

# **Generacja rozproszona z wykorzystaniem kogeneracji gazowej**

Andrzej Jurkiewicz  
eGIE Sp. z o.o. Opole

## **Spis treści**

1. Wstęp .....	2
2. Aktualny w Polsce (i nie tylko) system dostawy energii elektrycznej i ciepła do odbiorców końcowych.....	2
3. Nowy model energetyki rozproszonej.....	4
4. Analiza porównawcza obu sposobów (systemów) dostaw energii.....	6
4.1 Podstawowe dane dotyczące zużycia ciepła i jego kosztów dla Osiedla przed modernizacją. ....	6
4.2 Podstawowe dane dotyczące zużycia energii elektrycznej i jej kosztów przed modernizacją. ....	6
4.3 Program wprowadzenia na Osiedlu systemu energetyki rozproszonej .....	7
4.4 Uzyskane efekty zmiany zasad dostawy ciepła na terenie Osiedla .....	8
4.4 Planowe efekty zmiany zasad dostawy energii elektrycznej na terenie Osiedla.....	8
4.5 Planowane nakłady inwestycyjne związane z produkcją energii elektrycznej.....	9
4.6 Efektywność modernizacji systemu .....	9
5. Perspektywy energetyki rozproszonej.....	10
6. Wnioski .....	11

# 1. Wstęp

Według Wikipedii Generacja Rozproszona (energetyka rozproszona), to „wytwarzanie energii przez małe jednostki lub obiekty wytwórcze, przyłączone bezpośrednio do sieci rozdzielczych lub zlokalizowane w sieci elektroenergetycznej odbiorcy (za urządzeniami kontrolno-pomiarowymi), zwykle produkujące energię elektryczną ze źródeł energii odnawialnych lub niekonwencjonalnych, często w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła (kogeneracja rozproszona). Do sieci generacji rozproszonej należeć mogą np. prosumenci, kooperatywy energetyczne czy elektrownie komunalne”[1].

Kogeneracja rozproszona to „skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i cieplej w układach położonych w bezpośrednim sąsiedztwie odbiorców energii, także z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii” [2]. Generacja rozproszona z wykorzystaniem kogeneracji rozproszonej jest przyszłością systemów elektroenergetycznych i ciepłowniczych.

Przedstawiony poniżej Projekt jest wdrażany na jednym z osiedli mieszkaniowych niewielkiej spółdzielni mieszkaniowej w województwie opolskim.

Celem realizowanego Projektu jest utworzenie lokalnego systemu generacji rozproszonej dostarczającego energię elektryczną i ciepło do budynków mieszkalnych Osiedla w Tułowicach, zwanego dalej Osiedlem, należącego do Spółdzielni Mieszkaniowej w Łambinowicach. Będzie to system rozproszony, w którym wytwórca energii jest jednocześnie jej odbiorcą (prosumentem).

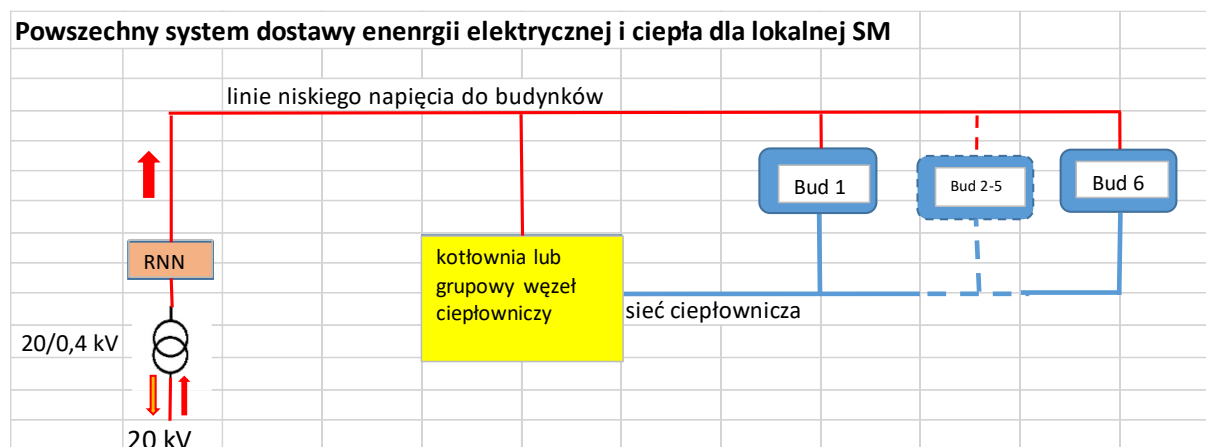
Wynikiem realizacji tego Projektu jest zmniejszenie kosztów związanych z kosztami zakupu energii elektrycznej i ciepła przez mieszkańców Osiedla, a także ograniczenie zużycia energii pierwotnej (ograniczenie emisji CO<sub>2</sub>) uzyskanej dzięki zastosowaniu kogeneracji gazowej powiązanej z modernizacją systemu ciepłowniczego. W przyszłości planowane jest także włączenie do systemu fotowoltaiki rozmieszczonej na dachach budynków.

Zaproponowany w Projekcie model produkcji i dostawy energii (zwłaszcza elektrycznej) dla podobnych odbiorców (mieszkania spółdzielcze) jest w Polsce niespotykany i całkowicie nowy. Proponowany sposób dostawy energii elektrycznej i ciepła w znacznym stopniu zmniejszy koszty związane z zakupem energii, głównie dla odbiorców tej energii: członków spółdzielni mieszkaniowej i samej spółdzielni. Model ten można rozszerzyć także na innych odbiorców (większe wspólnoty mieszkaniowe, samorządy terytorialne, małe firmy), którzy mogą w ten sposób znacznie ograniczyć koszty związane z zakupem energii elektrycznej i ciepła, a także przyczynić się do znacznej redukcji emisji gazów cieplarnianych (ograniczenie zużycia energii pierwotnej). Model ten można także „wzbogacić” wprowadzając dodatkowo źródła energii odnawialnej (biogazownie, fotowoltaikę, elektrownie wiatrowe)

## 2. Aktualny w Polsce (i nie tylko) system dostawy energii elektrycznej i ciepła do odbiorców końcowych.

Poniżej przedstawiono typowy układ systemu energetycznego (energia elektryczna + ciepło) stosowanego w budynkach mieszkalnych lub samorządowych w obecnych układach elektroenergetycznych i systemach dostawy ciepła. System ten opisano na przykładzie

budynków należących do Spółdzielni Mieszkaniowej w Łambinowicach (Osiedle w Tułowicach).



**Rys. 1. Powszechny system dostawy energii elektrycznej i ciepła dla lokalnej Spółdzielni mieszkaniowej**

Układ elektroenergetyczny należy ZAWSZE do lokalnego dystrybutora energii. Składa się on najczęściej z sieci średniego napięcia, transformatora, rozdzielni niskiego napięcia, sieci przesyłowych niskiego napięcia do budynków, złączy kablowych w budynkach i liczników energii elektrycznej u odbiorców końcowych. Instalacje wewnętrzne w budynku (od złącza kablowego do liczników elektrycznych) są własnością właściciela budynku (w naszym przypadku – spółdzielni mieszkaniowej). Kotłownia lub grupowy węzeł ciepłowniczy, sieci przesyłowe i węzły cieplne w budynkach, najczęściej są własnością lokalnego dostawcy ciepła.

W tym systemie dostawy energii elektrycznej wszyscy odbiorcy energii rozliczani są wg taryf niskonapięciowych (do 400 V). Osoby fizyczne wg taryfy G, a instytucje (także części wspólne budynków) wg taryfy C. Dostawą energii elektrycznej zajmuje się lokalny operator OSD (operator systemu dystrybucji). Odbiorcy mogą wprawdzie wybrać dostawcę samej energii i w ten sposób wpływać na koszty jej zakupu, ale nie mają żadnego wpływu na koszty dystrybucji tej energii (muszą korzystać z usług lokalnego OSD i taryf przez niego stosowanych). Taki system dostawy energii elektrycznej stosowany jest praktycznie u 100% odbiorców rozliczanych wg taryf niskonapięciowych.

Podobny system obowiązuje w przypadku dostawy ciepła; właścicielem kotłowni lokalnej lub węzła grupowego jest najczęściej lokalny dostawca ciepła PEC (przedsiębiorstwo energetyki cieplnej), który jest także właścicielem sieci przesyłowych i węzłów budynkowych. W niektórych przypadkach właścicielem systemu ciepłowniczego lub jego części (źródeł ciepła, sieci przesyłowych lub węzłów obiektowych) może być odbiorca ciepła.

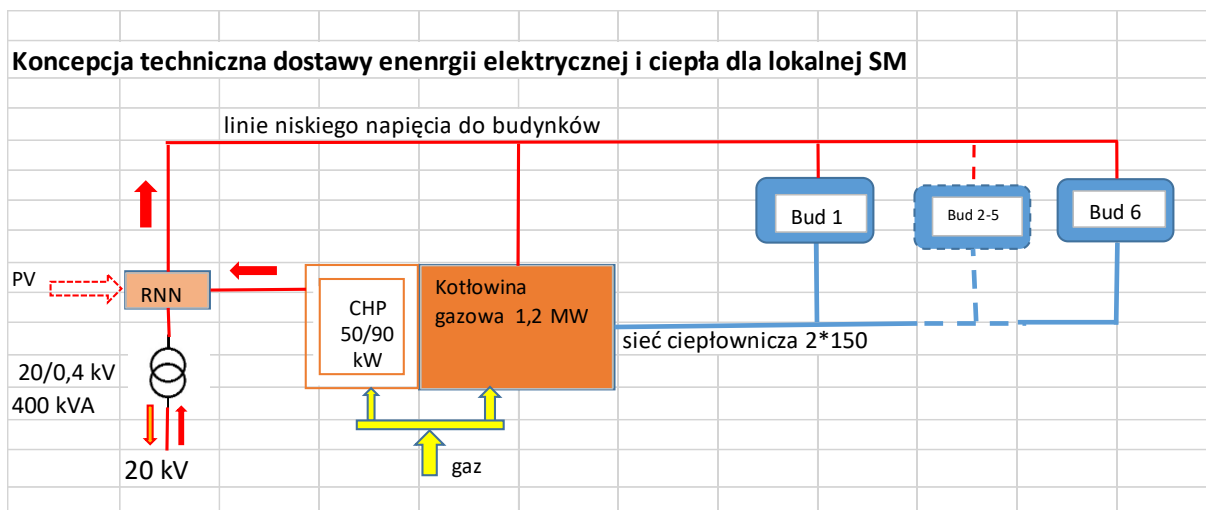
Zarówno OSD, jak i PEC, stosują cenniki oparte o taryfy zatwierdzone przez Urząd Regulacji Energetyki (URE). Odbiorca nie ma żadnego wpływu na wysokość stosowanych stawek przez dostawców tej energii, gdyż prawo nie przewiduje możliwości udziału odbiorcy w ustalaniu kosztów w taryfach. Odbiorca ma także ograniczony wpływ na oszczędność samej energii z uwagi na to, że właścicielem źródeł energii i sieci przesyłowych jest jej dostawca, który nigdy nie będzie zainteresowany zmniejszeniem ilości dostarczanej energii oraz związanych z tym zmniejszeniem swoich przychodów.

Jest to typowy monopol narzucony systemowo, przez prawo energetyczne i inne przepisy, a także wieloletnią praktykę. Mówi się nawet o tzw. „monopolu naturalnym” i „ochronie interesów odbiorcy”, szczególnie osób fizycznych, przed groźbą utraty dostawy energii elektrycznej lub ciepła. Odbiorca energii elektrycznej oraz ciepła w takim systemie musi tylko płacić za energię i ma bardzo niewielki wpływ na jej oszczędność oraz jej koszt. Dodatkowo, w przypadku zmniejszenia zużycia ciepła w wyniku np. termomodernizacji budynków, PEC w krótkim czasie zmuszony będzie do podniesienia swoich cen w taryfach (nie może „dopłacać” do swojego biznesu), które to taryfy będą ZAWSZE zatwierdzone przez URE, jako tzw. koszty uzasadnione. Efekt finansowy (zmniejszenie kosztów ogrzewania) związany z oszczędnością ciepła po termomodernizacji budynków będzie znacznie ograniczony z powodu podniesienia cen ciepła w urzędowej taryfie. Taki system dostawy ciepła funkcjonował także na naszym Osiedlu do końca września 2019 roku.

Należy podkreślić, że oba systemy, elektroenergetyczny oraz ciepłowniczy, są niepowiązane z sobą i obsługiwane przez dwa zupełnie niezależne podmioty. Modele takich systemów funkcjonują powszechnie i nieprzerwanie od kilkudziesięciu lat (i to nie tylko w Polsce). Z tego także powodu rozwój energetyki rozproszonej, gdzie odbiorca jest jednocześnie właścicielem systemu elektroenergetycznego i ciepłowniczego, jest bardzo ograniczony lub „blokowany” od strony prawnej. Wprowadzana w ostatnim czasie energetyka prosumencka dotycząca osób fizycznych i małych firm, ogranicza się w zasadzie do instalacji fotowoltaicznych PV, a dla odbiorców w budynkach wielorodzinnych (np. Spółdzielnie Mieszkaniowe lub Wspólnoty) jest w praktyce bardzo rzadko stosowana i ograniczona tylko do tzw. części wspólnych budynku. Dodatkowo stosowanie jedynie PV w układach rozproszonych, ma podstawową „wadę” związaną z wymuszoną pracą takiego źródła (działa tylko jak dostarczana jest energia słoneczna) i koniecznością magazynowania nadwyżek tej energii w sieci energetycznej, która częściowo „odbierana” jest w okresie późniejszym.

### **3. Nowy model energetyki rozproszonej**

W zaproponowanym modelu dostawy energii elektrycznej oraz ciepła do budynków, odbiorca tej energii (w naszym przypadku Spółdzielnia Mieszkaniowa), staje się jednocześnie wytwórcą znacznej jej części. Oznacza to, że odbiorca **musi stać się** właścicielem źródeł energii, z których będzie ona dostarczana do budynków mieszkalnych. Zaproponowany model można zastosować także u innego rodzaju odbiorców (np. budynki wspólnot mieszkaniowych, obiekty samorządu terytorialnego, szpitale, hotele, niewielkie firmy lub galerie handlowe). Celem głównym jest zawsze obniżenie zużycia energii i jej kosztów u odbiorcy końcowego. Celem pośrednim, lecz równie ważnym, jest także ograniczenie zużycia energii pierwotnej oraz emisji gazów cieplarnianych w skali globalnej. Poniżej przedstawiono model układu energetyki rozproszonej na przykładzie istniejących budynków Osiedla w Tułowicach.



**Rys. 2. Koncepcja techniczna dostaw energii elektrycznej i ciepła do lokalnej Spółdzielni mieszkaniowej składając się obejmująca: CHP 50/90 kW – układ kogeneracji gazowej o mocy 50 kW<sub>e</sub> i 90 kW<sub>t</sub>; PV – możliwość wprowadzenia na dachach budynków fotowoltaiki (etap III)**

W układzie tym zmienia się całkowicie sposób wytwarzania i dostawy energii elektrycznej i ciepła do budynków i mieszkań Osiedla, gdyż SM staje się autoproducentem energii dla tego Osiedla. Spółdzielnia kupuje gaz dla zasilania kotłowni i CHP oraz energię elektryczną (brakującą) po stronie średniego napięcia (w taryfie B). Znaczną część energii elektrycznej produkuje CHP (moc układu dobrana do zapotrzebowania Osiedla na ciepło dla potrzeb podgrzania ciepłej wody). Obsługą całego systemu zajmuje się firma ESCO.

#### Układ ciepłowniczy<sup>1</sup>:

- Kotłownia gazowa o mocy 1,2 MW
- Sieci preizolowane przesyłowe do węzłów (sieć stałoparametrowa)
- Węzły obiektowe dwufunkcyjne w każdym z budynków
- System Zarządzania Energią

#### Układ elektroenergetyczny:

- Zabudowany będzie transformator o mocy ok 630 kVA oraz nowa rozdzielnia niskiego napięcia (RNN)
- Z RNN wyprowadzone zostaną nowe linie zasilania niskiego napięcia (nN) do każdego z budynków (lub przejęte od dotychczasowego OSD)
- W pobliżu kotłowni zostanie zainstalowany nowy układ kogeneracji gazowej (CHP) o mocy elektrycznej 50 kW oraz mocy cieplnej ok. 90 kW

<sup>1</sup> W roku 2019 SM w Łąbinowicach przejęła system ciepłowniczy Osiedla od dotychczasowego dostawcy ciepła (zakończyła się umowa na 20 letnią dostawę ciepła) i wykonała kompleksową modernizację tego systemu, stając się producentem i dostawcą ciepła dla Osiedla. Efekty i zakres modernizacji opisano w artykule „Kontrakty typu ESCO. Przyszłość firm ciepłowniczych i energetycznych” [3]. Artykuł ten ukazał się także w nr 8/19 miesięcznika Energetyka ciepła i zawodowa.

## 4. Analiza porównawcza obu sposobów (systemów) dostaw energii

Analiza zostanie przeprowadzona na przykładzie Osiedla w Tułowicach. Jako stan przed modernizacją przyjęto rok 2018, gdzie dostawcą ciepła i energii elektrycznej były firmy zewnętrzne działające w oparciu o zatwierdzone przez URE taryfy.

### 4.1 Podstawowe dane dotyczące zużycia ciepła i jego kosztów dla Osiedla przed modernizacją.

Osiedle składa się z sześciu budynków (650 mieszkańców, 250 mieszkań, ok. 13.000 m<sup>2</sup>) do których ciepło dostarczane było z lokalnej kotłowni gazowej o mocy 1,3 MW za pośrednictwem sieci ciepłowniczej oraz węzłów budynkowych (10 węzłów dwufunkcyjnych). Cały system należał do dostawcy ciepła, który stosował urzędowe taryfy i rozliczał się z odbiorcą ciepła (SM) na podstawie wskazań liczników ciepła zainstalowanych w węzłach ciepłowniczych ogrzewanych budynków.

System został wybudowany w 1998 roku i przez okres 20 lat był praktycznie niemodernizowany, a działania dostawcy ciepła ograniczały się w zasadzie do prac remontowych i eksploatacyjnych.

Osiedle zużywało następujące ilości ciepła:

dla potrzeb ogrzewania budynków	5 889,76	GJ/rok	(1636,044 MWh/rok)
dla potrzeb podgrzania cwu	4 174,28	GJ/rok	(1159,522 MWh/rok)
Moc zamówiona wynosiła	1,308	MW	

Osiedle ponosiło następujące koszty związane z dostawą ciepła (ostatni to Innogy Wrocław) wg taryfy zatwierdzonej przez URE:

Koszty stałe (13 012 zł/MW/m-c):	204 236,35	zł/rok
Koszty zmienne (71,6zł/GJ = 257,76 zł/MWh):	720 585,26	zł/rok
Razem koszt ciepła:	924 821,62	zł/rok

### 4.2 Podstawowe dane dotyczące zużycia energii elektrycznej i jej kosztów przed modernizacją.

Dostawa energii elektrycznej realizowana jest przez lokalnego OSD (Tauron) do 256 mieszkań i części wspólnych budynków. Dla mieszkań stosowana jest taryfa G 11, a dla części wspólnych osiedla taryfa C11.

Zużycie energii elektrycznej przez Osiedle:

Mieszkania	423 MWh/rok
Części wspólne	100 MWh/rok
Cena energii dla G11	725,34 zł/MWh (zmienna 650,4 zł/MWh)
Cena energii dla C11	657,38 zł/MWh (zmienna 608,86 zł/MWh)
Moc szczytowa systemu wynosi	324 kW
Łączne zużycie energii przez Osiedle	523 MWh/rok
<b>Koszt dostawy energii elektrycznej</b>	<b>372 803 zł/rok</b>

**Od 2021 roku zwiększona zostaje opłata stała dla odbiorców w taryfie G 11 dla zużycia od 500 do 1200 kWh/rok wyniesie ok. 9,2 zł/m-c. Roczna opłata stała dla Osiedla wzrosnie o ok. 29.000 zł/rok**

#### **4.3 Program wprowadzenia na Osiedlu systemu energetyki rozproszonej**

Program obejmuje dwa etapy:

##### **Etap 1 (wykonany w 2019/20):**

- Przejęcia systemu ciepłowniczego do dostawcy ciepła (wykonano w 2019)
- Zawarcie umowy z dostawcą gazu na dostawę gazu dla potrzeb kotłowni (wykonano w 2019)
- Wykonanie modernizacji systemu ciepłowniczego Osiedla wraz z Systemem Zarządzania Energią SyNiS (wykonano w 2020)

##### **Etap 2 (planowany do realizacji w roku 2021/22)**

- Budowa stacji transformatorowej 630 kVA (otrzymano z Tauron warunki zabudowy takiej stacji)
- Wykonanie nowej rozdzielni niskiego napięcia
- Wykonanie nowych sieci energetycznych na terenie osiedla lub ich przejęcie od Tauron
- Zabudowa nowego układu kogeneracji gazowej o mocy 50 kW<sub>e</sub> i 90 kW<sub>t</sub>.
- Utworzenie lokalnej sieci nN OSD (\*<sup>2</sup>)
- Montaż liczników energii u odbiorców (opomiarowanie mieszkań) lub ich zakup od Tauron

Jednym z problemów, które należy rozwiązać to zapewnienie dostaw energii dla osób, które nie będą chciały korzystać z pośrednictwa Spółdzielni. Będą to osoby, które mają zawarte umowy na dostawę energii z jakąś obcą firmą energetyczną, a które to umowy nie mogą być rozwiązane z uwagi na grożące odbiorcy kary lub odbiorca sam zrezygnuje z tańszej energii produkowanej przez Spółdzielnię. W takim przypadku, Spółdzielnia obciąży odbiorcę kosztami dystrybucji ponoszonymi na poziomie średniego napięcia. Koszty związane z utrzymaniem obsługi systemu nN oraz CHP będą obciążały osobny fundusz eksploatacyjny.

Liczniki energii elektrycznej u odbiorców staną się podlicznikami, rozliczanymi na podstawie ich wskazań i rzeczywistych kosztów zakupu i produkcji energii elektrycznej ponoszonych przez spółdzielnię (system rozliczeń podobny do tego jaki stosuje się przy rozliczaniu ciepłej wody).

Cały system energetyczny (elektryczny i ciepłowniczy) spółdzielni będzie nadzorowany przez nadrzędny system zarządzania energią. Obecnie na terenie Osiedla Tułowic zainstalowany został system SyNiS który obsługuje system ciepłowniczy i planuje się jego rozbudowę o nowe

---

<sup>2</sup> W zasadzie aktualnie obowiązujące prawo zmusza do tworzenia lokalnego OSD (konieczna концесja na dystrybucję) dla zapewnienia dostawy energii elektrycznej do mieszkań osób fizycznych (taryfa G). Jest to zupełnie zbędne dla takich systemów, gdyż mogą one funkcjonować bez takich концесji, podobnie jak to się dzieje w przypadku dostawy energii elektrycznej na terenie zakładu przemysłowego. Nie ma żadnych racjonalnych powodów, aby dla takich systemów utrzymywać obowiązek dostarczania energii tylko za pośrednictwem концесjonowanego dystrybutora, gdyż jest to rozwiązanie bardzo drogie (dystrybucja na poziomie niskiego napięcia to koszt na poziomie 50-60% kosztów całkowitych energii). Dodatkowym argumentem za całkowitą rezygnacją z taryf dystrybucyjnych na niskim napięciu jest produkcja energii przez własne źródła niskiego napięcia należące do odbiorcy (autoproducenta energii) i jej przesył przez własne sieci niskiego napięcia. Oczywiście w celu zapewnienia bezpieczeństwa oraz pewności dostaw energii obsługa takiego systemu elektroenergetycznego musi być zapewniona przez firmę zewnętrzną (lub własny personel z odpowiednimi uprawnieniami).

funkcje związane z produkcją, odstawą i rozliczaniem energii elektrycznej. System SyNiS oraz sposób sterownia węzłami ciepłowniczymi został opisany w Katalogu produktów firmy eGIE Opole [4].

#### **4.4 Uzyskane efekty zmiany zasad dostawy ciepła na terenie Osiedla.**

Modernizację systemu ciepłowniczego wykonano w latach 2019/2020 (kotłownia, węzły i SZE) i zakończono przed sezonem grzewczym 2020 roku. SM jest odbiorcą gazu zasilającego kotłownię. Eksploatacją systemu ciepłowniczego oraz konserwacją zajmuje się zewnętrzna firma (Umowa zawarta na 15 lat w formule ESCO). Firma ta odpowiada za uzyskanie założonych oszczędności związanych z ciepłem.

Koszt finansowy na modernizację systemu wynosił 1.380.000 zł (800 tys. kredyt SM, 580 tys. wkład firmy ESCO). Spłata zaciągniętych zobowiązań przewidziana jest przez okres 8 lat.

##### **Efekty modernizacji systemu ciepłowniczego**

Koszty gazu:	490.000 zł/rok
Koszty obsługi i energii elektrycznej	80.000 zł/rok
Koszty spłaty inwestycji	170.000 zł/rok
Koszty łączne w okresie spłaty	740.000 zł/rok
Koszty dotychczasowe	925.000 zł/rok
Planowana oszczędność w okresie spłaty	185.000 zł/rok
Planowana oszczędność po okresie spłaty	355.000 zł/rok
Planowane efekty dodatkowe z tytułu ESCO:	50.000 zł/rok
Łączne oszczędności bez kosztów finansowych	405.000 zł/rok
Czas zwrotu modernizacji	3,4 lat

Efektom dodatkowym modernizacji jest zmniejszenie zużycia ciepła przez budynki dla potrzeb ogrzewania i podgrzewu cwu o ok 1500 GJ/rok (416,667 MWh/rok)

#### **4.4 Planowe efekty zmiany zasad dostawy energii elektrycznej na terenie Osiedla.**

Planuje się, że ok 60% energii elektrycznej zużywanej przez Osiedle oraz 90% ciepła dla potrzeb cwu będzie produkowana w układzie kogeneracji gazowej (CHP). Brakującą ilość energii elektrycznej SM będzie kupowała w taryfie B21 (taryfa dla odbiorców energii średniego napięcia).

##### **Podstawowe parametry CHP i efekty jej zastosowania.**

Zakłada się, że 90% ciepłej wody użytkowej będzie podgrzewana w CHP. Układ ten składa się z silnika zasilanego gazem, prądnicy elektrycznej i systemu wymienników ciepła.

##### **Dobór układu kogeneracji**

Obliczenia prowadzone są w oparciu o założenie, że w okresie letnim ciepło z CHP wykorzystywane będzie do produkcji CWU, a w zimie do CWU oraz CO. W okresie lata od 22.00 do 6.00 (noc) układ CHP nie będzie pracował (zbyt małe zapotrzebowanie na moc dla układu cwu).



W analizach cenę energii elektrycznej przyjęto wg cen dla roku 2020 w taryfie G11, C11 (taryfy niskiego napięcia) oraz B21 (taryfa średniego napięcia) powiększone o wprowadzoną od 2021 opłatę mocową. Cenę gazu przyjęto także dla roku 2020 (koszt zmienny odniesiony do wartości opałowej). Dla układu CHP nie uwzględnia się kosztów stałych gazu, gdyż moc CHP mieści się w zamówionej mocy dla całej kotłowni.

Zakłada się, że sprawność wytwarzania ciepła z kotła gazowego jest taka sama jak sprawność wytwarzania ciepła z kogeneracji.

### **Podstawowe parametry CHP**

Czas pracy układu (latem 18 h/dobę)	7440	h/rok
Moc w gazie	157	kW
Moc w cieple CHP	91	kW
Moc elektryczna CHP	50	kW
Produkcja ciepła z CHP	680	MWh/rok
Produkcja energii elektrycznej	372	MWh/rok
Ilość gazu do CHP	1168	MWh/rok

### **4.5 Planowane nakłady inwestycyjne związane z produkcją energii elektrycznej**

#### **Nakłady inwestycyjne**

Stacja transformatorowa wraz z rozdzielnią RNN	350.000	zł
Sieci elektroenergetyczne Nn wraz z ZK	450.000	zł
Układ kogeneracji gazowej	400.000	zł
Razem	1.200.000	zł
Koszty z 8% vat	1.296.000	zł

Nakład związany z sieciami Nn oraz ZK może być niższy w przypadku zgody dotychczasowego OSD na przejęcie tego majątku (odpłatnie), tym bardziej że sieci te zostały wybudowane przez SM w latach 80-tych ubiegłego wieku i przekazane nieodpłatnie do ówczesnego zakładu energetycznego.

### **4.6 Efektywność modernizacji systemu**

#### **Koszty przed modernizacją**

Koszt dostawy ciepła	924 822	zł/rok
Koszt dostawy energii elektrycznej	407 076	zł/rok
Razem koszty przed modernizacją	1 331 898	zł/rok

#### **Koszty po modernizacji**

Koszty ciepła po modernizacji	431 815	zł/rok
koszty dostawy energii elektrycznej	278 478	zł/rok
Koszt obsługi CHP i sys. elektr.	74 400	zł/rok
premia gwarantowana CHP	-55 800	zł/rok
Razem koszty po modernizacji	728 893	zł/rok

<b>Roczna oszczędność</b>	<b>603 004</b>	<b>zł/rok</b>
Koszt modern sys. ciepłowniczego	1 380 000	zł
Koszt CHP i modernizacji sys. elektrycznego	1 296 000	zł
Razem koszty modernizacji	2 676 000	zł
Czas zwrotu	4,44	lat

## 5. Perspektywy energetyki rozproszonej

Zaprezentowane wyniki realizowanego Projektu na niewielkim osiedlu jednoznacznie wskazują na bardzo wysoką opłacalność takiej inwestycji. Oczywiście aby go zrealizować potrzebna jest wiedza i pomoc firm zewnętrznych działających w formule ESCO. Nie ma żadnych przeszkód, a wręcz należy dążyć do tego, aby firmami ESCO stały się firmy ciepłownicze, które są najczęściej właścicielami majątku ciepłowniczego. Należy jedynie przekazać ten majątek odbiorcy, zmodernizować go (finansowanie wspólne), zrezygnować z koncesji i taryf (paliwo kupuje odbiorca) i ustalić wynagrodzenie za obsługę systemu oraz podział generowanych oszczędności. W kolejnym etapie można przejąć system dystrybucji energii elektrycznej na takim obszarze i wprowadzić kogenerację oraz dodatkowe źródła OZE. Czy to jest opłacalne dla firmy ciepłowniczej, która zdecyduje się na kontrakty typu ESCO?

Branża ciepłownicza narzeka na bardzo niską rentowność swojej działalności. Kontrakty ESCO mogą stać się wybawieniem dla tej branży.

### Przeprowadźmy symulację przychodów i kosztów firmy ESCO na przykładzie naszego Osiedla

A. Przychody		
1. Przychody za obsługę systemu ciepłowniczego Osiedla:	70.000	zł/rok
2. Udział w planowanych oszczędnościach:	25.000	zł/rok
3. Obsługa CHP	75.000	zł/rok
<b>Razem przychody</b>	<b>170.000</b>	<b>zł/rok</b>
B. Koszty		
1. Koszty obsługi systemu ciepłowniczego Osiedla:	50.000	zł/rok
2. Koszty materiałów i serwisu CHP	30.000	zł/rok
Razem koszty bezpośrednie	80.000	zł/rok
Koszty ogólnozakładowe	40.000	zł/rok
<b>Razem koszty</b>	<b>120.000</b>	<b>zł/rok</b>
<b>C. Dochód z działalności</b>	<b>50.000</b>	<b>zł/rok</b>

**Wskaźnik rentowności kontraktu wynosi ok. 30 %**

Dodatkową wartością jest fakt zawarcia kontraktu na 15 lat i w zasadzie gwarantowana stała kwota przychodów w trakcie jego trwania. Firma ESCO nie musi się także martwić zmniejszeniem swoich zysków w przypadku łagodnych zim lub generowanych przez odbiorcę oszczędności; wręcz przeciwnie: im więcej energii zaoszczędzimy (wspólnie z odbiorcą) tym nasze przychody będą wyższe; to jest główna przewaga kontraktów ESCO nad typowymi kontraktami dostawy energii: ZARABIAMY NA OSZCZĘDNOŚCI.

## 6. Wnioski

1. Generacja rozproszona z wykorzystaniem CHP jest najlepszym rozwiązaniem dla małych systemów ciepłowniczych (do 5 MW) ograniczającym koszty i zużycia energii.
2. Auoprodukcja energii elektrycznej i ciepła przez odbiorcę jest metodą na obniżenie kosztów związanych z zakupem mediów energetycznych
3. Kontrakty ESCO powinny stać się podstawowymi kontraktami dla firm ciepłowniczych
4. Konieczne jest tworzenie lokalnych systemów energetycznych i przejmowanie infrastruktury energetycznej od dostawców lokalnych, co wymaga rozwiązań prawnych (dekomunalizacja mienia).
5. Systemy rozproszonej energetyki nie wymagają specjalnych dotacji finansowych (czas zwrotu poniżej 5 lat).

### Źródła i literatura:

- [1] [https://pl.wikipedia.org/wiki/Generacja\\_rozproszona](https://pl.wikipedia.org/wiki/Generacja_rozproszona)
- [2] [https://pl.wikipedia.org/wiki/Kogeneracja\\_rozproszona](https://pl.wikipedia.org/wiki/Kogeneracja_rozproszona)
- [3] <http://egie.pl/artykuly/kontrakty-typu-esco-przyszlosc-firm-cieplowniczych-i-energetycznych>
- [4] <https://ppte2050.pl/platforman/ppinnow/index.php?display=90>