszającą transformację energetyczną.*

W gospodarce obiegu zamkniętego „utilizacyjne mikroźródło biogazowe (wytwarzające energię elektryczną w kogeneracji)” coraz częściej będzie niezbędnym ogniwem infrastruktury technologicznej zakładu hodowlanego (kurnika, obory, fermy trzody świńskiej), zakładu przetwórstwa rolno-spożywczego, średnio-towarowego gospodarstwa rolnego i innych obiektów. W skrajnym wypadku ogniwem wymaganym nawet prawnie, bez którego zakład (jeden, drugi), gospodarstwo nie będą mogły funkcjonować. Tak jak np. elektrownia na węgiel kamienny nie może funkcjonować bez podstawowych instalacji ochrony środowiska (odpylanie, odsiarczanie, inne). Tak jak sieć kanalizacyjna nie może istnieć bez oczyszczalni ścieków. A dom w Kalifornii nie może być wybudowany bez źródła PV (od 2020 r.).

Drugim wymiarem, w którym w Raporcie rozważa się inwestycję w postaci „mikroźródła biogazowego” jest jego otoczenie elektroenergetyczne. W wypadku nowego obiektu (zakładu hodowlanego, zakładu przetwórstwa rolno-spożywczego) typowe zagadnienie decyzyjne obecnie polega najczęściej na wyborze rozwiązania z zakresu między „bilansującą mikroelektrownią *off grid*” i tradycyjną inwestycją sieciową. Na drugim biegunie, którym jest istniejące średnio-towarowe gospodarstwo rolne zagadnienie decyzyjne wygląda inaczej: w tym wypadku potrzebne jest rozwiązanie umożliwiające zrównoważenie interesów wszystkich trzech stron w osłonie OK2: 1° - inwestora (realizującego inwestycję w źródło biogazowe), będącego zarazem prosumentem, 2° - podmiotów rynku schodzącego WEK (operatora OSD i sprzedawcy zobowiązanego) oraz 3° - odbiorców i prosumentów (PV) przyłączonych do linii nN.

Powiązanie aspektu rolniczo-środowiskowego (sprawczego) z elektroenergetycznym (pochodnym, obejmującym lokalną sieć elektroenergetyczną, i szerzej – w aspekcie usług systemowych – KSE) prowadzi do ukształtowania się tytułowego przedmiotu rozważań w Raporcie, jako specyficznego mikrosystemu elektroenergetycznego. Na jednym biegunie

jest to prosumencka (wyłącznie taka) infrastruktura elektroenergetyczna *off grid*. Na drugim biegunie (w najszerszej formule) jest to mikrosystem elektroenergetyczny w osłonie OK2 połączony z KSE (zgodnie z zasadą TPA+) za pomocą osłonowego terminala dostępowego. Tym samym tytułowy mikrosystem elektroenergetyczny (najszersza formuła), funkcjonujący na rynku wschodzącym 1 energii elektrycznej, jest powiązany, poprzez osłonowy terminal dostępowy, z rynkiem schodzącym WEK. Jednocześnie jest usytuowany potencjalnie na platformie spółdzielni energetycznej.

Wykorzystane powyżej trzy nazwy: 1° - „utilizacyjne mikroźródło biogazowe (wytwarzające energię elektryczną w kogeneracji)”, 2° - „mikroźródło biogazowe”, 3° - „bilansująca mikroelektrownia *off grid*” oznaczają tę samą instalację środowiskowo-energetyczną. Użyte różne nazwy odzwierciedlają różne konteksty, w których instalacja występuje. Raport obejmuje wszystkie konteksty, koncentruje się jednak na roli instalacji na rynku wschodzącym 1 energii elektrycznej; jest to rynek, który został wprawdzie „powołany” (jako koncepcja) w nowej architekturze rynku energii elektrycznej, przedstawionej w piątym Raporcie cyklu BŻEP [1], jednak nigdzie nie został dotychczas formalnie zadekretowany. Z drugiej strony można się doszukiwać niezamierzonego (przez rząd i parlament) początku działania tego rynku wraz z rozpoczynającym się funkcjonowaniem rynku mocy (pierwsze aukcje na tym rynku, to koniec 2018 r.).

Oczywiście, za zamierzony cel rynku mocy (zgodny z prowadzoną przez polski rząd polityką energetyczną) trzeba domyślnie uznać ochronę polskiej energetyki węglowej. Dlatego rynek mocy trzeba traktować jako rozwiązanie przejściowe; nie może to być rozwiązanie trwałe ze względu na jego „kulturową” nieadekwatność w stosunku do unijnych regulacji i globalnych trendów. W sposób trwały rynek wschodzący 1 zacznie się natomiast rozwijać (z wolą lub bez woli polskiego rządu) w środowisku nowego rynku bilansującego (od początku 2021 r.), który ma na celu wykorzystanie globalnej rewolucji technologicznej do wzmocnienia (zgodnie z decyzjami politycznymi) konkurencji na jednolitym europejskim rynku energii elektrycznej.

Rola instalacji środowiskowo-energetycznej będącej przedmiotem Raportu na rynku wschodzącym 1 jest zatem w sposób niekwestionowany wyjątkowa. W szczególności instalacja ta ma bardzo duży potencjał przyspieszenia rozwoju rynku wschodzącego 1 poprzez konsolidację tego rynku z segmentem całkowicie nowych usług „systemowych”. Dla takiej instalacji – w naturalny sposób „spajającej” na poziomie infrastruktury sieciowej nN-SN „jednotowarowy” rynek energii elektrycznej z usługami systemowymi – adekwatna jest nazwa „bilansująca mikroelektrownia biogazowa”. Dla tej nazwy stosuje się w Raporcie akronim μ EB (mikroelektrownia biogazowa). Jeśli instalacja będzie w innym kontekście rozpatrywana w Raporcie, to będzie to wyraźnie stwierdzone.

Wszystkie kluczowe aspekty – gospodarki obiegu zamkniętego i technologii biogazowych, jak i rynku wschodzącego 1 energii elektrycznej, w tym także platform prawno-regulacyjnych na tym rynku (takich jak np. spółdzielnia energetyczna) – są prezentowane w Raporcie w sposób całkowicie spójny z metodyką charakterystyczną dla dwóch cykli Raportów [1, 2] mających wspólny tytuł *Transformacja energetyki w rynki energii użytecznej OZE – perspektywa 2050* (emisja Raportów została zapoczątkowana w październiku 2017 r.). Podkreśla się jednak, że status innowacji przełomowej w procesie transformacji energetyki został w odniesieniu do technologii μ EB dostrzeżony w środowisku biblioteki BŻEP

znacznie wcześniej, por. Raport [3]. Drugim, chronologicznie, ważnym Raportem, który ukazał się w bibliotece BŻEP na temat potencjału elektrowni biogazowej jako źródła bilansującego był Raport [4].

Z drugiej strony Raport odwołuje się już w wielu miejscach do najnowszego, uogólnionego opisu [5] transformacji energetyki (artykuł [5] opublikowany został w ramach obchodów 100-lecia SEP, i w szczególności 65-lecia Oddziału Gliwickiego SEP). Artykuł [5] jest zarazem artykułem programowym dla utworzonej w ramach obchodów 65-lecia Oddziału Gliwickiego SEP nowej sekcji energetycznej, mianowicie Sekcji Nowych Koncepcji i Technologii Energetycznych. W opisie transformacji energetyki przedstawionym w artykule programowym [5] kluczowymi kategoriami są: triplet paradygmatyczny (paradygmaty: prosumencki, egzergetyczny, wirtualizacyjny) oraz monizm elektryczny. Technologia μ EB (mikroelektrownia) z jednej strony szeroko (wieloaspektowo) podlega tym kategoriom, a z drugiej strony w pełni wytrzymuje weryfikację za pomocą tych kategorii.

Analiza SWOT. Podkreśla się jeszcze dwie sprawy, które wymagają wyjaśnienia odnośnie zakresu Raportu. Pierwszą jest obecność wymiaru makroekonomicznego w Raporcie (tego wymiaru dotyczy np. zarysowana analiza SWOT, przedstawiona w tab. 1), chociaż tytułowy mikrosystem elektroenergetyczny jest rozpatrywany głównie w kategoriach mikroekonomicznych. Wymiaru mikroekonomicznego (głównego w Raporcie) dotyczą analizy SWOT przedstawione w tabelach 2 i 3.

Przyczyną obecności wymiaru makroekonomicznego w Raporcie jest fakt, że mikroelektrownia biogazowa jest ciągle technologią na etapie przedkomercyjnym. Zatem identyfikacja makroekonomiczna rynku popytowego jest na razie jedynym sposobem kontroli ryzyka dla tych, którzy technologię chcą rozwijać. I dla tych, którzy chcą tę technologię stosować (inwestorzy budujący mikroelektrownie μ EB).

Po drugie, chodzi o środowisko prawno-regulacyjne w którym technologia ma szanse zastosowań. Raport prezentuje podejście, zgodnie z którym jest potrzebna minimalizacja specjalnych rozwiązań prawnych dedykowanych spółdzielni energetycznej, w ramach której technologia mogłaby być stosowana. Ogólnie uznaje się w Raporcie, że współcześnie pożądanym substytutem formuły spółdzielczej jest kapitał społeczny. Niewątpliwie (niezależnie) pożądana jest jednak modyfikacja (nowelizacja) ogólnych rozwiązań ustawy Prawo energetyczne, ustawy o rynku mocy, i ustawy OZE. Obecnie jest zresztą realizowana nowelizacja tej ostatniej. Jest to nowelizacja pod kątem zastosowań magazynów energii elektrycznej, dla których mikroelektrownia μ EB jest oczywistym rozwiązaniem konkurencyjnym (nowelizacja nie przewiduje specjalnych rozwiązań dedykowanych magazynom w postaci baterii akumulatorów elektrycznych). Wszystkie rozwiązania powinny być modyfikowane z uwzględnieniem właściwości potencjalnego rynku popytowego technologii (jego wymiaru makroekonomicznego) i tworzyć warunki rozwoju rynku.

Oczywiście, inną sprawą jest specjalne rozwiązanie prawne, o którym jest w pierwszym akapicie Raportu. W tym wypadku identyfikacja makroekonomiczna technologii, rozszerzona o bardziej szczegółową analizę bezpieczeństwa żywnościowego i energetycznego oraz kosztów zewnętrznych (środowiskowych) technologii staje się praktycznie jedynym uwarunkowaniem stworzenia regulacji prawnej orzekającej obligatoryjność technologii.

Analiza SWOT wykorzystana została już w zastosowaniu do potencjalnej spółdzielni energetycznej w budownictwie wielorodzinnym w miastach (jako formuły dopełniającej spółdzielnię mieszkaniową, wspólnotę mieszkaniową, budownictwo deweloperskie),

dziewiąty Raport cyklu BPEP [2] (w tym Raporcie przedstawiony został też ogólny opis analizy SWOT, przedstawiający jej istotę). W odniesieniu do potencjalnej spółdzielni energetycznej na obszarze wiejskim (w osłonie OK2 obejmującej gospodarstwo średnio-towarowe z mikroelektrownią μ EB w osłonie OK2) przedstawiona została w wielkim uproszczeniu w postaci Tab. 1.

Tab. 1. Analiza SWOT charakterystyczna dla mikroelektrowni μ EB w perspektywie makroekonomicznej

CZYNNIKI	pozytywne	negatywne
wewnętrzne: rynkowy segment technologiczny μ EB (rozpatrywany we wszystkich aspektach)	S: wielki potencjał rozwojowy segmentu w długim horyzoncie czasowym (2040 – antycypowane wysycenia rynku)	W: na razie mały potencjał dyfuzji innowacji przez gospodarstwa socjalne, niski poziom kapitału społecznego środowiska (deficyt zdolności społeczności wiejskich do działań kooperacyjnych na wyższym poziomie)
zewewnętrzne: makroekonomia (Polska, UE), w tym przede wszystkim: unijna gospodarka o obiegu zamkniętym, kryzys w krajowej energetyce WEK	O: polityka unijna (Pakiet Zimowy, perspektywa budżetowa 2021-2027), możliwość zdyskontowania strukturalnie bardzo wysokich kosztów operatora OSD na obszarach wiejskich o niskiej gęstości zaludnienia (opłaty sieciowe najczęściej nie pokrywające kosztów operatora)	T: deficyt – po stronie energetyki WEK – kompetencji holistycznych, wywołujący syndrom obłożonej twierdzy (presja energetyki WEK na rząd mająca na celu działania i regulacje remonopolizacyjne)

Zastosowanie przedstawionej w tab. 1 analizy SWOT charakterystycznej dla poziomu makroekonomicznego (zarysowanej w tabeli głównie w aspekcie metodologicznym), na poziomie mikroekonomicznym musi być istotnie zmodyfikowane. W tym kontekście charakterystyczne są dwa przypadki. Pierwszy dotyczy przedsiębiorcy podejmującego decyzję o zaangażowaniu się w rozwój technologii, aż do poziomu komercyjnego. Tego przypadku dotyczy analiza przedstawiona w tab.2.

Tab. 2. Analiza SWOT charakterystyczna dla przedsiębiorcy zaangażowanego w rozwój technologii – etap komercjalizacji technologii

CZYNNIKI	pozytywne	negatywne
wewnętrzne: przedsiębiorca podejmujący decyzję o zaangażowaniu się w rozwój technologii	S: dostępne dofinansowanie (projekty badawczo-rozwojowe), możliwość wykorzystania krajowych technologii składowych, istniejące skumulowane doświadczenie w zakresie rozwoju technologii (na razie niewykorzystane)	W: niski krajowy poziom konsolidacji przedsiębiorców angażujących się w rozwój technologii, pilna konieczność wyszkolenia specjalistycznej kadry
zewewnętrzne: rynki: mocy (przejściowy) i bilansujący (trwały)	O: bardzo duży potencjał krajowego rynku energii elektrycznej do zagospodarowania – do 10 TWh/rok	T: duże ryzyko po stronie rządowych regulacji prawnych (wynikające z antyrynkowego etatyzmu gospodarczego)

Analiza SWOT przedstawiona w tab. 2 jest w gruncie rzeczy odzwierciedleniem szerszego problemu, z którym zderza się Polska. Tym problemem jest przyszłość całego sektora MSP: potrzeba pokonania kryzysu sukcesji, potrzeba profesjonalizacji modeli biznesowych, potrzeba ukształtowania zdolności rozwojowych w środowisku przyspieszających innowacji (twardych/technologicznych i miękkich/zarządczo-organizacyjnych), inne. W tym kontekście transformację energetyki należy traktować jako historyczną szansę modernizacji sektora MSP. Mikroelektrownią μ EB obrazuje potencjał transformacji energetyki w kontekście modernizacji sektora MSP (podkreśla się, że rocznej energii 10 TWh podanej w tab. 2 odpowiada około 50 tys. mikroelektrowni μ EB, o przeciętnej mocy elektrycznej około 30 kW). Jednak analiza SWOT przedstawiona w tab. 2 nakazuje ostrożność, która ma przyczynę w antyrynkowym etatyźmie gospodarczym.

Tab. 3. Analiza SWOT charakterystyczna dla inwestora – właściciela średnio-towarowego gospodarstwa rolnego

CZYNNIKI	pozytywne	negatywne
wewnętrzne: gospodarstwo średnio-towarowe, mała wieś	S: możliwość uniknięcia skutków wzrostu cen energii elektrycznej na rynku schodzącym, holistyczne właściwości mikroelektrowni μ EB, umożliwiające inwestorowi zarządzanie własnym ryzykiem (wykorzystanie własnych zróżnicowanych zasobów i zaspokojenie zróżnicowanych potrzeb), komplementarność możliwości gospodarstwa średnio-towarowego (budowa mikroelektrowni μ EB) oraz korzyści i możliwości gospodarstw socjalnych (jako użytkowników energii elektrycznej i potencjalnych dostawców substratów)	W: niski poziom świadomości oraz kompetencji całego środowiska (gospodarstwo średnio-towarowe, mała wieś) w zakresie możliwości wykorzystania formuły spółdzielni energetycznej działającej na „wyrównanych kosztach zmiennych” (a nie na „skrajnie zróżnicowanych, niezbędnych nakładach inwestycyjnych”)
zewnętrzne: nieuchronny wzrost cen na krajowym rynku schodzącym energii elektrycznej (WEK), redukcja Wspólnej Polityki Rolnej (UE) w perspektywie budżetowej 2021-2027), zaostreżenie prawnych obostrzeń środowiskowych	O: możliwość zdyskontowania przez inwestora skutków kryzysu energetyki WEK, zarówno w wypadku otwarcia jak i braku otwarcia tej energetyki na strategię kooperacyjną z rynkowym segmentem technologicznym μ EB	T: ryzyko wykorzystania przez energetykę WEK – możliwego tylko w horyzoncie krótkoterminowym (2020) – efektu „mrożącego” rozwój rynku wschodzącego (1); wykorzystanie do tego celu dostępnych dla siebie różnorodnych mechanizmów, w tym asymetrii dostępu do danych rynkowych

Drugi przypadek analizy SWOT charakterystyczny dla poziomu mikroekonomicznego dotyczy realizacji inwestycji w postaci mikroelektrowni μ EB. W tym wypadku możliwe są zróżnicowane sytuacje: może to być inwestycja w gospodarstwie rolnym, w zakładzie przetwórstwa rolno-spożywczego, w gminnej oczyszczalni ścieków, a także inne. Na pewno

największą wagę praktyczną ma jednak realizacja inwestycji w średnio-towarowym gospodarstwie rolnym, czyli realizacja przez właściciela gospodarstwa, który jest najczęściej równocześnie prosumentem i inwestorem, a potencjalnie jeszcze członkiem spółdzielni. Tego przypadku dotyczy analiza przedstawiona w tab.3.

POTENCJAŁ MODERNIZACJI OBSZARÓW WIEJSKICH W KONTEKŚCIE TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ

Potencjał modernizacji obszarów wiejskich jest ważny z punktu widzenia makroekonomicznego. Raport koncentruje się jednak na wymiarze mikroekonomicznym – mikroelektrownia μ EB) na rynku wschodzącym (1) energii elektrycznej. Dlatego charakterystyki przedstawione w tabelach 4, 5 i 6 ograniczają się do zgrubnego oszacowania teoretycznego potencjału zasobów substratów dla krajowego segmentu utylizacyjnych mikroźródeł biogazowych, czyli zasobów w postaci odpadów poprodukcyjnych (obejmujących odpady z produkcji rolnej i hodowlanej) na obszarach wiejskich.

Gospodarstwa rolne. W Polsce jest ciągle jeszcze ponad 1,4 mln gospodarstw rolnych (dane GUS); wyróżnikiem tych gospodarstw jest powierzchnia decydująca o potencjale produkcji rolnej. Ogólna powierzchnia użytków rolnych w Polsce, to: grunty pod zasiew – 10 mln ha, uprawy trwałe (głównie sady) – 0,4 mln ha, łąki i pastwiska trwałe – 3 mln ha. Syntetyczna charakterystyka gospodarstw w kontekście potencjału rozwojowego segmentu mikroelektrowni μ EB o mocy elektrycznej 10-50 kW i elektrowni biogazowych o większej mocy, do 1 MW), przedstawiona została w tab. 4.

Tab. 4. Charakterystyka polskich gospodarstw rolnych w kontekście potencjału transformacji energetycznej (gospodarki o obiegu zamkniętym)

Powierzchnia, ha	Liczba gospodarstw, tys.	Hasłowa charakterystyka
do 5	750	gospodarstwa socjalne, ogółem 2 mln ha
5-20	500	gospodarstwa niskotowarowe, ogółem 5 mln ha – gospodarstwa z potencjałem podażowym na rynku substratów
20-100	125	gospodarstwa średnio-towarowe, ogółem 4,5 mln ha – gospodarstwa z potencjałem transformacji w gospodarstwa przemysłowe z mikroelektrowniami μ EB
powyżej 100	12	gospodarstwa przemysłowe, ogółem 3 mln ha – z potencjałem inwestycji w elektrownie biogazowe klasy 0,5-1 MW

Dane na podstawie GUS.

Gospodarstwa hodowlane. W Polsce są to podstawowo: obory (hodowla bydła, przede wszystkim mlecznego, ale także mięsnego), chlewnie (hodowla świń, na potrzeby mięsne) oraz kurniki (brojlery oraz produkcja jaj). Podkreśla się, że zbiory gospodarstw rolnych i gospodarstw hodowlanych nie są rozłączne (na poziomie makroekonomicznym ten fakt ma znaczenie, nie ma natomiast znaczenia na poziomie mikroekonomicznym, zasadniczym z punktu widzenia rozważań w Raporcie).

W Polsce gospodarstw utrzymujących zwierzęta gospodarskie jest ponad 700 tys. Wyróżnikiem gospodarstw hodowlanych w kontekście ich transformacji energetycznej za pomocą mikroelektrowni μ EB jest obsada gospodarstwa w sztukach (bydło, trzoda chlewna, drób). Charakterystyka gospodarstw hodowlanych w kontekście mikroelektrowni μ EB (potencjału rozwojowego rynku źródeł kogeneracyjnych) przedstawiona została w tab. 5.

Tab. 5. Charakterystyka polskich gospodarstw hodowlanych w kontekście potencjału transformacji energetycznej (gospodarki o obiegu zamkniętym)

Obsada krajowa, szt.	Liczba gospodarstw	Roczna ilość odpadów oraz ich wartość energetyczna (potencjalna produkcja biometanu w przeliczeniu na czysty metan)
Obory		
bydło: 6 mln, w tym 2,1 mln krów mlecznych	350 tys., w tym: 10 tys. obór krów mlecznych, 50 ferm wielkoprzemysłowych	odpady pohodowlane: obornik – 40 mln t, gnojowica – 40 mln t, 20 TWh (2 mld m ³ CH ₄)
Chlewnie		
trzoda chlewna: 11 mln	170 tys., w tym: 150 ferm wielkoprzemysłowych	odpady pohodowlane: obornik – 15 mln t, gnojowica – 20 mln t 10 TWh (1 mld m ³ CH ₄)
Kurniki		
brojlery: 130 mln, kury nioski: 50 mln	500 tys., w tym: 2000 ferm przemysłowych małych i średnich, 1300 ferm jaj konsumpcyjnych, 600 ferm wielkoprzemysłowych	odpady pohodowlane: obornik/pomiot kurzy – 7 mln t 4 TWh (400 mln m ³ CH ₄)

Dane na podstawie GUS i Głównego Inspektoratu Weterynarii.

Pogłowie zwierząt gospodarskich w przeliczeniu na DJP (duże jednostki przeliczeniowe) wynosi ok. 10 mln sztuk; jednostkę DJP definiuje się jako jednostkę o masie 500 kg. Wielkoprzemysłowych ferm hodowlanych (o obsadzie przekraczającej 200 DJP) jest ok. 800. Dane w tab. 5 – dotyczące liczebności bydła, trzody chlewnej oraz drobiu – odnoszą się do wszystkich gospodarstw, bez podziału na ich wielkość. Jest to całkowity potencjał energetyczny grubo szacowany.

Zakłady przetwórstwa rolno-spożywczego. W Polsce są to podstawowo: mleczarnie, ubojnie, zakłady wędliniarskie, wytwórnie mrożonek i konserw, wytwórnie soków pitnych. Wyróżnikiem zakładów przetwórstwa rolno-spożywczego w kontekście ich transformacji energetycznej za pomocą biogazowych źródeł utylizacyjnych jest ilość odpadów poprodukcyjnych. Przyszłość krajowych zakładów przetwórstwa rolno-spożywczego w najbliższych latach będzie się rozgrywać między silnymi zagrożeniami i wielkimi szansami.

Zagrożeniem jest rozpoczynający się wzrost cen energii elektrycznej, redukcja unijnej polityki rolnej (WPR), również rosnące dla tego segmentu wymagania środowiskowe (ostrzejsze niż dla innych segmentów sektora MSP), wreszcie rosnące wymagania w zakresie profesjonalizacji ich modelu biznesowego (duża część zakładów przetwórstwa rolno-spożywczego, będących małymi i średnimi przedsiębiorstwami była tworzona w ramach

pierwszej, po zmianach ustrojowych, fali rozwojowej całego tego segmentu; w wypadku całego sektora MSP – łącznie z mikroprzedsiębiorstwami, obejmującego obecnie 1,8 mln przedsiębiorców – dominująca część powstała w ramach tej fali).

Tab. 6. Charakterystyka polskich zakładów przetwórstwa rolno-spożywczego w kontekście potencjału transformacji energetycznej (gospodarki o obiegu zamkniętym)

Produkcja, ton	Liczba zakładów	Roczna ilość odpadów oraz ich wartość energetyczna (potencjalna produkcja biometanu w przeliczeniu na czysty metan)
Zakłady mleczarskie		
12 mld, w tym produkcja mleka płynnego: 3,4 mld	300	produkcja serwatki: 4 mln t, 600 GWh (60 mln m ³ CH ₄)
Ubojnie		
1300 rzeźni i zakładów rozbioru, (zakłady wieloprofilowe):		
żywiec wieprzowy: 3300 tys.	1200 w tym rzeźnie: 600	odpady poubojowe: 500 tys. t, 160 GWh (16 mln m ³ CH ₄)
żywiec drobiowy: 2400 tys.	600 w tym rzeźnie: 170	odpady poubojowe: 300 tys. t, 100 GWh (10 mln m ³ CH ₄)
żywiec wołowy i cielęcy: 1100 tys.	1000 w tym rzeźnie: 350	odpady poubojowe: 200 tys. t, 60 GWh (6 mln m ³ CH ₄)
Zakłady wędliniarskie		
1 mln	1000	odpady poprodukcyjne: 200 tys. ton 80 GWh (8 mln m ³ CH ₄)
Wytwórnie mrożonek i konserw		
1 mln	2200	odpady poprodukcyjne: 200 tys. ton 80 GWh (8 mln m ³ CH ₄)
Wytwórnie soków pitnych		
900 tys.	500	odpady poprodukcyjne: 300 tys. t 650 GWh (– 65 mln m ³ CH ₄)

Dane na podstawie GUS i Głównego Inspektoratu Weterynarii.

Szansą zakładów przetwórstwa rolno-spożywczego, potencjalnie kompensującą zagrożenia, jest ich wpisanie się w gospodarkę o obiegu zamkniętym i czynne uczestnictwo w budowie rynku wschodzącego 1 energii elektrycznej. Czyli wejście w rolę prosumenta, ale również aktywnego uczestnika, właściciela mikroelektrowni μ EB, na platformie spółdzielni energetycznej w osłonie OK2.

Komunalne oczyszczalnie ścieków. Do ok. 1700 komunalnych oczyszczalni ścieków w Polsce doprowadzanych jest rocznie ok. 1,3 mld m³ ścieków (ok. 44 m³ na osobę, dotyczy 30 mln mieszkańców oraz obiektów usługowych i zakładów przyłączonych do komunalnej sieci kanalizacyjnej, nie wliczono ścieków odprowadzanych do indywidualnych oczyszczalni przemysłowych i przydomowych); dane na podstawie: GUS oraz „Gospodarka ściekowa w Polsce w latach 2015-2016”, Państwowe Gospodarstwo Wodne „Wody Polskie”, Krajowy Zarząd Gospodarki Wodnej. Roczna ilość osadów powstających w krajowych oczyszczalniach ścieków w sposób naturalny zależy od liczby ludności i jej „dostępu” do

kanalizacji. Obecnie, przy dostępie wynoszącym około 80%, jest to ok. 1 mln ton s.m. (sucha masa organiczna). Potencjał energetyczny osadów pościekowych w Polsce w postaci czystego metanu (wytworzonego w procesie fermentacji osadów) wynosi 600 mln m³ CH₄, co daje wartość energii chemicznej 6 TWh.

Ilość osadów, mimo ujemnego przyrostu naturalnego (prognozowana liczba ludności w horyzoncie 2040-2050, to około 33-35 mln ludności) ma jeszcze potencjał wzrostowy, ale bardzo niewielki. Dwie składowe tego potencjału, to: 1° - zwiększanie dostępu ludności do kanalizacji, głównie poprzez wyposażanie nieskanalizowanych domów jednorodzinnych w przydomowe szamba-oczyszczalnie, z których ścieki są transportowane za pomocą wozów asenizacyjnych do gminnych oczyszczalni (przy tym najnowsza generacja przydomowych oczyszczalni ścieków to oczyszczalnie roślinne, a te nie tworzą potencjału wzrostowego ilości osadów), 2° - nowoczesne, efektywniejsze technologie biologiczne powodujące wytrącenie większej ilości osadów, pozwalające tym samym osiągnąć wyższy stopień oczyszczenia wody.

Ze wzrostem ilości wytrąconych osadów ze ścieków rosną koszty ich stabilizacji (zmniejszania objętości), przeróbki oraz zagospodarowania. Szacuje się, że koszty związane z tymi procesami stanowią 20–60% całkowitych nakładów związanych z funkcjonowaniem oczyszczalni ścieków. W dotychczasowej praktyce stosuje się pięć głównych sposobów stabilizacji i zagospodarowania osadów ściekowych z oczyszczalni komunalnych – są to sposoby wyspecyfikowane w statystyce publicznej. Należą do nich: 1° - wykorzystanie rolnicze, 2° - rekultywacja terenów przemysłowych oraz składowisk odpadów, 3° - przekształcanie termiczne, 4° - wytwarzanie kompostu, 5° - składowanie na składowiskach odpadów komunalnych.

Jak widać, mimo istnienia i działania instalacji biogazowych zintegrowanych z oczyszczalniami lub współpracujących z nimi („dobudowanych” do nich) fakt ten nie jest w statystyce publicznej odnotowywany. Z drugiej strony – zasadność współpracy biogazowni z oczyszczalnią w procesie stabilizacji osadów ściekowych jest bezdyskusyjna. Dodatkowym atutem na organizowanie takiej współpracy są zmieniające się (zaostrzające się) regulacje prawne.

W szczególności zakaz składowania na wysypiskach osadów ściekowych, zawierających więcej niż 6% substancji organicznych jest dodatkowym argumentem na rzecz instalacji biogazowych zintegrowanych z oczyszczalniami / dobudowanych do oczyszczalni. Potencjał tego rozwiązania wynika z publicznej statystyki (GUS) – mianowicie, ponad połowa osadów ściekowych składowana była dotychczas na wysypiskach bądź na terenie oczyszczalni. Oczywiście, wykorzystanie instalacji biogazowych ma zdecydowanie odmienną specyfikę, i powinno być odrębnie rozpatrywane w wypadku dużych oczyszczalni oraz oczyszczalni małych.

Duże oczyszczalnie – o odpowiednio dużej wartości wskaźnika RLM, mianowicie przetwarzające ścieki w ilości ponad 10 tys. m³/dobę – są wyposażone w zintegrowane instalacje odzysku biogazu stanowiącego produkt uboczny w procesie fermentacji beztlenowej (zasadność stosowania procesu fermentacji metanowej do stabilizacji osadów w dużych oczyszczalniach stała się w Polsce w ostatnich dwudziestu latach powszechna; jest to skutek unijnych Programów Operacyjnych „Gospodarka Wodno-Kanalizacyjna” w okresach budżetowych 2007-2013 i 2014-2020). Duże instalacje biogazowe mają na ogół zunifikowaną

konstrukcję oraz wykorzystują zunifikowane technologie (działają z różną wydajnością). Są już instalacje wykorzystujące zaawansowane technologie np. *steam explosion*.

Wytwarzany biogaz w dużych oczyszczalniach w przeszłości był wykorzystywany do produkcji ciepła na potrzeby własne oczyszczalni, a nadwyżka biogazu była spalana w pochodniach. Obecnie standardem jest wykorzystanie biogazu do produkcji energii elektrycznej w kogeneracji. Typowe instalacje kogeneracyjne zasilane biogazem mają w dużych oczyszczalniach moc elektryczną 250-1000 kW. Ten zakres mocy elektrycznej źródeł kogeneracyjnych w oczyszczalniach jest ciągle ugruntowany w Polsce bardzo mocno jako jedyny (instalowanie źródeł o mniejszych mocach, w małych oczyszczalniach jest ciągle uznawane jako nieopłacalne/nieracjonalne).

Obecna sytuacja jest jednak diametralnie różna względem tej, w której były budowane duże oczyszczalnie. W szczególności na bazie doświadczeń biogazowni rolniczych powstały rodzime rozwiązania konstrukcyjne i technologiczne. Są one na tyle elastyczne, że pozwalają na stosowanie fermentacji metanowej w małych oczyszczalniach, w gminach wiejskich. Obecne warunki ekonomiczne (możliwość uzyskania dofinansowania do inwestycji) i prawne (zaostrenie wymagań odnośnie składowania osadów pościekowych), a także oczekiwania społeczne, przesuwają bardzo mocno w dół racjonalny (a wręcz pożądaný) przedział mocy elektrycznej mikroelektrowni μ EB współpracującej z oczyszczalnią. Mianowicie, segment oczyszczalni tworzących potencjalny rynek mikroelektrowni μ EB klasy 10-50 kW obejmuje oczyszczalnie przetwarzające 600-6000 m³ ścieków/dobę („wytwarzające” rocznie osady w ilości 600-3000 ton). Są to oczyszczalnie w gminach liczących 10-100 tys. mieszkańców; takich gmin jest w Polsce ok. 1000.

Stosowane obecnie w tych oczyszczalniach technologie stabilizowania osadu bez odzysku biogazu – biologiczna i chemiczna (mechaniczna praktycznie nie jest stosowana lub jest wstępnym elementem w procesie oczyszczania biologicznego) – pozostawiają do zagospodarowania osad pościekowy, który musi być zutyliczowany. Utylizacja może się odbywać poprzez kompostowanie, spalanie (metoda termiczna) lub fermentację. Można uznać, że instalacja w postaci „dobudowanej” biogazowni (komory fermentacyjnej) i agregatu kogeneracyjnego z napędem silnikowym (w całości jest to mikroelektrownia μ EB) jest dopełnieniem małej gminnej oczyszczalni ścieków.

Jest to rozwiązanie, które wychodzi naprzeciw potrzebom związanym z powszechnym obecnie trendem rozbudowy i modernizacji małych oczyszczalni (w gminach wiejskich). Oczywiście, decyzja dotycząca wyboru rozwiązania musi w każdym wypadku uwzględniać rachunek ekonomiczny. W tym aspekcie ważne są uwarunkowania związane z nieuchronnym szybkim wzrostem cen energii elektrycznej na rynku schodzącym WEK. Możliwość zaspokojenia w modelu prosumenckim choćby w części zapotrzebowania oczyszczalni na energię elektryczną (której koszt może wynosić nawet 25% kosztów działania oczyszczalni), a także możliwość wykorzystania ciepła, są bardzo silnymi przesłankami wykorzystania mikroelektrowni μ EB w procesie modernizacji małej biogazowni.

Mikroelektrownia μ EB współpracująca z małą oczyszczalnią ma oczywiście wszystkie zalety typowej rolniczej mikroelektrowni μ EB – we wszystkich aspektach działania. Zarówno korzyści wewnętrzne (stabilizacja osadów, pozyskanie energii) jak i zewnętrzne (korzyści środowiskowe, współpraca z siecią elektroenergetyczną) są bezsporne. Dodatkowym atutem może być wykorzystanie specyficznych cech planu zagospodarowania oczyszczalni (duże dostępne powierzchnie umożliwiają zaprojektowanie współpracy takiej

biogazowni z ogniwami fotowoltaicznymi lub innymi źródłami OZE. Wreszcie, inaczej niż w wypadku rolniczych mikroelektrowni μ EB, te dobudowywane przy małych oczyszczalniach, praktycznie nie napotkają na opory społeczne (wręcz zyskają wsparcie).

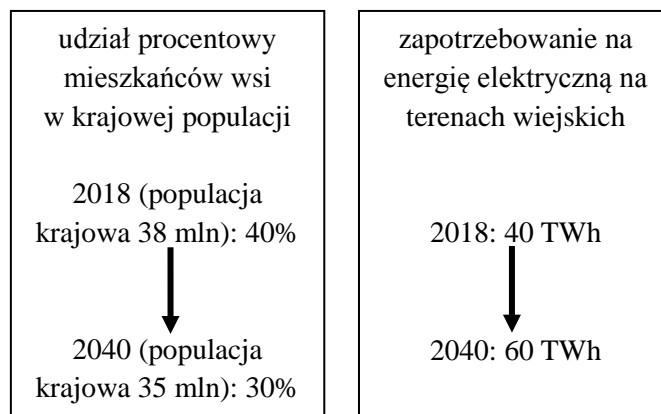
Trajektoria rozwojowa rynku mikroelektrowni μ EB. Oprócz przedstawionych grubych oszacowań jeszcze jeden wymiar energetyki na obszarach wiejskich jest interesujący z punktu widzenia makroekonomii. Jest to trajektoria transformacyjna tej energetyki. W środowisku bibliotek BŻEP i BPEP stabilnym (ugruntowanym) horyzontem kończącym transformację na obszarach wiejskich jest w Polsce horyzont 2040. Jeśli energetyka na obszarach wiejskich ma udział w krajowym rynku zapotrzebowania energii elektrycznej przez odbiorców końcowych wynoszący 30% (ok. 40 TWh), a horyzontem transformacji całej energetyki jest horyzont 2050 (europejska polityka klimatyczno-energetyczna), to kolejny raz widać, że horyzont 2040 jest w wypadku obszarów wiejskich, mających uwarunkowania transformacyjne znacznie lepsze od reszty kraju jest bardzo racjonalny. Mianowicie, decydują o tym w szczególności: mała gęstość powierzchniowa zapotrzebowania na energię elektryczną, niedorozwój inwestycyjny (w modelu energetyki WEK) sieci nN-SN oraz zasoby substratów dla mikroelektrowni μ EB, a także duża dynamika rozwojowa przedsiębiorstw MSP na obszarach wiejskich. Wymienione czynniki powodują, że obszary te powinny wręcz być kolebką energetyki prosumenckiej w Polsce.

Mikroelektrownie μ EB zasilane biogazem z biogazowni utylizacyjnych są – obok źródeł zintegrowanych z biogazowniami – krytyczną technologią wytwórczą w procesie transformacji rynku energii elektrycznej na obszarach wiejskich. Decydują o tym trzy przyczyny. Po pierwsze, w początkowej fazie procesu transformacyjnego przyczyną są/będą rosnące ceny usług utylizacji odpadów. Po drugie, mikroelektrownie μ EB są technologią zapewniającą wzrost niezawodności dostaw energii elektrycznej na obszarach wiejskich (nękanych wzrastającą intensywnością rozległych awarii sieciowych, mających przyczynę w ekstremalnych, z punktu widzenia sieci napowietrznych, warunkach meteorologicznych). Po trzecie, własności regulacyjne jednostek napędowych (silników spalinowych) mikroelektrowni μ EB są porównywalne z własnościami ciągników i maszyn rolniczych (są niewiele gorsze od własności samochodów); zatem nadają się, jako źródła regulacyjno-bilansujące, do współpracy ze źródłami OZE z generacją wymuszoną (przede wszystkim z dachowymi źródłami PV, ale także z pojedynczymi źródłami wiatrowymi) w wiejskich mikrosystemach energetycznych.

Potencjał oszacowany zgrubnie, z wykorzystaniem różnorodnych danych statystycznych, umożliwia bezpieczne założenie, że w Polsce jest miejsce dla 50 tys. rolniczo-utylizacyjnych mikroelektrowni μ EB (o mocy 10-50 kW) zdolnych do pracy regulacyjno-bilansującej. Taka liczba, adekwatna do zasobów odpadów na obszarach wiejskich oznacza roczny potencjał wytwórczy energii elektrycznej równy 10 TWh; jednocześnie oznacza sumaryczną moc znamionową mikroelektrowni μ EB równą około 1200 MW (moc zainstalowaną równą około 1800 MW). Potencjał pasma regulacji mocy wynosi 1200 MW. Wartość ta wynika z dolnych ograniczeń pracy silnika spalinowego (50%) oraz możliwości przeciążeń zespołu silnik-generator (150%). Zatem zakres regulacyjny pojedynczej mikroelektrowni μ EB wynosi 50-150% mocy znamionowej. Sumaryczne pasmo regulacji mocy wynosi natomiast ± 600 MW. Potencjał produkcji pozwala na pokrycie ok. 25% energii zużywanej na obszarach wiejskich obecnie, oraz prawie 15 % w horyzoncie 2040 (zapotrzebowanie obszarów wiejskich na energię elektryczną po transformacji do monizmu elektrycznego, to około 60 TWh, czwarty

Raport cyklu BŻEP [1]). Podkreśla się dodatkowo, że przedstawione oszacowanie nie obejmuje wielu zasobów, które obecnie nie są wykorzystywane, stanowią jednak potencjalne źródło substratów w przyszłości. Do substratów możliwych do zutylizowania w mikroelektrowniach μ EB można zaliczyć m. in. odpady sklepowe, odpady z hodowli innych niż bydło, trzoda chlewna i drób, ale przede wszystkim potencjalne substraty pochodzące z upraw energetycznych (z zagospodarowania gruntów obecnie odłogowanych, a także nieużytków).

Wyjściowe uwarunkowania do wyznaczenia trajektorii rozwojowej mikroelektrowni μ EB przedstawione zostały na rys. 1.



Rys. 1. Uwarunkowania rozwojowe w horyzoncie 2040 charakterystyczne dla mikroelektrowni μ EB na obszarach wiejskich

W kontekście tworzenia modelu trajektorii rozwojowej mikroelektrowni μ EB istotnym problemem jest jeszcze brak w pełni dojrzałych technologii na rynku. Niemniej jednak potencjał jest bardzo duży, a rozwój będzie zależał od odważnych decyzji inwestorów (zdolnych prawidłowo wyszacować ryzyko inwestycyjne), ale przede wszystkim od szybkiego wdrożenia projektów pilotażowych zwiększających zaufanie do technologii.

Uwzględniając specyfikę polskich uwarunkowań do opisu trajektorii rozwoju rynku mikroźródeł μ EB zaproponowano dwa modele opisane funkcjami: 1^o - funkcja logistyczna, charakterystyczna dla opisu wprowadzania nowych produktów na rynek (Raporty drugi i trzeci cyklu BŻEP [1]) oraz 2^o - funkcja podwójnie wykładnicza – równanie opisujące odpowiedź skokową członu inercyjnego II rzędu. Opisy te znacząco zbliżają, w porównaniu z najczęściej stosowaną funkcją wykładniczą, faktyczną reakcję popytu na nowe produkty.

Pierwsza referencyjna trajektoria transformacyjna energetyki na obszarach wiejskich w horyzoncie 2040, wyrażona za pomocą wzoru ogólnego (1) oraz przyjętych (metodą prób) parametrów przedstawiona została na rys. 2. Wzrost udziału mikroelektrowni μ EB w rynku produkcji energii elektrycznej porównywalny jest w tym przypadku z typowym kształtem przebiegu cyklu życia produktu, aż do okresu dojrzałości (nasylenia) rynku.

$$W(t) = \frac{a}{1 + b \cdot e^{-c \cdot t}} ; \quad a, b, c > 0 \quad (1)$$

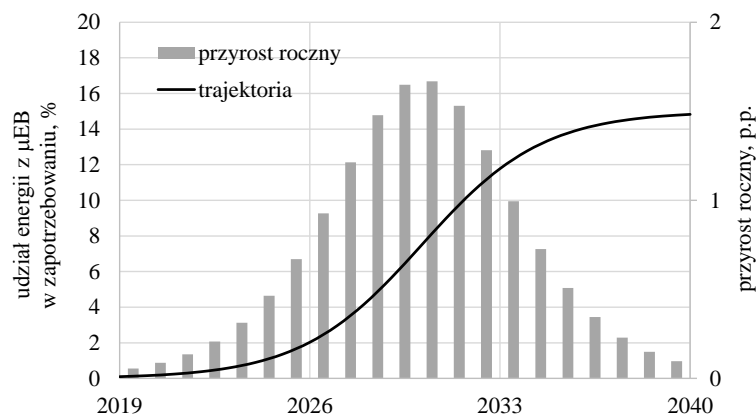
gdzie: $W(t)$ – trajektoria rozwoju rynku mikroelektrowni μ EB,

- a – cel trajektorii: 50 tys. mikroelektrowni μ EB, produkcja energii elektrycznej 10 TWh (15% zapotrzebowania na energię elektryczną w horyzoncie 2040),
- b – nachylenie trajektorii, związane z czasem reakcji rynku na innowację,
- c – parametr skali.

Cel trajektorii wymaga bardziej szczegółowego objaśnienia, ponieważ jest rozpatrywany w dwóch nierozdzielalnych wymiarach, mianowicie jest to produkcja energii elektrycznej oraz liczba mikroelektrowni μ EB. W Raporcie przyjmuje się, że celem fundamentalnym jest roczna produkcja energii elektrycznej. Cel ten określa się dla horyzontu 2040 na poziomie 10 TWh (15% zapotrzebowania w horyzoncie 2040 na obszarach wiejskich). Ta energia odpowiada 50 tys. mikroelektrowni μ EB o przeciętnej mocy jednostkowej 30 kW. Wartość początkowa trajektorii (dla $t = 0$) definiuje współczynnik nachylenia przebiegu w następujący sposób:

$$b = \frac{a}{W(t=0)} - 1 \quad (2)$$

gdzie: $W(t = 0) = W_p$ – wartość początkowa.



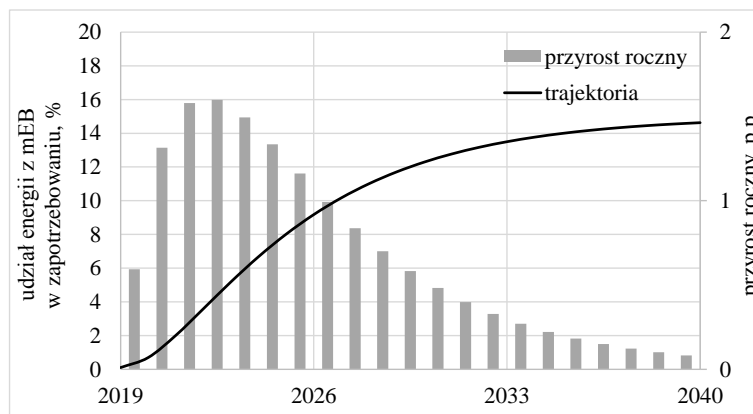
Rys. 2. Antycypowana trajektoria rozwoju rynku mikroelektrowni μ EB. Wykres dla następujących parametrów funkcji: $W_p = 0,1\%$, $W_k = a = 15\%$, $b = 149$, $c = 0,45$

Drugi model trajektorii referencyjnej, aproksymowany funkcją podwójnie wykładniczą, wyrażono za pomocą równania ogólnego (3), a jej przebieg pokazano na rys. 3:

$$W(t) = (W_k - W_p) \left(1 - \frac{T_1}{T_1 - T_2} e^{-\frac{t}{T_1}} + \frac{T_2}{T_1 - T_2} e^{-\frac{t}{T_2}} \right) + W_p \quad (3)$$

- gdzie: $W(t)$ – trajektoria rozwojowa rynku mikroelektrowni μ EB,
- W_k – cel trajektorii,
- W_p – udział generacji energii elektrycznej w mikroelektrowniach μ EB w 2019 r.,
- T_1 – pierwsza stała czasowa transformacji,
- T_2 – druga stała czasowa transformacji,
- t – czas w latach.

Ze względu na bardzo małą obecnie liczbę mikroelektrowni μ EB niezwykle trudne jest dobranie parametrów modeli opisujących trajektorię. Niemniej maksymalny roczny wzrost energii elektrycznej, szacowany na podstawie, trajektorii pierwszej wynosi 1,7 p.p., a dla trajektorii drugiej nie przekracza 1,6 p.p. Zaproponowane modele, (1) i (3), opisujące trajektorię są tylko zgrubną propozycją. Przy czym model pierwszy wpisuje się w obecną sytuację, przed „rozruchem” inwestycyjnym segmentu mikroelektrowni μ EB; przy tym podkreśla się, że funkcja logistyczna zapewnia niemal pełną zgodność trajektorii ze zdefiniowanym celem.



Rys. 3. Antycypowana trajektoria rozwoju rynku mikroelektrowni μ EB. Wykres dla następujących parametrów funkcji: $W_p = 0,1\%$, $W_k = 15\%$, $T_1 = 5$ lat, $T_2 = 2$ lata

Makroekonomiczny wymiar zasobu w postaci mikroelektrowni μ EB. Wymiar ten należy obecnie (w końcu 2018 r.) rozpatrywać w Polsce w kontekście bieżącego, gwałtownie narastającego, kryzysu cenowego na rynku energii elektrycznej. Pod tym względem rynkowa odpowiedź zasobu, jakim jest mikroelektrownia μ EB, osiągalna w ciągu 1-2 lat, jest odpowiedzią na każdą porę roku, ale najbardziej wartościową w wypadku wieczornego szczytu zimowego; jest to sytuacja inna niż w wypadku źródeł PV, które mają zdolność rynkowej odpowiedzi praktycznie tylko na deficyt mocy w południowym szczycie letnim (oczywiście, sformułowane hipotezy są racjonalne w środowisku wartości krańcowej zasobów; ostra faza kryzysu bez wątpienia wytworzy takie środowisko).

Osiągalna dynamika wykorzystania zasobu w postaci mikroelektrowni μ EB jest naturalnie znacznie mniejsza niż dynamika wykorzystania źródeł PV (chodzi o wykorzystanie źródeł PV w formule *net meteringu*); z drugiej strony bardzo istotne jest jednak to, że jest to zasób komplementarny względem zasobu w postaci źródeł PV. Bardzo grubo można szacować, uwzględniając trajektorie przedstawione na rysunkach 2 i 3, że osiągalna skumulowana dynamika odpowiedzi zasobu na ostrą fazę kryzysu KSE oznacza nie mniejszą niż 0,1-procentową roczną redukcję szczytowego obciążenia zimowego KSE (wyjaśnienie z energii: 1,8% z 10 TWh, to 0,18 TWh; przy 8 tys. godzin rocznego wykorzystania mocy zainstalowanej daje to roczny przyrost mocy mikroelektrowni μ EB równy około 25 MW, a taka moc stanowi około 0,1% mocy szczytowej KSE; weryfikacja z mocy: 1,8% z 50 tys. mikroelektrowni μ EB o przeciętnej mocy jednostkowej 30 kW, to około 25 MW).

Chociaż kryzys cenowy w elektroenergetyce (na rynku energii elektrycznej) jest już dominujący w bieżącej perspektywie, to nie można jednak zapominać także

o szansach, średnioterminowych i długoterminowych, związanych z transformacją całej energetyki (por. [5] – paradygmat prosumencki), która obejmuje w UE (i na świecie) coraz szersze obszary makroekonomii. Szanse te na razie są bardzo trudne do liczbowego skalibrowania. Dlatego na początku trzeba je rozważać w wymiarze jakościowym, ale tak, aby możliwie szybko przejść do wymiaru ilościowego.

Na pierwszy wymiar (jakościowy) składają się przede wszystkim zagadnienia z obszaru korzyści społecznych. Szczególne znaczenie w tym obszarze ma budowa kapitału społecznego. Dotkliwy deficyt tego kapitału w mikrospołecznościach wiejskich jest (w końcówce trwającej dekady) największą przeszkodą w kontynuacji rozwoju obszarów wiejskich (rozwoju zapoczątkowanego przedakcesyjnym programem PHARE, a następnie kontynuowanego dzięki Wspólnej Polityce Rolnej w kolejnych okresach budżetowych UE, zwłaszcza w okresie 2007-2013 i obecnym okresie 2014-2020).

Technologia w postaci mikroelektrowni μ EB daje szanse na pobudzenie budowy kapitału społecznego w mikrospołecznościach wiejskich, a w pętli sprzężenia zwrotnego także szanse na sukcesywne tworzenie podstaw wyceny ilościowych korzyści makroekonomicznych związanych z rozwojem technologii w postaci mikroelektrowni μ EB. Dwa aspekty w tym wypadku są bardzo ważne. Pierwszy wiąże się ze spółdzielniami, które można organizować w mikrospołecznościach wiejskich wokół mikroelektrowni μ EB, drugi natomiast z modernizacją sektora MSP na obszarach wiejskich. Obydwa aspekty są nie tylko bardzo ważne, ale także niezwykle interesujące dla zrozumienia, czym jest paradygmat prosumencki, pierwszy w paradygmatycznym triplecie transformacji energetyki [5].

Mianowicie, spółdzielnie ogólnie, a nie tylko spółdzielnie energetyczne, są pożądane po 2020 r. na obszarach wiejskich z co najmniej dwóch powodów. Po pierwsze, dlatego, że dają one im (obszarom) szansę na skuteczniejsze wpisanie się w politykę kolejnej (2021-2027) perspektywy budżetowej UE. W szczególności ze spółdzielniami obszarom wiejskim będzie łatwiej (niż bez spółdzielni) zderzyć się ze skutkami redukcji polityki WPR (na razie niewielkiej, 5-rocentowej) i wykorzystać sprzyjające obszarom wiejskim mechanizmy zaplanowanego wielkiego progresu gospodarki w obiegu zamkniętym. Po drugie, są pożądane z uwagi na całkowitą zmianę architektury rynku energii elektrycznej od początku 2021 r., w tym na całkowicie na nowo ukształtowane usługi systemowe (nowy rynek bilansujący) na rynku wschodzącym (1), różniące się w zasadniczy sposób od dotychczasowych usług systemowych na rynku schodzącym WEK.

Jest zrozumiałe, że spółdzielnia zorganizowana wokół mikroelektrowni μ EB nadaje się bardzo dobrze do pobudzenia wykorzystania obydwu szans. Dlatego, bo umożliwia holistyczne (w kontekście podmiotowym) współdziałanie: mikrospołeczności wiejskiej (właściciela gospodarstwa średnio-towarowego oraz właścicieli gospodarstw socjalnych, podmiotów energetyki WEK (operatora OSD oraz dostawcy zobowiązanego), a potencjalnie także niezależnego sprzedawcy. Współdziałanie mające na celu realizację komplementarnych (w kontekście podmiotowym) potrzeb i zasobów: 1° - środowiskowo-energetyczno-kapitałowych gospodarstwa średnio-towarowego, 2° - elektroenergetycznych potrzeb i zasobów osłony OK2 (potrzeby regulacyjno-bilansujące, zasoby sieciowe), 3° - zasobów gospodarstw socjalnych w postaci substratów odpadowych dla potrzeb mikroelektrowni μ EB oraz powierzchni dachowych (umożliwiających instalowanie źródeł PV).

Zagrożenie i rzeczywisty wzrost cen energii elektrycznej przyspieszą zdefiniowanie korzyści społecznych związanych z organizacją skalibrowanej (w sposób satysfakcjonujący) wyceny jednostkowej korzyści. Kalibrację kosztów zewnętrznych przyspieszy także

gospodarka w obiegu zamkniętym (w tym wypadku bezpośrednim czynnikiem sprawczym będą regulacje prawne wprowadzające obligatoryjność instalacji środowiskowych).

Będzie to jednak możliwe tylko wtedy, gdy spółdzielnia będzie zbudowana na kapitale społecznym i na "kosztach zmiennych", a nie na nakładach inwestycyjnych. Czyli całkowicie odmiennie od dotychczasowych praktyk (które w gruncie rzeczy uniemożliwiały tworzenie spółdzielni energetycznych ze względu na skrajną asymetrię głosów na walnym zgromadzeniu spółdzielni (jeden członek, jeden głos) i udziałów kapitałowych (dominujący udział, i dominujące ryzyko, inwestora mikroelektrowni μ EB).

Spółdzielnia energetyczna jest, mimo braku wsparcia politycznego, a jedynie siłą „własną” (wynikającą z właściwości charakterystycznych dla samej siebie) zasobem strategicznym na czas kryzysu na rynku energii elektrycznej. Zasób ma jeszcze na obecnym etapie stosunkowo symetryczną strukturę polityczną. Mianowicie, strona polityczna za pomocą regulacji prawnych może go wzmacniać lub osłabiać. Jednak bez możliwości uniknięcia dla siebie negatywnych skutków zmiany trendu w kierunku silnej asymetrii struktury; byłyby to dotkliwe skutki w postaci utraty poparcia politycznego gdyby strona polityczna zdecydowała się prawnie osłabiać (blokować) wykorzystanie zasobu.

Drugi aspekt, związany z modernizacją sektora MSP, a nawet MMSP (przedsiębiorstwa mikro, do 9 pracowników; małe do 50 pracowników; i średnie, do 250 pracowników) jest na obszarach wiejskich, ważny i interesujący, bo dotyczy wykorzystania technologii w postaci mikroelektrowni μ EB do bardzo pilnego makroekonomicznie pobudzenia modernizacji sektora o fundamentalnym znaczeniu dla polskiej gospodarki.

Podkreśla się, że w tym kontekście mikroelektrownia μ EB, jako źródło wytwórcze regulacyjno-bilansujące jest przełomową technologią dla rozwoju mikrorynków energii elektrycznej w osłonach kontrolnych OK2 (na obszarach wiejskich około 160 tys. osłon). Oczywiście, mikrorynki takie będą w szczególności (przede wszystkim) platformą rozwojową dla mikro i małych przedsiębiorstw. Pobudzenie rozwoju takich przedsiębiorstw, nie wymagających wielkiej akumulacji kapitału, wymagającej za to nowych kompetencji, jest obecnie dla Polski sprawą zasadniczą z punktu widzenia makroekonomii; jest też potwierdzeniem siły (pierwszego) paradygmatu transformacji energetyki, [5].

PROSUMENCKA MIKROELEKTROWNIA μ EB W OSŁONIE OK2 i pytanie o jej otoczenie prawno-regulacyjne

Stawia się hipotezę roboczą, że w spółdzielni energetycznej potrzebne jest porozumienie ramowe obejmujące wszystkich członków spółdzielni, niewywołujące skutków prawnych, określające jednak wyraźnie dobre praktyki. Potrzebne są też wielostronne umowy ramowe dotyczące charakterystycznych segmentów podmiotowych rynku energii, w szczególności rynku wschodzącego energii elektrycznej (1), będące substytutami wybranych regulacji prawnych na rynkach schodzących WEK, niewywołujące bezpośrednich skutków prawnych, jednak umożliwiających decyzje wykluczające z umowy. Najważniejsze są umowy bilateralne rodzące bezpośrednie skutki finansowe. Użyteczny katalog umów jest sprawą otwartą (postuluje się jego utworzenie).

Charakterystyka wsi podatnej na reelektryfikację OZE *off grid*

Pojęcie *off-grid* w tym przypadku nie dotyczy wyodrębnionego gospodarstwa rolnego (ale może dotyczyć jeśli posiada własny transformator SN/nN), lecz mikrosystem elektroenergetyczny z mikroelektrownią μ EB w osłonie OK2 obejmujący gospodarstwo (gospodarstwa) rolne/hodowlane, zakłady przetwórstwa rolno-spożywczego oraz przyłączonych do tej samej sieci nN innych odbiorców. Docelowym działaniem jest wykorzystanie potencjału dostarczania substratów do mikroelektrowni μ EB oraz autonomizacja mikrosystemów elektroenergetycznych włączonych do sieci rozdzielczych nN jednej stacji SN/nN.

Ocenę podatności wsi na reelektryfikację z wykorzystaniem źródeł OZE należy przeprowadzić zestawiając wymagania względem zasobów technicznych dla źródeł PV oraz źródeł wiatrowych (obszary wiejskie cechuje bardzo duży, w stosunku do zapotrzebowania, potencjał, szczególnie jeśli chodzi o źródła PV), ale przede wszystkim zasobów dostaw substratu do mikroelektrowni μ EB, pełniących rolę źródeł regulacyjno-bilansujących.

Oprócz gospodarstw rolno-hodowlanych grupą zainteresowaną stosowaniem mikroelektrowni μ EB będą także niewielkie zakłady, w tym szczególnie:

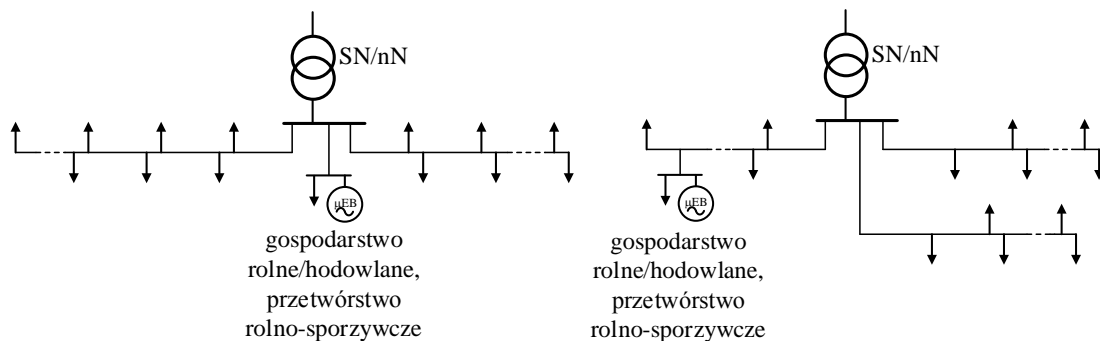
- 1.** Małe i średnie zakłady produkcji rolno-spożywczej (ubojnie, uprawy szklarniowe, pieczarkarnie).
- 2.** Małe zakłady rzemieślnicze o dużym zapotrzebowaniu na energię elektryczną lub ciepłą (malarnie, suszarnie drewna, suszarnie zboża) z dostępem do biomasy.
- 3.** Małe i średnie zakłady mleczarskie.
- 4.** Małe gminne oczyszczalnie ścieków.
- 5.** Spółdzielnie i wspólnoty mieszkaniowe na obszarach wiejskich w pobliżu dużych gospodarstw rolnych lub hodowlanych (konieczny dostęp do bezpłatnego substratu), które korzystają z kotłowni lokalnej do ogrzewania budynków.

Charakterystyka wsi podatnej na reelektryfikację OZE za pomocą mikroelektrowni μ EB obejmuje strukturę sieci i dostęp do odpadów w odniesieniu do zapotrzebowania na energię (elektryczną i ciepło).

W porównaniu do miejskich spółdzielni energetycznych nie jest możliwe uniknięcie opłaty za usługi sieciowe. Natomiast można na obszarach wiejskich tworzyć spółdzielnie energetyczne przez wydzielenie mikrosystemów elektroenergetycznych z własnymi źródłami. Znowelizowana w czerwcu 2018 r. Ustawa o odnawialnych źródłach energii doprecyzowała model funkcjonowania spółdzielni energetycznej. Mianowicie, spółdzielnia energetyczna musi funkcjonować na podstawie Prawa Spółdzielczego, a przedmiotem jej działalności jest wytwarzanie energii w OZE i bilansowanie energii w obszarze spółdzielni. Co więcej, sprecyzowane zostały także minimalna generacja w źródłach OZE (co najmniej 70% zapotrzebowania spółdzielni), a dla przynajmniej jednego źródła OZE czas wykorzystania mocy zainstalowanej będzie wyższy niż 3504 MWh/MW/rok. Taka wartość wskazuje na konieczność instalacji dodatkowo źródła bilansującego (innego niż PV, czy wiatrak). Wymagana liczba członków spółdzielni energetycznej nie może być mniejsza niż 1000. Ta wartość natomiast wskazuje, że zbudowanie spółdzielni energetycznej w obrębie jednej sieci rozdzielczej nN praktycznie nie będzie możliwe, szczególnie, że ustawa o OZE ogranicza spółdzielnię energetyczną na obszary gmin wiejskich i wiejsko-miejskich.

Oferta WEK sprzedaży energii elektrycznej staje się nieatrakcyjna w porównaniu do możliwości technicznych i ekonomicznych wytwarzania energii lokalnie w mikroelektrowniach μEB w połączeniu ze źródłami z generacją wymuszoną. Poza tym oferta WEK jest nienegocjowalna (stałe taryfy URE) i zależna politycznie. Jednak w proponowanej strukturze spółdzielni może być zrealizowana w oparciu o koszty zmienne, a nie stałe. Mianowicie chodzi o wartości inwestycji członków spółdzielni zawiązanej w sieci rozdzielczej ograniczonej osłoną OK2. Nieproporcjonalne stają się koszty inwestycji w mikroelektrownię μEB i inne, np. fotowoltaiczne. Dlatego spółdzielnia zawiązana w obszarze dostarczania substratów, wykorzystania (utylicacji) pofermentu oraz cen energii i opłaty sieciowej wydaje się rozsądna. Jest to niezwykle ważne również z punktu widzenia kosztów transportu wpływającego na cenę substratu (którego cena bezpośrednio w gospodarstwie z mikroelektrownią μEB jest ujemna).

Struktura sieci zasilającej na obszarach wiejskich. Tak jak w wypadku spółdzielni energetycznych w miastach (dopełniających spółdzielnie mieszkaniowe, wspólnoty mieszkaniowe, osiedla deweloperskie, dziewiąty Raport BPEP [2]) tak również w wypadku spółdzielni wiejskich struktura sieci rozdzielczych i model użytkowania linii nN determinuje ponoszone koszty opłat sieciowych. Sieci wiejskie, jednostronnie zasilane, charakteryzują się dużymi odległościami pomiędzy przyłączami. Średnia wartość wskaźnika rozkładu długości linii nN wynosi na obszarach wiejskich ok. 45 m/przyłącze. W dalszej części Raportu przedstawia się uproszczoną analizę kosztów inwestycyjnych w sieć nN. Typowe struktury sieci rozdzielczych na obszarach wiejskich pokazano na rys. 4, przy czym jest to wizualizacja jedynie jakościowa.



Rys. 4. Schematy typowych sieci rozdzielczych nN na obszarach wiejskich

Celem stworzenia mikrosystemu elektroenergetycznego z mikroelektrownią μEB jest zbilansowanie na osłonie kontrolnej OK2, czyli w punkcie transformatora SN/nN. Stosunkowo duże odległości pomiędzy odbiorcami powodują zwiększenie awaryjności sieci wiejskiej oraz brak rezerwy w przypadku awarii, prac remontowych czy konserwacyjnych. Sieci napowietrzne, głównie występujące na obszarach wiejskich, są rozmieszczone przeważnie wzdłuż ciągów komunikacyjnych.

Mikroelektrownia μEB w istniejącym gospodarstwie średnio-towarowym

Charakterystyczną cechą mikroelektrowni μEB utylizacyjnej w gospodarstwie rolnym lub rolno-hodowlanym średnio-towarowym jest jej uniwersalność w stosunku do stosowanych

substratów, a także uproszczona obsługa przez niewykwalifikowany personel. Gospodarstwo średnio-towarowe (farmerskie, rodzinne), wykorzystujące głównie własny potencjał pracowniczy, jest szczególnie podatne na zmiany kosztów eksploatacyjnych, dlatego też założeniem jest brak konieczności zatrudniania wykwalifikowanego personelu do obsługi mikroelektrowni μ EB. Z drugiej strony mikroelektrownia μ EB staje się dodatkowym źródłem dochodu w postaci oszczędności w zakupie energii elektrycznej i ciepła, a także oszczędności na kosztach utylizacji odpadów. Niezmiernie istotne jest również przywiązanie do sprawdzonych rozwiązań technologicznych oraz stosowanie znanych rozwiązań z uwagi na preferowane metody serwisu we własnym zakresie. W przeciwieństwie do biogazowni klasy 1 MW, gdzie stosowane nowoczesne i skomplikowane silniki wymagają serwisu zewnętrznego (bardzo kosztownego), mikroelektrownie μ EB wyposażone są w komponenty znane z maszyn rolniczych (np. silniki spalinowe, maszyny indukcyjne lub prądnice synchroniczne doczepiane do wałka odbioru mocy ciągnika). Dzięki rozwiązaniom standardowym koszty eksploatacyjne mogą być znacznie obniżone. Przykładowo koszt autoryzowanego serwisu układu kogeneracyjnego wynosi rocznie ok. 5 – 12 tys. zł.

Gospodarstwa średnio-towarowe charakteryzuje różnorodność dostępnego substratu. Najczęściej są to: odpady pochodowlane i poprodukcyjne (jak słoma i inne odpady zielone, gnojowica i obornik, kurzyniec, odpady paszy, itp.). Dodatkowo stosunkowo łatwo dostępne są inne dedykowane biogazowniom substraty pochodzenia organicznego występujące na obszarach wiejskich (np. roślinność koszona na nieużytkach). Technicznie możliwe jest wykonanie mikroelektrowni μ EB dopasowanej do lokalizacji (gospodarstwa lub zakładu) i dostępności substratów. W tab. 7 pokazano podstawowe parametry techniczne mikroelektrowni μ EB klasy 10-50 kW dla dwóch skrajnych wartości mocy elektrycznej.

Tab. 7. Podstawowe parametry techniczne dla dwóch typowych (skrajnych) mocy mikroelektrowni μ EB

Parametr	10 kW	50 kW
Ilość biogazu, m ³ /rok	50 000	270 000
Objętość komór fermentacyjnych, m ³	60 - 120	300 - 600
Objętość zbiornika na resztę pofermentacyjną, m ³	300 - 600	1000 - 2 500

Dobór wielkości mikroelektrowni μ EB (jej potencjału wytwórczego biogazu oraz mocy elektrycznej) jest zindywidualizowany. Chodzi o to, żeby optymalnie wykorzystać posiadane zasoby substratów oraz technicznych możliwości zagospodarowania energii elektrycznej i ciepła; również istniejących zasobów technicznych w postaci nieużytkowanych zasobników/budowli mogących posłużyć jako komory fermentacyjne. Przewymiarowanie mikroelektrowni μ EB skutkować będzie trudnością w dostarczeniu substratu (w ostateczności zakupu substratów, np. w postaci roślin energetycznych) oraz sprzedaży nadmiaru energii.

W tab. 8 zestawiono wybrane roczne wartości parametrów energetycznych substratów, w odniesieniu do zestandaryzowanej ilości substratu, wynoszącej 1 tonę na dobę. Przedstawione dane są łatwo osiągalne na rynku (są publiczne), dlatego przeprowadzenie szacunków nie powinno nastroczać trudności.

Dane w tab. 8 uzyskano za pomocą autorskiego (D. Wereszczyński) arkusza kalkulacyjnego opracowanego na potrzeby inwestycyjne. Wartością wejściową do obliczeń potencjału energetycznego substratów, a dalej do obliczenia mocy mikroelektrowni μ EB, jest

dobowe zapotrzebowanie na substrat, lub też dostępny dobowy zasób substratu, stanowiące podstawę standaryzacji rocznych wartości parametrów energetycznych substratów.

Tab. 8. Zestandaryzowane roczne parametry energetyczne substratów (odpadów gospodarstw rolnych i rolno-hodowlanych)

Substrat, 1 tona na dobę	Mikroelektrownia μ EB		
	zaw. suchej masy organicznej, t/rok	produkcja biogazu, tys. m ³ /rok	moc elektryczna, kW
trawa świeżo skoszona	39	23	5
słoma	286	110	20
zboże	114	70	14
obornik bydlęcy	64	16	3
gnojowica bydlęca	25	8,5	2
obornik kurzy	72	21	4,5
obornik z chlewni	86	33	7
gnojowica świńska	14	5	1

Standaryzacja jest szczególnie istotna z punktu widzenia funkcjonowania mikroelektrowni μ EB, ponieważ roczna masa substratu może służyć tylko do szacunków potencjału teoretycznego, natomiast komora fermentacyjna musi być zasilana nawet kilka razy dziennie (mała bezwładność procesu fermentacyjnego ze względu na stosunkowo niewielką ilość masy wsadu). Z tego wynika dobra praktyka posiadania kilkudniowego zapasu substratów. W rezultacie planowanie inwestycji w mikroelektrownię μ EB powinno uwzględniać dobową dostępność substratu.

Mikroelektrownia μ EB w przetwórstwie rolno-spożywczym i oczyszczalni ścieków

Mikroelektrownia μ EB w takich zakładach czy oczyszczalniach ścieków, poza aspektem wykorzystania potencjału energetycznego odpadów, powinna być rozpatrywana również w kontekście powstającego w procesie pofermentu. Zagospodarowanie odpadów przemysłu spożywczego oraz osadów ściekowych podlega przepisom dotyczącym wszystkich odpadów, i tak jak inne muszą być w należyty sposób zutylicowane. W Polsce poferment jest klasyfikowany jako odpad o składzie zależnym od początkowego wsadu do komory fermentacyjnej, a jego wykorzystanie reguluje rozporządzenie w sprawie procesu odzysku R10. Niemniej jednak wykorzystanie energetyczne odpadów jest wartością dodaną w tym procesie.

Podane w tab. 9 parametry energetyczne wybranych odpadów odnoszą się do mikroelektrowni μ EB w zakładach przetwórstwa rolno-spożywczego i oczyszczalniach ścieków. Pod tym względem warstwa techniczna mikroelektrowni μ EB nie zmienia się, a jedynie inny jest typ substratów, który jest w tym wypadku typowym odpadem (w przypadku odpadów działalności rolniczej i hodowlanej odpady mogą być bezpośrednio wykorzystane jako nawóz bądź przetworzone w kompostownikach).

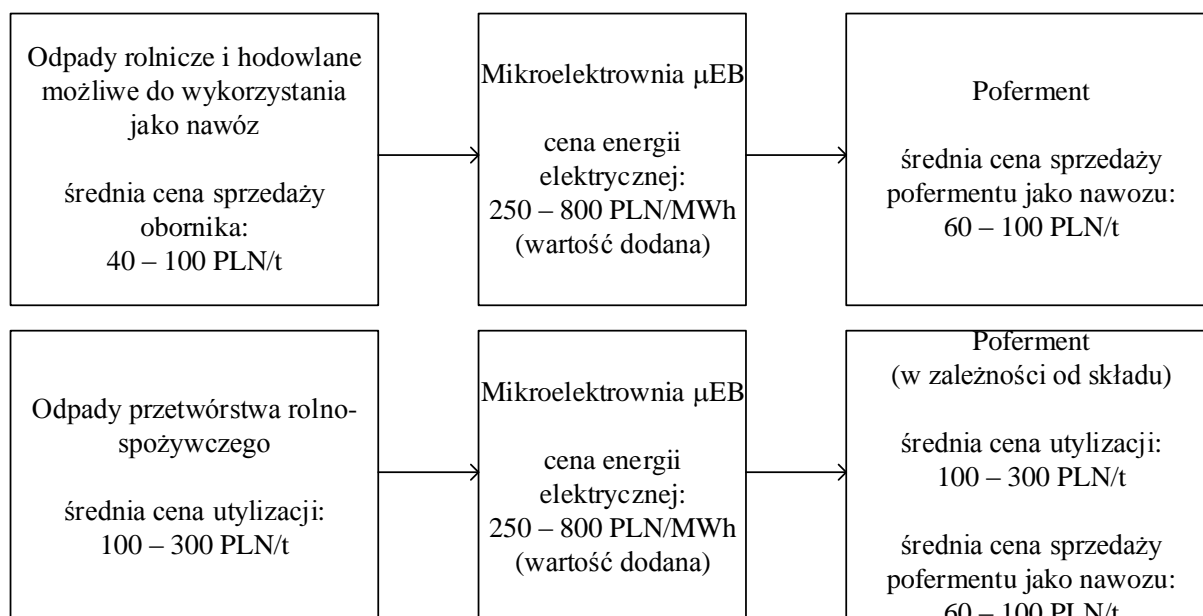
Tab. 9. Zestandaryzowane roczne parametry energetyczne substratów (odpadów przetwórstwa rolno-spożywczego i oczyszczalni ścieków)

Substrat, 1 tona na dobę	Mikroelektrownia μ EB		
	zaw. suchej masy organicznej, t/rok	produkcja biogazu, tys. m ³ /rok	moc elektryczna, kW
serwatka	14	10	2
odpady spożywcze	39	27	6
odpady z przetwórstwa warzyw	69	20	4
wytłoki z owoców	115	71	15
odpady poubojowe bez tłuszczu	45	18	4
odpady poubojowe - tłuszcz	61	42	9
osady ściekowe	36	30	6

Efektywność ekonomiczna inwestycji

Podstawową inwestycją jest mikroelektrownia μ EB. W przyjętej analizie stanowi ona główny element prosumenckiego mikrosystemu elektroenergetycznego z mikroelektrownią μ EB na rynku wschodzącym 1 energii elektrycznej na obszarach wiejskich. Efektywność ekonomiczna inwestycji silnie zależy od możliwości bilansowania energii elektrycznej wewnątrz osłony OK2, szczególnie jeżeli do rozdziału energii wykorzysta się własną (mikrosystemu) sieć nN. Dlatego oprócz inwestycji w mikroelektrownię μ EB rozważa się inwestycję w linie nN.

Mikroelektrownia μ EB. Przede wszystkim inwestycję w mikroelektrownię biogazową należy traktować jak inwestycję w każdą inną maszyną rolniczą, przetwórczą czy pojazd. Efektywność ekonomiczna stosowania mikroelektrowni μ EB rolniczej jest zależna od wielu czynników, głównie od kosztów inwestycyjnych i kosztów eksploatacyjnych, m.in. kosztu substratu (są to jednak czynniki przewidywalne) oraz cen energii elektrycznej i ciepła (koszty uniknięte zakupu energii elektrycznej). W przypadku kosztu substratu dla mikroelektrowni μ EB jest on zerowy lub ujemny w zakresie dostarczanych odpadów. Natomiast ewentualne przychody z tytułu praw majątkowych są bardzo niepewne (np. w okresie ostatnich trzech lat cena „zielonych” świadectw spadła z poziomu 240 do ok. 30 PLN/MWh, przy czym aktualnie przekroczyła 130 PLN/MWh). Obecnie jest procedowana ustawa o promowaniu energii z wysokosprawnej kogeneracji, a mikroelektrownia μ EB, z zasady działania, jest tego typu źródłem. Jednak również w tym przypadku sytuacja nie jest pewna, ponieważ wsparcie (w postaci gwarantowanej premii) przewidziane jest tylko dla energii wprowadzonej do sieci. Takie rozwiązanie skutecznie eliminuje z rachunku ekonomicznego koszt uniknięty zakupu energii elektrycznej. Na rys. 5 przedstawiono łańcuch (inwestycyjny) inwestycji w postaci mikroelektrowni μ EB, uwzględniając jej rolę utylizacyjną w gospodarce obiegu zamkniętego. Mianowicie, w łańcuchu tym wprowadza się wartość dodaną w postaci „dodatkowej” energii (o dość dużej rozpiętości cenowej, zależnej od stopy zwrotu na kapitale). Przedstawione na rys. 5 ceny pochodzą z krajowych portali aukcyjnych oraz cenników zakładów składowania i utylizacji odpadów.



Rys. 5. Łańcuch cenowy inwestycji w postaci mikroelektrowni μ EB

Dla poprawienia efektywności ekonomicznej całego przedsięwzięcia niezbędne jest zoptymalizowanie kosztów inwestycyjnych. Kluczowym elementem staje się odpowiednie zwymiarowanie przyszłej instalacji pod względem jej mocy elektrycznej. Wielkość ta musi wynikać z naturalnych możliwości danej lokalizacji (gospodarstwa, zakładu przetwórczego i włączonych do sieci nN innych odbiorców w przypadku mikrosystemu elektroenergetycznego). Często w dotychczasowych pracach analitycznych i organizacyjnych dążono do maksymalizacji wielkości biogazowni czyli jej mocy elektrycznej. Przy takim podejściu zakładano tworzenie dodatkowego (spoza danej lokalizacji) strumienia substratów. Podstawową korzyścią miały być przychody ze sprzedaży energii elektrycznej i często iluzoryczne, komercyjne wykorzystanie energii cieplnej. Podejście takie skutkowało oczywiście większymi planowanymi nakładami na urządzenia, instalacje i wyposażenie. Rozumowanie takie w większości przypadków leżało u podstaw rezygnacji przez potencjalnego inwestora z budowy biogazowni. Na bazie tych doświadczeń proponuje się tutaj odmienny sposób inwestycji i doboru mikroelektrowni μ EB, mianowicie optymalny dobór mocy elektrycznej układu kogeneracyjnego do posiadanych zasobów (technicznych i finansowych). Podstawowym wyróżnikiem powinna być realna dostępność materiału wsadowego do biogazowni (substratów). Prace projektowe muszą oczywiście uwzględniać czynnik przyszłego rozwoju gospodarstwa (zakładu przetwórczego) czyli ewentualnej rozbudowy biogazowni.

Działania optymalizacyjne muszą również dotyczyć pozostałych maszyn, instalacji i wyposażenia. Pozwoli to uniknąć często popełnianego błędu przewymiarowania urządzeń (zarówno co do mocy jak i wydajności). Dotychczas często zakładano zastosowanie urządzeń dedykowanych większym instalacjom. Praktycznym przykładem (doświadczenie autora) na opisywaną sytuację jest standardowe stosowanie kosztownego, wielogazowego analizatora biogazu. Do prawidłowej eksploatacji wystarczające jest monitorowanie zawartości w biogazie metanu i siarkowodoru, a koszt jest kilkukrotnie niższy. Odpowiedzią rynku jest, co prawda powolne, wprowadzanie do handlu urządzeń dostosowanych do mikroelektrowni μ EB. Przykładem nadal może być analizator do monitorowania gazów istotnych z punktu

widzenia funkcjonowania biogazowni. Mianowicie, chodzi o metan (stosowany do m.in. układu sterowania silnikiem spalinowym) i siarkowodór (stosowany w systemie oczyszczania biogazu).

Najprostsze rozwiązanie techniczne w postaci mikroelektrowni μ EB z prądnicą indukcyjną, bez zasobnika biogazu, skutkuje pracą prądnicy ze stałą mocą, zależną od strumienia biogazu dostarczanego do silnika spalinowego. Ten przypadek jest najmniej korzystny, ponieważ często konieczne jest stosowanie dodatkowego obciążenia w sytuacji nadwyżki generacji energii ponad zapotrzebowanie (często są to pochodnie spalające biogaz lub włączane są dodatkowe odbiorniki, np. grzejniki).

Dostosowanie mikroelektrowni μ EB do pracy regulacyjno-bilansującej wymaga dodatkowych inwestycji, mianowicie są to przede wszystkim bufor energii. Stosowanie baterii akumulatorów to wprowadzenie do układu dodatkowego elementu podnoszącego koszt inwestycji z powodu relatywnie niskiej sprawności i trwałości. Dlatego proponuje się budowę zasobnika biogazu. Należy zdawać sobie sprawę, że zasobnik biogazu nie zapewni dynamiki regulacji takiej jak praca z akumulatorem ze względu na parametry dynamiczne silnika spalinowego. Z drugiej jednak strony stosowane układy generatorów napędzanych silnikami spalinowymi gwarantują utrzymanie jakości energii w bezpiecznym zakresie. Natomiast odpowiednio dobrany zasobnik umożliwia zastosowanie silnika spalinowego i prądnicy o większej mocy niż wynikająca z generowanego w mikroelektrowni μ EB strumienia biogazu.

Zindywidualizowane podejście do projektowania mikroelektrowni μ EB sprawdza się do oceny potencjału dostawy substratów (odpadów). Natomiast w warstwie technologii przetwarzania energii chemicznej biogazu na energię elektryczną, czyli budowie agregatu (kogeneratora) spalinowego, ważne jest opracowanie typoszeregu. Szczególnie, że w zakresie mocy źródeł mikro (10-50 kW) dostępność silników spalinowych spełniających kryteria ceny i trwałości jest ograniczona. W tab. 10 zestawiono koszty poszczególnych komponentów mikroelektrowni μ EB. Koszty te oszacowano na podstawie własnych doświadczeń praktycznych współautora (D. Wereszczyński).

Tab. 10. Zestawienie kosztów inwestycyjnych (bez podatku VAT) w poszczególne komponenty mikroelektrowni μ EB

Komponent	Koszt, PLN	
	10 kW _{el}	50 kW _{el}
układ kogeneracyjny	38 000	75 000
komora (-y) fermentacyjna (żelbet)	54 000	180 000
magazyn biogazu (standardowy)	18 000	26 000
instalacje wewnętrzne	20 000	25 000
zbiornik na resztę pofermentacyjną	80 000	400 000
AKPiA	25 000	30 000
Razem:	235 000	736 000

Koszty zasobnika biogazu szacuje się na poziomie 20 – 50 \$/m³ (ceny chińskich producentów). Porównując koszty magazynowania energii w paliwie chemicznym oraz energii elektrycznej w akumulatorze wygląda to następująco: 320 PLN/MWh w zasobniku biogazu, 1500 PLN/MWh w akumulatorze. Zasobnik biogazu pełni dwie funkcje: bufora do

celów regulacyjno-bilansujących oraz zabezpieczenia biogazowni przed niekontrolowanym lub wymuszonym upustem gazu podczas prac serwisowych, remontowych i awaryjnych generatora prądotwórczego lub urządzeń komory fermentacyjnej. Przyjmuje się, że pojemność w drugim przypadku powinna zapewnić pracę mikroelektrowni μ EB przez trzy dni. Dla mocy 10 kW pojemność zasobnika powinna wynosić 450 m³, a dla mocy 50 kW – 2000 m³. Jest to ekwiwalentna pojemność w energii elektrycznej 600 kWh i 3000 kWh, odpowiednio. W tym miejscu uwidacznia się ogromna zaleta rozwiązania z dużym zasobnikiem biogazu. Mianowicie, chodzi o pracę w trybie awaryjnego zasilania w czasie wyłączeni zasilania w sieci elektroenergetycznej. Zasobnik biogazu o pojemności 1 m³, pracujący pod ciśnieniem atmosferycznym (elastyczny balon z tworzywa sztucznego) pozwala na pracę źródła μ EB z mocą 10 kW przez ok. 10 min (przyjmując, że gęstość energetyczna biogazu wynosi 5 kWh/m³).

Analizując jedynie proces i koszty inwestycyjne (tab. 10) oraz koszty serwisowania, a także okres zwrotu inwestycji 4 i 10 lat, wyznaczono minimalne ceny energii (szacowane metodą prostego okresu zwrotu), czyli zapewnią minimalny roczny przychód dla którego inwestycja się zwróci. W analizie nie brano pod uwagę kosztów paliwa, jakim są odpady pochodzące bezpośrednio z uprawy/hodowli/produkcji (w takim ujęciu paliwo ma koszt zerowy), ale wzięto pod uwagę zmienny koszt serwisu dla przyjętych okresów zwrotu. W tab. 11 zestawiono te ceny.

Tab. 11. Zestawienie minimalnych cen energii produkowanej przez mikroelektrownie μ EB

moc μ EB, kW _{el}	10		50	
okres zwrotu, lata	4	10	4	10
roczna produkcja, MWh	80		400	
koszt serwisu, PLN/rok	5 tys.		12 tys.	
minimalna cena, PLN/MWh	800	400	600	250

Przyjęte okresy zwrotu są charakterystyczne, odpowiednio, dla inwestora NI oraz energetyki WEK. W przypadku rolnictwa charakterystyczne są dłuższe okresy zwrotu. 10 lat jest również okresem życia technologii (m. in. silnika spalinowego). Dla porównania koszty utylizacji odpadów rolniczych/hodowlanych i przemysłu spożywczego to obecnie 100 – 300 PLN/t.

Linie nN. Szacowana w Raportach (Raport 3 i 4 cyklu BPEP [2]) opłata sieciowa w wypadku sieci nN wynosi około 100 PLN/MWh. Przyjęta opłata zapewnia wymagane przychody operatorom OSD. Opłaty te można zweryfikować na podstawie rzeczywistych kosztów budowy nowych linii nN. Średnie koszty budowy napowietrznej linii nN kształtują się na poziomie około 110 tys. PLN/km (linia 4x70 mm²; przewód AsXS_n); należy podkreślić, że linie napowietrzne stają się już kosztowniejsze w budowie od linii kablowych. Dla przykładu, koszt linii kablowej 4x120 mm² (kabel XAKXS/YAKXS), to około 100 tys. PLN/km (dane Tauron Dystrybucja). Podane wartości zależą od wielu czynników i każdorazowo wymagają weryfikacji na etapie projektowania. Pozwalają jednak na oszacowanie kosztów linii nN (opłaty sieciowej). Model oszacowania opłaty sieciowej przedstawiony poniżej pomija sprawy własnościowe: inwestycja może być realizowana przez

niezależnego inwestora NI (właściciela mikroelektrowni μEB), ewentualnie przez spółdzielnię energetyczną.

Rozpatrzmy realną sytuację przedstawioną na rys. 16. Łączna długość linii nN w tym wypadku wynosi około 600 m. Koszt linii kablowej K_{is} wynosi około 60 tys. PLN. Koszty opłaty sieciowej K_s można obliczyć na podstawie zależności:

$$K_s = \frac{K_{is}}{E_r \cdot T_z} \quad (4)$$

gdzie: K_{is} – koszt inwestycyjny,
 E_r – roczna energia,
 T_z – czas zwrotu inwestycji/kapitału.

Należy jednak podkreślić, że linia nN charakteryzuje się czasem życia wynoszącym 40 lat i więcej. Dla analizowanej w Raporcie mikroelektrowni μEB o mocy 10 kW oraz rocznym czasie wykorzystania mocy znamionowej wynoszącym 8000 h, roczna energia $E_r = 80$ MWh. W zależności od przyjętego modelu biznesowego, koszty sieciowe obliczone na podstawie (4), wynoszą od 20 PLN/MWh (model spółdzielczy – czas zwrotu inwestycji 40 lat) do 80 PLN/MWh (model inwestora NI – czas zwrotu kapitału 10 lat).

Wybrany przykład dotyczy obszaru wiejskiego o stosunkowo dużej gęstości zabudowań. Jednak w praktyce linie nN są dłuższe, ale nie przekraczają 2 – 3 km; koszt inwestycji w linie nN będzie wynosił 200 – 300 tys. PLN. Przy czym w takim przypadku mikroelektrownia μEB o mocy 50 kW jest odpowiedniejsza (pokrywa wymagane zapotrzebowanie). Roczna produkcja takiej mikroelektrowni wynosi 400 MWh. Zakładając model inwestor NI – czas zwrotu kapitału 10 lat, oraz koszt inwestycji $K_{is} = 300$ tys. PLN (linia 3 km). Koszty opłaty sieciowej wyniosą 75 PLN/MWh.

Przedstawione zgrubne oszacowania pokazują, że budowa własnych linii nN nie wymaga dużych nakładów inwestycyjnych, a umożliwi większą (niż w wypadku linii należących do operatora OSD) niezależność lokalnej społeczności wiejskiej. Uprawniona jest zatem hipoteza, że inwestycja we własną sieć przyczyni się do zwiększenia efektywności ekonomicznej prosumenckiego mikrosystemu elektroenergetycznego z mikroelektrownią μEB (spółdzielni energetycznej).

PROSUMENCKI MODEL MIKROSYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO w otoczeniu sieciowym osłony OK2 z mikroelektrownią μEB

Mikroelektrownia μEB jest zlokalizowane w szczególnym otoczeniu sieciowym osłony OK2, mianowicie są to rozległe sieci nN, a przyłączeni odbiorcy posiadają własne „paliwo” w formie odpadów pochodowlanych lub poprodukcyjnych. Zatem model mikrosystemu powinien być odpowiedzią na tę sytuację, włączając mikroelektrownię μEB w gospodarkę obiegu zamkniętego i jednocześnie gwarantując ciągłość dostaw energii oraz uzupełniać źródła OZE z generacją wymuszoną.

Stosunkowo duże długości ciągów nN (oraz SN) skutkują wysokimi kosztami eksploatacyjnymi (w porównaniu do praktycznie braku sieci rozdzielczych nN w przypadku spółdzielni mieszkaniowych, czy osiedli bloków mieszkalnych). Struktura sieci skutecznie

uniemożliwia jej sekcjonowanie ze względu na jednostronne zasilanie ciągów nN. Skutkuje to stosowaniem źródeł awaryjnych (rezerwowych) w gospodarstwach szczególnie podatnych na wyłączenia, np. wymagających systemów ogrzewania i wentylacyjnych w budynkach hodowli zwierząt. Do tego dochodzą również inne zjawiska związane z jakością energii, mianowicie bardzo duże amplitudy wahań napięcia (szczególnie spadków napięcia) często eliminujące możliwość budowy fermy zwierząt hodowlanych bądź innych zakładów na końcówkach linii. Dlatego gospodarstwa prowadzące działalność uzależnioną od dostaw energii zapewniają sobie zasilanie rezerwowe we własnym zakresie. Typowo stosowane są agregaty prądotwórcze z prądnicą synchroniczną napędzane własnym silnikiem spalinowym (najczęściej dieslowskim) lub bezpośrednio z wału odbioru mocy ciągnika rolniczego. Moce agregatów prądotwórczych w gospodarstwach średnio-towarowych nie przekraczają 55 kW.

Charakterystyczne profile zapotrzebowania gospodarstw rolnych i hodowlanych

W Raporcie przebadano możliwość pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną trzech wybranych, charakterystycznych pod względem zużycia energii elektrycznej, gospodarstw. Produkcja w gospodarstwach rolnych cechuje się dużą zależnością od pory roku, dlatego wyniki porównania przedstawiono odrębnie dla każdej pory roku. Wykorzystanie źródeł PV w gospodarstwach rolnych pozwala na wstępną ocenę możliwości zbilansowania. Wynik stanowi podstawę do doboru bilansująco-regulacyjnej mikroelektrowni μ EB.

Wyniki analizy przeprowadzono dla uśrednionych (w okresie pory roku) godzinowych wartości zapotrzebowania, produkcji w źródle PV a następnie bilansu energii (nadwyżka, deficyt). Wielkości te obliczono, wykorzystując uśrednione wartości energii elektrycznej w i -tej godzinie E_{gi} , na podstawie zależności:

$$E_{gi} = \sum_{d=1}^m E_i ; i \in \langle 0..23 \rangle \quad (5)$$

gdzie:

- E_i – energia w i -tej godzinie,
- d – dzień w analizowanej porze roku,
- m – liczba dni w analizowanej porze roku.

Zdefiniowana za pomocą zależności (5) energia w ogólnym przypadku może dotyczyć zapotrzebowania Z , nadwyżki N oraz deficytu D .

Wyniki analizy porównawczej zostały uogólnione. Pozwala to na łatwe skalowanie energii elektrycznej gospodarstw o podobnym profilu działalności ale różnym zapotrzebowaniu (różnej wielkości). Wielkością odniesienia E_{gmax} jest uśrednione maksymalne godzinowe zapotrzebowanie gospodarstwa w badanym roku:

$$Z_{gmax} = \max(Z_g) \Big|_{rok} \quad (6)$$

Względne zapotrzebowanie Z_i^* , nadwyżkę N_i^* oraz deficyt D_i^* definiuje się jako:

$$Z_i^* = \frac{Z_i}{Z_{g \max}}; N_i^* = \frac{N_i}{Z_{g \max}}; D_i^* = \frac{D_i}{Z_{g \max}} \quad (7)$$

Moduł tak zdefiniowanych uśrednionych względnych wartości zapotrzebowania oraz deficytu jest zawsze mniejszy lub równy jeden $|Z_i^*| \leq 1$, przy czym zapotrzebowanie przyjmuje wartości dodatnie a deficyt ujemne. Natomiast względna nadwyżka może być większa od jedności. W takim przypadku maksymalne obciążenie sieci (moc przyłączeniowa) musi być dobrana dla źródła PV, a nie obciążenia. Alternatywnie, można ograniczyć produkcję, ale wiąże się to z mniejszym wykorzystaniem źródła PV i mniejszą opłacalnością inwestycji.

Obliczono również względne zapotrzebowanie gospodarstw Z_{mi}^* z podziałem na miesiące. W tym przypadku wartością odniesienia jest najwyższe miesięczne zapotrzebowanie:

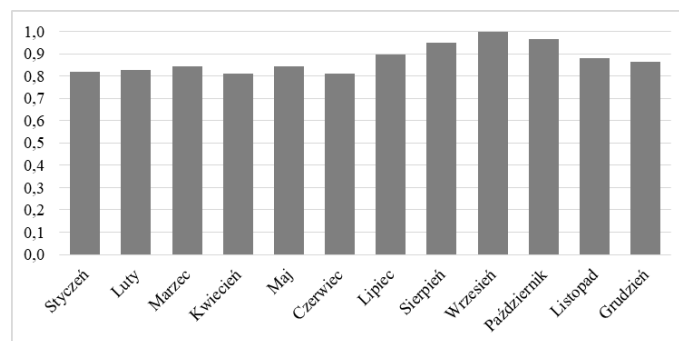
$$Z_{mi}^* = \frac{Z_{mi}}{\max(Z_{mi})}; i \langle 1..12 \rangle \quad (8)$$

Dodatkowo w analizie moc źródeł PV dobrana jest do rocznego zapotrzebowania gospodarstw (roczna produkcja w źródłach równoważy roczne zapotrzebowanie).

Trzy analizowane studium przypadku gospodarstw dotyczą: 1 – produkcja mięsna (trzoda chlewna) połączona z uprawą zbóż, 2 – produkcja owocowo-warzywna połączona z uprawą zboża, 3 – hodowla bydła mlecznego i agroturystyka.

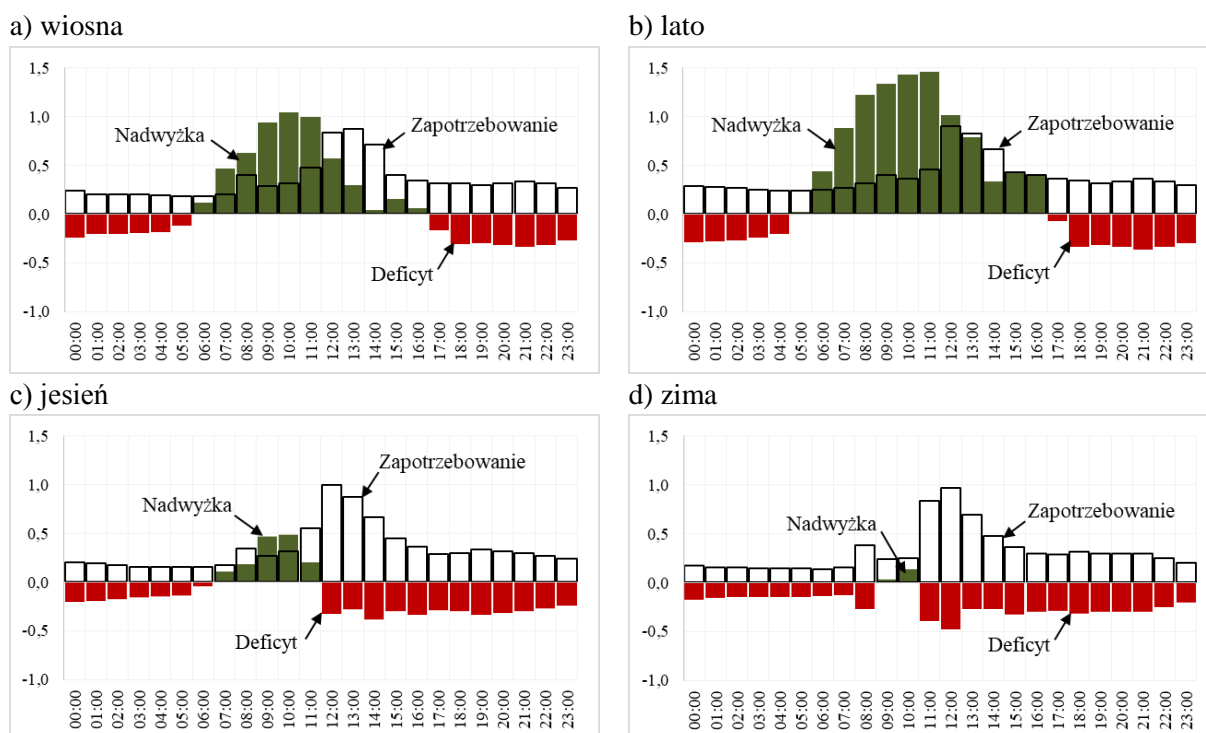
Produkcja mięsna – przypadek 1. W gospodarstwie hoduje się trzodę chlewną i łącznej liczbie 500 sztuk, dodatkowo uprawia się zboża (pszenżyto, jęczmień, żyto, owies) na powierzchni około 70 ha. Trawy łąki i nieużytki zajmują kolejne 14 ha.

Gospodarstwo przyłączone jest do sieci w taryfie C12A i charakteryzuje się rocznym zapotrzebowaniem wynoszącym około 20 MWh. Zapotrzebowanie na energię elektryczną w całym roku jest na podobnym poziomie z niewielkim wzrostem (rys. 6) w miesiącach sierpień wrzesień i październik.



Rys. 6. Względne zapotrzebowanie gospodarstwa hodowlanego (trzoda chlewna) z własnym arealem produkcji zbóż.

Aktywnie wykorzystywana jest taryfa C12A. Śrutownik, który odpowiada za około 15 % zużycia energii uruchamiany jest w godzinach, gdy cena energii jest niska. Stanowi to o dużym potencjale kształtowania profilu zużycia.

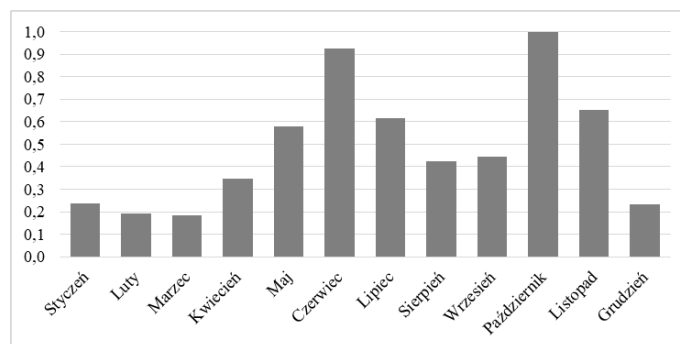


Rys. 7. Uśredniony godzinowy bilans energii elektrycznej na potrzeby gospodarstwa hodowlanego (trzoda chlewna) z własnym arealem produkcji zbóż. Moc źródła PV pokrywa roczne zapotrzebowanie

Źródła PV w tym gospodarstwie są bardzo dobrze skorelowane ze zużyciem. Maksymalna moc gospodarstwa (po zainstalowaniu źródeł PV) spada do połowy zapotrzebowania maksymalnego, co przekłada się na możliwość zainstalowania mniejszej mocy mikroelektrowni µEB. Występująca nadwyżka (rys. 7 – lato) nie przekracza wartości 1,5 co oznacza, że źródło PV wpływa na sieć nN tylko w ograniczonym zakresie.

Produkcja owocowo-warzywna – przypadek 2. Charakterystyka działalności gospodarstwa to produkcja owocowo-warzywna połączona z uprawą zbóż. Areal poszczególnych upraw wynosi: 25 ha – truskawki, 20 ha – warzywa, 22 ha – zboża.

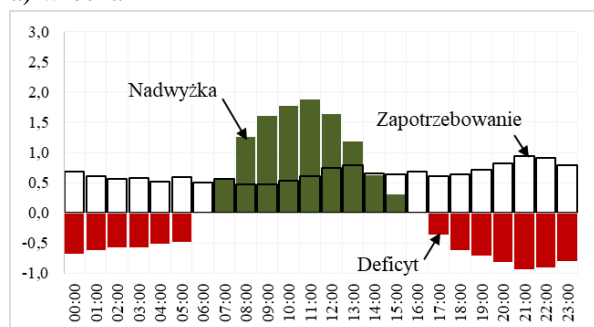
W gospodarstwie energia rozliczana jest zgodnie z taryfą G12. Roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną wynosi około 22 MWh. Gospodarstwo to cechuje się dużą miesięczną zmiennością zapotrzebowania (rys. 8) sięgającą 80 %. Duże zapotrzebowanie występuje w okresie od wiosny (kwiecień) do późnej jesieni (listopad), ze szczytem przypadającym na czerwiec i październik. Taki profil wynika z charakteru działalności i dwóch największych odbiorów energii. Są to pompy służące do podlewania upraw (20 % energii) oraz agregaty chłodnicze (ponad 25 % energii).



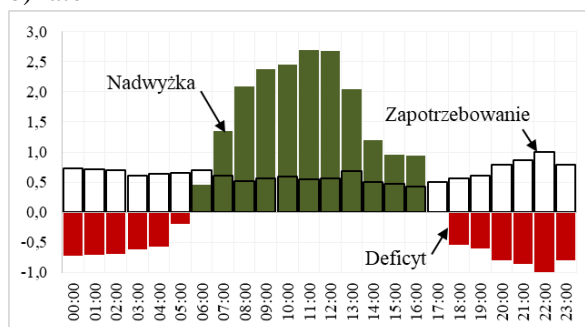
Rys. 8. Względne zapotrzebowanie gospodarstwa owocowo-warzywnego połączonego z uprawą zbóż.

Zużycie energii w poszczególnych godzinach doby jest na zbliżonym poziomie. Zwiększenie zużycia występuje w godzinach z niską ceną energii (rys. 9). Konieczność wykorzystywania w procesie produkcyjnym agregatów chłodniczych pozwala na zmianę profilu zapotrzebowania, ale w ograniczonym zakresie (zebrane uprawy muszą być schłodzone w stosunkowo krótkim czasie). Natomiast pompy wody charakteryzują się dużym potencjałem sterowania a przez to potencjałem kształtowania profilu zapotrzebowania.

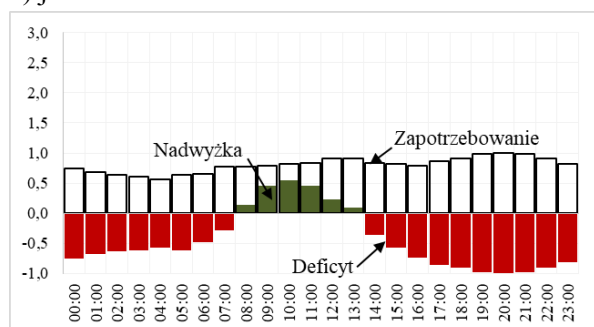
a) wiosna



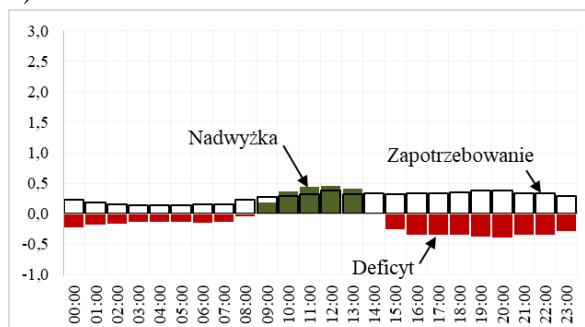
b) lato



c) jesień



d) zima

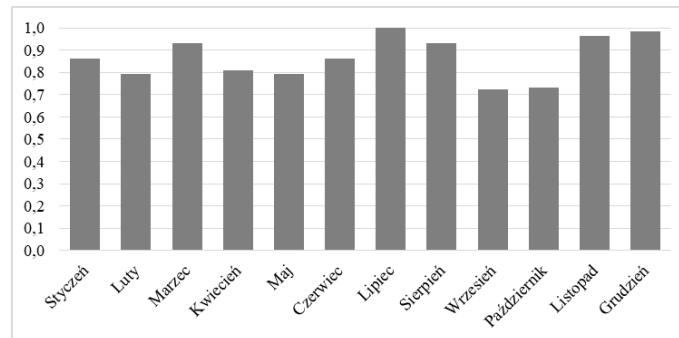


Rys. 9. Uśredniony godzinowy bilans energii elektrycznej na potrzeby gospodarstwa owocowo-warzywnego połączonego z uprawą zbóż. Moc źródła PV pokrywa roczne zapotrzebowanie

Duża zmienność miesięczna zapotrzebowania oraz płaski dobowy profil energii powodują, że pokrycie zapotrzebowania za pomocą źródeł PV wymaga zainstalowania dużej mocy źródeł, ale źródła te charakteryzują się niskim wykorzystaniem energii na potrzeby własne. Z drugiej strony, duża moc i małe wykorzystanie energii na potrzeby własne wpływa na duże zaangażowanie sieci nN. Zapotrzebowanie gospodarstwa owocowo-warzywnego nie jest dobrze skorelowane z produkcją źródła PV, ale bardzo dobrze z produkcją w mikroelektrowni

μ EB. Szczególnie, że w sytuacji dużego zapotrzebowania (zbiory owoców i warzyw) istnieje dostęp do substratów możliwych do wykorzystania w mikroelektrowni μ EB.

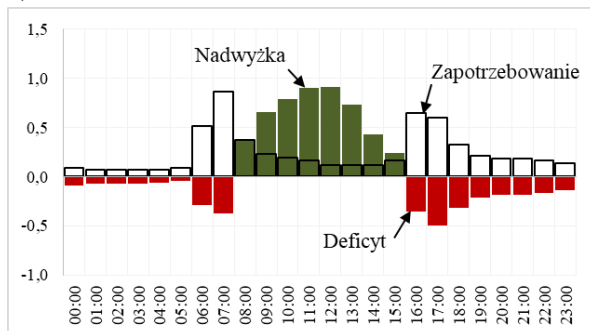
Hodowla bydła mlecznego i agroturystyka – przypadek 3. Profilem działalności gospodarstwa to hodowla bydła mlecznego (36 sztuk) oraz agroturystyka. W gospodarstwie uprawia się 35 ha użytków zielonych (trawy, rośliny motylkowe, pastwiska) oraz 2 ha zbóż.



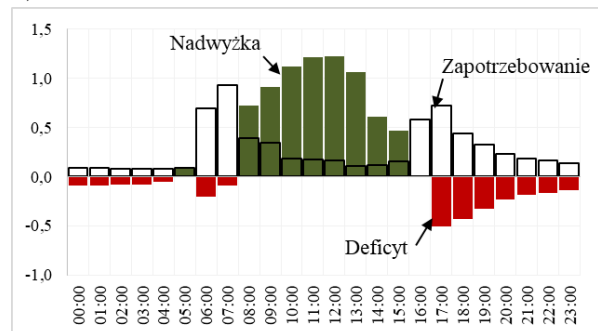
Rys. 10. Względne zapotrzebowanie gospodarstwa hodowlanego (bydło mleczne) połączonego z agroturystyką.

Gospodarstwo charakteryzuje się rocznym zapotrzebowaniem energii elektrycznej wynoszącym około 10 MWh. Energia rozliczana jest w taryfie G12. Zużycie energii w poszczególnych miesiącach jest zbliżone. Zmniejszone zapotrzebowanie występuje we wrześniu i październiku a zwiększone w lipcu, sierpniu oraz listopadzie i grudniu.

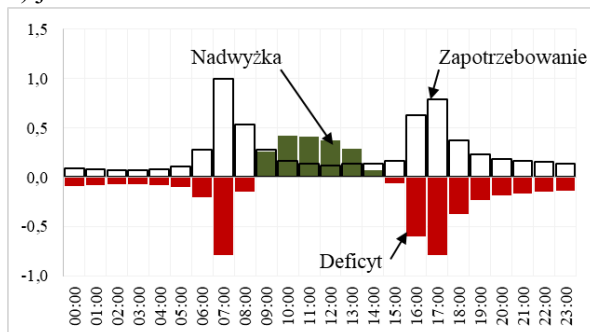
a) wiosna



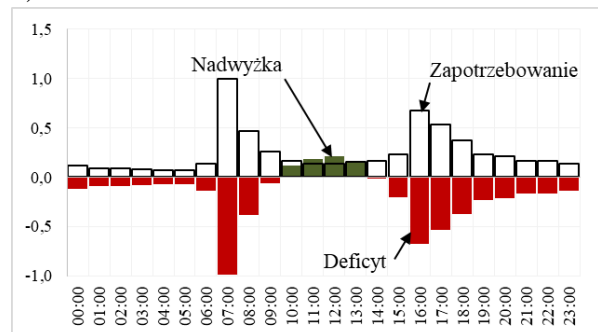
b) lato



c) jesień



d) zima

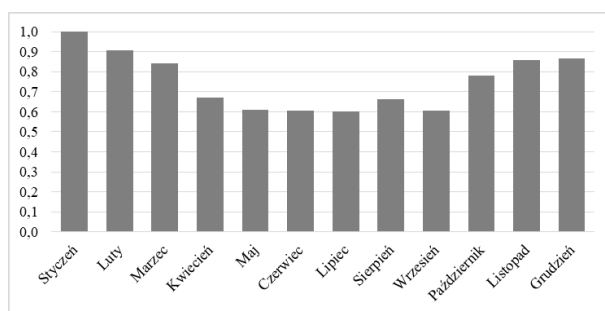


Rys. 11. Uśredniony godzinowy bilans energii elektrycznej na potrzeby gospodarstwa hodowlanego (bydło mleczne) połączonego z agroturystyką. Moc źródła PV pokrywa roczne zapotrzebowanie

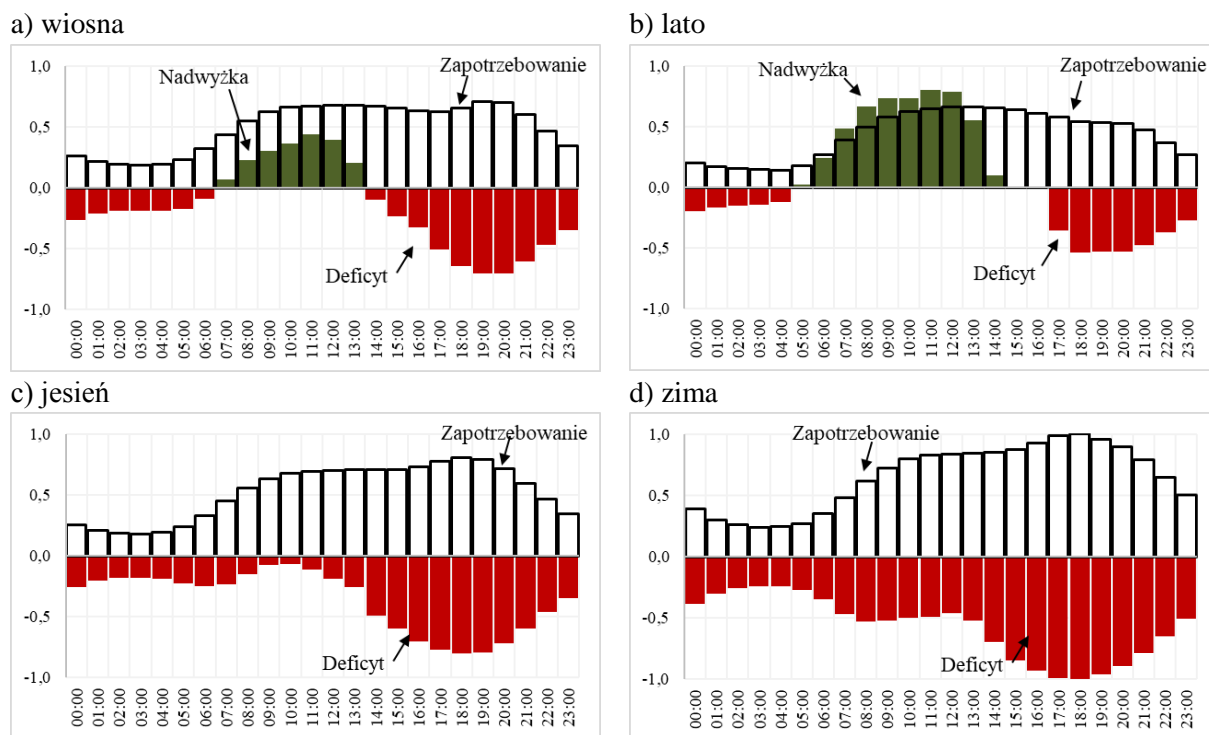
Jednym z głównych odbiorników energii są dojarki (30 % energii) używane dwa razy w ciągu doby rano (6:30 – 8:00) oraz wieczorem (16:00 – 19:00). Odbiornik ten nie można uruchomić w innych godzinach. Pewnym potencjałem kształtowania profilu charakteryzuje się chłodnia, która odpowiada za zużycie 25 % energii.

Duża moc dojarek oraz konieczność wykorzystania ich o określonych godzinach stanowi, że odbiornik ten decydujący o dobowym profilu zapotrzebowania. Źródła PV w okresie letnim pozwalają na częściowe pokrycie zapotrzebowania (rys. 11 – lato) ale w pozostałym okresie, w godzinach pracy dojarki, produkcja ze źródeł PV jest mała (brak słońca). Pomimo tego potrzebna moc źródła PV na pokrycie rocznego zapotrzebowania (rozliczając energię w okresie rocznym), nie powoduje dużego wykorzystania sieci nN.

Zapotrzebowanie gospodarstw rolnych na cele bytowe – przypadek 4. Zapotrzebowanie energii elektrycznej na cele bytowe w gospodarstwach wiejskich charakteryzuje się małym rocznym wykorzystaniem mocy szczytowej, około 3000 h. Zapotrzebowanie jest mniejsze w lecie (rys. 12) i osiąga wartość około 60 % wartości maksymalnej (styczeń).



Rys. 12. Względne zapotrzebowanie gospodarstw rolnych na cele bytowe



Rys. 13. Uśrednione godzinowe zapotrzebowanie gospodarstw rolnych na cele bytowe

Dobowy jednostkowy profil zapotrzebowania na energię elektryczną gospodarstw domowych na obszarach wiejskich pokazano na rys. 13. W Raporcie przyjęto inną niż dotychczas metodę, mianowicie przyjęto uśrednione dobowe profile z podziałem na pory roku. Metoda ta jest wystarczająca, ponieważ profile zapotrzebowania gospodarstw rolnych i hodowlanych (w szczególności) praktycznie nie różnią się w okresie tygodniowym. Opracowany profil jest dostosowany (uśredniony) i skalowalny dla grupy gospodarstw.

Charakterystyka techniczna mikroelektrowni μ EB

Z punktu widzenia napędu generatora typ silnika spalinowego (maszyny cieplnej) oraz stosowane paliwo nie jest istotne jeśli spełnia wymagania jakościowe i pozwala utrzymać parametry pracy. Zatem mikroelektrownia μ EB spełnia rolę dostawy paliwa gazowego dla źródła regulacyjno-bilansującego w mikrosystemie i rezerwowego w stanach awaryjnych.

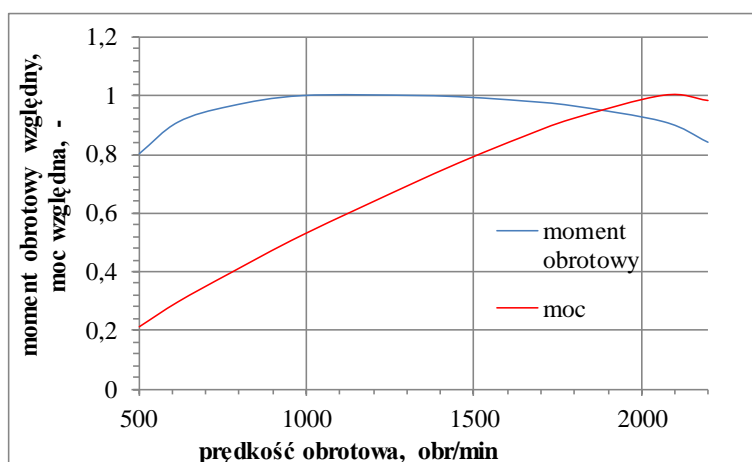
Tab. 12. Porównanie właściwości i wymagań źródeł z napędem silnikowym (silnik spalinowy)

Właściwości	Standardowy agregat zasilania rezerwowego - UPS (dieslowski)	Mikroelektrownia μ EB z prądnicą synchroniczną	Mikroelektrownia μ EB z prądnicą indukcyjną
tryb współpracy z siecią	- typowe rozwiązania umożliwiają jedynie pracę <i>off-grid</i> ,	- <i>on-grid</i> , <i>off-grid</i> i <i>semi off-grid</i> (mała dynamika regulacji mocy),	- prądnicą bezpośrednio przyłączona do sieci nN, tryb <i>on-grid</i> i <i>semi off-grid</i> (mała dynamika regulacji mocy), - prądnicą z układem przekształtnikowym i akumulatorem (1 kWh), tryby <i>on-grid</i> , <i>off-grid</i> i <i>semi off-grid</i> ,
sterowanie silnika spalinowego	- układ rozruchu (rozrusznik elektryczną lub ręczny), - regulator prędkości obrotowej,	- układ rozruchu (rozrusznik elektryczny), - regulator prędkości obrotowej, tryb <i>off-grid</i> , - regulator dawki paliwa, tryb <i>on-grid</i> i <i>semi off-grid</i> (regulacja mocy czynnej),	- układ rozruchu (rozrusznik elektryczny), - uproszczony regulator prędkości obrotowej (ręczne sterowanie dawką paliwa), praca ze stałą mocą, tryb <i>on-grid</i> , - regulator dawki paliwa (regulator mocy czynnej) i prędkości obrotowej, tryb <i>off-grid</i> i <i>semi off-grid</i> ,
sterowanie prądnicy	- regulator napięcia, - układ miękkiego startu, - automatyka zabezpieczeniowa	- regulator napięcia, tryb <i>off-grid</i> , - regulator prądu, tryb <i>on-grid</i> i <i>semi off-grid</i> , - układ synchronizacji, tryb <i>on-grid</i> i <i>semi off-grid</i> , - automatyka zabezpieczeniowa	- bateria kondensatorów kompensujących – tryb <i>on-grid</i> i <i>semi off-grid</i> , - układ przekształtnikowy (falownik) tryb <i>off-grid</i> i <i>semi off-grid</i> , - akumulator buforowy (1 kWh) – tryby <i>off-grid</i> i <i>semi off-grid</i> z przekształtnikiem, - automatyka zabezpieczeniowa

W tab. 12 zestawiono podstawowe właściwości dla mikroelektrowni μ EB pracującej w różnych reżimach oraz dla różnych konfiguracji i porównano ze standardowym rozwiązaniem agregatu prądotwórczego. Najogólniej można przyjąć, że w trybie *off-grid* źródło musi zapewniać regulację częstotliwości oraz napięcia, natomiast w trybie *on-grid* (semi *off-grid*) regulacja dotyczy generowanej mocy, częstotliwość i napięcie są narzucone przez sieć elektroenergetyczną. Jeśli chodzi o regulację napięcia, to źródło takie może również korzystnie wpływać na jego wartość (podwyższenie), szczególnie w odległych od stacji SN/nN przyłączach.

Wybór rozwiązania zależy będzie od planowanego trybu pracy i kosztów inwestycyjnych. Układ zasilania rezerwowego z prądnicą synchroniczną (tryb *off-grid*) oraz z prądnicą indukcyjną *on-grid* nie wymagają specjalizowanych układów sterujących silnikiem spalinowym oraz prądnicą ponad to, co oferują podstawowe rozwiązania. Natomiast rozwiązanie pierwsze nie umożliwi synchronizacji z siecią, a drugie nie pozwala na pracę *off-grid*, a regulacja mocy czynnej jest dostępna w ograniczonym zakresie. Jest to typowy reżim pracy ze stałą mocą wynikającą ze strumienia biogazu. Rozszerzenie możliwości obu rozwiązań polega na instalacji dodatkowych lub modyfikacji istniejących układów sterowania. Nic nie stoi na przeszkodzie, aby silnik spalinowy napędzający prądnicę indukcyjną pracował w trybie *off-grid* z regulacją mocy zapewniając jednocześnie parametry napięcia i częstotliwości. Wymaga to zastosowania układu przekształtnikowego (falownika), a także układu regulacji dawki paliwa w celu możliwości nastawy punktu pracy silnika spalinowego.

Silnik spalinowy, jak każda maszyna cieplna, posiada charakterystykę sprawności, która najczęściej jest reprezentowana charakterystyką dwu lub trójwymiarową (mapą) jednostkowego zużycia paliwa. Jedną z cech charakterystycznych silników spalinowych jest brak możliwości przeciążania, a zasobnikiem energii jest zbiornik paliwa. Analizując przykładową charakterystykę silnika spalinowego typowego dla maszyn rolniczych można zauważyć, że przebieg momentu obrotowego jest stosunkowo płaski (rys. 14). Świadczy to o dobrych parametrach trakcyjnych, czyli dużej elastyczności napędu i możliwości uzyskania dynamiki regulacji prędkości obrotowej w szerokim zakresie obciążenia. Maksymalna (i jednocześnie nominalna) moc silnika spalinowego występuje przy największych prędkościach obrotowych.

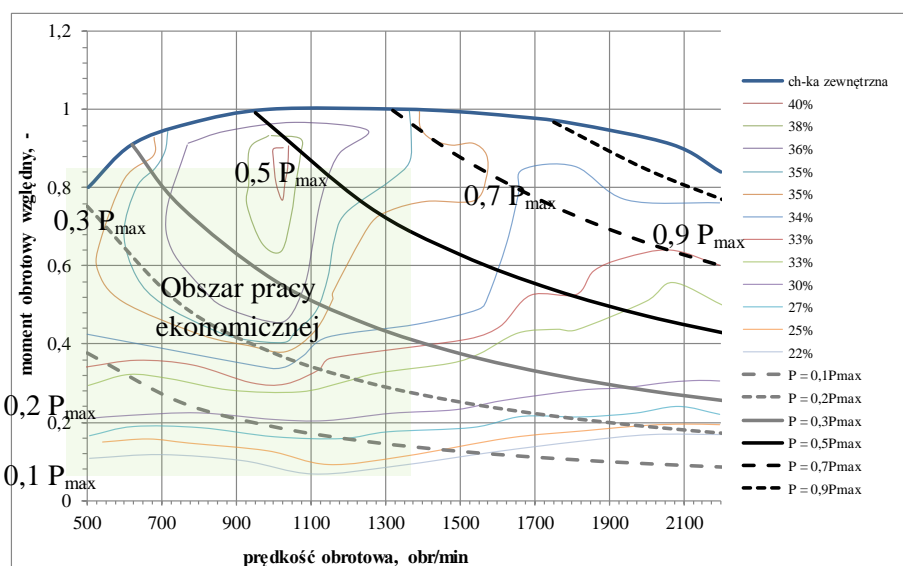


Rys. 14. Charakterystyki mocy i momentu obrotowego (w jednostkach względnych) silnika spalinowego agregatu prądotwórczego.

Biorąc powyższe pod uwagę nie jest zasadne tworzenie rozbudowanego typoszeregu silników spalinowych dla mocy w zakresie 10-50 kW lecz zastosowanie jednego lub dwóch, umożliwiających pokrycie przyjętego zakresu mocy. W celu zwiększenia zakresu mocy silnika stosowane są instalacje turbodoładowania, pozwalające na zwiększenie dostarczanego ładunku do silnika, a tym samym zwiększenie mocy (momentu obrotowego). Jest to szczególnie ważne dlatego, że silnik taki musi zostać przystosowany do spalania paliwa o niskiej zawartości metanu, co z kolei wymusza opracowanie tyłu układów konwersji ile jest stosowanych typów silników.

Wykorzystanie silnika o zapłonie iskrowym (tzw. benzynowego) wydaje się oczywiste, ze względu na możliwość stosowania paliwa gazowego. Dostosowaniu wymaga jedynie dodatkowy układ przygotowania i podawania mieszanki gazowo-powietrznej (tak jak w przypadku samochodu zasilanego gazem LPG lub CNG). Pomimo tego, że jest to rozwiązanie doskonale znane i nie wymaga ingerencji w konstrukcję silnika, to jednak stosuje się technologię droższą i bardziej skomplikowaną. Mianowicie chodzi o dostosowanie silnika z zapłonem samoczynnym (tzw. diesla) do iskrowego układu zapłonowego. Szczególnie predysponowane są do tego silniki ciągników i maszyn rolniczych. Silniki takie nie dość, że posiadają bardzo prostą konstrukcję, to charakteryzują się niespotykaną w jednostkach samochodowych trwałością. Znane i jeżdżące ciągniki mają nawet 40 lat i więcej, a silniki w nich nie wymagały remontu kapitalnego. Technologia dostosowania do spalania paliwa gazowego niestety wiąże się z ingerencją w konstrukcję silnika. Mianowicie konieczne jest zmniejszenie ciśnienia sprężania (tzw. odprężenie), a także umożliwienie zainstalowania świec zapłonowych.

Aby móc poprawnie dobrać parametry generatora dodatkowo warto znać również charakterystykę zużycia paliwa, którego minimum znajduje się w okolicach maksymalnego momentu obrotowego (rys. 15). Punkt ekonomicznej pracy niestety nie koreluje z prędkością obrotową mocy maksymalnej. Jest to niezwykle istotne, ponieważ generator powinien wykazywać się możliwie wysoką sprawnością. Z drugiej strony możliwe jest przeciążanie prądnicy i okresowa praca silnika spalinowego z wyższą mocą kosztem większego zużycia paliwa.



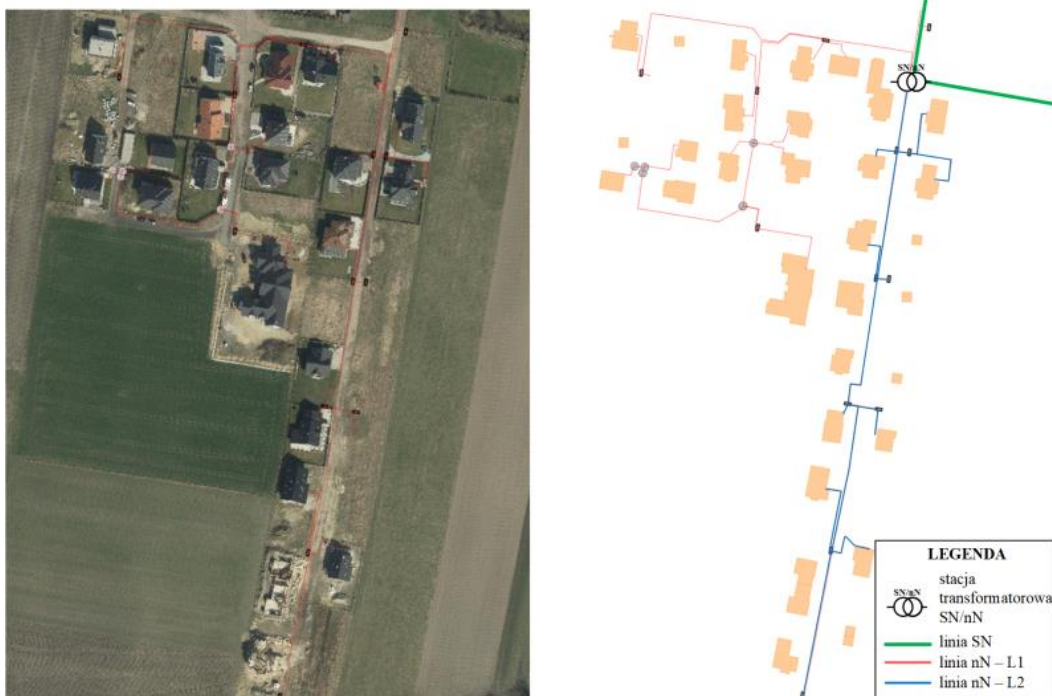
Rys. 15. Charakterystyki (mapa) sprawności silnika spalinowego agregatu prądotwórczego z liniami stałej mocy.

Na rys. 15 zaznaczono kolorem zielonym obszar pracy ekonomicznej silnika spalinowego oraz linie stałej mocy. Dobór mocy generatora będzie zależny od rodzaju prądnicy i trybu pracy. Prądnice synchroniczne i indukcyjne przyłączone do sieci bezpośrednio będą pracowały ze stałą prędkością obrotową. Przyjmując, że dobrana prędkość obrotowa będzie znajdowała się w obszarze pracy ekonomicznej, wówczas maksymalna moc elektryczna będzie wynosiła ok. połowę mocy maksymalnej silnika spalinowego. Ekonomiczny zakres regulacji mocy będzie wynosił $0,2 - 0,5 P_{max}$. Aby dla takiego układu zwiększyć potencjał wykorzystania mocy silnika spalinowego należy liczyć się ze zwiększonym zapotrzebowaniem na paliwo. Jednak obszar pracy silnika spalinowego ograniczony linią mocy $0,9 P_{max}$ oraz momentem obrotowym $>50\%$ oznacza zwiększenie zużycia paliwa o ok. 20%.

Aby w pełni wykorzystać możliwości regulacyjne silnika spalinowego wymagana jest praca również ze zmienną prędkością obrotową. Rozwiązaniem jest zastosowanie przekształtnika energoelektronicznego rozszerzającego pole pracy silnika spalinowego w obszarze regulacji momentu obrotowego jak i prędkości obrotowej. Wówczas, praktycznie, możliwe jest wykorzystanie mocy maksymalnej silnika. Najprostszym rozwiązaniem może być zastosowanie prądnicy z prostownikiem (lub prądnicy prądu stałego) oraz przekształtnika energoelektronicznego z systemem MPPT od małej turbiny wiatrowej.

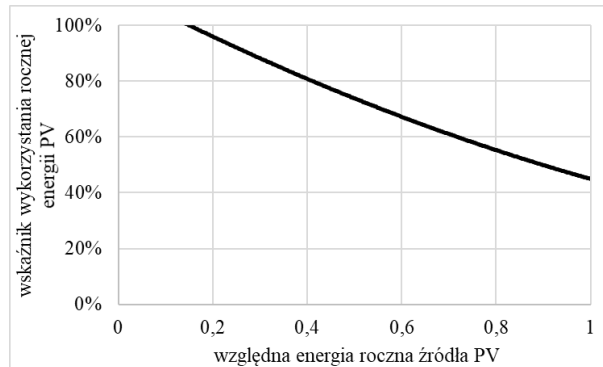
Profile wytwarzania (μ EB, PV), zapotrzebowania i salda mikrosystemu

Analizę bilansów energii wykonano dla osłony OK2, pokazanej na rys. 16, wykorzystując opracowane profile jednostkowe, skalowalne dla takich obszarów. Do sieci nN przyłączonych jest 21 gospodarstw domowych (gospodarstw socjalnych) oraz jedno gospodarstwo rolno-hodowlane (uprawa zboża oraz krów mlecznych) prowadzące działalność agroturystyczną.



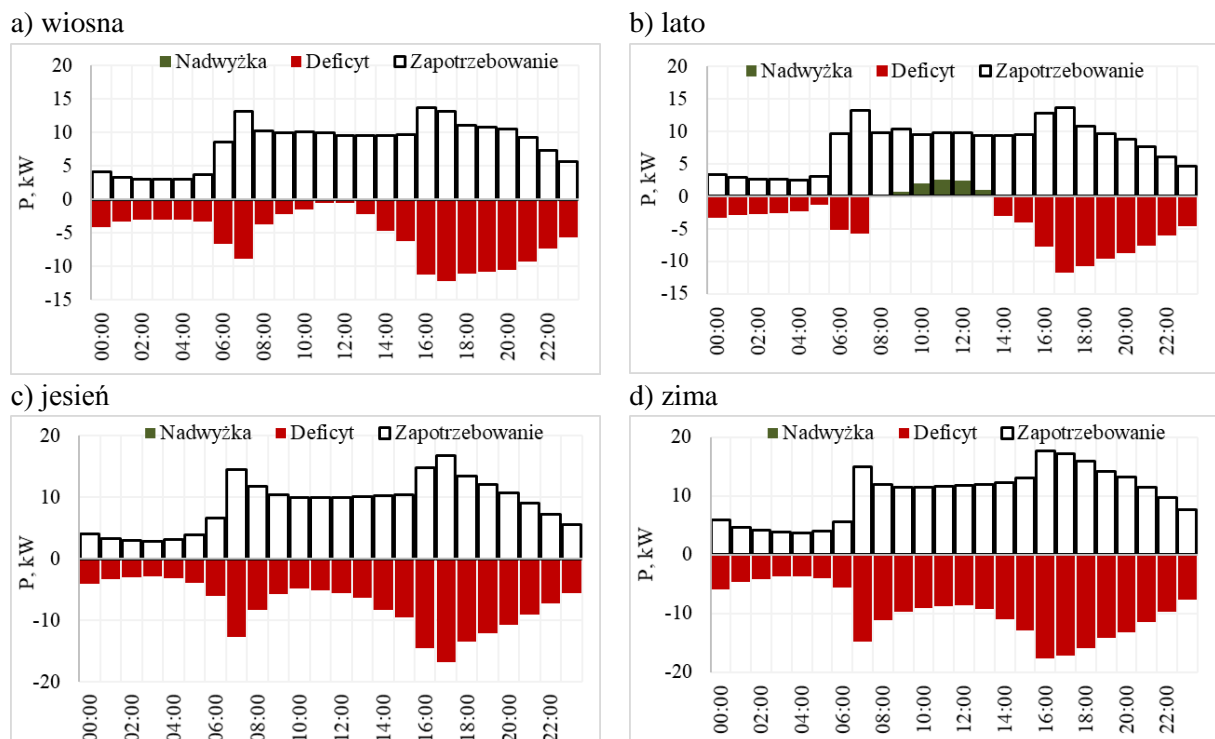
Rys. 16. Przykładowy schemat sieci – dwie linie nN podłączone do stacji transformatorowej SN/nN

Łączne roczne zapotrzebowanie osłony OK2 na cele bytowe wynosi 60 MWh, a na cele produkcyjne gospodarstwa rolnego – 20 MWh. Uwzględniając potencjał dachów możliwych do wykorzystania (szczególnie ułożenie połaci względem południa) moc instalacji fotowoltaicznych wynosi 20 kW, a ich roczna produkcja to 20 MWh.



Rys. 17. Wykorzystanie energii ze źródła PV do zasilania odbiorników w osłonie kontrolnej

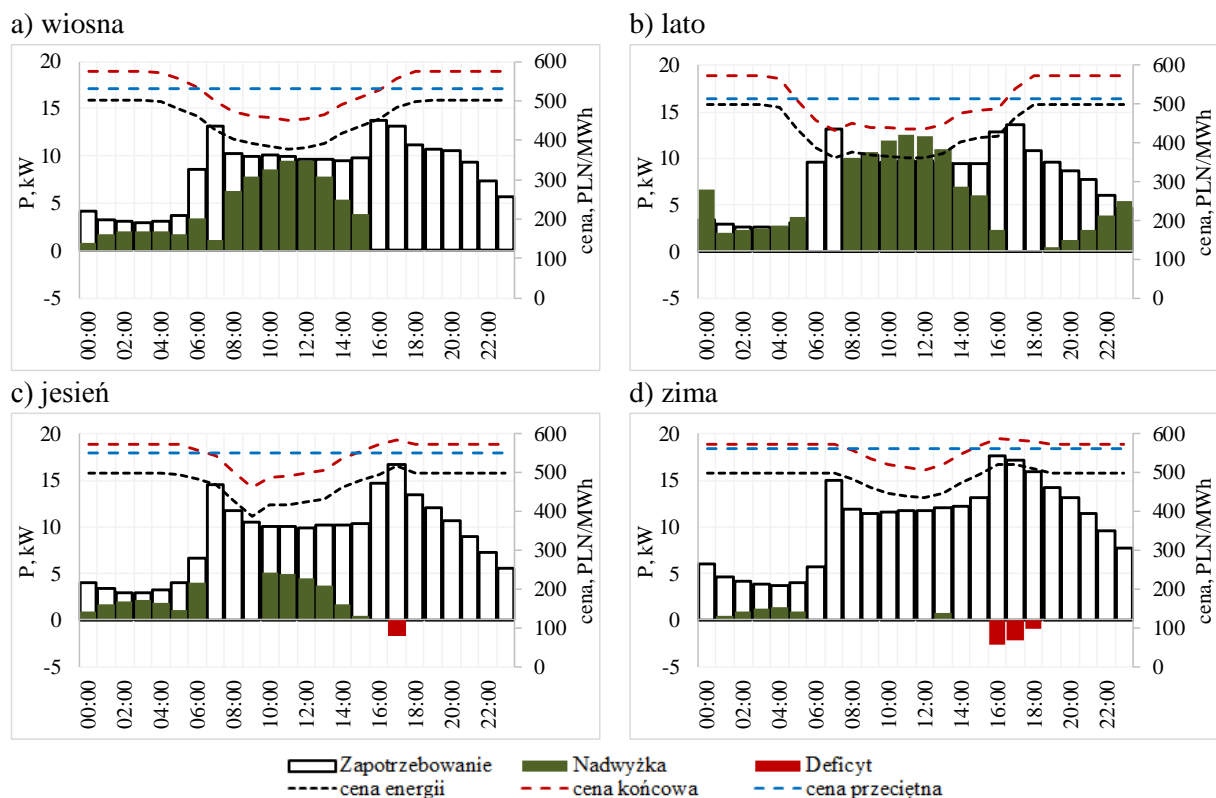
Na rys. 17 pokazano wykres wskaźnika wykorzystania energii źródła PV w funkcji względnej rocznej produkcji tego źródła na analizowanym obszarze. Wartość ta odnosi się do rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną obszaru w sieci nN. Dla przyjętego miksu wykorzystanie energii z PV w osłonie OK2 wynosi ok. 95%, a deficyt po uwzględnieniu źródła PV wynosi 60 MWh. Na rys. 18 pokazano profile zapotrzebowania i bilansu dla przyjętych parametrów osłony OK2 ze źródłami PV.



Rys. 18. Uśrednione godzinowe profile zapotrzebowania oraz bilansu energetycznego osłony OK2 ze źródłem PV

Mikrosystem on-grid. Dla sporządzonego bilansu dobrano mikroelektrownię μ EB o ekwiwalentnej mocy elektrycznej $P_{ne} = 10$ kW. Moc ekwiwalentna oznacza strumień biogazu który może zasilić silnik spalinowy i wygenerować moc elektryczną o wartości 10 kW, a w tym czasie zbiornik biogazu nie jest napełniany, ani opróżniany. Sprawność przetwarzania energii chemicznej paliwa na energię mechaniczną przyjęto 30%, a zawartość metanu w biogazie – 50%. Strumień biogazu wynosi ok. $6 \text{ m}^3/\text{godz}$. Przy takim strumieniu zasobnika biogazu nie jest napełniany, ani opróżniany. Wartość ta jest poziomem odniesienia do określenia zakresu mocy regulacyjnej prądnicy. Bezpiecznie można przyjąć, na podstawie wcześniej pokazanych charakterystyk silnika spalinowe, że zakres mocy prądnicy może wynosić 0,5 – 1,5 (praca z mocą w zakresie 5 – 15 kW), a bilansowanie paliwa uzyskuje się dzięki skalibrowanej pojemności zasobnika biogazu.

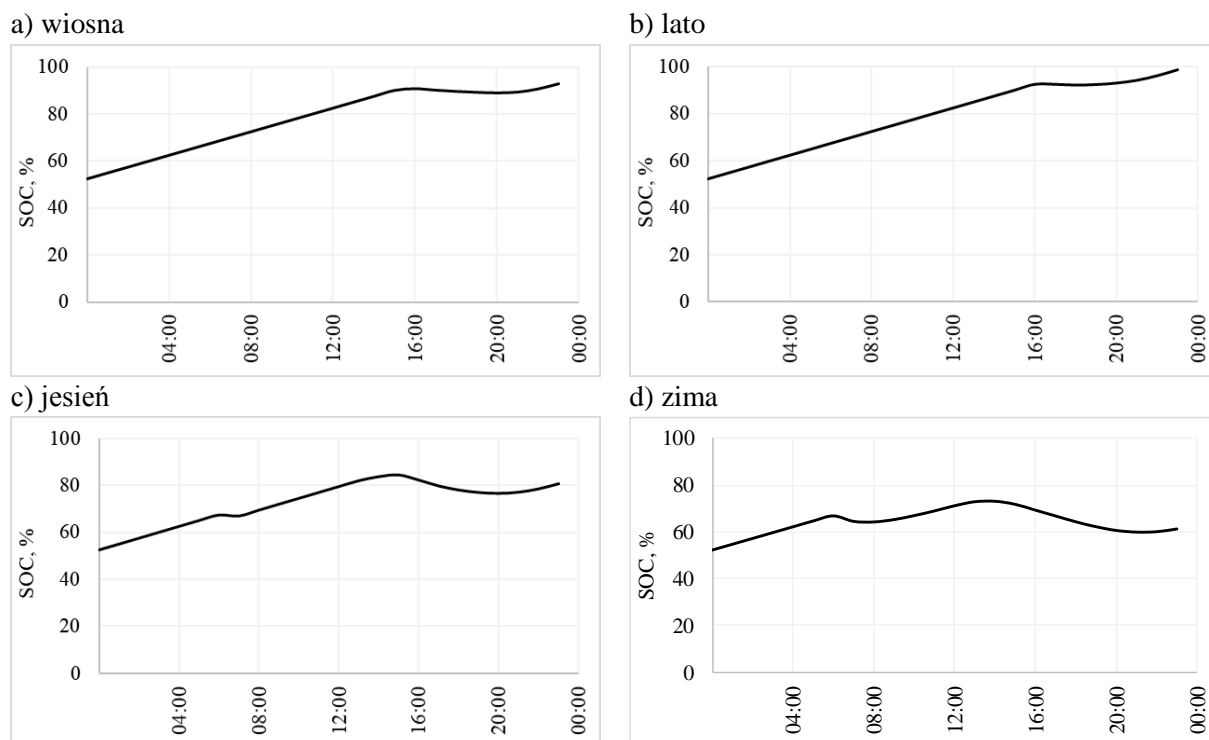
Wartość maksymalna mocy zapotrzebowania (średnia godzinowa) wynosi ok. 15 kW. Natomiast ograniczenie dolne generowanej mocy przez mikroelektrownię μ EB (5 kW) nie wynika z możliwości regulacyjnych silnika spalinowego, ale uzyskiwanych niekorzystnych sprawności. Na rys. 19 pokazano zestawienie uzyskanych profili bilansów energetycznych dla systemu on-grid. Wykres zmiennej ceny został wyznaczony z proporcji udziału energii z mikroelektrowni μ EB (500 PLN/MWh) oraz źródła fotowoltaicznego (250 PLN/MWh).



Rys. 19. Uśrednione godzinowe profile zapotrzebowania oraz bilansu energetycznego osłony OK2 ze źródłem PV i mikroelektrownią μ EB o mocy ekwiwalentnej 10 kW

Przeciętna roczna cena energii w mikrosystemie, bez kosztów opłaty sieciowej, wynosi 465 PLN/MWh. Natomiast z opłatą sieciową – 540 PLN/MWh (sposób wyznaczenia ceny jednoskładnikowej zawierającej stały składnik opłaty sieciowej wyjaśniono dalej). Na wykresach zaznaczono przebiegi zmiennej ceny energii i ceny końcowej (z opłatą sieciową)

wynikających z chwilowego (godzinowego) miksu źródeł, a także wartość dobowej ceny przeciętnej.



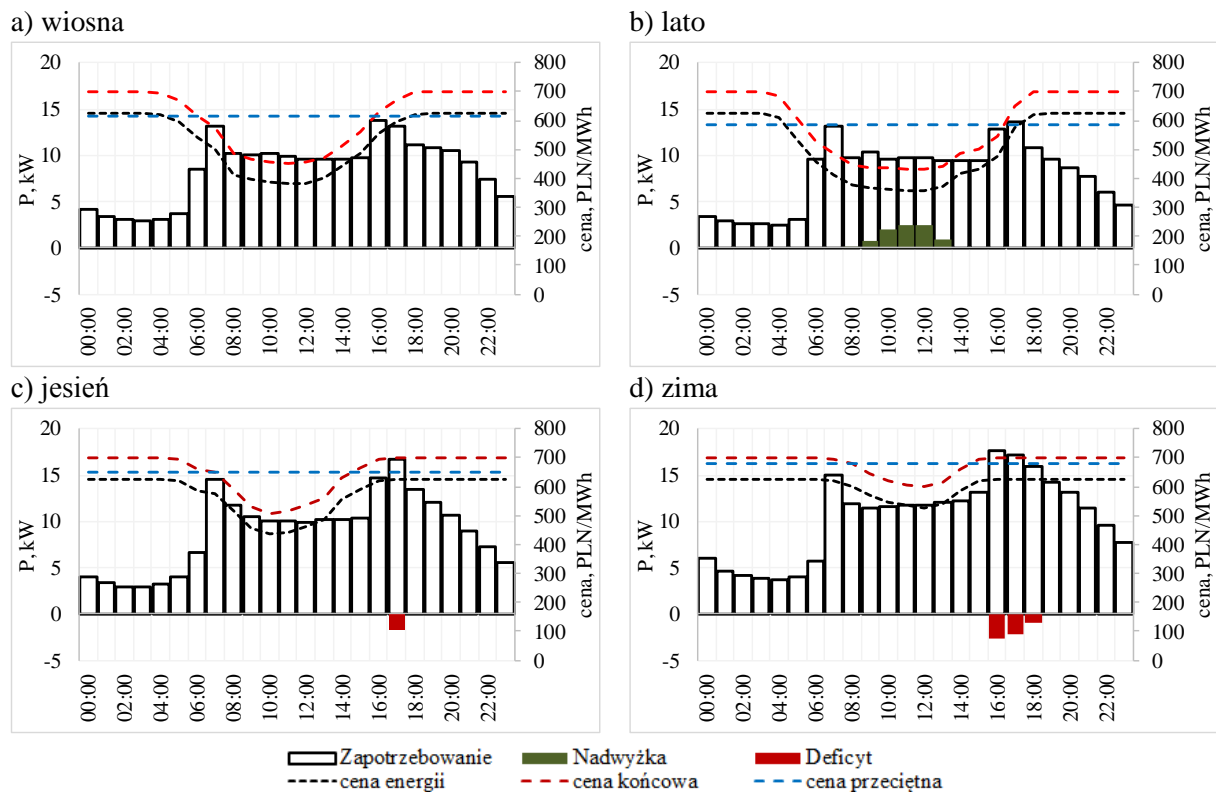
Rys. 20. Stan napełnienia zasobnika biogazu

Wyniki bilansu mikrosystemu ze źródłem PV oraz mikroelektrownią μ EB zestawiono w tab. 13. Na rys. 20 zestawiono wykresy przedstawiające przebiegi stanu napełnienia zasobnika biogazu. Przyjęta pojemność ekwiwalentna (w odniesieniu do energii elektrycznej) wynosi 200 kWh. Dla takiej pojemności stan napełnienia nie zostaje przekroczony.

Tab. 133. Zestawienie parametrów bilansu dla mikrosystemu *on-grid*

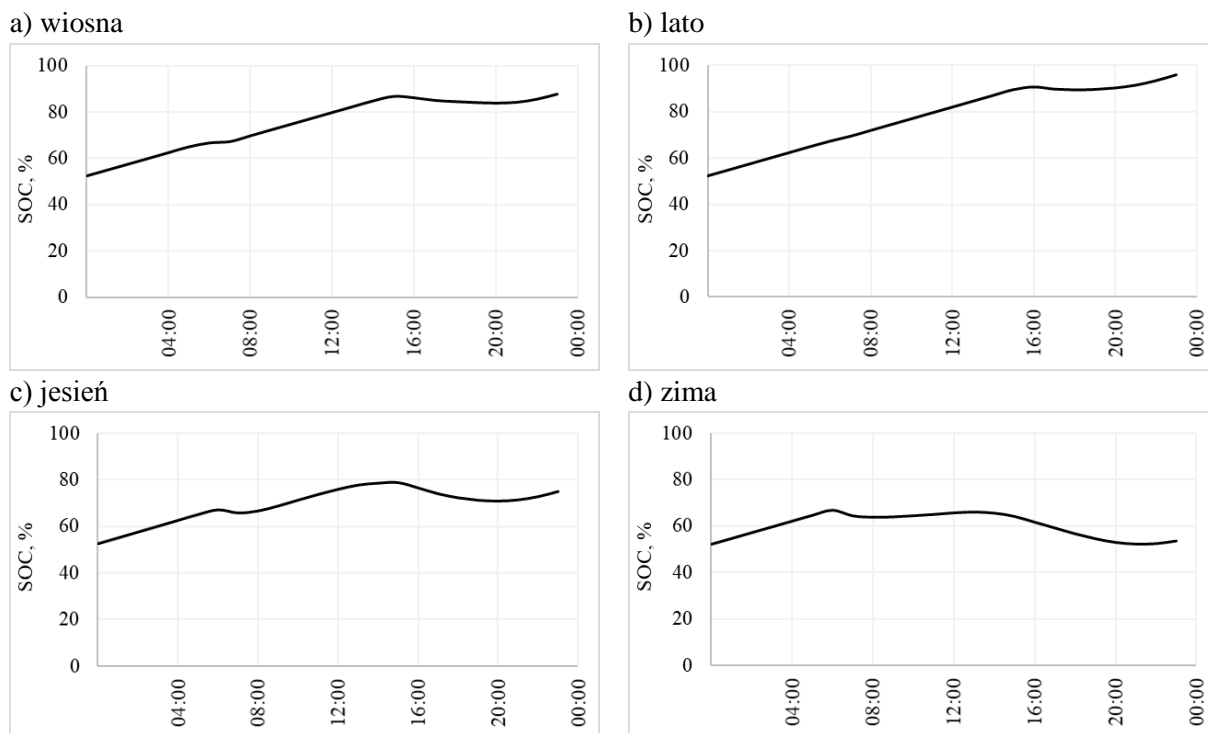
Parametr	Wartość
roczne zapotrzebowanie	80 MWh
roczna produkcja PV	20 MWh
roczna produkcja mikroelektrowni μ EB	80 MWh
nadwyżka	21 MWh
deficyt	1 MWh
czas wykorzystania mocy ekwiwalentnej μ EB (10 kW _{el})	8 tys. godz.
czas wykorzystania mocy maksymalnej μ EB (15 kW _{el})	5,3 tys. godz.

Mikrosystem off-grid (semi off-grid). Wykorzystanie mikroelektrowni μ EB w trybie pracy *off-grid (semi off-grid)* wymusza pracę w pełnym zakresie regulacji mocy silnika spalinowego. Z tego powodu czas wykorzystania mocy maksymalnej wynosi 4000 godz., a mocy ekwiwalentnej – 6000 godz (rys. 21). Ze względu na mniejsze wykorzystanie mikroelektrowni μ EB cena energii z tego źródła wynosi 625 PLN/MWh. Średnia roczna cena energii w mikrosieci na osłonie OK2 wynosi 560 PLN/MWh, natomiast uwzględniając koszt wykorzystania sieci nN, jednoskładnikowa średnia roczna cena końcowa wynosi 635 PLN/MWh.



Rys. 21. Uśrednione godzinowe profile zapotrzebowania oraz bilansu energetycznego osłony OK2 ze źródłem PV i mikroelektrownią μ EB o mocy ekwiwalentnej 10 kW, praca w trybie *semi off-grid*

Na rys. 22 zestawiono wykresy przedstawiające przebiegi stanu napełnienia zasobnika biogazu. Przyjęta pojemność ekwiwalentna (w odniesieniu do energii elektrycznej) wynosi 200 kWh. Dla takiej pojemności stan napełnienia nie zostaje przekroczony.



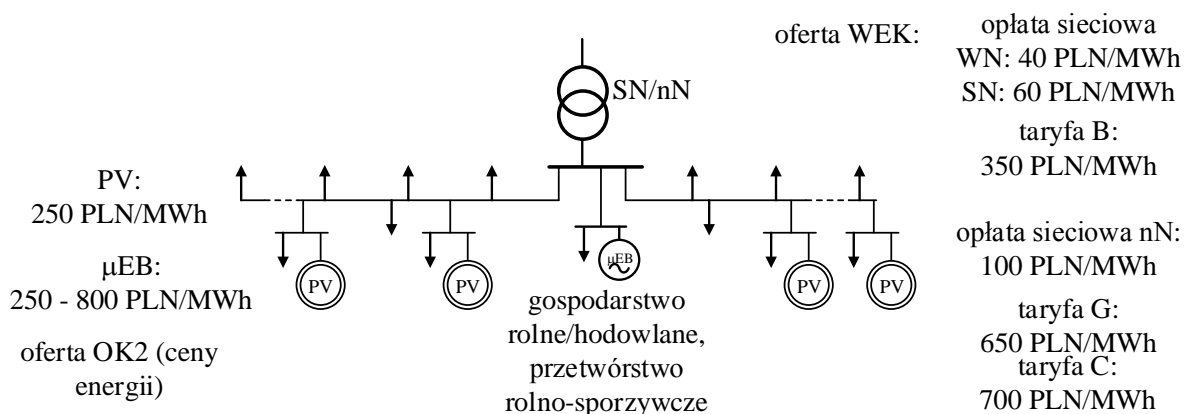
Rys. 22. Stan napelnienia zasobnika biogazu, praca w trybie *semi off-grid*

Model współużytkowania linii nN w mikrosystemie

Docelowo proponuje się dwa warianty włączania opłaty sieciowej do zmiennego (5-minutowego) kosztu jednoskładnikowego energii elektrycznej. Pierwszy wariant polega na doliczaniu do kosztu energii elektrycznej stałej wartości jednostkowej (na MWh) kosztu sieciowego. Drugi na uzmiennianiu kosztu sieciowego celem wzmocnienia oddziaływania cenowego.

Rozwiązania mikrosystemu energetycznego przedstawione w raporcie muszą uwzględniać specyfikę obszarów wiejskich, tj. mniej lub bardziej rozproszonych odbiorców połączonych siecią elektryczną nN (ciągami liniowymi). Obecnie w zdecydowanej większości (praktycznie wyłącznie) sieć ta jest własnością operatorów OSD, którzy za użytkowanie jej pobierają opłatę dystrybucyjną. W raporcie 4 cyklu BPEP [2] jednoskładnikowy koszt użytkowania sieci nN został obliczony na podstawie aktualnych danych operatorów OSD. Aktualny koszt opłaty sieciowej nN wynosi 100 PLN/MWh. Zarówno mikroelektrownia μ EB jak i źródła PV w zdecydowanej większości przesyłają energię (jeżeli są dobrane w modelu prosumenckim) z wykorzystaniem jedynie sieci nN. Koszt ten, dla mikroelektrowni μ EB oraz źródła PV, można przyjąć jako stały koszt opłaty sieciowej i uwzględnić w jednoskładnikowym koszcie energii elektrycznej w mikrosystemie. Dodatkowo wykorzystanie energii na potrzeby własne w gospodarstwie rolnym wynosi około 25 % całkowitej produkcji (gospodarstwo zasilane jest w całości z mikroelektrowni μ EB). Przyjęto również wykorzystanie energii ze źródeł PV na potrzeby własne gospodarstw równe 30 %. Zużycie energii na potrzeby własne gospodarstw zmniejsza koszty sieciowe. Dla tak przyjętych złożonych wynoszą 75 PLN/MWh oraz 70 PLN/MWh dla mikroelektrowni μ EB oraz źródeł PV, odpowiednio.

Prezentowane ceny (rys. 19 i rys. 21) uwzględniające opłatę sieciową, nie przekraczają 600 PLN/MWh (700 – off-grid). Koszty te należy skonfrontować z ofertą WEK. Aktualne ceny dla taryf G i C wynoszą 650 i 700 PLN/MWh odpowiednio, natomiast dla taryfy B (aktualna cena 550 PLN/MWh) po doliczeniu opłaty sieciowej nN, również wynosi 650 PLN/MWh. Na osłonie kontrolnej OK2 mikrosystemu dochodzi więc do zderzenia dwóch cen 600 PLN/MWh dla jednoskładnikowej ceny ze źródeł lokalnych z 650 PLN/MWh z oferty WEK (rys. 23). Zaproponowane koszty wytwarzania lokalnego dla pracy mikrosystemu energetycznego są porównywalne, przy aktualnych uwarunkowaniach rynkowych a dodatkowo wpływają na rozwój lokalnej społeczności, zyski zostają w mikrosystemie, przyczyniają się do rozwiązania problemu utylizacji odpadów i stanowią drugą gałąź rozwoju (rynek zbytu) dla okolicznych rolników.



Rys. 23. Oferty na lokalnym rynku mikrosystemu energetycznego

Jednoskładnikowy koszt opłat sieciowych wynika z przyjętego modelu współużytkowania sieci nN: przychód z lokalnej „dystrybucji” energii elektrycznej powinien zapewnić przychód operatorom na obecnym poziomie. Takie podejście ogranicza jednak oddziaływanie cenowe na odbiorców. Mechanizmem wzmacniającym oddziaływanie sieciowe jest uzmiennienie opłaty sieciowej. W tym przypadku cena sieci nie wiąże się tylko z technologią wytwarzania (otoczeniem sieciowym technologii) ale również z aktualnie dostępną energią oraz stopniem wykorzystania sieci. Jednym z mechanizmów wprowadzającym uzmiennienie opłaty sieciowej jest dynamiczny *net metering*. Dynamicznie, w zależności od aktualnego bilansu mikrosystemu, zmieniają się koszty opłaty sieciowej bezpośrednio wpływając na cenę całkowitą energii elektrycznej.

Uproszczony model wykorzystania sygnału cenowego rynku bilansującego

Przyjęte zostało, że lokalny rynek energii w mikrosystemie powinien się bilansować, czyli dążyć do autonomii energetycznej. Lokalne źródło regulacyjno-bilansujące z zasobnikiem energii (chemicznej biogazu, elektrycznej w akumulatorach, i inne) daje możliwość udziału aktywnego mikrosystemu w rynku energii na osłonie OK2. Obecne stałe taryfy regulowane przez URE nie pozostawiają dużego pola manewru, a konkurencja lokalnego źródła regulacyjno-bilansującego jest niewielka z perspektywy cen WEK. Jednak jeśli weźmie się pod uwagę, że ceny taryfowe regulowane są odzwierciedleniem ceny przeciętnej energii oraz

zmian cen energii na TGE i Rynku Bilansującym, otwiera się obszar dla lokalnych źródeł w uczestnictwie w rynku energii, szczególnie w usługach systemowych.

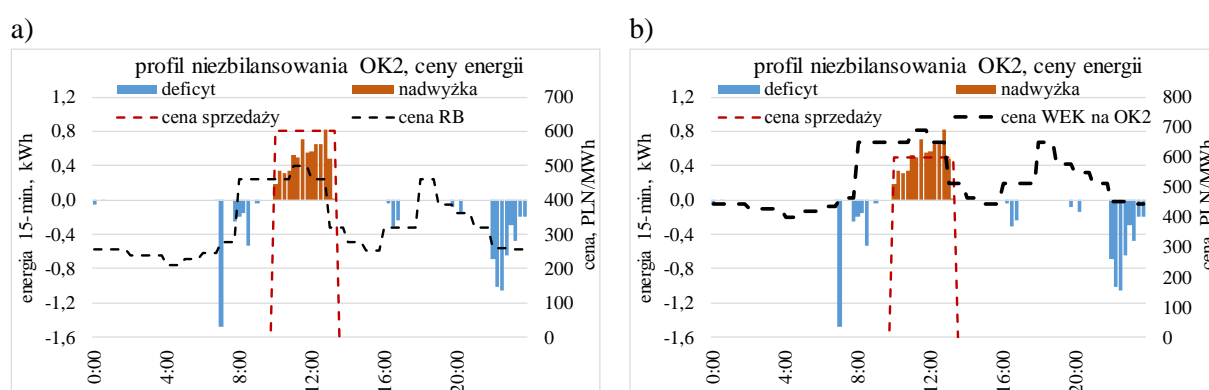
Szczególnie predysponowany do sterowania świadczeniem usług systemowych na osłonie OK2 jest sygnał cenowy z rynku bilansującego i wykorzystanie go do kształtowania profilu niezbilansowania na osłonie OK2. Model ten opiera się na konfrontacji cen (prognoz cen) energii na osłonie kontrolnej i porównanie jej z profilem niezbilansowania oraz potencjałem źródeł regulacyjno-bilansujących (na tym etapie opisu mechanizmu nie bierze się jeszcze pod uwagę możliwości sterowania profilem popytu). Konfrontacja cenowa powinna odbywać się jednak nie na poziomie cen taryfowych, ale ceny rzeczywistej, korygowanej przez rynek bilansujący. Rozpatrując zagadnienie z perspektywy struktury sieci pokazanej na rys. 23, w punkcie styku osłony OK2 i rynku WEK, czyli miejscu obowiązywania taryf B. Do dalszych obliczeń przyjmuje się cenę energii w taryfie B, nie wliczając podatków, wynoszącą 350 PLN/MWh. Cena ta wynika z ceny przeciętnej na TGE, którą w obliczeniach przyjęto na poziomie 160 PLN/MWh. Wartości te, korygowane sygnałem cenowym z Rynku Bilansującego konfrontowane są z przeciętną ceną energii (uwzględniając zysk właściciela źródła) z mikroelektrowni μEB , wynoszącą 500 PLN/MWh. Aby uzyskać cenę jednoskładnikową oferowaną na osłonie OK2 do ceny energii mikroelektrowni μEB dodano cenę opłaty sieciowej za użytkowanie sieci nN:

$$C_{o_{OK2}} = C_{\mu EB} + C_{s_{nN}} = 600 \text{ PLN/MWh} \quad (9)$$

gdzie: $C_{\mu EB}$ – cena jednostkowa sprzedaży energii z mikroelektrowni μEB na osłonie OK2 (500 PLN/MWh),

$C_{s_{nN}}$ – cena jednostkowa opłaty sieciowej (użytkowania sieci nN, 100 PLN/MWh).

Na rys. 24 pokazano wykresy profili niezbilansowania na osłonie OK2 dla wybranej doby i naniesione wykresy cen sprzedaży energii z mikroelektrowni μEB , na Rynku Bilansującym (rys. 24 a) i skorygowanej ceny WEK na osłonie OK2 (rys. 24 b).



Rys. 24. Profil niezbilansowania na osłonie OK2 mikrosystemu, profile cen sprzedaży oraz Rynku Bilansującego, dla wybranej doby

Profile zostały sporządzone dla pakietów energii oraz cen 15-minutowych. Cenę skorygowaną WEK na osłonie OK2 wyznaczając z równania:

$$C_{WEK_{OK2}}(t) = C_{tar_B} + (C_{RB}(t) - C_p) \quad (10)$$

gdzie: C_{t_B} – cena jednostkowa energii w taryfie B (350 PLN/MWh),

$C_{RB}(t)$ – cena chwilowa (15-minutowa) na Rynku Bilansującym (cena na rynku bilansującym 15-minutowa została określona na podstawie danych o cenach godzinowych),

C_p – cena przeciętna (160 PLN/MWh).

Dla przedstawionego profilu dobowego cena energii WEK skorygowana sygnałem cenowym z Rynku Bilansującego, w okresie nadwyżki energii w osłonie OK2 jest wyższa, w stosunku do ceny energii produkowanej w mikroelektrowni μ EB. Analizy zostały przeprowadzone dla profili naturalnych, bez stosowania mechanizmów sterujących kształtem profilu na osłonie OK2, jak np. usługa DSR lub pełne wykorzystanie potencjału zasobnika biogazu mikroelektrowni μ EB. Należy w tym miejscu dodać, że do lokalnej ceny energii nie dodano wartości praw majątkowych dla energii odnawialnej.

ZAKOŃCZENIE

Raport w całości, część metodologiczna (organizująca opis zagadnienia), ale przede wszystkim wykonane analizy i uzyskane praktyczne wyniki (rys. od 16 do 22 oraz tabele od 10 do 13) upoważniają do sformułowania istotnych wniosków praktycznych oraz dają podstawy pod ogólne refleksje. Wnioski praktyczne dotyczą możliwości przeprowadzenia pełnej transformacji energetyki na obszarach wiejskich (uwolnienia tych obszarach od paliw kopalnych) w horyzoncie 2040. Ogólne refleksje, uwzględniające potencjał transformacji energetycznej obszarów wiejskich dotyczą natomiast możliwości uwolnienia w tym horyzoncie całej krajowej energetyki od węgla (jest to problem, który w Polsce będzie w kolejnych latach narastał bardzo gwałtownie ze względu na rządową pro-węglową politykę energetyczną).

Wnioski praktyczne

Są to zarówno nowe wnioski, jak i wzmacniające wnioski sformułowane w Raportach Cyklu BPEP [2]: siódmym (dom jednorodzinny), ósmym (wiejska spółdzielnia energetyczna „dopełniająca” średnio-towarowe gospodarstwo rolne z biogazowym mikro-źródłem kogeneracyjnym) i dziewiątym (spółdzielnia energetyczna „dopełniająca” spółdzielnię mieszkaniową, wspólnotę mieszkaniową i budownictwo deweloperskie w mieście). W odniesieniu do spółdzielni energetycznej na obszarach wiejskich, funkcjonującej w osłonie OK2, wnioski praktyczne wynikające z Raportu są następujące:

1. Systemy informatyczne (dla potrzeb klastrowych platform edukacyjno-aplikacyjnych oraz platform operatorsko-handlowych). Są to systemy (algorytmy), które w sposób maszynowy zbierają informacje o bieżącym profilu oraz prognozują profil niezbilansowania osłony kontrolnej. Jest to podstawa wystawiania (maszynowego) ofert na rynku wschodzącym 1. Systemy powinny być skalowalne i zgodne z osłonowymi terminalami

dostępowymi (w warstwie komunikacyjnej). Wprowadzenie rozliczeń maszynowych jest konieczne ze względu na stosunkowo małą liczbę podmiotów będących w spółdzielni energetycznej na obszarach wiejskich. Nie jest ekonomicznie uzasadnione powołanie agregatora/koordynatora spółdzielni.

2. Klastrowa platforma symulacyjna (badawczo-aplikacyjna) dla potrzeb rozwojowych. Celem tworzenia platformy symulacyjnej jest potrzeba szkolenia gminnych/powiatowych energetyków, ale również przedsiębiorców oraz prosumentów w zakresie aktywnego uczestnictwa na rynku wschodzącym 1. Platforma symulacyjna tworzy „poligon” doświadczalny pozwalający na przetestowanie rozwiązań zarówno rozwojowych (struktura źródeł, struktura magazynów energii ...) jak i eksploatacyjnych (zarządzanie produkcją i zapotrzebowaniem, wystawianie ofert ...).

3. Skalowalność zagadnienia. Jest to bez wątpienia jeden z ważnych wniosków, mimo że skalowalność spółdzielczych rozwiązań energetycznych na obszarach wiejskich jest mniejsza niż skalowalność spółdzielczych rozwiązań energetycznych dla budownictwa wielorodzinnego w miastach. Dodatkową podstawę ma w spostrzeżeniu, że cała historia elektryfikacji obszarów wiejskich w Polsce powojennej jest związana z bardzo daleko posuniętą typizacją. Zatem w naturalny sposób rewitalizacja tego budownictwa jest podatna na efekt skali rynku i produkcji fabrycznej.

4. Budowa przemysłu i rynku usług dla potrzeb spółdzielni energetycznych na obszarach wiejskich. Ze skalowalności zagadnienia, którym jest transformacja energetyczna obszarów wiejskich bezpośrednio wynika wielki potencjał przebudowy segmentu usług systemowych (KSE) i tym samym wejścia w środowisko cen krańcowych energii elektrycznej. W praktyce oznacza to konwergencję rynku energii i usług systemowych na rynku wschodzącym 1. Na konwergentnym rynku ceny energii z lokalnych źródeł regulacyjno-bilansujących są już obecnie konkurencyjne. Drugim efektem zasługującym na odnotowanie jest pobudzenie za pomocą transformacji rynku energii elektrycznej rozwoju sektora MMSP. Mianowicie, rynek konwergentny pozwala aktywnie uczestniczyć w nim podmiotom, które do tej pory były uznawane (przez energetykę WEK) za niezdolne do takiego uczestnictwa.

5. Budowa za pomocą klastrów energetycznych potencjału dyfuzji innowacji przełomowych na obszarach wiejskich. Samorządy, przedsiębiorcy (MSP) i prosumenci, w tym rolnictwo (socjalne gospodarstwa rolne) w naturalny sposób tworzą środowisko, które jest bardzo dobrze uwarunkowane do budowy potencjału dyfuzji innowacji przełomowych w obszarze gospodarki energetycznej. Można postawić roboczą tezę, że klastry energii stanowią w szczególności szansę (jest w każdym razie potencjał) na powtórzenie w rolnictwie sukcesu przedakcesyjnych programów unijnych (fundusz PHARE).

Dwie alternatywne hipotezy związane z mikroelektrownią μ EB

Raport koncentruje się na identyfikacji potencjału mikroelektrowni μ EB zarówno w ujęciu makro- jak i mikro-ekonomicznym, uwzględnia przy tym fakt, że perspektywa przesilenia kryzysowego, przez które będzie przechodzić polska elektroenergetyka w kolejnych dwóch latach (2019-2020) wymaga głównie tego drugiego. Potrzeba identyfikacji potencjału jest

bezdyskusyjna, bo jego znajomość jest warunkiem niezbędnym do formułowania alternatywnych hipotez: pierwszej „jak będzie”, albo drugiej „jak powinno być”? Raport jednak nie zawiera wyraźnie żadnej z tych hipotez. Z drugiej strony racjonalna jest analiza uwarunkowań, które uwiarygodniają pierwszą z hipotez. Oczywiście, zbiór uwarunkowań jest bardzo liczny. Dziewięć (wybranych) uwarunkowań makroekonomicznych transformacji polskiej elektroenergetyki (i rynku energii elektrycznej) ma przy tym szczególne znaczenie. Mianowicie, to sekwencja tych właśnie uwarunkowań uwiarygodnia hipotezę, że transformacja mikrosystemu elektroenergetycznego z mikroelektrownią μ EB do modelu *off grid* (w osłonie OK2) uzyska w kolejnych dwóch latach status komercyjnego (praktycznego) rozwiązania, nie pozostanie natomiast tylko postulatem. Jest to sekwencja przedstawiona poniżej.

- 1.** Pierwsze cztery uwarunkowania są uwarunkowaniami negatywnymi. Najsilniejszym uwarunkowaniem w tej grupie, pierwszym w ogóle, jest zapaść wyceny polskich grup elektroenergetycznych od ich wejścia na giełdę (Enea – 2008, PGE – 2009, Tauron – 2010, Energa – 2014). Jest to zapaść w postaci spadku wyceny wynoszącego około (70-75)%.
- 2.** Równolegle polska elektroenergetyka weszła w spiralę wzrostu cen energii elektrycznej na rynku terminowym, sięgającego nawet 100%. Skutkiem są oferty cen taryfowych ze strony dostawców wyższe nawet o 50% (w stosunku do realizowanych cen tegorocznych, będących wynikiem umów ubiegłorocznych): takie wzrosty są charakterystyczne przede wszystkim dla segmentu taryfowego B, ale także dla segmentu A).
- 3.** Trzecim negatywnym uwarunkowaniem jest dramatyczna sytuacja polskiej elektroenergetyki węglowej, na węgiel kamienny i na węgiel brunatny. W pierwszym wypadku chodzi o inwestycje w bloki węglowe, przede wszystkim będące w budowie, klasy 1000 MW (blok Kozienice w ruchu gwarancyjnym, dwa bloki w Opolu, jeden blok w Jaworznie, jeden blok w Ostrołęce). W drugim wypadku chodzi w szczególności o dwie inwestycje grupy PGE Wytwarzanie, mianowicie o budowę bloku 450 MW w Turowie realizowaną przy braku (przynajmniej na razie) pozwoleń na budowę nowej odkrywki, ale także o odkrywkę Złoczew, na budowę której również nie ma jeszcze pozwoleń, a która jest niezbędna po 2040 r. dla bloku 850 MW w Bełchatowie, wybudowanego przy kopalni Szczerców, której złoża ulegną wyczerpaniu do 2040 r. Wszystkie te inwestycje są całkowicie nieracjonalne. Trzy przyczyny z tego punktu widzenia są decydujące: pierwszą jest nieuchronny wzrost opłat za uprawnienia do emisji CO₂, drugą jest niedostosowanie bloków do właściwości KSE (są za duże), trzecią jest niedostosowanie do wymagań związanych ze współpracą ze źródłami OZE. W rezultacie wszystkie wymienione inwestycje węglowe radykalnie wzmocnią dwa pierwsze (negatywne) uwarunkowania.
- 4.** Czwarte negatywne uwarunkowanie jest związane z rządową polityką energetyczną, generalnie przeciwbieżną w stosunku do unijnej polityki energetycznej i do globalnej polityki klimatycznej oraz do globalnej energetycznej trajektorii transformacyjnej. Taka polityka coraz bardziej będzie przekształcała sprawę bezpieczeństwa energetycznego i ekonomiczne problemy właściwe dla elektroenergetyki w problem nieadekwatności kulturowo-cywilizacyjnej polskiej energetyki.

5. Kolejne pięć uwarunkowań, to uwarunkowania pozytywne. Piąte uwarunkowanie, w ogóle, dotyczy gospodarki w obiegu zamkniętym. To uwarunkowanie, nadrzędne ze względu na środowisko, będzie wręcz wymuszać wykorzystanie potencjału mikroelektrowni μ EB, a z drugiej strony będzie sprzyjać takiemu wykorzystaniu ekonomicznie. (Jest to bardzo silne uwarunkowanie pierwszej z hipotez, mianowicie, że potencjał mikroelektrowni μ EB będzie wykorzystany, a nie tylko, że powinien być wykorzystany).

6. Szóste uwarunkowanie (pozytywne) wiąże się z dwoma unijnymi regulacjami. Jest to nowy, bardzo silnie zliberalizowany, rynek bilansujący (od początku 2021 r.). Ponadto są to dokonane w końcu października 2018 r. uzgodnienia negocjatorów UE dotyczące nowego obowiązku dostawców (obsługujących na rynku powyżej 200 tys. gospodarstw domowych), polegającego na oferowaniu swoim klientom przynajmniej jednej taryfy dynamicznej. Oznacza to w gruncie rzeczy „przewrót” regulacyjny, mianowicie przejście od cenotwórstwa taryfowego, czyli kosztowego/uśrednionego, do cenotwórstwa czasu rzeczywistego, czyli krańcowego. (Znowu, obydwie te regulacje stanowią bardzo silne uwarunkowanie na rzecz pierwszej hipotezy).

7. Rozległe awarie sieciowe powodowane nasilającymi się ekstremalnymi warunkami pogodowymi, i ogólnie bardzo niekorzystne w wypadku obszarów wiejskich wskaźniki niezawodnościowe dostawy energii elektrycznej z rynku schodzącego WEK stanowią siódme uwarunkowanie. Dla 2017 r. wskaźniki SAIDI i SAIFI dla przerw nieplanowanych (z przerwami katastrofalnymi) wynosiły w Tauron Dystrybucja (5,5 mln odbiorców) odpowiednio 238 min./odbiorcę/rok i 3,3 przerw/odbiorcę/rok. Dane dla PGE Dystrybucja (5,2 mln odbiorców) są następujące: 461 min./odbiorcę/rok i 5,0 przerw/odbiorcę/rok, odpowiednio. Praktycznie oznacza to np. wyłączenie (w kraju) 500 tys. odbiorców w wyniku rozległych awarii po wichurze 5 października 2017 r., a 180 tys. odbiorców po wichurze 11 sierpnia (część odbiorców była pozbawiona energii elektrycznej nawet przez ponad 10 dni). Wyłączenia długie i bardzo długie są szczególnie uciążliwe i niebezpieczne np. dla hodowli zwierząt, dlatego rolnicy i przedsiębiorcy są zmuszeni wyposażać gospodarstwa oraz zakłady w agregaty prądotwórcze (z napędem dieslowskim); mikroelektrownia μ EB wypełnia funkcję układu gwarantowanego zasilania.

8. Ósme uwarunkowanie jest związane z liniami nN w mikrosystemie elektroenergetycznym z mikroelektrownią μ EB. Inwestycje w linie kablowe nN na rynku wschodzącym 1 energii elektrycznej, zarówno na obszarach wiejskich jak i w miastach są tylko kwestią czasu.. Zgrubne oszacowanie opłaty sieciowej pokazuje, że może być ona niższa (poniżej 100 PLN/MWh) w mikrosystemie elektroenergetycznym z mikroelektrownią μ EB i własnymi liniami nN. Budowa własnych linii kablowych, z punktu widzenia ekonomii, tworzy środowisko kosztów krańcowych, zwiększając jednocześnie ryzyko kosztów osieroconych w liniach nN należących do operatorów OSD (na obszarach, na których będzie dochodzić do zwielokrotnienia linii). Dlatego przejmowanie linii nN od operatorów OSD przez podmioty rynku wschodzącego 1 energii elektrycznej nie powinno być blokowane; przejścia takie dają szansę racjonalnego wykorzystania istniejących zasobów sieciowych (zamiast budowy nowych – wykorzystuje się istniejące). W szczególności, zmniejszają one koszty inwestycyjne podmiotów rynku wschodzącego 1 oraz pozwalają uzyskać przychód energetyce WEK (ze sprzedaży sieci).

9. Przesilenie, które wystąpi w elektroenergetyce w kolejnych dwóch latach nakazuje przystąpienie samorządów, przedsiębiorstw MSP, ludności (odbiorcy – prosumenci) do działań na rzecz organizowania „Sieci Ratowników Energetycznych” na obszarach wiejskich – jest to dziewiąte, bardzo ważne, uwarunkowanie. Ratownicy ci, oprócz kompetencji, muszą posiadać narzędzia i infrastrukturę techniczną. Narzędzia i infrastruktura będą potrzebne do reagowania na wysokie ceny energii elektrycznej, na ogłaszane stopnie zasilania, a nawet na nieselektywne wyłączenia operatorskie. Ukształtowane (w trybie kryzysowym) narzędzia oraz infrastruktura, będą zarazem stanowiły podwaliny nowego rynku wschodzącego 1 energii elektrycznej. Budowa mikrosystemu elektroenergetycznego z mikroelektrownią μ EB i własnymi liniami nN jest niewątpliwie znakomitym poligonem do kształtowania „Sieci Ratowników Energetycznych”.

Refleksje

Raport daje podstawę do refleksji (z natury rzeczy cechujących się ogólnym poziomem i długoterminową perspektywą) w szczególności w odniesieniu do trzech zagadnień. Są to: gospodarka o obiegu zamkniętym, rynek energii elektrycznej oraz modernizacja sektora przedsiębiorstw MMSP).

1. Nadanie mikroelektrowni μ EB statusu prawnego obligatoryjnej instalacji ochrony środowiska, w którą są wyposażane obiekty hodowlane (obory, chlewnie, kurniki) oraz instalacje technologiczne w zakładach (MSP) przetwórstwa rolno-spożywczego jest tylko kwestią czasu. Podobne rozwiązania prawno-regulacyjne obejmą oczyszczalnie ścieków.

W wypadku średnio-towarowych gospodarstw rolnych o inwestycjach w postaci mikroelektrowni μ EB będzie decydować ekonomika, w części dotyczącej opłat za środowisko (koszty zewnętrzne), ale przede wszystkim w części dotyczącej możliwości redukcji ryzyka działalności podstawowej (rolniczej) gospodarstwa (redukcji poprzez dywersyfikację działalności).

Podkreśla się ponadto, że mikroelektrownia μ EB obejmie bez wątpienia wiele dodatkowych działalności w małych miastach (do 100 tys. mieszkańców). Będą to takie działalności jak np. utylizacja przeterminowanej w sklepach żywności, i wiele innych.

2. Narastający kryzys w elektroenergetyce przyspiesza transformację. Rosnące ceny energii elektrycznej skracają prosty okres zwrotu inwestycji w źródła. Równocześnie ujawnia się potencjał obniżenia opłat sieciowych (malejące koszty budowy nowych sieci nN). Wymienione uwarunkowania wewnętrzne zostaną dodatkowo silnie wzmocnione procesem tworzenia rynku bilansującego o zasięgu europejskim (od 2021 r.).

Oczywiście, dynamika rozwojowa rynku wschodzącego 1 energii elektrycznej jest bezpośrednio związana z szerokim dostępem do środków technicznych pozwalających na prognozowanie produkcji i zapotrzebowania (systemy informatyczne) oraz sterowania produkcją energii (przekształtniki). Tworzą się oddolne (poczynając już od prosumentów na osłonie OK1) możliwości bilansowania energii elektrycznej (i regulacji mocy), które mogą się przekształcić w „usługi systemowe” nowego typu na rynku wschodzącym 1.

Z kolei maszynowa kontrola wykonalności transakcji na poszczególnych osłonach kontrolnych rynku wschodzącego 1 (na osłonach od OK1 do OK4) oznacza, co do zasady, bardzo daleko idącą „demokratyzację” koncepcji *flow-based market coupling*.

Obecnie koncepcja *flow-based market coupling* realizowana jest (elitarnie) na połączeniach transgranicznych. Jądrzem koncepcji są procedury badania wykonalności transakcji rynkowych na tych połączeniach w kontekście ograniczeń systemowych (sieciowych i elektrownianych). Koncepcja w takim zakresie jest rozwijana od początku bieżącej dekady, i sukcesywnie wprowadzona jest do praktyki. Zapewnia ona (co do zasady) jednolitość całego europejskiego rynku energii elektrycznej działającego na przesyłowej infrastrukturze sieciowej.

Rozszerzenie stosowalności koncepcji poza osłonę kontrolną OK5 na cały rynek wschodzący 1 - w szczególności na osłonę prosumencką OK1, na osłonę rzeczywistą lub wirtualną OK2, na osłonę wirtualną OK3 oraz na osłonę OK4 (o fundamentalnym znaczeniu z punktu widzenia konkurencji między rynkiem schodzącym WEK oraz rynkiem wschodzącym 1) - prowadzi bez wątpienia do skutków makroekonomicznych.

3. Łącznie, powstają nowe warunki do rozwoju przedsiębiorstw z segmentu MMSP bezpośrednio funkcjonujących na rynku wschodzącym 1 energii elektrycznej oraz działających na rzecz tego rynku, czyli działających na rynkach usług i produktów niezbędnych dla funkcjonowania rynku wschodzącego 1 energii elektrycznej.

W jednym i drugim wypadku pojawiają się nowoczesne miejsca pracy, bo na rynku wschodzącym 1 energii elektrycznej i na związanych z nim rynkach usług i produktów potrzebne są nowoczesne kompetencje, na miarę współczesnych potrzeb. Jest to zatem historyczna szansa na wytworzenie nowej fali rozwojowej w tym obszarze, tym samym też na istotną modernizację całego segmentu przedsiębiorstw MMSP.

Źródła

Dwa Cykle Raportów nt. *Transformacja energetyki w rynki energii użytecznej OZE – perspektywa 2050*. <https://www.cire.pl>, <http://klaster3x20.pl>

- [1] Popczyk J., Bodzek K., Fice M., Kiluk S., Michalak J., Wójcicki R.: Cykl Raportów BŻEP: Dwanaście Raportów Biblioteki Źródłowej Energetyki Prosumenckiej, datowanych: październik 2017 – styczeń 2018.
- [2] Popczyk J., Bodzek K., Fice M., Dębowski K., Pilśniak A., Sztymelski K., Wójcicki R.: Cykl Raportów BPEP: Zaplanowanych dwanaście Raportów Biblioteki Powszechnej Energetyki Prosumenckiej, datowanie pierwszych dziewięciu: luty 2018 – sierpień 2018.

Ponadto:

- [3] Popczyk J. *Energetyka prosumencka jako innowacja przełomowa*. Raport BŻEP, 2013. <http://klaster3x20.pl>
- [4] Wicher R. *Biogazownie rolnicze jako źródła pracujące w trybie semi off-grid*. Raport BŻEP, 2015. <http://klaster3x20.pl>

- [5] Popczyk J. *TRANSFORMACJA ENERGETYKI. Paradygmatyczny triplet i mapa oraz trajektoria*. Śląskie Wiadomości Elektryczne 5'2018. Ponadto: SEP – wydawnictwo okolicznościowe: 65 lat Oddziału Gliwickiego Stowarzyszenia Elektryków Polskich 1953-2018. Gliwice 2018.

Datowanie Raportu – wersja beta: 8 listopada 2018 r.