

Audyt energetyczny

Analiza Techniczno-Ekonomiczna dla inwestycji pn. „Budowa źródła produkcji energii elektrycznej i cieplnej w wysokosprawnej kogeneracji” dla obiektu Parku Wodnego w Tarnowskich Górach

*dla projektu inwestycyjnego planowanego do realizacji przy współudziale środków
Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Śląskiego na lata 2014-2020 Oś priorytetowa 4. Efektywność
energetyczna, odnawialne źródła energii i gospodarka niskoemisyjna Działanie 4.4 Wysokosprawna kogeneracja*

Zamawiający	Agencja Inicjatyw Gospodarczych S.A. ul. Obwodnica 8 42-600 Tarnowskie Góry
Wykonawcy audytu	Konsorcjum firm: Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowe ALMEF Dariusz Ptak i NOWA ENERGIA. Doradcy Energetyczni Bogacki, Osicki, Zieliński Sp.J.

Tarnowskie Góry, marzec 2019 r.



Agencja Inicjatyw Gospodarczych S.A.

ul. Obwodnica 8, 42-600 Tarnowskie Góry
tel. (32) 393 39 00
e-mail: sekretariat@parkwodny.com.pl
NIP 645-020-39-47; REGON: 003503983

**Przedsiębiorstwo Usługowo - Handlowe
Almef**

ul. Anieli Krzywoń 16, 41-922 Radzionków
tel. 728 104 140
e-mail: d.ptak@almef.pl
NIP 626-193-24-09; REGON: 243317875

**NOWA ENERGIA DORADCY
ENERGETYCZNI**

Bogacki, Osicki, Zieliński Sp.j.

ul. Armii Krajowej 67, 40-671 Katowice
tel.: (32) 209 55 46
e-mail: biuro@nowa-energia.pl
NIP: 954-273-98-93; REGON: 243066841

Zespół autorski:

• Arkadiusz Osicki	
• Mariusz Bogacki	
• Tomasz Zieliński	
• Dariusz Ptak	
• Daniel Kotala	

Współpraca ze strony AIG Sp. z o.o.:

- Michał Fajer – Prezes Zarządu Agencja Inicjatyw Gospodarczych S.A.
- Henryk Paruzel – Agencja Inicjatyw Gospodarczych S.A.
- Lech Wysocki – Agencja Inicjatyw Gospodarczych S.A.

SPIS TREŚCI

1.	Wstęp	4
1.1.	Podsumowanie opisu projektu	4
1.2.	Zastosowana metodologia, materiały źródłowe	4
1.3.	Ocena opłacalności	6
2.	Charakterystyka obiektu	9
2.1.	Podstawowe informacje	9
2.1.1.	Lokalizacja	9
2.1.2.	Harmonogram pracy obiektu	10
3.	Zużycie nośników energii	11
3.1.	Energia elektryczna	11
3.2.	Ciepło sieciowe	17
4.	Infrastruktura techniczna związana z prowadzoną działalnością	19
4.1.	Infrastruktura budowlana	19
4.2.	Struktura techniczna systemu zasilania w energię elektryczną	20
4.2.1.	Urządzenia zużywające energię elektryczną	20
4.3.	Struktura techniczna systemu zasilania w gaz ziemny	23
4.4.	Struktura techniczna systemu zasilania w ciepło sieciowe	24
4.4.1.	Wewnętrzne instalacje grzewcze	26
4.5.	Systemy wentylacji mechanicznej, klimatyzacja i chłodzenie	28
4.6.	Opis procesów w ramach technologii basenowej	28
5.	Bilans zużycia nośników energii oraz emisji CO ₂	30
6.	Ocena potencjału w zakresie możliwości poprawy efektywności energetycznej w obiektach Parku Wodnego	31
6.1.	Infrastruktura budowlana	31
6.2.	Instalacje wentylacji mechanicznej	31
6.3.	Źródła ciepła, instalacje grzewcze	31
7.	Opis wybranego rozwiązania technicznego w zakresie układu kogeneracyjnego	32
7.1.	Ocena wybranego rozwiązania technicznego	34
7.1.1.	Analiza pracy układu na tle zidentyfikowanego zapotrzebowania na energię elektryczną	34
7.1.2.	Analiza pracy układu na tle zidentyfikowanego zapotrzebowania na ciepło	45
7.1.3.	Zbiorcza analiza pracy układu na tle zidentyfikowanego zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło	50
7.1.4.	Porównanie kosztów eksploatacyjnych w stanie bazowym i planowanym, wyznaczenie wskaźników technicznych i ekonomicznych inwestycji	55
7.2.	Oszacowanie obniżenia emisji gazów cieplarnianych w wyniku realizacji projektu	58
7.3.	Oszacowanie obniżenia emisji PM ₁₀ w wyniku realizacji projektu	61
8.	Podsumowanie i wskaźniki projektu	66
8.1.1.	Mierzalne wskaźniki projektu	67

1. Wstęp

Celem przeprowadzenia audytu energetycznego jest ocena możliwości poprawy efektywności energetycznej w obiektach Parku Wodnego Tarnowskie Góry ze szczególnym uwzględnieniem analizy techniczno-ekonomicznej dla rozwiązania w zakresie budowy instalacji do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu zapewniającej częściowe pokrycie zapotrzebowania na te nośniki energii.

Podstawą formalną opracowania jest umowa zawarta pomiędzy Agencją Inicjatyw Gospodarczych S.A. z siedzibą w Tarnowskich Górach, a konsorcjum firm: Przedsiębiorstwo Usługowo - Handlowe ALMEF Dariusz Ptak z siedzibą w Radzionkowie i NOWA ENERGIA. Doradcy Energetyczni Bogacki, Osicki, Zieliński Sp.J. z siedzibą w Katowicach.

Analizą objęto wybrane obszary techniczne obiektów Parku Wodnego w Tarnowskich Górach zlokalizowanego pod adresem: ul. Obwodnica 8, 42-600 Tarnowskie Góry.

1.1. Podsumowanie opisu projektu

W ramach audytu energetycznego dokonano oceny możliwości poprawy efektywności energetycznej w obiektach Parku Wodnego Tarnowskie Góry, głównie w zakresie gospodarki ciepłem, w następujących obszarach:

- infrastruktura budowlana,
- system wentylacji mechanicznej,
- źródła ciepła.

Przegląd aktualnego stanu gospodarki energetycznej dla ww. obszarów wykazał mały potencjał dla przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej na istniejącej infrastrukturze, dlatego zarekomendowano przedsięwzięcie dotyczące budowy nowego źródła do wytwarzania skojarzonego energii elektrycznej i ciepła w wysokosprawnej kogeneracji.

Projekt obejmuje realizację inwestycji związanej z budową układu do skojarzonej produkcji energii elektrycznej oraz ciepła. Dobór technologii oraz mocy jednostek wytwórczych oparty został o analizę potrzeb cieplnych i elektrycznych. Produkowana energia elektryczna jak i ciepło będą wykorzystane w całości na pokrycie potrzeb własnych Parku Wodnego (nie przewiduje się sprzedaży ciepła oraz energii elektrycznej).

Rezultatem projektu będzie ograniczenie zużycia energii pierwotnej poprzez wytwarzanie na własne potrzeby ciepła i energii elektrycznej w warunkach wysokosprawnej kogeneracji. Oszczędność energii pierwotnej w jednostce wysokosprawnej kogeneracji PES (ang. Primary Energy Saving), wyrażona w procentach wynosić będzie 27,63% oraz ograniczenie emisji CO₂ o 1 348,97829 ton/rok i PM10 o 0,74471 ton/rok.

1.2. Zastosowana metodologia, materiały źródłowe

Niniejszy dokument, wykonany został w oparciu o następujące dokumenty i założenia:

- Ustawa z dnia 14 grudnia 2018 r.o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji;
- Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej;
- Ustawa Prawo energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 r.;
- Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 5 października 2017 r. w sprawie szczegółowego zakresu i sposobu sporządzania audytu efektywności energetycznej oraz metod obliczania oszczędności energii;
- Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 17 marca 2009r. w sprawie szczegółowego zakresu i form audytu energetycznego oraz części audytu remontowego, wzorów kart audytów, a także algorytmu oceny opłacalności przedsięwzięcia termomodernizacyjnego;

- Rozporządzenie Ministra Infrastruktury i Rozwoju z dnia 3 września 2015 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowego zakresu i form audytu energetycznego oraz części audytu remontowego, wzorów kart audytów, a także algorytmu oceny opłacalności przedsięwzięcia termomodernizacyjnego;
- Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 roku w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie;
- Rozporządzenie Ministra Transportu, Budownictwa i Gospodarki Morskiej z dnia 5 lipca 2013 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie;
- Rozporządzenie Ministra Infrastruktury i Budownictwa z dnia 14 listopada 2017 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie;
- Rozporządzenie Ministra Infrastruktury i Rozwoju z dnia 27 lutego 2015 r. w sprawie metodologii wyznaczania charakterystyki energetycznej budynku lub części budynku oraz świadectw charakterystyki energetycznej;
- Ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. - Prawo budowlane;
- Ustawa z dnia 12 stycznia 2007 r. o zmianie ustawy Prawo energetyczne, ustawy Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności;
- Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 10 kwietnia 2017 r. w sprawie sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji oraz szczegółowego zakresu obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji,
- Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 23.06.2003r. w sprawie wzorów: wniosku o pozwolenie na budowę, oświadczenia o posiadanym prawie do dysponowania nieruchomością na cele budowlane i decyzji o pozwoleniu na budowę;
- Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 9 listopada 2010 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko;
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 21.10.2008 r. w sprawie zasadniczych wymagań dla maszyn.
- Normy:
 - PN-EN 16247-1 do 4 "Audyty energetyczne";
 - PN-EN ISO 50001:2012 "Systemy zarządzania energią".

W ramach przygotowania opracowania przeprowadzono wizje lokalne i pomiary na obiektach Parku Wodnego w okresie od stycznia do marca 2019 roku.

Na potrzeby wykonania niniejszego opracowania zostały przekazane ze strony Zamawiającego następujące dokumenty i informacje:

- plan zagospodarowania terenu z rozmieszczeniem obiektów;
- schemat technologiczny rozdzielni SN oraz wybranych rozdzielni nN;
- dane z faktur za energię elektryczną i ciepło sieciowe za 2017 i 2018;
- dostępna dokumentacja techniczna w branży budowlanej i instalacyjnej;
- dane dotyczące mocy średniej 15-minutowej pobieranej na przyłączach elektroenergetycznych w 2016, 2017 i 2018 roku;
- dane z odczytów licznika ciepła w istniejącym węźle ciepłowniczym,
- inne informacje.

Programy komputerowe używane do obliczeń na potrzeby Audytu: Microsoft Excel.

1.3. Ocena opłacalności

Analizowane przedsięwzięcie poddano ocenie efektywności ekonomicznej z wykorzystaniem wskaźników statycznych i dynamicznych. Metodologię ich wyznaczania opisano poniżej.

PROSTY OKRES ZWROTU NAKŁADÓW

Prosty okres zwrotu nakładów (SPBP, SPBT) jest najczęściej spotykanym statycznym kryterium oceny efektywności ekonomicznej. Jest on definiowany jako czas potrzebny do odzyskania nakładów inwestycyjnych poniesionych na realizację danego przedsięwzięcia. Jest liczony od momentu uruchomienia inwestycji do chwili, gdy suma korzyści uzyskanych w wyniku realizacji inwestycji zrównoważy poniesione nakłady.

$$SPBT = \frac{K_i}{WRK}$$

gdzie:

K_i - koszty inwestycyjne, zł

WRK - wartość rocznych korzyści, zł/rok np: wartość kosztów zaoszczędzonej energii;

WARTOŚĆ BIEŻĄCA NETTO (NPV)

Wartość bieżącą (zaktualizowaną) netto definiuje się jako sumę zdyskontowanych oddzielnie dla każdego roku przepływów pieniężnych netto, zrealizowanych w całym okresie objętym rachunkiem, przy stałym poziomie stopy dyskontowej.

$$NPV = \sum_0^n (1 + i)^{-n} \cdot CF_n$$

gdzie:

CF_n - przepływ pieniężny w roku n (korzyści pomniejszone o koszty),

n – czas trwania życia inwestycji,

i – stopa dyskonta.

Za korzystne uważa się wszystkie projekty, dla których wyznaczona wartość bieżąca netto NPV jest większa od zera lub równa zero. Oznacza to wówczas, że stopa rentowności badanego projektu inwestycyjnego jest wyższa od stopy granicznej lub jej równa. Stopa graniczna jest określona przez przyjętą do rachunku stopę dyskontową. Jeśli NPV jest mniejsze od zera, oznacza to, że przychody z projektowanej działalności nie zapewnią pokrycia wszystkich przewidywanych wydatków inwestycyjnych.

$NPV < 0 \leftarrow$ inwestycja jest nieopłacalna,

$NPV = 0 \leftarrow$ inwestycja znajduje się na granicy opłacalności,

$NPV > 0 \leftarrow$ inwestycja jest opłacalna, tym bardziej im większa wartość współczynnika.

Przypadek szczególny zachodzi gdy suma wszystkich przyszłych przychodów dla okresu życia inwestycji zostaje sprowadzona do roku bieżącego i pomniejszona o poniesione nakłady inwestycyjne.

$$NPV = \sum_0^n \frac{WRK_n}{(1 + i)^n} - K_i$$

Na potrzeby wyznaczania dynamicznych wskaźników ekonomicznych takich jak NPV, IRR, LCC przyjęto założenia:

- stopa dyskonta – 3%,
- okres eksploatacji, ustalany indywidualnie w zależności od rozpatrywanej technologii.

WEWNĘTRZNA STOPA ZWROTU - IRR (INTERNAL RATE OF RETURN)

Z pojęciem NPV związana jest wewnętrzna stopa zwrotu - IRR (Internal Rate of Return), obliczana z rachunku przepływów pieniężnych. Jest to taka wartość stopy dyskonta, przy której wartość bieżąca netto NPV jest równa zero.

$$\sum_{0}^n (1 + IRR)^{-n} \cdot CF_n = 0$$

Warunkiem opłacalności inwestycji przy zastosowaniu IRR jest spełnione kryterium - $IRR > i$

Do podstawowych zalet metod NPV oraz IRR należą:

- uwzględnianie całego okresu budowy i eksploatacji,
- uwzględnianie rzeczywistych przepływów pieniężnych,
- uwzględnianie zmiany wartości pieniądza w czasie,
- możliwość analizy każdego rodzaju inwestycji.

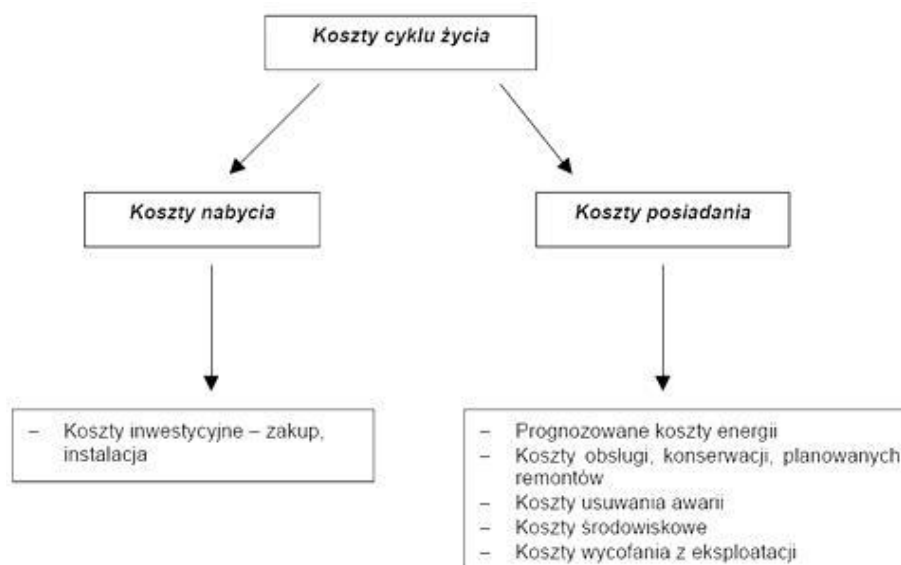
Głównymi wadami metody NPV są:

- trudność w ustaleniu odpowiedniej stopy dyskonta w przypadku NPV,
- trudność w ustaleniu minimalnej (granicznej) wartości w przypadku IRR,
- wymaganie prognozy cen produktu na cały okres obliczeniowy.

KOSZT W CYKLU ŻYCIA

Cykl życia to przedział czasu od powstania wyrobu do jego likwidacji. Szacowanie LCC ma na celu dostarczenie ważnych danych wejściowych do podejmowania decyzji dotyczących projektowania, rozwoju i użytkowania wyrobu. Analiza LCC jest najefektywniejsza w fazie projektowania. Jej przydatność potwierdza się również w kolejnych etapach cyklu życia przy podejmowaniu innych decyzji inżynierskich i ułatwieniu efektywnej alokacji środków finansowych.

Łączne koszty ponoszone w różnych etapach życia projektu, inwestycji można podzielić na koszty nabycia i koszty posiadania.



Z punktu widzenia użytkownika, klienta analiza LCC umożliwia ocenę kosztów związanych z rezultatami różnych koncepcji, sposobów podejść do eksploatacji, obsługi urządzenia i powinna mieć decydujący wpływ na decyzję o zakupie.

O ile koszty początkowe (nabycia) są stosunkowo łatwe do zdefiniowania przed podjęciem decyzji o zakupie, to koszty operacyjne (posiadania), będące często głównym składnikiem LCC są na ogół trudniejsze do zidentyfikowania. Istnieje zależność pomiędzy kosztami ponoszonymi w początkowych fazach życia wyrobu (koszty nabycia) i kosztami ponoszonymi w fazie posiadania.

Szacowanie LCC może być proste lub złożone:

- metoda prosta, porównuje się np.:

$$LCC = K_p + n \cdot K_o$$

gdzie:

K_p - koszty początkowe (nabycia), zł
 K_o - roczne koszty operacyjne np. koszt energii, zł/rok
 n - planowany czas eksploatacji, lata

- metoda złożona obejmująca analizę zdyskontowanych przepływów pieniężnych (uwzględniających zmianę wartości pieniądza w czasie), integrując różne elementy kosztów, takie jak energia, utrzymanie, demontaż końcowy instalacji, itp.

Dla przedsięwzięć analizowanych w audycie zastosowano metodę złożoną wyznaczania LCC, obejmującą minimum,

Oczywiście w metodzie złożonej analizę LCC dla urządzeń zużywających energię można uprościć do określenia kosztów nabycia (K_p) i kosztów użytkowania (K_{op}), jako kosztu np. energii elektrycznej pobranej z sieci w okresie eksploatacji.

Aktualną wartość netto kosztu energii w różnych latach ($K_{e,n}$) określono jako:

$$K_{e,n} = \frac{K_{e,1}}{(1+i)^n}$$

Suma tych kosztów od 1 do n w poszczególnych latach eksploatacji stanowi zdyskontowany koszt energii. Dyskontowaniu podlegają wszystkie koszty ponoszone w cyklu życia urządzenia. LCC wyznaczamy w następujący sposób:

$$LCC = \sum_{n=0}^t \frac{K}{(1+i)^n}$$

gdzie:

K – ponoszone koszty;
 i – stopa dyskonta;
 n – kolejny rok eksploatacji,
 t - długość cyklu żywotności.

Ponieważ koszty początkowe K_p ponoszone są w roku bazowym ($n = 0$), powyższy wzór można zapisać następująco:

$$LCC = K_p + \sum_{n=1}^t \frac{K}{(1+i)^n}$$

Na potrzeby wyznaczania dynamicznych wskaźników ekonomicznych takich jak NPV, IRR, LCC przyjęto założenia:

- stopa dyskonta – 3%,
- okres eksploatacji, ustalany indywidualnie w zależności od rozpatrywanej technologii.

2. Charakterystyka obiektu

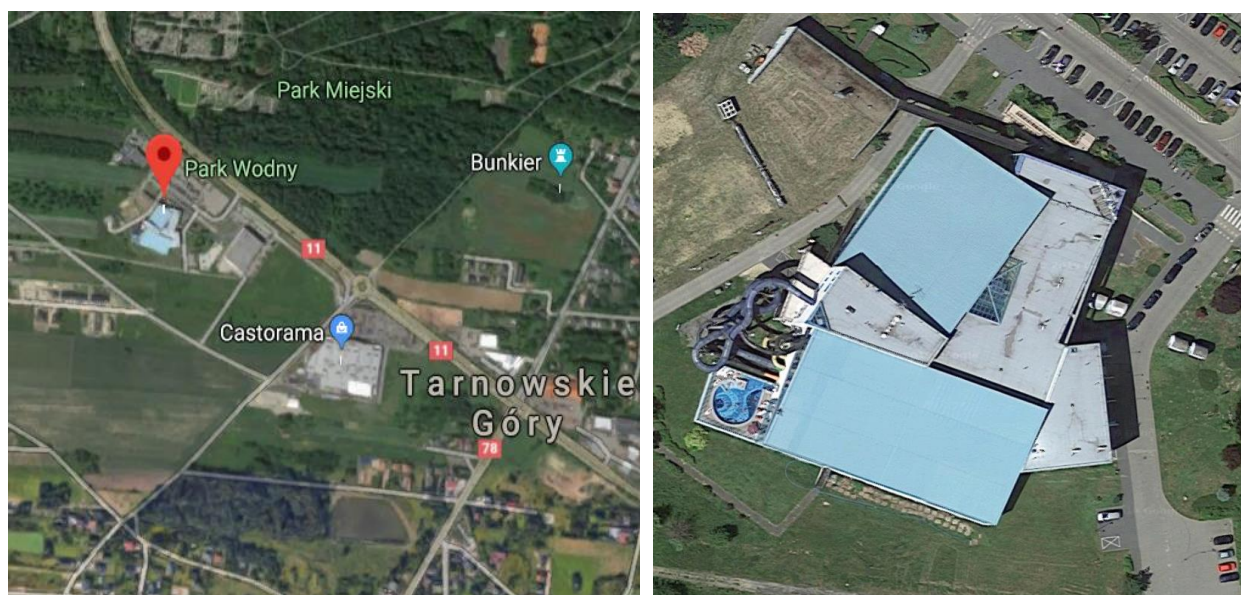
2.1. Podstawowe informacje

Obiekty Parku Wodnego Tarnowskie Góry są własnością Agencji Inicjatyw Gospodarczych S.A. Spółka została zarejestrowana w Krajowym Rejestrze Sadowym pod numerem KRS 0000042676 prowadzonym przez Sad Rejonowy w Gliwicach, X Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego. Jej forma prawna to spółka akcyjna. 100% udziałów w Spółce posiada Gmina Tarnowskie Góry.

Park Wodny w Tarnowskich Górach to pierwszy na Śląsku tego typu ośrodek rekreacyjno-kąpieliskowy uruchomiony w 2001 roku. Łączna powierzchnia użytkowa obiektu wynosi około 7,5 tys. m², a powierzchnia lustra wody w basenach 1159 m². Na hali basenowej mogą jednocześnie przebywać 342 osoby/godzinę. Park Wodny jest również dostępny dla osób niepełnosprawnych. Obiekt zatrudnia doświadczonych ratowników oraz wysoko wykwalifikowaną kadrę instruktorską.

2.1.1. Lokalizacja

Przedsiębiorstwo, którego obiekty objęte są niniejszą analizą zlokalizowane jest w województwie śląskim, w gminie miejskiej Tarnowskie Góry, w sąsiedztwie obwodnicy i parku miejskiego, na trasie krajowej nr 11 Katowice - Poznań. Lokalizację firmy oraz widok obiektów Parku Wodnego pokazano na kolejnych rysunkach.



Rysunek 2.1 Lokalizacja i widok obiektów Parku Wodnego w Tarnowskich Górach

Źródło: www.google.pl

2.1.2. Harmonogram pracy obiektu

Maksymalny czas pracy obiektu to 16 godzin/dobę, przez 7 dni w tygodniu, co przekłada się na czas pracy w skali roku na poziomie 5800 h/rok. Rzeczywisty czas pracy poszczególnych atrakcji jest zróżnicowany, co pokazano na poniższym rysunku.



Rysunek 2.2 Harmonogram pracy Parku Wodnego Tarnowskie Góry

3. Zużycie nośników energii

3.1. Energia elektryczna

Energia elektryczna to podstawowy nośnik energii używany w Parku Wodnym w Tarnowskich Górach do celów technologicznych, gdzie główne odbiory stanowią silniki elektryczne napędzające liczne zespoły pompowe, wentylatory, sprężarki powietrza, a także agregat wody lodowej. Ponadto energia elektryczna używana jest do zasilania systemów towarzyszących jak np. oświetleniowych, a także urządzeń związanych z obsługą klienta, w tym urządzeń socjalno-bytowych, informatycznych, czy telekomunikacyjnych. W mniejszym stopniu energia elektryczna używana jest przez obsługę techniczną (warsztat) oraz administracyjną (zasilane tu są m.in. urządzenia biurowe, multimedialne, sprzęt typu AGD).

W rozpatrywanym obiekcie usługi dystrybucji świadczone są w ramach umowy z firmą TAURON Dystrybucja S.A. w oparciu o taryfę jednostrefową, dla odbiorców zasilanych z sieci elektroenergetycznej średniego napięcia o mocy umownej powyżej 40 kW. W analizowanym obiekcie funkcjonują dwa przyłącza elektroenergetyczne, dla których uśredniona moc umowna wynosi 550 kW.

Rozliczenia za energię elektryczną odbywają się w ramach taryfy B21 dla dwóch punktów poboru energii (PPE), o następujących oznaczeniach:

- przyłączy 1: PLGZEO0000059074833000000412898 (SEK1_REZ) – punkt poboru energii z mocą zamówioną na uśrednionym poziomie 276 kW;
- przyłączy 2: PLGZEO00000590748330000007044489 (SEK2_POD) – punkt poboru energii z mocą zamówioną na uśrednionym poziomie 273 kW.

W poniższej tabeli zestawiono stawki opłat za zakup i dystrybucję energii elektrycznej w ramach stosowanej grupy taryfowej dla 2018 i 2019 roku oraz dalsze informacje wynikające z analizy tych stawek.

Tabela 3.1 Stawki dystrybucyjne i za sprzedaż energii elektrycznej

Wyszczególnienie	Jednostka	2018	2019
cena - energia elektryczna	zł/MWh	223,84	385,5
składnik zmienny stawki sieciowej	zł/MWh	42,13	42,13
stawka jakościowa	zł/MWh	12,53	12,53
stawka opłaty przejściowej	zł/kW/m-c	3,80	0,19
składnik stały stawki sieciowej	zł/kW/m-c	7,49	7,49
opłata abonamentowa	zł/m-c	20,00	20,00
opłata handlowa	zł/m-c	7,5	0

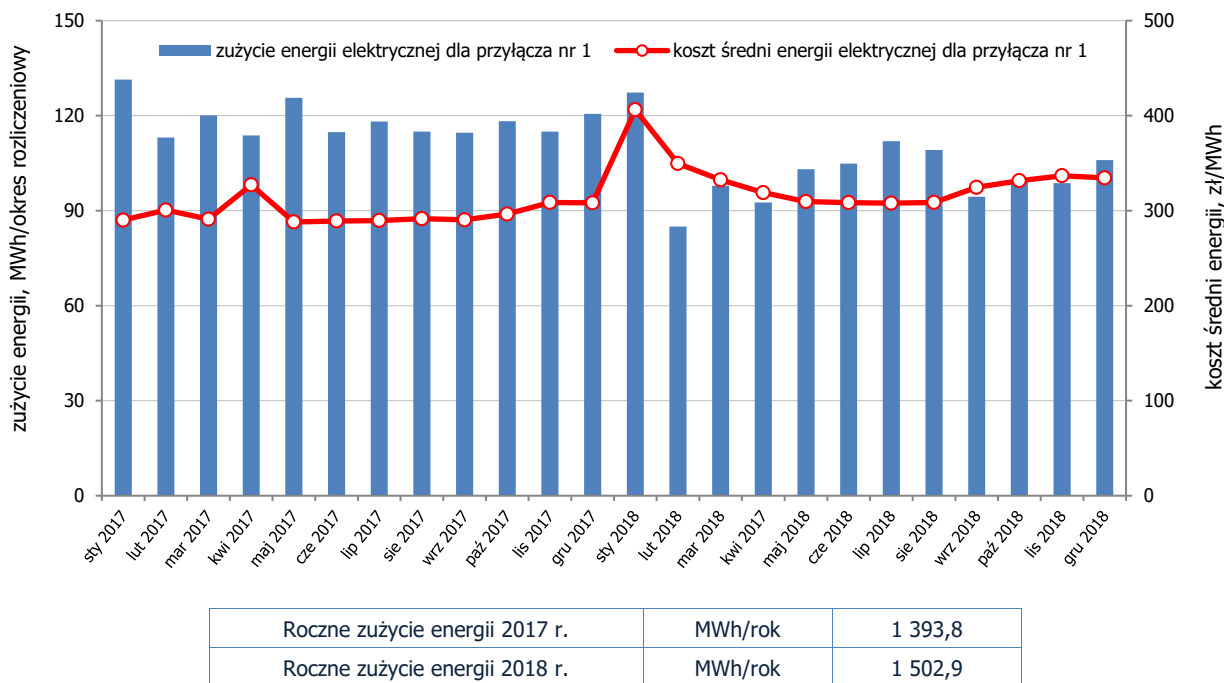
Według stawek taryfowych za 2018 rok, stosowanych przy rozliczaniu kosztów energii elektrycznej, jej cena jednostkowa obejmująca cenę energii elektrycznej, składnik zmienny stawki sieciowej, stawkę jakościową, kształtowała się na poziomie **278,5 zł** za megawatogodzinę (netto).

Według obecnie stosowanych w 2019 r. stawek cena jednostkowa energii obejmująca cenę za zakup energii elektrycznej, składnik zmienny stawki sieciowej, stawkę jakościową, opłatę OZE oraz kogeneracyjną, kształtuje się na poziomie **440,16 zł/MWh** i taką wielkość przyjęto do dalszych analiz techniczno-ekonomicznych.

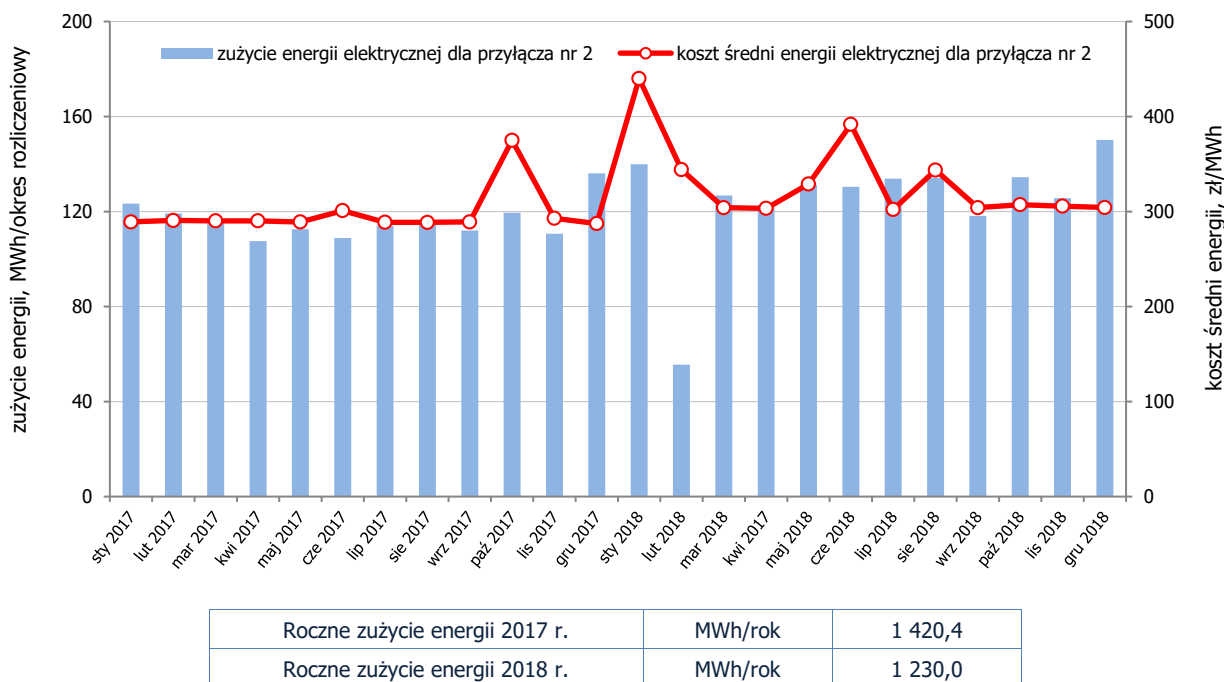
Ponadto przeanalizowano dane dla miesięcznych okresów rozliczeniowych w okresie od stycznia 2017 do grudnia 2018 roku obejmujące zużycie energii elektrycznej wraz z jednostkowymi kosztami jej użytkowania (netto) dla obu przyłączy (sekcji), co pokazano na rysunkach 3.1, 3.2.

Średni koszt jednostkowy energii elektrycznej wyznaczony, jako stosunek całkowitych kosztów poniesionych w okresie 12 miesięcy do całkowitego zużycia w analogicznym okresie wyniósł w:

- 2017 roku **289,03 zł/MWh** (netto),
- 2018 roku **317,34 zł/MWh** (netto).

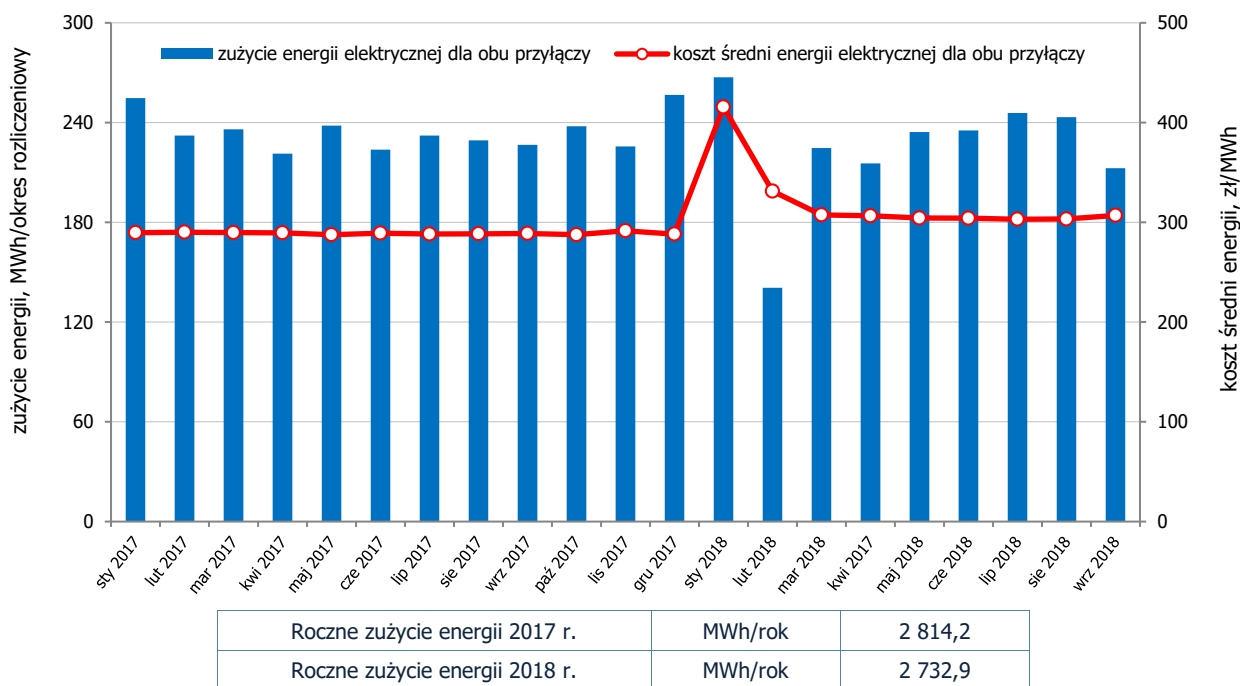


Rysunek 3.1 Zużycie i koszty energii elektrycznej dla przyłącza nr 1 (SEK1) w 2017 i 2018 r.



Rysunek 3.2 Zużycie i koszty energii elektrycznej dla przyłącza nr 2 (SEK2) w 2017 i 2018 r.

Na kolejnym wykresie przedstawiono zużycie i koszty energii elektrycznej dla obu przyłączy zasilających Park Wodny w Tarnowskich Górach w energię elektryczną systemową.

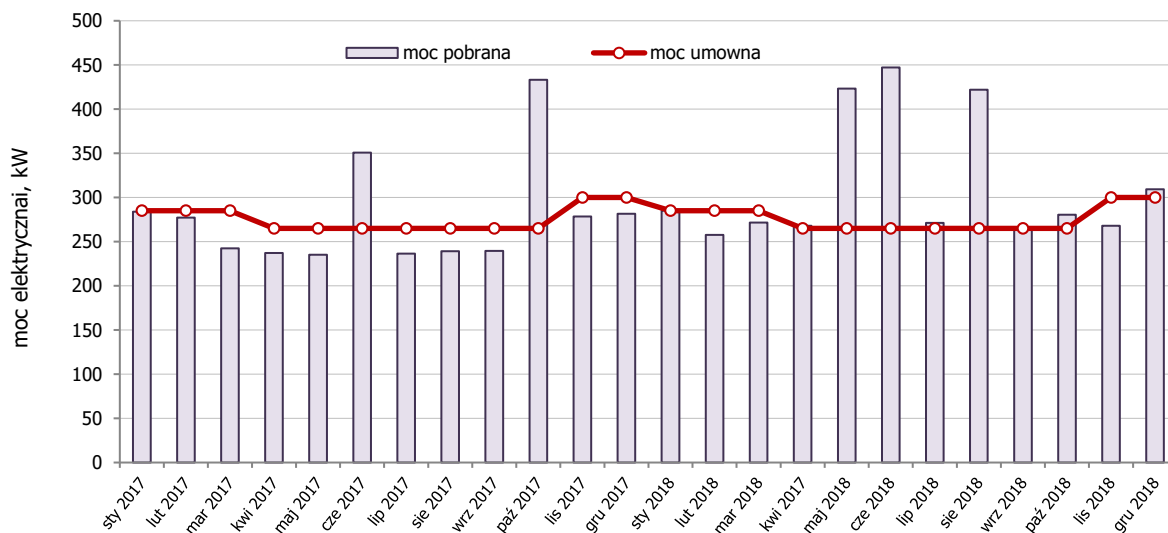


Rysunek 3.3 Zużycie i koszty energii elektrycznej dla obu przyłączy wg danych za 2017 i 2018 r

W analizowanym okresie na obu przyłączach występowały opłaty dodatkowe związane głównie z przekroczeniami mocy umownej na przyłączy nr 1 oraz opłatami z tytułu mocy biernej indukcyjnej na przyłączy nr 2.

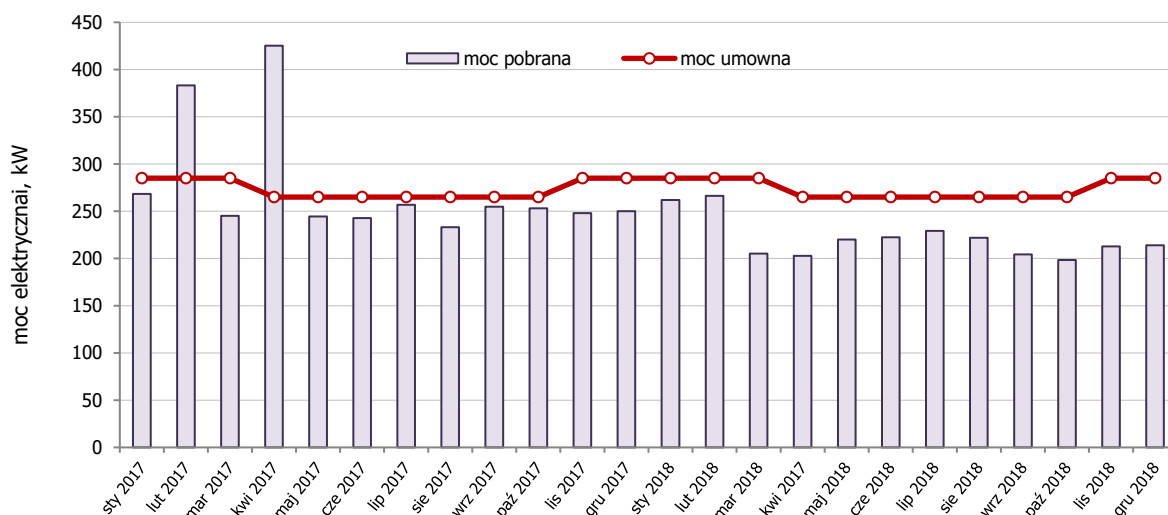
Dla przyłącza nr 1 najwyższa pobrana moc w analizowanym okresie wystąpiła w czerwcu 2018 osiągając poziom 447 kW. Najniższa spośród miesięcznych mocy maksymalnych pobranych na przyłączy 1 wystąpiła w kwietniu 2017 roku i wynosiła 237 kW.

Dane dotyczące mocy pobranej na przyłączy nr 1 na tle zamówionej pokazano na poniższym wykresie.



Rysunek 3.4 Maksymalna moc pobierana w danym miesiącu (średnia, 15-minutowa) na tle mocy zamówionej – przyłączy nr 1

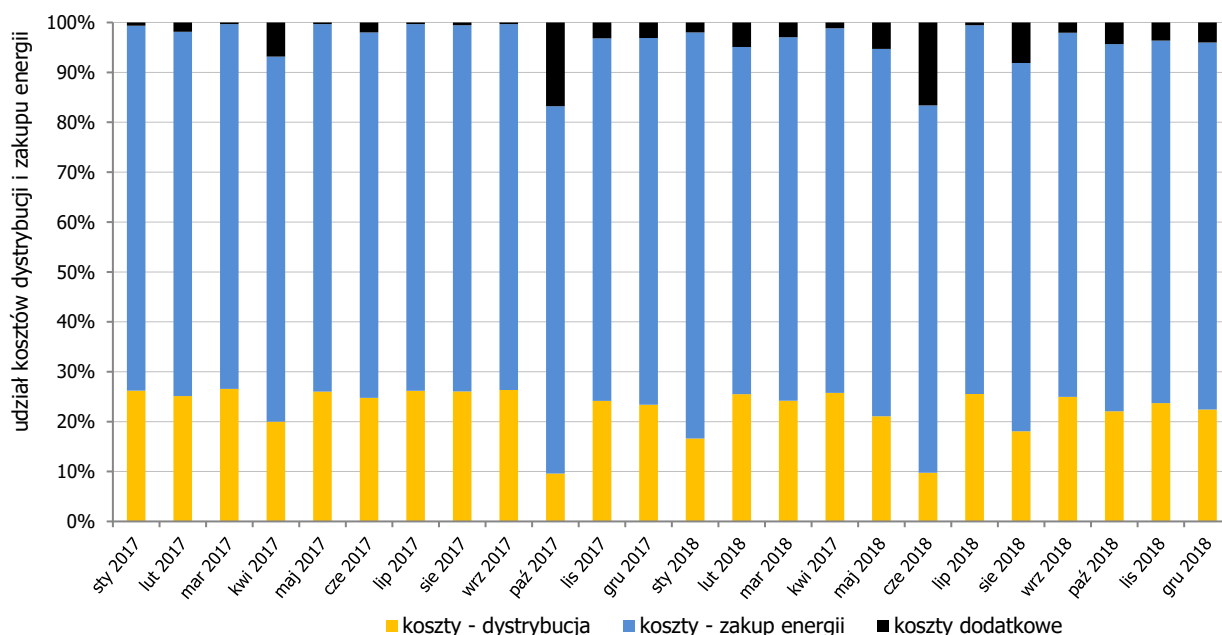
Dla przyłącza nr 2 najwyższa pobrana moc w analizowanym okresie wystąpiła w kwietniu 2017 osiągając poziom 425 kW. Najniższa spośród miesięcznych mocy maksymalnych pobranych na przyłączy 2 wystąpiła w październiku 2018 roku i wynosiła 198 kW.



Rysunek 3.5 Maksymalna moc pobierana w danym miesiącu (średnia, 15-minutowa) na tle mocy zamówionej – przyłączy nr 2

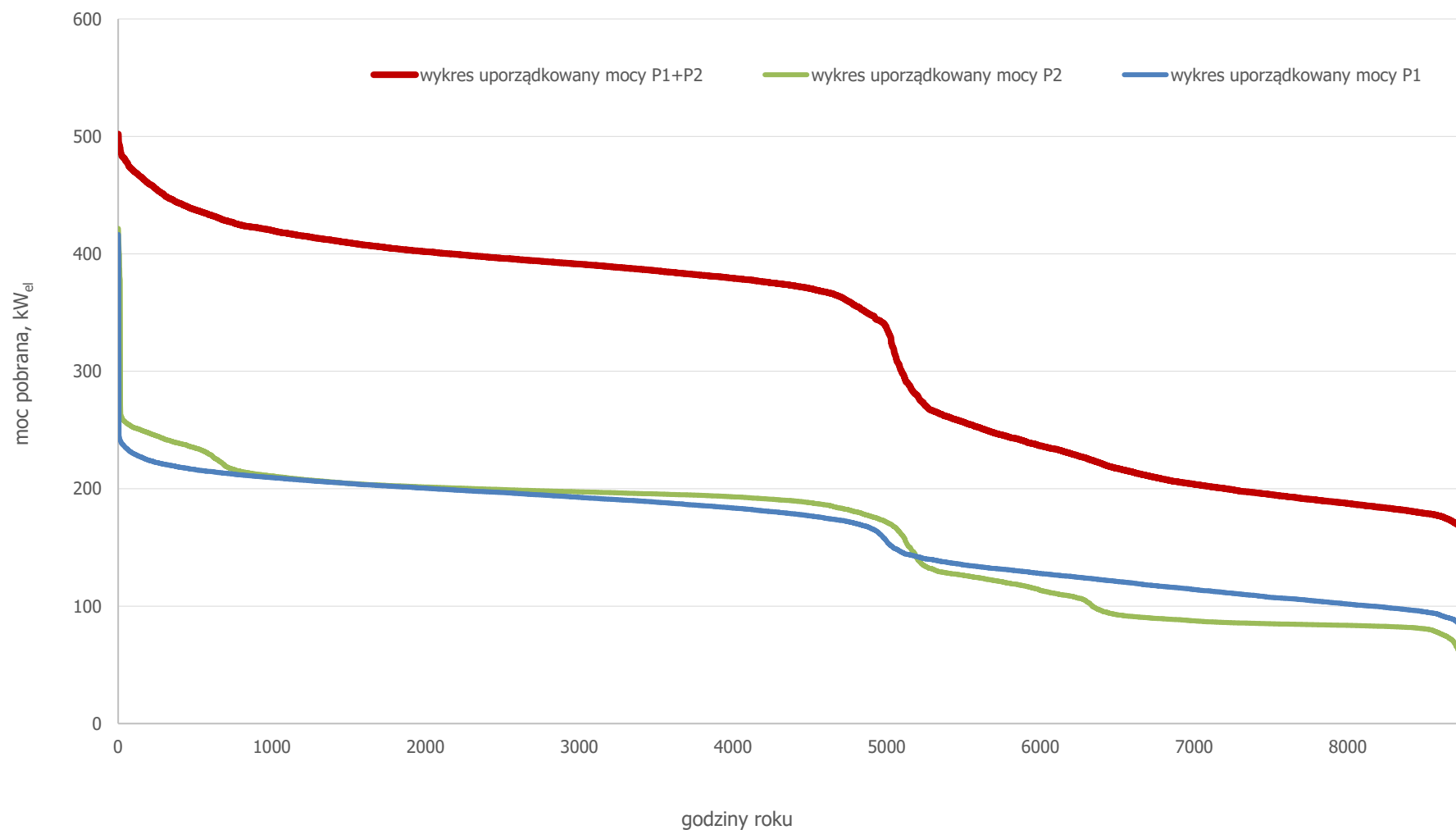
Regularnie na przyłączy nr 2 pojawiają się pomimo zastosowania układu kompensacyjnego opłaty z tytułu mocy biernej indukcyjnej. Ponadto incydentalnie na obu przyłączach pojawiają się niewielkie opłaty z tytułu mocy biernej pojemnościowej.

Średni udział kosztów związanych z dystrybucją energii w latach 2017 i 2018 r. wynosił dla obu przyłączy ok. 22,4%, kosztów zakupu energii 73,8%, a kosztów dodatkowych 3,8%.

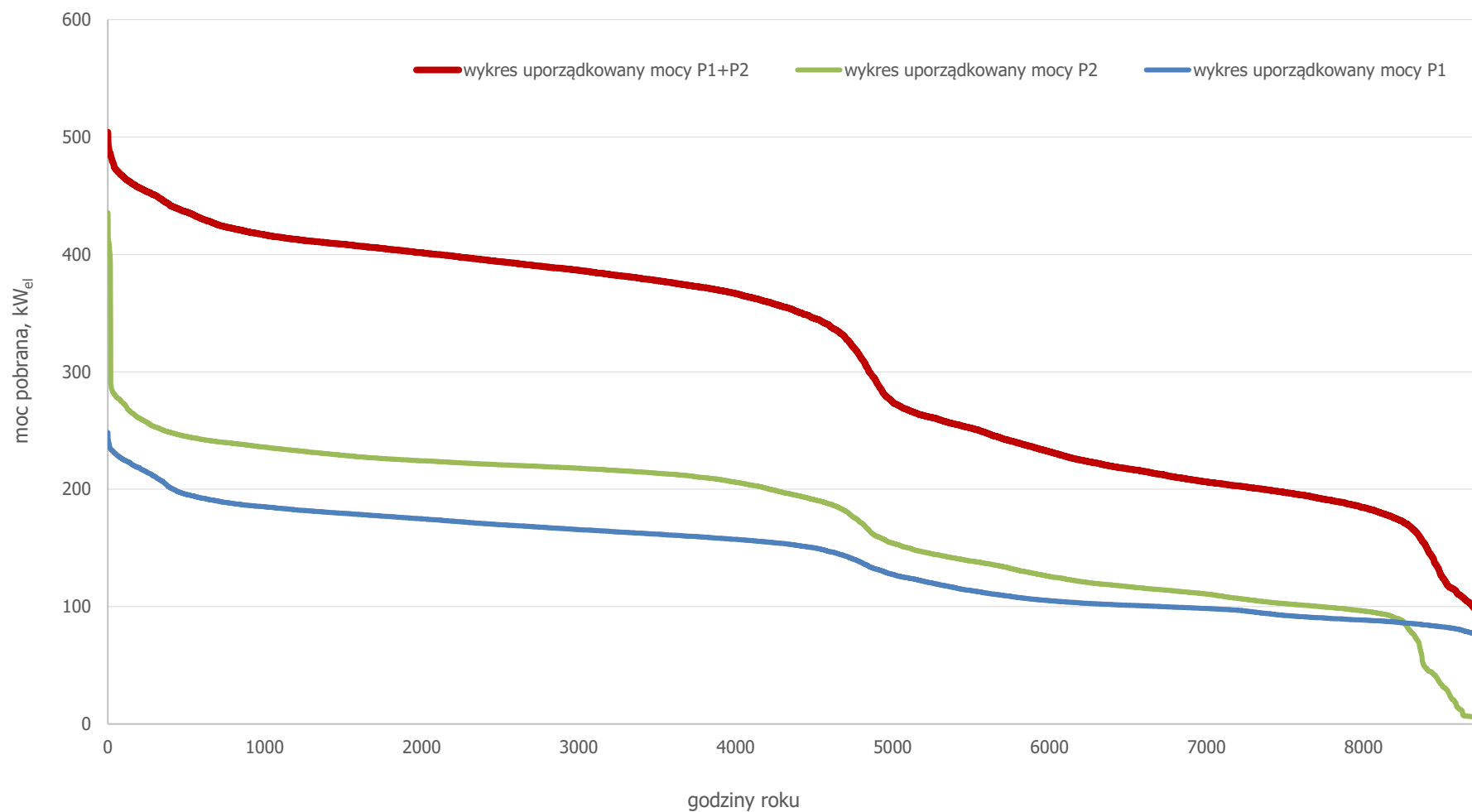


Rysunek 3.6 Udział kosztów dystrybucji, dodatkowych i zakupu energii w poszczególnych okresach rozliczeniowych – oba przyłącza

Szczegółowe dane dotyczące zapotrzebowania na moc elektryczną w Parku Wodnego w Tarnowskich Górach w skali roku pokazano w formie wykresów na kolejnych rysunku.



Rysunek 3.7 Wykres uporządkowany poboru mocy na głównych przyłączach elektroenergetycznych dla danych z 2017 roku



Rysunek 3.8 Wykres uporządkowany poboru mocy na głównych przyłączach elektroenergetycznych dla danych z 2018 roku

3.2. Ciepło sieciowe

Rozpatrywany obiekt Parku Wodnego zasilany jest w ciepło z miejskiego systemu ciepłowniczego, który jest eksploatowany przez firmę Veolia Południe Sp. z o.o. Głównym źródłem ciepła dla systemu jest Ciepłownia "Przyjaźń", która produkuje ciepło przy wykorzystaniu, jako paliwa miału węgla kamiennego.

Ciepło do obiektu Parku Wodnego dostarczane jest w ramach taryfy A-2. Poszczególne stawki opłat składające się na koszt ciepła do ogrzewania pokazano w poniższym zestawieniu.

Tabela 3.2 Stawki opłat dla ciepła stosowane wg taryfy obowiązującej w 2018 r i 2019 r.

Wyszczególnienie	Jednostka	Stawki 2018	Stawki 2019
		netto	netto
opłata za ciepło	zł/GJ	24,80	28,12
opłata przesyłowa zmienna	zł/GJ	13,28	13,71
opłata za moc zamówioną	zł/MW m-c	5 392,95	5 063,11
opłata przesyłowa stała	zł/MW m-c	2 394,79	2 538,85

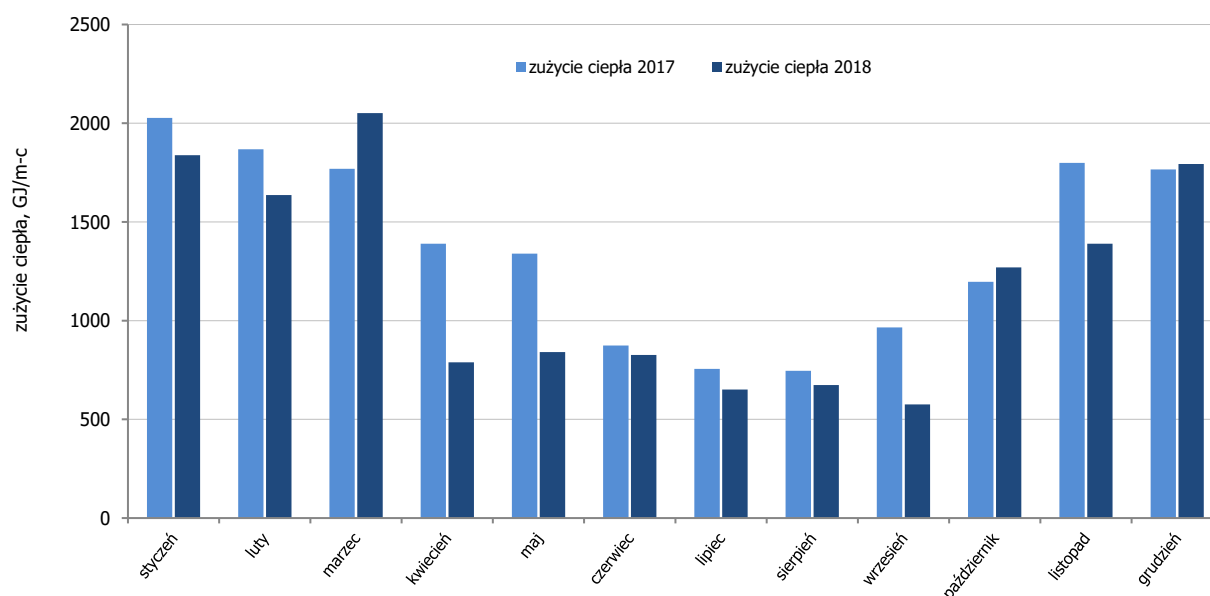
W poniższej tabeli zestawiono dane zagregowane o zużyciu ciepła i kosztach związanych z jego użytkowaniem w latach 2017 – 2018.

Według obecnie stosowanych stawek (2019 r.) cena jednostkowa ciepła obejmująca cenę za zakup ciepła i składnik zmienny opłaty przesyłowej, kształtuje się na poziomie **41,83 zł/GJ** i taką wielkość przyjęto do dalszych analiz techniczno-ekonomicznych.

Tabela 3.3 Zużycie i koszty ciepła sieciowego w latach 2017 - 2018

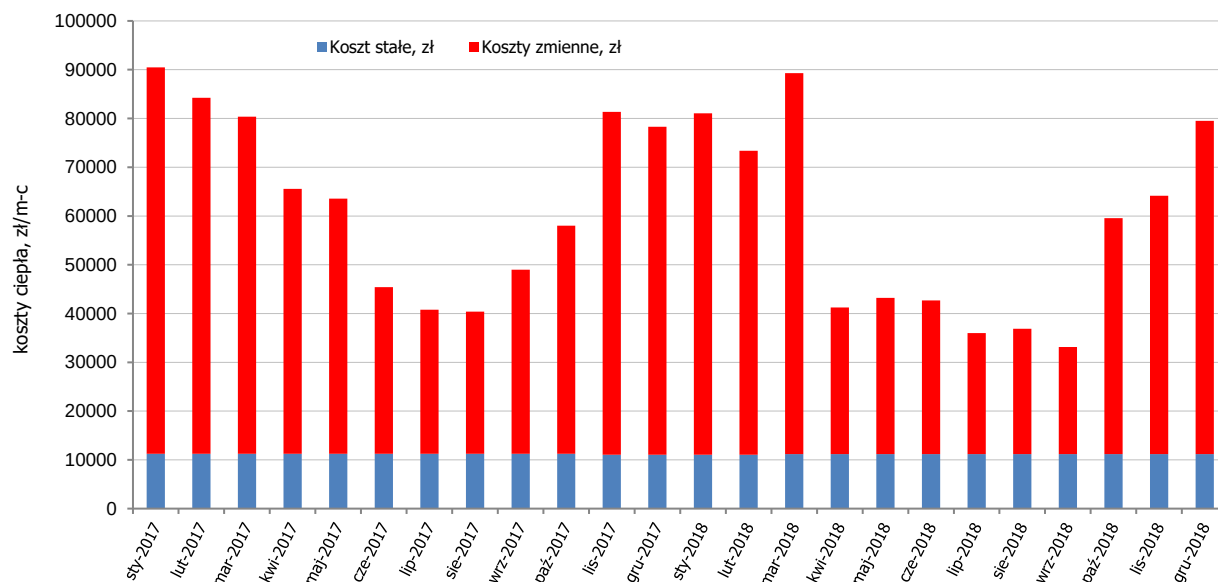
Wyszczególnienie	jednostka	2017	2018
zużycie rzeczywiste	GJ/rok	16 497	14 335
koszty użytkowania ciepła sieciowego - netto	zł/rok	777 544,21	680 062,83
koszt średni, jednostkowy	zł/GJ	47,13	47,44

Na poniższym wykresie przedstawiono zużycie ciepła od stycznia 2017 r. do grudnia 2018 r. Na wykresie wyraźnie widoczna jest zależność zużycia ciepła od miesięcy, w jakich to ciepło jest wykorzystywane.



Rysunek 3.9 Zużycie ciepła sieciowego w latach 2017 - 2018 roku

Na kolejnym wykresie zestawiono koszty związane z użytkowaniem ciepła sieciowego dla całego analizowanego okresu w rozbiciu na koszty stałe związane z mocą zamówioną oraz koszty zmienne wynikające z bieżących zużyć ciepła. Cechą typową dla użytkowania ciepła jest zmienność kosztów w poszczególnych okresach rozliczeniowych. Udział kosztów stałych ciepła dla analizowanego okresu kształtował się na poziomie 18,4%.

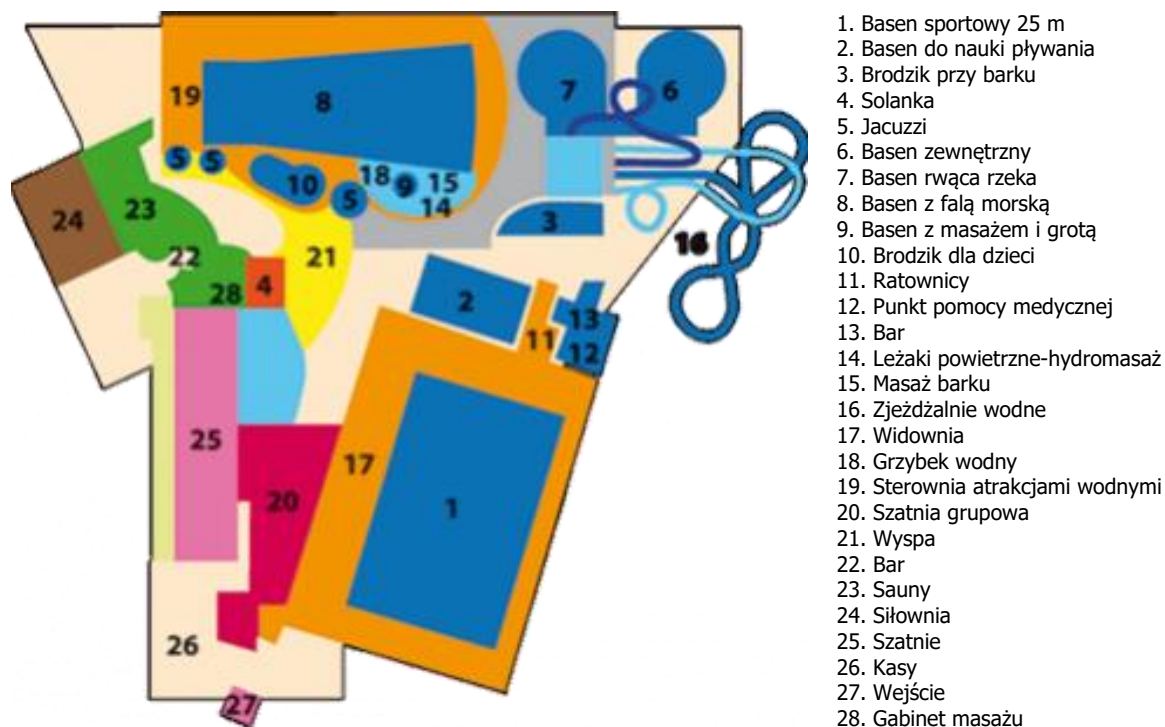


Rysunek 3.10 Koszty ciepła sieciowego w analizowanym okresie w rozbiciu na stałe i zmienne

4. Infrastruktura techniczna związana z prowadzoną działalnością

4.1. Infrastruktura budowlana

Łączna powierzchnia użytkowa obiektów Parku Wodnego Tarnowskie Góry wynosi około 7,5 tys. m². Plan funkcjonalny Parku przedstawiono na poniższym rysunku.



Rysunek 4.1 Plan funkcjonalny Parku Wodnego Tarnowskie Góry

Na obiekty Parku Wodnego składają się:

- kompleks główny obejmujący w kondygnacji podziemnej pomieszczenia techniczne i pomieszczenia strzelnicy, groty solnej, na parterze hale basenowe, sauny i siłownię, na piętrze pomieszczenia o funkcji handlowo-usługowej, pomieszczenia administracji, trybuny basenu sportowego,
- wolnostojący, jednokondygnacyjny, budynek o funkcji technicznej, w którym znajduje się węzeł ciepłowniczy oraz rozdzielnia elektryczna, połączony z budynkiem głównym łącznikiem podziemnym.

Budynek główny posiada konstrukcję szkieletową żelbetową i drewnianą. Wejście główne, hol z kasami obudowany jest fasadą szklaną o konstrukcji metalowej. Budynek techniczny to budynek wykonany w technologii tradycyjnej. Przegrody zewnętrzne budynków posiadają warstwę izolacji cieplnej. Zastosowano tu okna szczelne.

4.2. Struktura techniczna systemu zasilania w energię elektryczną

Energia elektryczna zużywana w obiektach Parku Wodnego pochodzi z krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE).

Zasilane w energię elektryczną realizowane jest z poziomu średniego napięcia za pomocą linii kablowych 20 kV, będących własnością Tauron Dystrybucja S.A. Zasilanie to odbywa się z dwóch kierunków:

- zasilanie podstawowe, odczep z linii kablowej 20 kV relacji GPZ Sowice – stacja transformatorowa 489 zasilający sekcję I stacji transformatorowej 487 zlokalizowanej w budynku technicznym Parku Wodnego,
- zasilanie rezerwowe, linią kablową od stacji transformatorowej 67 do sekcji II stacji transformatorowej 487 zlokalizowanej w budynku technicznym Parku Wodnego.

W normalnym układzie pracy stacji oba przyłącza eksploatowane są równolegle. Rozdzielnia typu Rotoblok wyposażona jest w dwa transformatory 20/0,4 kV o mocach po 630 kVA każdy.

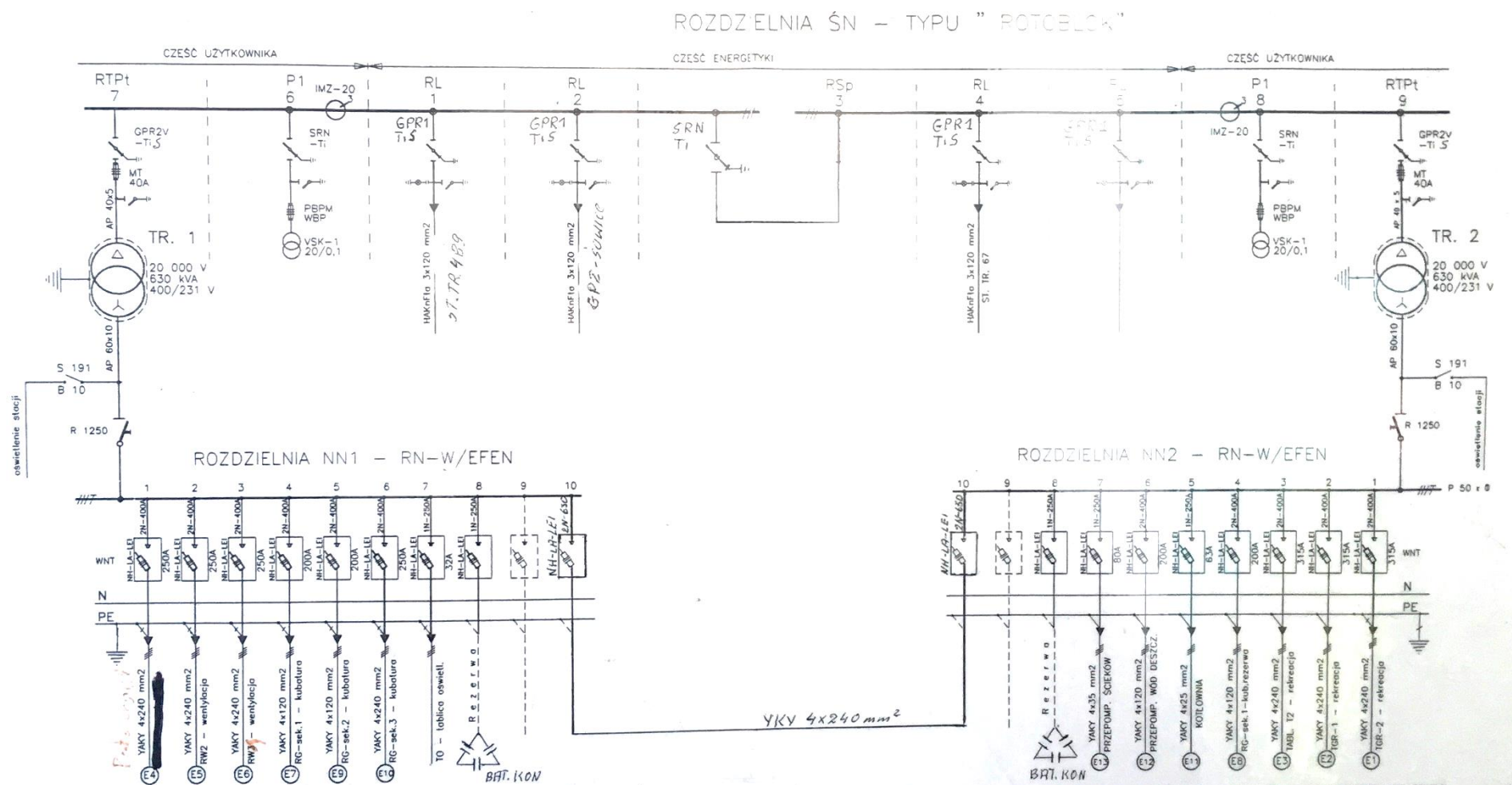
Obiekty Parku Wodnego zasilane są z poziomu niskiego napięcia. Energia dostarczana jest w ramach grupy taryfowej B21. System zasilania w energię elektryczną wyposażony jest w układ do kompensacji mocy biernej.

Schemat stacji średniego napięcia oraz rozdział energii po stronie niskiego napięcia pokazano na rysunkach 4.2 i 4.3 .

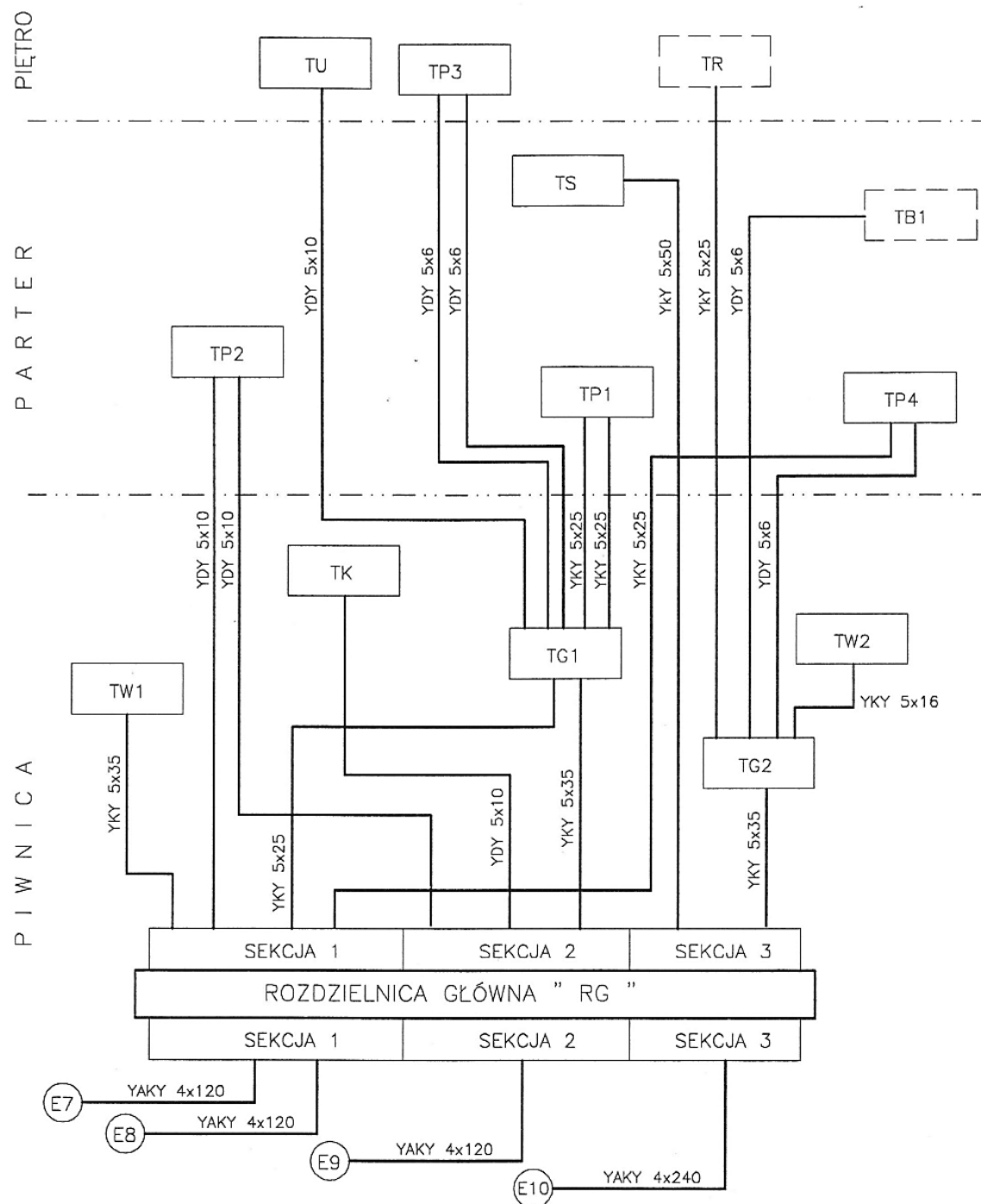
4.2.1. Urządzenia zużywające energię elektryczną

Główne odbiorniki energii elektrycznej w obiekcie to:

- układy pompowe w systemach technologii basenowej (atrakcje wodne i system uzdatniania wody basenowej) oraz grzewczych, wodociągowo-kanalizacyjnych (pompy obiegowe, cyrkulacyjne, przepompownie, zestawy hydroforowe);
- pozostałe urządzenia technologii basenowej,
- urządzenia do produkcji chłodu: agregat chłodniczy, jednostki klimatyzacyjne typu split;
- systemy wentylacyjne: centrale nawiewno-wywiewne, nawiewne, wentylatory wyciągowe, kurtyny powietrzne;
- systemy oświetleniowe: oświetlenie wewnętrzne i zewnętrzne;
- urządzenia biurowe, sprzęt typu AGD, RTV;
- układy automatyki sterującej procesami;
- dźwig osobowy i dźwig towarowy.



Rysunek 4.2 Schemat rozdzielni SN



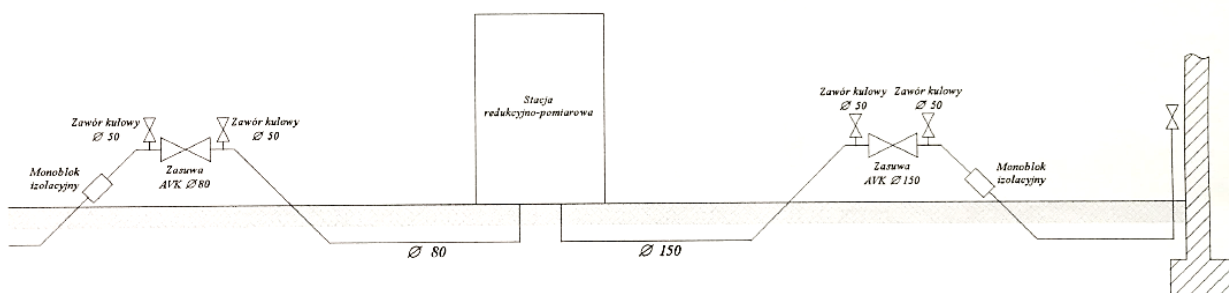
Rysunek 4.3 Schemat – rozdział, instalacja 0,4 kV

4.3. Struktura techniczna systemu zasilania w gaz ziemny

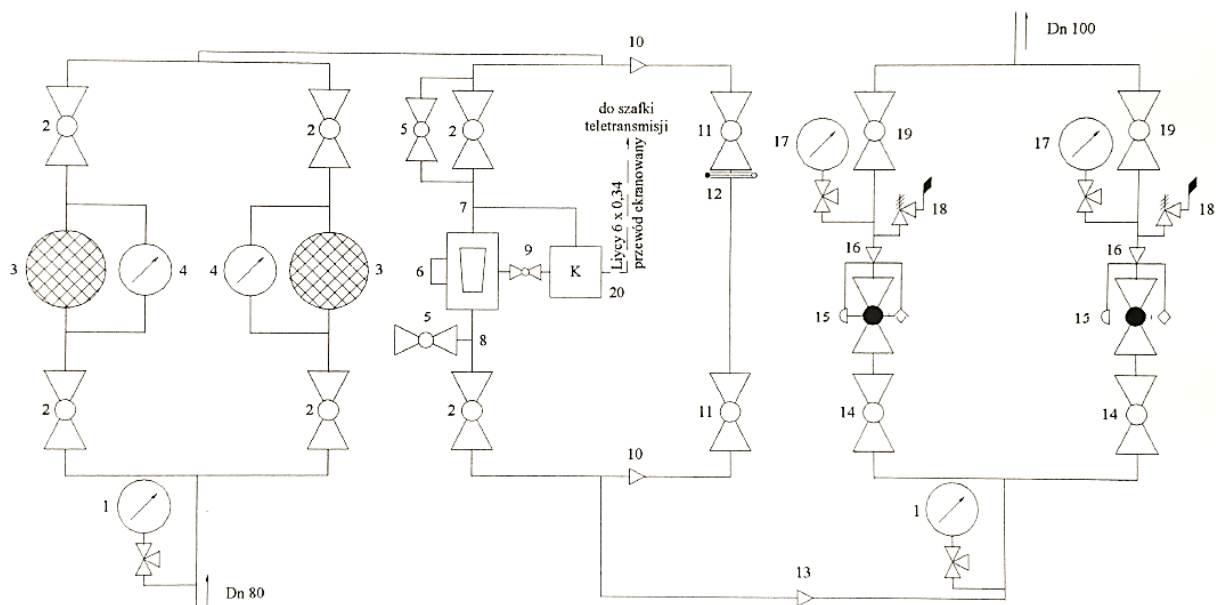
W rozpatrywanym obiekcie istnieje nieeksploatowane obecnie przyłącze gazowe, pierwotnie zasilające kotłownię z trzema kotłami na gaz ziemny, wysokometanowy o mocy 720 kW każdy. Na infrastrukturę tę składa się:

- gazociąg średnioprężny o średnicy DN80 od gazociągu źródłowego DN200 do stacji redukcyjno-pomiarowej II stopnia,
- układ zasuw odcinających, na wlocie i wylocie ze stacji,
- kontenerowa stacja redukcyjno-pomiarowa II stopnia,
- gazociąg niskoprężny o średnicy DN150 od stacji redukcyjno-pomiarowej II stopnia do zaworu głównego w budynku kotłowni (obecnie węzła ciepłowniczego).

Przyłącze wyposażone jest w dwuciągową stację redukcyjno-pomiarową o wydajności 400 m³/h. Maksymalne ciśnienie zasilania wynosi 0,35 MPa, a po redukcji 5 kPa. Schemat i elementy stacji pokazano na poniższych rysunkach.



Rysunek 4.4. Schemat przyłącza gazowego



Rysunek 4.5. Schemat przyłącza gazowego

1- manometr tarczowy M100 0 do 6 MPa, 2 – zawór kulowy, 3 – filtr komorowy, 4 – manometr różnicowy PG150, 5 – zawór gwintowany, 6 – gazomierz turbinowy G100, 7 – odcinek dopływowego z prostownicą Sprekła, 8 – odcinek odpływowego z prostownicą Sprekła, 9 – zawór trójdrogowy, 10 – zwężka, 11 – zawór kulowy, 12 – zaślepka, 13 – zwężka, 14 – zawór kulowy, 15 – reduktor MBR, 16 – zawór kulowy, 17 – manometr tarczowy M100 0 do 0,4 kPa, 18 – zawór upustowy, 19 – zawór kulowy, 20 – korektor elektroniczny MacBAT.

4.4. Struktura techniczna systemu zasilania w ciepło sieciowe

Ciepło do obiektów Parku Wodnego Tarnowskie Góry dostarczane jest poprzez sieć ciepłowniczą eksploatowaną przez Veolia Południe Sp. z o.o. Węzeł ciepłowniczy zlokalizowany jest w budynku technicznym. Podstawowe dane eksploatacyjne węzła to:

- moc 1500 kW;
- temperatura czynnika po stronie pierwotnej: 130/65°C;
- przepływ czynnika po stronie pierwotnej: 8,9 m³/h;
- spadek ciśnienia: 17 kPa;
- temperatura czynnika po stronie instalacji wewnętrznej: 80/60°C;
- przepływ czynnika po stronie pierwotnej: 22 m³/h;
- spadek ciśnienia: 90 kPa;

Na kolejnym rysunku przedstawiono schemat technologiczny węzła ciepłowniczego.

Objaśnienia do schematu:

S101, 102 – zawór kulowy;

M101, 102 – manometr NS100, 0 do 1,6 MPa,

T101, 102 – termometr,

F101 – filtr siatkowy,

C101, 102 – czujnik temperatury zasilania/powrotu po stronie wysokiego parametru (podłączenie do regulatora węzła),

C203 – czujnik temperatury zewnętrznej,

S103, 104, 201, 202 – zawór kulowy,

L201 – licznik ciepła SENSUS typ Pollustat E nr 42260229 (montaż na powrocie),

L202 – przepływomierz ultradźwiękowy,

L203, 204 – czujnik temperatury zasilania/powrotu (podłączenie do licznika ciepła),

W201 – zespół wymienników ciepła Secespol typu JAD 12.114 (4 szt.),

R201 – zawór regulacyjny z siłownikiem,

B201 – zawór bezpieczeństwa,

M201, 202 – manometr NS100, 0 do 0,6 MPa,

T201, 202 – termometr,

C202, 204 – czujnik temperatury zasilania/powrotu po stronie niskiego parametru (podłączenie do regulatora węzła),

G201, 202 – zawór kulowy, gwintowany,

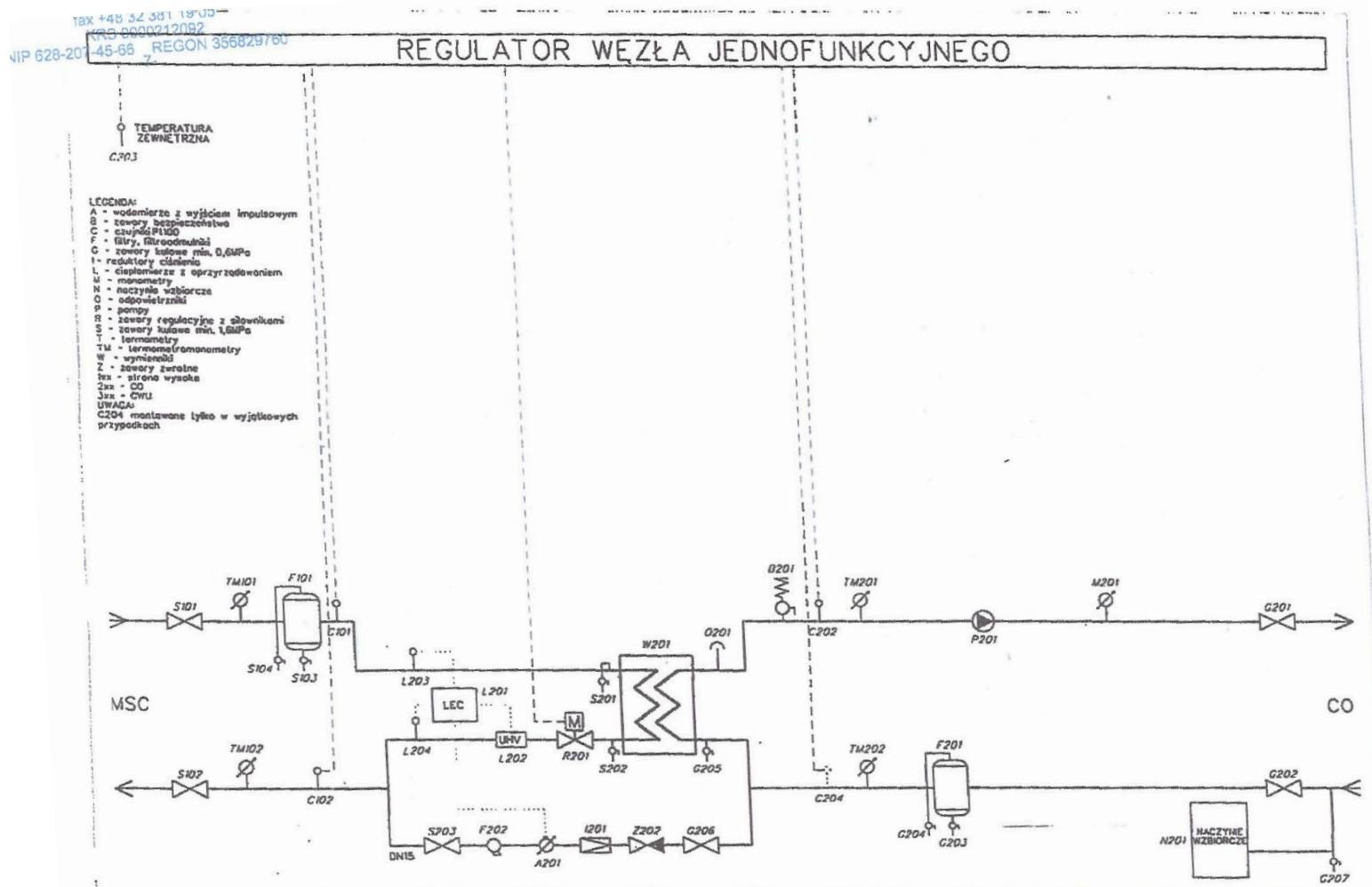
F201 – filtr siatkowy,

N201 – naczynie wzbiornicze,

Z202 – zawór zwrotny,

I201 – reduktor ciśnienia,

A201 – wodomierz z nadajnikiem,



Rysunek 4.6 Schemat węzła ciepłowniczego

4.4.1. Wewnętrzne instalacje grzewcze

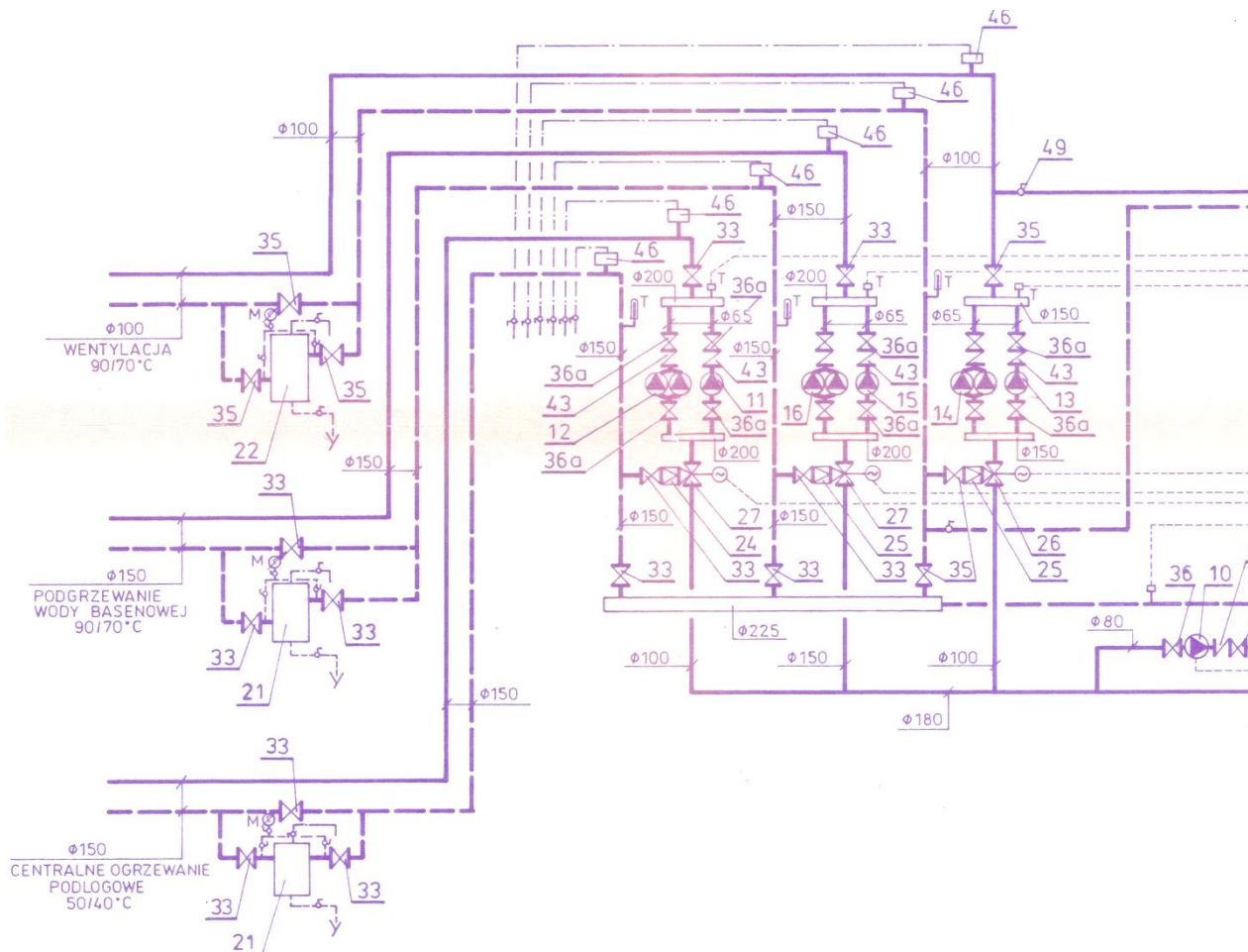
Z węzła ciepłowniczego, poprzez kolektor rozdzielczy, zasilane są trzy wydzielone obiegi grzewcze:

- obieg pracujący na potrzeby ogrzewania pomieszczeń: instalacja wodna, dwururowa, pompowa z grzejnikami oraz nagrzewnice wodne powietrza w centralach wentylacyjnych,
- obieg pracujący na potrzeby ogrzewania pomieszczeń: instalacja wodna, dwururowa, pompowa niskotemperaturowa – ogrzewanie podłogowe obejmujące hale basenowe, szatnie i natryski,
- obieg pracujący na potrzeby ogrzewania wody basenowej.

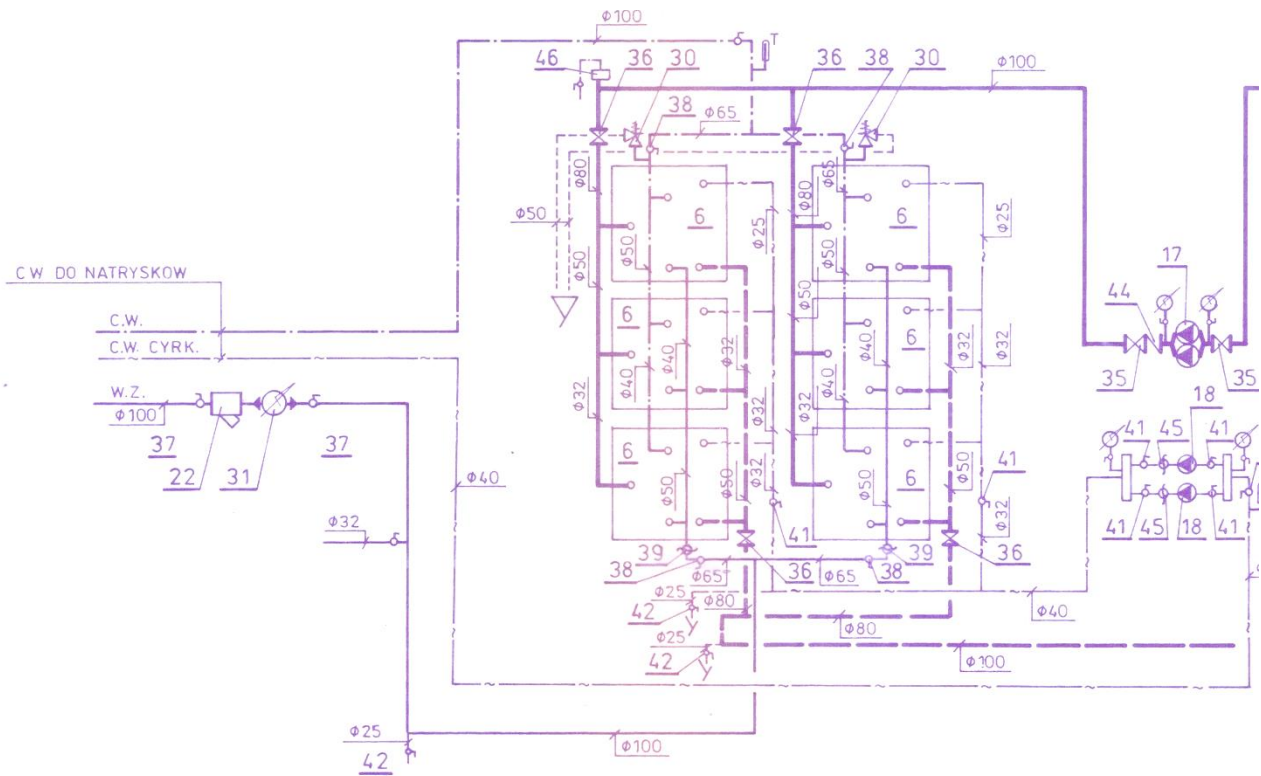
Każdy z ww. obiegów posiada układ regulacji z zaworem trójdrogowym z siłownikiem oraz z pompami obiegowymi.

Odrębnie zasilana jest instalacja przygotowania ciepłej wody użytkowej. Ciepła woda przygotowywana jest tu w 6 podgrzewaczach pojemnościowych firmy Viessmann typu Horicell-HG o pojemności 500 l każdy, instalacja rozprowadzająca wyposażona jest w cyrkulację.

Schematy opisanych instalacji pokazano na poniższych rysunkach.



Rysunek 4.7 Schemat instalacji ogrzewania pomieszczeń i podgrzewania wody basenowej



Rysunek 4.8 Schemat instalacji przygotowania ciepłej wody użytkowej

4.5. Systemy wentylacji mechanicznej, klimatyzacja i chłodzenie

W obiektach Parku Wodnego Tarnowskie Góry, działają systemy wentylacji mechanicznej głównie układy nawiewno-wywiewne. Centrale nawiewno-wywiewne wyposażone są w filtry, nagrzewnice powietrza oraz urządzenia do odzysku ciepła tj. wymienniki krzyżowe oraz pompy ciepła.

Zestawienie największych zidentyfikowanych w ramach niniejszego audytu urządzeń pokazano w poniższej tabeli.

Tabela 4.1 Charakterystyka urządzeń wentylacyjnych o największej wydajności w obiektach Parku Wodnego

l.p.	oznaczenie urządzenia	nawiew	wywiew	nagrzewnica	moc elektryczna
		m ³ /h	m ³ /h	kW	kW
1	N1/W1	14790	16150		
2	N1a/W1a	26700	29000	231,7	37,0
3	N1b/W1b	16560	18000	132,0	22,0
4	N2/W2	11480	11480	49,0	15,0
5	N8/W/8	10910	9840	62,6	9,5
6	N12/W12	5625	5005	26,6	4,0

W obiekcie występuje zapotrzebowanie na chłód związane z regulacją temperatury wewnętrznej pomieszczeń biurowych, handlowo-usługowych. Zastosowano tu klimatyzatory typu split.

Eksplatawana jest tu również instalacja pracująca na potrzeby lodowiska zewnętrznego organizowanego w okresie zimowym. Źródłem chłodu jest agregat TRANE typu ECGAN 900E o mocy chłodniczej 241 kW; chłodzony powietrzem.

4.6. Opis procesów w ramach technologii basenowej

W obiektach Parku Wodnego Tarnowskie Góry w ramach technologii basenowej możemy wyróżnić system uzdatniania wody basenowej oraz urządzenia obsługujące atrakcje wodne.

System uzdatniania wody basenowej obejmuje cztery niezależne obiegi tj.:

- obieg I – basen sportowy i basen do nauki pływania,
- obieg II – baseny rekreacyjne, basen zewnętrzny, brodzik, basen rzeka, basen fala, woda zwilżająca do zjeżdżalni,
- obieg III – basen solankowy,
- obieg IV – basen whirlpool, jacuzzi,
- obieg V – basen do nauki pływania.

W ramach systemu uzdatniania wody basenowej prowadzone są następujące procesy, takie same dla każdego z obiegów:

- ozonowanie (obiegi II i III posiadają wspólny ozonator, proces wymaga chłodzenia wodą ozonatora, ozon podawany jest do zbiornika kontaktowo-przelewowego, następuje tu również uzupełnianie wodą świeżą),
- filtrowanie wstępne (łapacze włókien w pompach obiegowych),
- koagulacja (koagulant w postaci uwodnionego siarczanu glinu podawany jest przed filtracją na filtrach wielowarstwowych),
- filtracja na filtrach wielowarstwowych (woda przechodzi od góry do dołu przez złożę kamionki, węgla aktywnego, piasek kwarcowy i warstwę żwiru),

- podgrzewanie wody (w celu utrzymania odpowiedniej temperatury wody basenowej jest ona podgrzewana na wymienniku płytowym),
- korekta pH (odczyn wody jest obniżany z użyciem roztworu kwasu siarkowego);
- chlorowanie konserwujące roztworem podchlorynu sodu,
- destrukcja ozonu na złożu z węglem aktywnym,
- dla basenu solankowego dodatkowo występuje dozowanie solanki.

Proces uzdatniania wody basenowej prowadzony jest w trybie ciągłym z przerwami na płukanie filtrów (co 4 do 6 dni przez 0,5 godziny). Główne urządzenia w instalacji uzdatniania wody basenowej to: pompy obiegowe, pompy dozujące, mieszalniki, generatory ozonu, zawory elektromagnetyczne i regulacyjne.

Główne urządzenia napędowe obsługujące atrakcje wodne to:

- dmuchawa o mocy 45 kW oraz sprężarka 5,5 kW – sztuczna fala,
- 2 pompy o mocy 18,5 kW – sztuczna rzeka,
- pompa o mocy 11 kW – kaskada wodna,
- 3 dmuchawy o mocy 3 kW – ławeczki i leżanki powietrzne,
- pompy zasilające dysze, wylewki do masażu strumieniem wody – 9 napędów o mocy 2,2 i 2,6 kW.

5. Bilans zużycia nośników energii oraz emisji CO₂

Całkowite zużycie nośników energii w obiektach Parku Wodnego w Tarnowskich Górach w rozpatrywanych latach 2017 i 2018 pokazano w tabeli 5.1. Emisję dwutlenku węgla wynikającą z użytkowania tych nośników, w tabeli 5.2.

W 2018 roku zużycie wszystkich nośników energii w Parku Wodnym kształtowało się na poziomie 6,7 GWh i było niższe niż rok wcześniej o ok. 2,5 GWh. Wynikało przede wszystkim z łagodniejszej zimy i związanym z tym mniejszym zużyciem ciepła do celów grzewczych, a także remontem przeprowadzonym w drugiej połowie lutego, co z kolei spowodowało zmniejszenie zarówno zużycia ciepła jak i energii elektrycznej.

Całkowita emisja dwutlenku węgla związana ze zużyciem energii wyniosła w 2018 r. około 3,5 tys. ton.

Główne znaczenie w bilansie energetycznym Parku Wodnego ma ciepło sieciowe pokrywające ok. 61% potrzeb. Pozostałe potrzeby pokrywane są z wykorzystaniem energii elektrycznej (ok. 39% potrzeb).

Zużycie energii elektrycznej jest na zbliżonym poziomie w każdym okresie (za wyjątkiem miesiąca, w którym prowadzono remont). Zużycie ciepła sieciowego uzależnione jest od intensywności sezonu grzewczego, choć w większym stopniu od zapotrzebowania na ciepłą wodę użytkową i ogrzewanie wody basenowej, które stanowią ok. 57-60% potrzeb cieplnych całego obiektu.

Tabela 5.1 Zużycie nośników energii w Parku Wodnym w latach 2017 – 2018

Wyszczególnienie	jednostka	2017	2018
Zużycie użytkowanych nośników energii w jednostkach naturalnych			
energia elektryczna	MWh/rok	2 814,20	2 732,94
ciepło sieciowe	GJ/rok	16 497	14 335
Zużycie użytkowanych nośników energii przeliczone na GJ			
energia elektryczna	GJ/rok	10 131,12	9 838,59
ciepło sieciowe	GJ/rok	16 497,00	14 334,85
RAZEM	GJ/rok	26 628,12	24 173,44
Zużycie użytkowanych nośników energii przeliczone na MWh			
energia elektryczna	MWh/rok	2 814,20	2 732,94
ciepło sieciowe	MWh/rok	4 582,50	3 981,90
RAZEM	MWh/rok	7 396,70	6 714,84
Udział w zużyciu energii			
udział energii elektrycznej w zużyciu całkowitym	%	38,05%	40,70%
udział ciepła sieciowego w zużyciu całkowitym	%	61,95%	59,30%

Tabela 5.2 Emisja CO₂ związana z użytkowaniem nośników energii w Parku Wodnym w latach 2017 – 2018

Wyszczególnienie	jednostka	2017	2018
Emisja CO ₂			
energia elektryczna	Mg CO ₂ /rok	2 197,9	2 134,4
ciepło sieciowe	Mg CO ₂ /rok	1 565,4	1 360,2
RAZEM	Mg CO₂/rok	3 763,3	3 494,6
Udział poszczególnych nośników w emisji CO ₂			
udział energii elektrycznej	%	58,40%	61,08%
udział ciepła sieciowego	%	41,60%	38,92%

6. Ocena potencjału w zakresie możliwości poprawy efektywności energetycznej w obiektach Parku Wodnego

W ramach oceny możliwości poprawy efektywności energetycznej w obiektach Parku Wodnego skupiono się na następujących obszarach:

- infrastruktura budowlana,
- instalacje wentylacji mechanicznej
- źródła ciepła i instalacje grzewcze.

6.1. Infrastruktura budowlana

Obiekty Parku Wodnego Tarnowskie Góry posiadają izolację cieplną przegród zewnętrznych wykonaną na etapie budowy. Zastosowano tu także okna szczelne z szybami zespolonymi. Elementy te nie spełniają obecnych wymagań dotyczących ochrony cieplnej budynków.

Jednocześnie ze względu na ograniczony potencjał oszczędności energii w tym zakresie, inwestycje zmierzające do poprawy izolacyjności cieplnej tych przegród nie znajdują uzasadnienia ekonomicznego.

W związku z tym na obecnym etapie nie proponuje się działań związanych z dalszą termomodernizacją przegród budowlanych w rozpatrywanych budynkach.

6.2. Instalacje wentylacji mechanicznej

W obiektach Parku Wodnego funkcjonuje rozbudowany system wentylacji mechanicznej, nawiewno-wywiewnej. Eksploatowanych jest tu kilkanaście central wentylacyjnych, o wydajnościach od kilkuset do 29 tys. m³/h. Instalacje te są wyposażone w urządzenia do odzysku ciepła tj.: wymienniki krzyżowe, pompy ciepła. Na obecnym etapie nie proponuje się działań modernizacyjnych dla istniejących instalacji.

6.3. Źródła ciepła, instalacje grzewcze

Ciepło do celów ogrzewania pomieszczeń oraz przygotowania ciepłej wody na potrzeby technologii basenowej oraz na potrzeby socjalne dostarczane jest z miejskiej sieci ciepłowniczej.

Infrastrukturę wchodzącą w skład systemu wytwarzania ciepła tworzy jednofunkcyjny węzeł cieplny, wyposażony w wymienniki przeponowe typu JAD zasilające wydzielone obiegi instalacji grzewczych oraz instalację ciepłej wody użytkowej. Węzeł jest zautomatyzowany.

Urządzenia zasilające obiekty Parku Wodnego w ciepło są w dobrym stanie technicznym, nie sprawiają problemów eksploatacyjnych i są urządzeniami o wysokiej efektywności energetycznej. Sprawność węzła z wymiennikami typu JAD kształtuje się na poziomie 95-97%.

Na obecnym etapie nie proponuje się przedsięwzięć związanych z modernizacją istniejących źródeł ciepła. Natomiast ze względu na stosunkowo duże zapotrzebowanie na ciepło w ciągu całego roku, wynikające ze specyfiki rozpatrywanego obiektu, istnieje potencjał dla zastosowania dodatkowego źródła energii tj. układu do skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej.

Analizę techniczno-ekonomiczną oceniającą możliwości zastosowania agregatu kogeneracyjnego z silnikiem tłokowym na gaz ziemny rozpatrzono w dalszej części opracowania.

7. Opis wybranego rozwiązania technicznego w zakresie układu kogeneracyjnego

Na potrzeby realizacji inwestycji przeprowadzono szereg działań przygotowawczych. W oparciu przeprowadzoną analizę danych dotyczących historycznego zużycia nośników energii oraz przeprowadzone pomiary cieplne dobrano najbardziej optymalną moc i liczbę jednostek kogeneracyjnych, a także opracowano m.in. „Program funkcjonalno-użytkowy” (PFU).

Z przyjętych założeń wynika, że inwestycja polegać będzie na budowie nowego systemu wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w warunkach wysokosprawnej kogeneracji (CHP) składającego się z następujących elementów:

- źródło kogeneracyjne (dwie jednostki) w obudowie dźwiękoszczelnej,
- kotły wodne gazowe rezerwowo-szczytowe (dwie sztuki – po jednej na jednostkę),
- akumulator ciepła (zasobnik lub zasobniki buforowe dla jednostek),
- doprowadzenie gazociągu z istniejącej nieczynnej obecnie instalacji gazu ziemnego z budynku kotłowni do jednostek kogeneracyjnych,
- fragment sieci ciepłowniczej doprowadzającej ciepło ze źródeł do węzła cieplnego zlokalizowanego w budynku technicznym (pomieszczenia istniejącej kotłowni i węzła ciepła),
- wyprowadzenie mocy elektrycznej z jednostek kogeneracyjnych do rozdzielni głównej,
- układ automatyki, kontroli i sterowania wraz z systemem wizualizacji i monitoringu pracy urządzeń z możliwością sterowania zdalnego z pomieszczenia dyspozytorskiego
- rozbudowa budynku kotłowni.

Ze względu na ograniczone miejsce w istniejącym pomieszczeniu kotłowni i brak możliwości zabudowania dwóch jednostek kogeneracyjnych, kotłów rezerwowo-szczytowych oraz akumulatorów ciepła (zasobników buforowych) przewiduje się demontaż dwóch istniejących niesprawnych kotłów gazowych wraz z ich infrastrukturą, a następnie rozbudowanie budynku kotłowni w sposób zapewniający możliwość zabudowy nowych urządzeń, a także swobodny dostęp serwisowy w trakcie ich eksploatacji. Rozbudowana budynek techniczny, w którym zlokalizowana jest obecnie kotłownia z węzłem cieplnym polegać będzie na wzniesieniu nowego budynku o konstrukcji lekkiej szkieletowej wzdłuż północno-wschodniej ściany budynku technicznego, o wymiarach odpowiadających szerokości pomieszczenia kotłowni. Przyjęto, że spaliny wyprowadzone zostaną z wykorzystaniem istniejących kominów spalinowych.

Założenia przewidują budowę nowego układu wyposażonego w dwie jednostki kogeneracyjne o mocach elektrycznych na poziomie ok. 132 kW_{el} (±2%), oraz mocy cieplnej wynikowej dla mocy elektrycznej przy określonej sprawności na poziomie ok. 193 kW_{th} (±5%).

Jako źródła szczytowo-rezerwowe dla nowobudowanego systemu kogeneracyjnego zasilanego gazem ziemnym przewidziano zabudowę dwóch gazowych kotłów wodnych o mocach po ok. 70 kW, a także współpracę z istniejącym węzłem cieplnym zasilanym miejskiej sieci ciepłowniczej.

Ze względu na nierównomierny pobór ciepła w ciągu doby, aby zapewnić ciągły odbiór ciepła produkowanego w nowych źródłach przy jak najdłuższym czasie pracy urządzeń wytwórczych przewiduje się zabudowę izolowanych akumulatora/ów ciepła – zasobników buforowych (max 2 szt.), które w okresach zmniejszonego zapotrzebowania na ciepło przejmują wyprodukowane ciepło stanowiące nadprodukcję w stosunku do chwilowych potrzeb, a w okresach wzrostu zapotrzebowania ciepła są na bieżąco rozładowywane. Rozwiązanie to zapewnia stałą pracę jednostek kogeneracyjnych przy zbliżonym do nominalnego obciążeniu. W zakresie akumulacji ciepła przyjęto, że zabudowane zostaną 1 lub 2 zasobniki o całkowitej objętości czynnej 8 m³. Szczegółowy dobór wymaga obliczeń projektowych.

Ostateczna moc jednostek może nieco odbiegać od przyjętych na etapie doboru, co wynika z faktu, iż nie każdy dostawca urządzeń kogeneracyjnych posiada w swoim typoszeregu dokładnie takie same jednostki jak zakładano, tzn. tej samej mocy elektrycznej urządzeń nie musi odpowiadać, ta sama moc cieplna (co wynika ze sprawności urządzeń).

Energia elektryczna wytwarzana w nowym źródle zgodnie z założeniami wykorzystywana będzie wyłącznie na własne potrzeby Parku Wodnego, w związku z tym jednostki kogeneracyjne pracować będą wg chwilowego profilu zapotrzebowania na energię elektryczną obu przyłączy (każda jednostka pracująca na jedno przyłącze – sekcję) w układzie połączeń umożliwiającym pracę na jednym przyłączy (w sytuacji awarii jednego z przyłączy). W zakresie doboru jednostek kogeneracyjnych przyjęto założenie maksymalnego dopasowania mocy elektrycznej urządzeń do rzeczywistych (w oparciu o dane historyczne) potrzeb elektrycznych oraz jak największego stopnia wykorzystania mocy znamionowej i czasu pracy ocenianych jednostek. W następnej kolejności dobrane optymalne moce jednostek pod względem elektrycznym, oceniono w kontekście możliwości wykorzystania produkowanego ciepła. Po przeprowadzeniu wariantowej analizy różnych konfiguracji technicznych, przeprowadzono ocenę ekonomiczną.

Przyjęto, że nowy układ będzie wykonany w systemie modułowym, izolowanym akustycznie i termicznie i zabudowanym w nowym budynku dobudowanym do kotłowni specjalnie na potrzeby inwestycji.

Oprócz wymienionych elementów systemu kogeneracyjnego przewidziano zabudowę rozdzielni siłowej agregatu, aparatury sterowniczej i zabezpieczającej, układów pomiarowych wymaganych dla kogeneracji, ułożenie linii kablowych między generatorami i rozdzielnią, a także rurociągów ciepłych.

Charakterystykę przyjętych do oceny jednostek kogeneracyjnych przedstawia kolejna tabela.

Wyszczególnienie		Wartość
Parametry ogólne danej jednostki kogeneracyjnej		
Moc elektryczna, kW		ok. 132 ($\pm 2\%$)
Moc cieplna, kW		wynikowa ok. 193 ($\pm 5\%$)
Zakres regulacji mocy		min. 60% - 100%
Sprawność elektryczna układu		min. 37%
Sprawność cieplna układu		min. 54%
Temperatura zasilania, °C		90
Maksymalna temperatura powrotu, °C		70
Wartość emisji zanieczyszczeń (dla 5% O ₂)	tlenek azotu (NO _x), mg/m ³	< 250
	tlenek węgla (CO) mg/m ³	< 300
Parametry silnika		
Rodzaj silnika		Gazowy z zapłonem iskrowym
Konstrukcja silnika		sześciocyldrowy w układzie rzędowym, 4-suwowy bez turbodoładowania
Nominalna prędkość obrotowa, obr./min		1500
Paliwo		Gaz ziemny wysokometanowy
Pojemność skokowa silnika, dm ³		12,4
Parametry generatora		
Typ		synchroniczny, bezszczotkowy, samowzbudny
Prędkość obrotowa, obr./min		1 500
Sprawność (100% obciążenia)		min. 95,0%
Napięcie V		400
Częstotliwość Hz		50
Cos ϕ		1 (regulacja od 0,95L do 0,95C)

Dobraną układ 2 x 132 kWel wraz z infrastrukturą towarzyszącą jest optymalny pod względem zapotrzebowania obiektu Parku Wodnego na energię elektryczną przy jednoczesnym zabezpieczeniu ciągłego odbioru produkowanego ciepła, a także elastyczności całego układu technologicznego. Wyniki analizy optymalizacyjnej przedstawiono w kolejnych punktach opracowania.

7.1. Ocena wybranego rozwiązania technicznego

Oceny zasadności realizacji inwestycji oraz poprawności przyjętych założeń koncepcyjnych przeprowadzono w oparciu o historyczne zużycia sieciowych nośników energii tj. ciepła sieciowego oraz energii elektrycznej, a także przeprowadzonych w trakcie realizacji audytu pomiarów wybranych parametrów. Zarówno dane historyczne jak i pomiary, nie pozwalają na dokonanie pełnego przeglądu gospodarki energetycznej Parku Wodnego. Dane historyczne o zużyciu energii elektrycznej oraz ciepła umożliwiają stworzenie profilu zużycia ocenianych nośników, lecz zawsze jest to ocena post factum. Przyszłe zużycie energii oraz ciepła w Parku Wodnym nigdy nie będzie takie same jak wcześniej, bowiem decyduje o tym zbyt wiele czynników obiektywnych, jak np. zmienny stopień obciążenia kompleksu basenowego w poszczególnych okresach roku i tygodnia, zmiany technologiczne wywołane zabudową nowych urządzeń, zmienne warunki zewnętrzne determinujące intensywność sezonu grzewczego i wiele innych czynników. Wpływ na wielkość zużycia energii ma również wiele czynników nieobiektywnych wynikających choćby z wiedzy i doświadczenia w zakresie prowadzenia poszczególnych systemów przez przedstawicieli służb technicznych Parku Wodnego, czy występowanie stanów awaryjnych itp.

Prowadzone pomiary obejmują z kolei wybrane urządzenia lub elementy systemu w określonym czasie, co również nie może stanowić pełnego obrazu pracy urządzeń i systemów na przestrzeni roku.

Niemniej jednak przy świadomości ograniczeń wynikających z dostępnych materiałów źródłowych oraz prowadzonych pomiarów, można przeprowadzić symulację pracy planowanego do zabudowy systemu kogeneracyjnego oraz z dużym prawdopodobieństwem dokonać oceny zasadności zastosowania wybranych elementów systemu.

7.1.1. Analiza pracy układu na tle zidentyfikowanego zapotrzebowania na energię elektryczną

Istotnym problemem z jakim borykają się administracja oraz służby utrzymania ruchu Parku Wodnego, są wysokie koszty nośników energii związane z charakterystyczną dla tego typu obiektów dużą energochłonnością.

W związku z tym, że w założeniach przyjęto produkcję energii elektrycznej z całkowitym wykorzystaniem na własne potrzeby Parku Wodnego przeprowadzono szczegółową analizę profilu zużycia energii elektrycznej. Optymalne do tego celu są dane o średnich 15 minutowych poborach energii elektrycznej dla co najmniej 1 pełnego roku. W analizowanym przypadku dostępne były dane dla trzech pełnych lat (2016, 2017 i 2018). Dane 15 minutowe pozwalają na wyznaczenie bardzo dokładnego profilu potrzeb energetycznych, a ponadto umożliwiają obserwację skrajnych wartości tj. maksymalnych i minimalnych mocy pobieranych z systemu.

W przypadku analizowanego obiektu podstawą doboru jednostek CHP jest analiza wykresu uporządkowanego energii elektrycznej. Im bardziej stromy wykres uporządkowany mocy pobieranej, tym czas pracy systemu będzie krótszy (zakładając, że docelowo układ CHP ma pracować z jak najwyższą mocą).

W interesie Zamawiającego jest takie dobranie mocy elektrycznej układu oraz liczby jednostek, aby możliwa była praca przez jak największą liczbę godzin w ciągu roku i to z możliwie największą mocą (najlepiej nominalną). Ponieważ przyjęty w koncepcji system może składać się, w zależności od konfiguracji, z maksymalnie dwóch zbieżnych jednostek pracujących przy minimalnym obciążeniu każdej jednostki na poziomie przynajmniej 60% mocy nominalnej, to czas pracy w ciągu roku zależy od profilu mocy pobieranej

oraz zdolności regulacyjnych układów CHP. W przypadku dwóch jednostek zdolności regulacyjne wynoszą od 30% mocy elektrycznej nominalnej systemu (praca jednej jednostki przy obciążeniu 60%) do 100% mocy nominalnej (praca dwóch jednostek przy obciążeniu nominalnym). W przypadku jednej jednostki zdolności regulacyjne zmniejszają się znacząco i wynoszą od 60% do 100% mocy nominalnej.

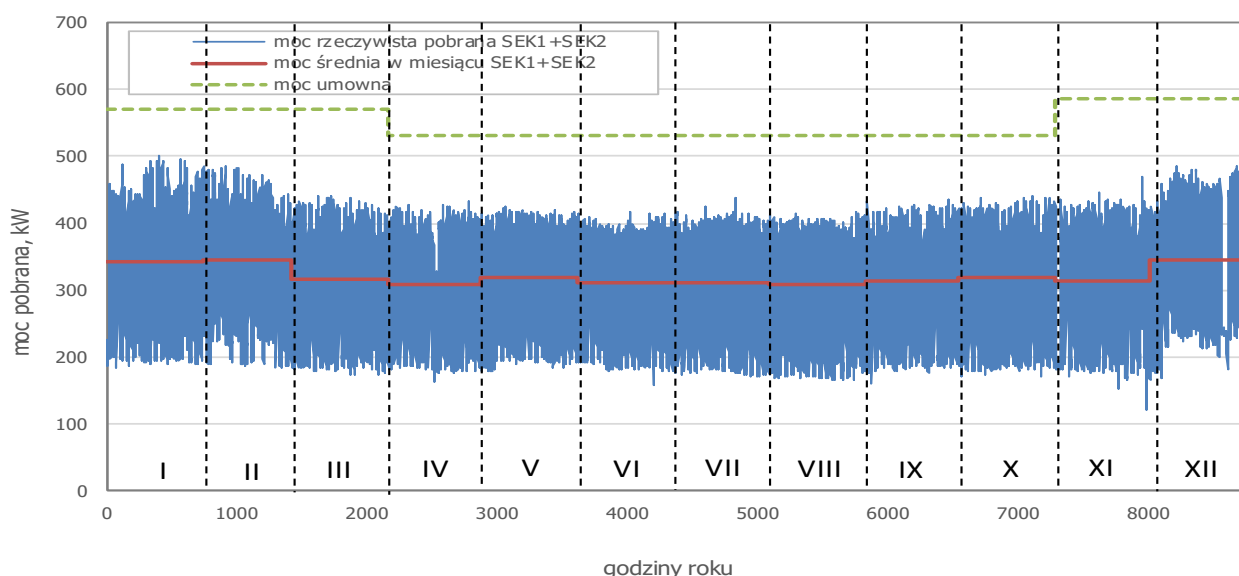
Agregaty kogeneracyjne, jak każde silniki spalinowe, muszą podlegać planowanym przeglądom, pracom konserwacyjnym oraz remontom. Jak każde urządzenie mechaniczne ulegają również nie planowanym awariom. Każdy przegląd lub naprawa wiąże się z wyłączeniem agregatu i odczekaniem aż ostygnie w celu podjęcia jakichkolwiek prac serwisowych. W związku z tym, do analizy należy przyjąć średni roczny czas pracy uwzględniający statystyczną wartość dyspozycyjności dla tego rodzaju urządzeń. Dla tłokowych silników o mocy do 1MW, przyjmuje się wartość dyspozycyjności na poziomie ok. 95%. W związku z tym do analizy przyjęto, że każda jednostka pracować może przez max. 8 250 h, co odpowiada współczynnikowi dyspozycyjności 94,18%.

Przyjmując, że wiodącym elementem dla doboru optymalnej jednostki jest zapotrzebowanie na energię elektryczną (nadprodukcję energii elektrycznej można sprzedać do systemu energetycznego, co poprawia parametry ekonomiczne inwestycji), należy mieć również na uwadze konieczność zagospodarowania produkowanego jednocześnie ciepła, a co za tym idzie możliwość występowania okresowych nadwyżek ciepła w stosunku do potrzeb. Okresy takie w sposób oczywisty wiążą się, ze stratami energii i okresowym spadkiem sprawności całego układu.

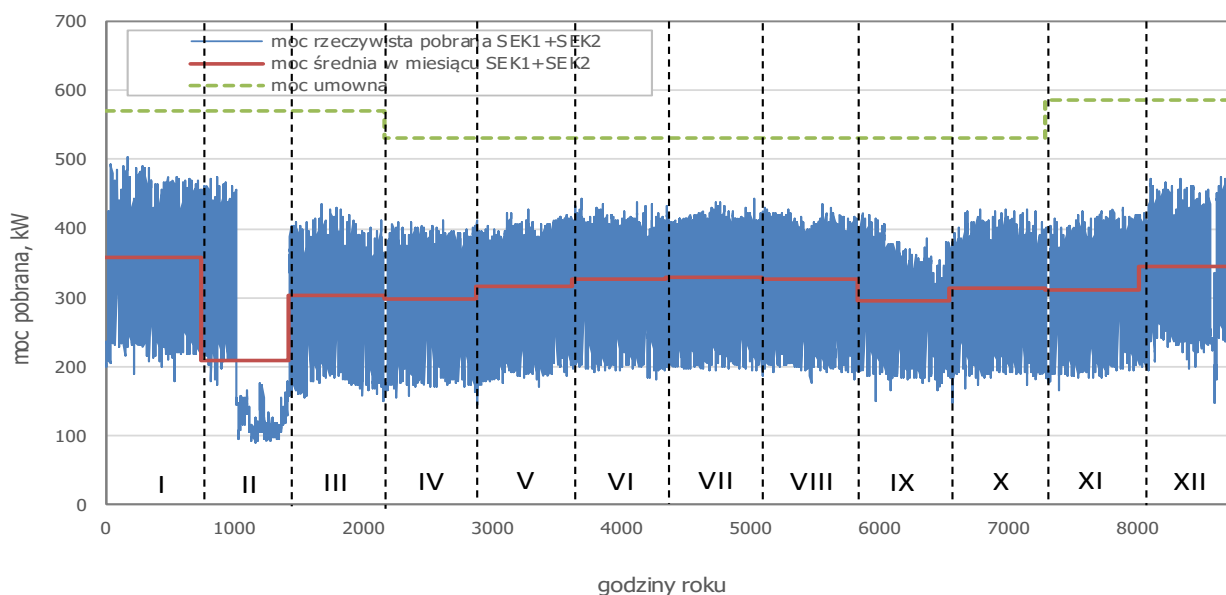
W 2018 roku, dla którego uzyskano dane fakturowe oraz o 15 min profilu mocy elektrycznej pobieranej, wielkość zużycia energii wynosiła 2732,9 MWh. W roku 2017 wielkość zużycia była nieco wyższa i wynosiła 2814,2 MWh. Wynika to przede wszystkim z faktu prowadzonego w lutym 2018 r. remontu obiektu.

Należy zwrócić uwagę, że profile zużycia energii w obu latach są bardzo podobne, co stanowi dobrą informację w kontekście doboru optymalnych mocy jednostek kogeneracyjnych. W związku z tym, że w 2018 r. wystąpił okres o obniżonym zużyciu energii spowodowany prowadzonym remontem do dalszych analiz optymalizacyjnych przyjęto profil zużycia energii z roku 2017.

Na kolejnych wykresach przedstawiono roczne (dla 2017 r. i 2018 r.) godzinowe pobory mocy elektrycznej wraz ze średnimi miesięcznymi poborami mocy łącznie na obu przyłączach. Ponadto na wykresy naniesiono poziom wielkości umownej dla istniejących przyłączy.



Rysunek 7.1 Roczny godzinowy profil poboru mocy elektrycznej (oba przyłącza – SEK1+SEK2) oraz średnia miesięczna mocy pobranej wg danych z 2017 roku

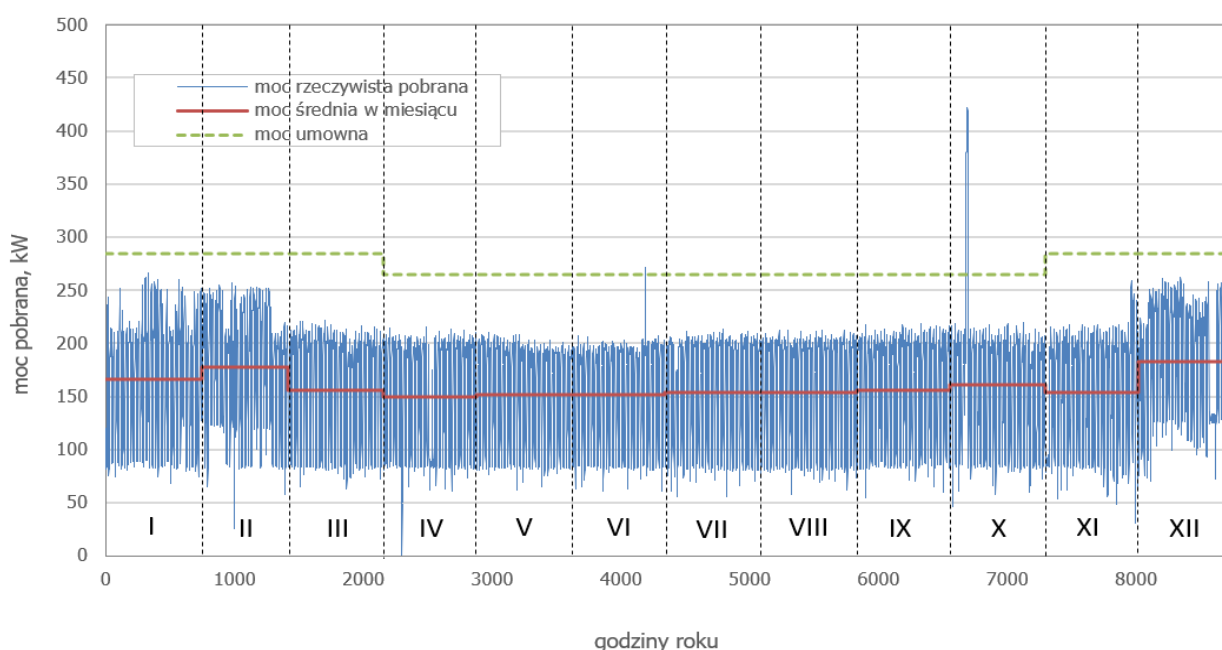


Rysunek 7.2 Roczny godzinowy profil poboru mocy elektrycznej (oba przyłącza – SEK1+SEK2) oraz średnia miesięczna mocy pobranej wg danych z 2018 roku

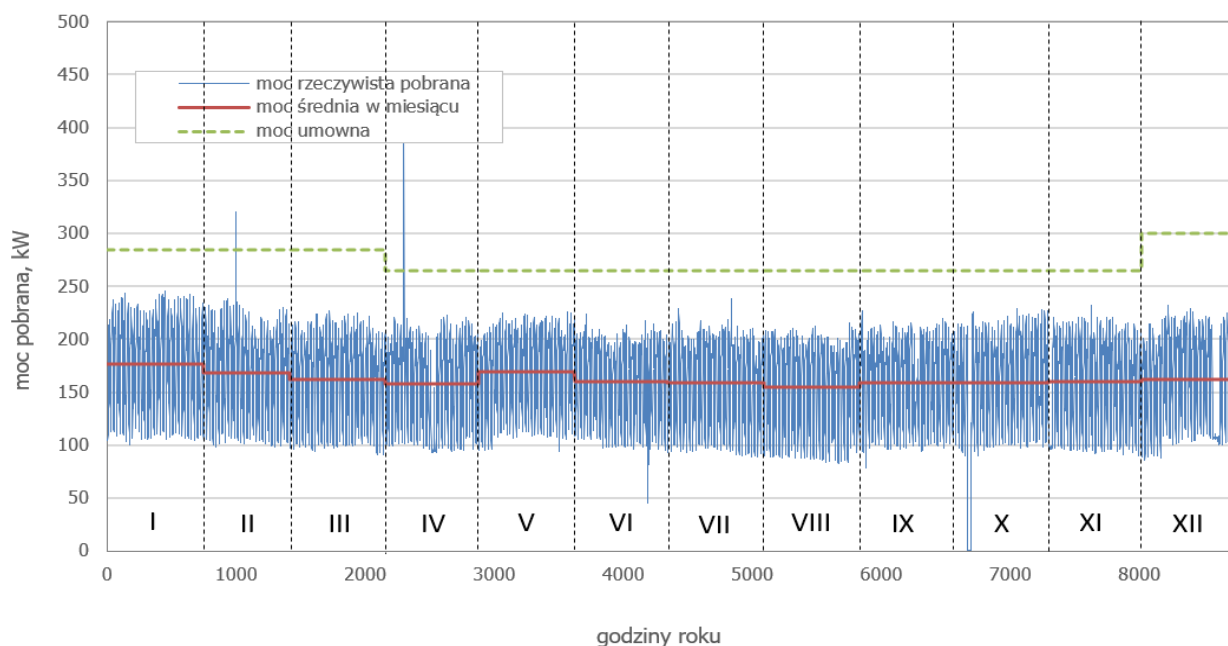
Analizując powyższe wykresy oraz dane o zużyciu energii należy stwierdzić, że obserwowane choć mało wyraźne wzrosty zużycia występują w okresie zimowym, kiedy uruchamiany jest agregat chłodniczy sprężarkowy na potrzeby lodowiska zewnętrznego. Najniższe zużycie energii w 2017 roku wystąpiło w kwietniu, a najwyższe w grudniu.

Innym charakterystycznym elementem przebiegu jest powtarzalność cykli zużycia, gdzie widoczne są wyraźne szczyty, pokrywające się dniem i nocą.

Na kolejnych wykresach przedstawiono roczny (dla 2017 r.) godzinowy pobór mocy elektrycznej wraz ze średnimi miesięcznymi poborami mocy dla każdego przyłącza odrębnie. Ponadto na wykresy naniesiono poziom wielkości umownych dla danego przyłącza.



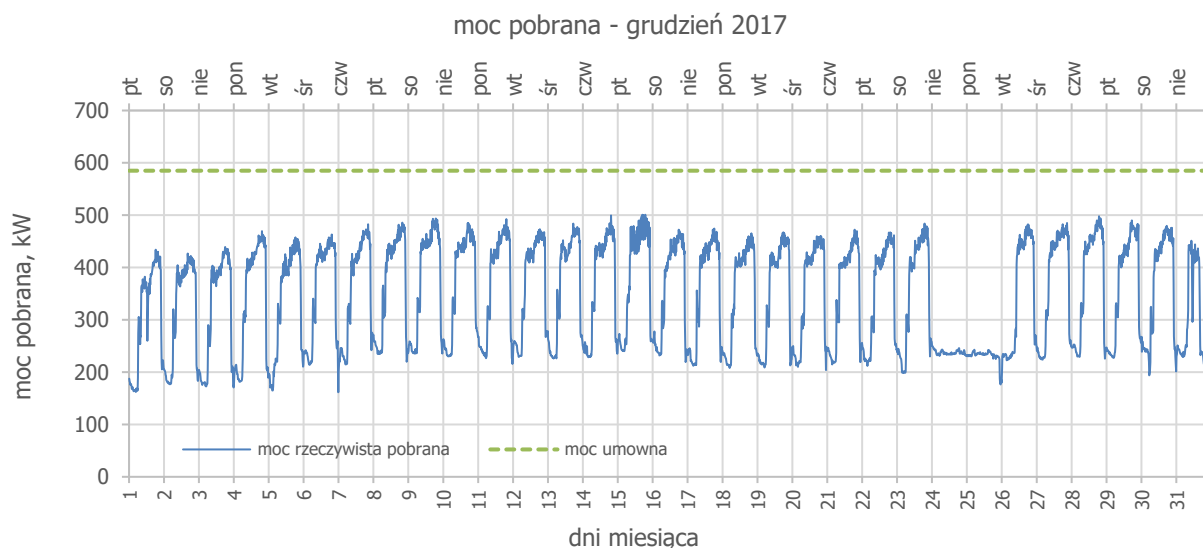
Rysunek 7.3 Roczny godzinowy profil poboru mocy elektrycznej oraz średnia miesięczna mocy pobranej dla przyłącza nr 1 (SEK1) wg danych z 2017 roku



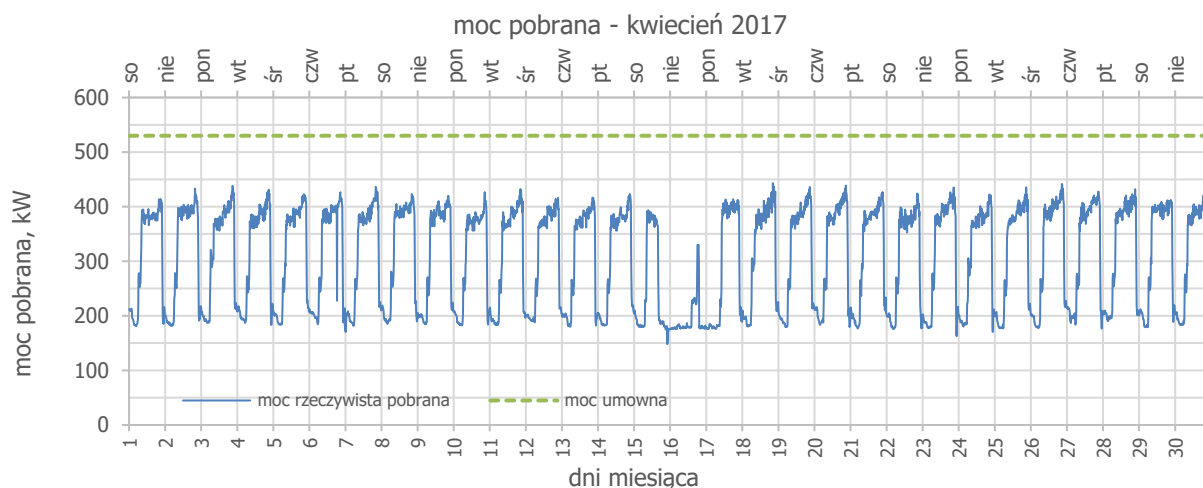
Rysunek 7.4 Roczny godzinowy profil poboru mocy elektrycznej oraz średnia miesięczna moc pobranej dla przyłącza nr 2 (SEK2) wg danych z 2017 roku

Poniżej pokazane zostały wykresy obciążenia w miesiącach o największym oraz o najmniejszym zużyciu energii tj. w kwietniu i w grudniu 2017.

Zestawienie ze sobą skrajnych pod względem zużycia energii okresów, pozwala na ocenę poprawności dobranych jednostek (w dalszej części opracowania) oraz czasu pracy w warunkach nominalnego obciążenia oraz ewentualnych przestojów wynikających z wielkości mocy pobieranej poniżej poziomu regulacyjności jednostki lub jednostek kogeneracyjnych.



Rysunek 7.5 Miesięczny godzinowy profil poboru mocy elektrycznej na obu przyłączach z miesiąca o największym zużyciu energii tj. grudnia wg danych 2017 roku



Rysunek 7.6 Miesięczny godzinowy profil poboru mocy elektrycznej na obu przyłączach z miesiąca o najniższym zużyciu energii tj. kwietnia wg danych 2017 roku

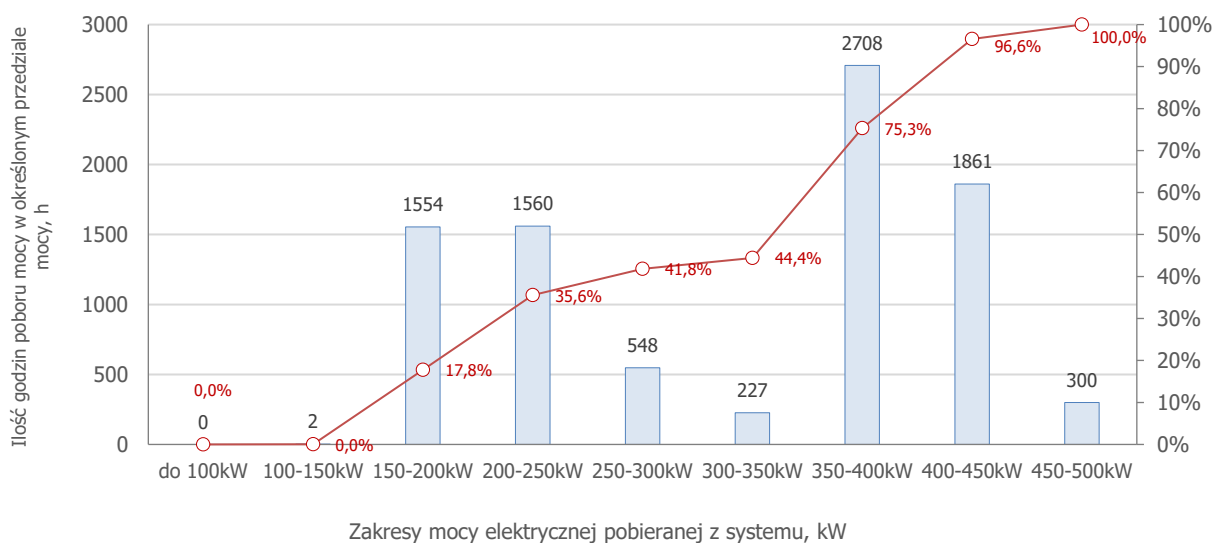
Analizując wykresy miesięcznego profilu obciążenia, można stwierdzić, że w 2017 w grudniu, czyli miesiącu najbardziej intensywnego zużycia w roku, średnie moce pobierane wynosiły ok. 345 kW. W kwietniu 2017 r, czyli miesiącu najmniej intensywnego zużycia energii w roku średnie moce pobierane wynosiły ok. 307 kW.

Zestawienia powyższe pokazują również, że w okresach o mniejszym zapotrzebowaniu na energię minimalne poziomy moce pobieranej nie spadają poniżej 175 kW.

Analogicznie do powyższych wykresów przeprowadzono analizę dla całego roku i dla każdego przyłącza odrębnie, dzięki czemu można było ocenić obciążenie w każdym dniu roku.

Dobowa zmienność poboru energii elektrycznej jest bardzo duża, ale i powtarzalna. Wzrost zużycia energii następuje ok. godziny 7 rano, a wyraźny spadek zużycia obserwowany jest przeważnie od godziny 22-jej. Najistotniejsza konkluzja w kontekście zabudowy jednostek wytwórczych jaka płynie z analizy dobowych przebiegów, to że zapotrzebowanie na moc elektryczną praktycznie nie spada poniżej 180 kW.

Dodatkowo, aby ocenić zakresy zapotrzebowania na moc elektryczną w ciągu roku wyznaczono histogram, na którym przedstawiono liczbę godzin występowania poboru mocy w danym zakresie oraz skumulowaną (narastającą) częstość poboru mocy w danym zakresie.

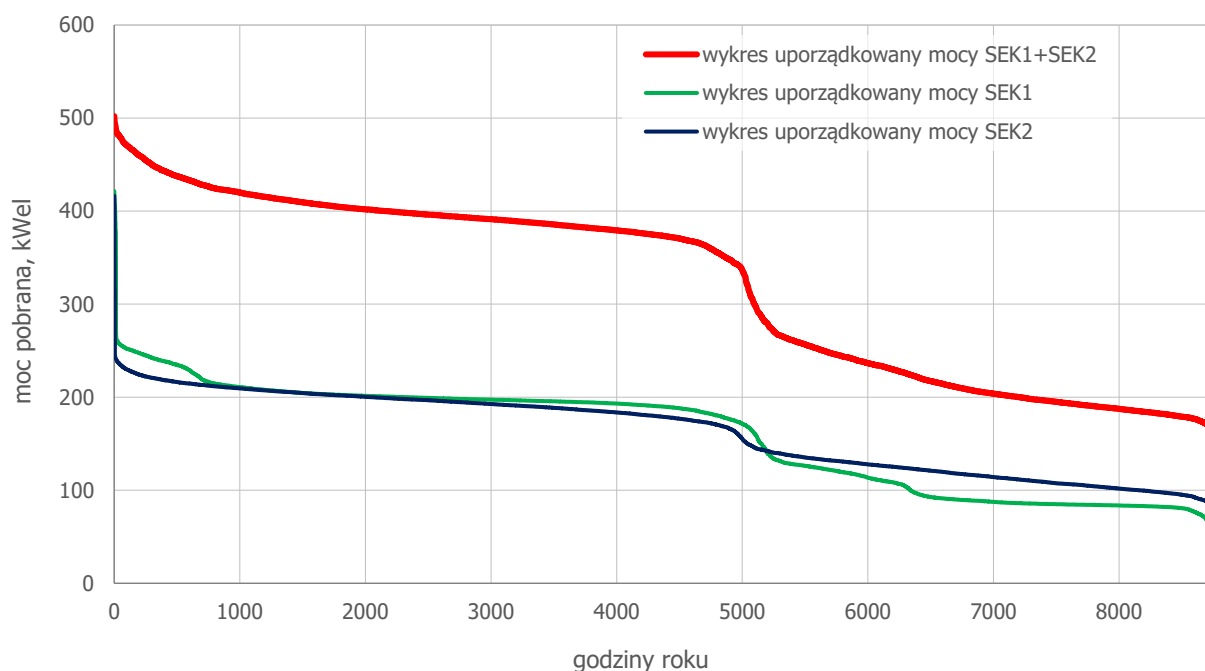


Rysunek 7.7 Histogram zapotrzebowania na moc elektryczną Parku Wodnego na podstawie profilu zużycia energii w 2017 r.

Jak widać na powyższym wykresie praktycznie przez cały rok pobór energii elektrycznej nie spada poniżej 150 kW. Przez 4869 h (ok. 55,6% czasu) w roku pobór mocy elektrycznej przekraczał w 2017 r. poziom 350 kW.

Przeprowadzone analizy profilu zapotrzebowania na energię elektryczną stanowią podstawę do doboru optymalnej wielkości jednostki lub jednostek kogeneracyjnych, a w konsekwencji tego również oceny wytypowanych typów urządzeń.

Do doboru agregatu kogeneracyjnego niezbędna jest znajomość wykresu uporządkowanego obciążenia tzn. uszeregowania obciążenia od największego do najmniejszego na przestrzeni całego roku czyli 8760 h. Wykres uporządkowany obciążenia w roku bazowym dla analizowanego obiektu pokazano na kolejnym wykresie.



Rysunek 7.8 Wykres uporządkowany obciążenia godzinowego (na każdym przyłączy i całkowitego) na podstawie profilu zużycia energii elektrycznej w 2017 r.

Jak wynika z powyższego wykresu uporządkowanego oba przyłącza pracują równolegle przez cały rok i są równomiernie obciążone.

Im bardziej płaski profil energetyczny, tym korzystniej dla doboru własnego źródła energii. Profil energetyczny Parku Wodnego, jest korzystny, bowiem nie jest stromy. Oznacza to, że w celu zapewnienia jak najdłuższego czasu pracy dobranych jednostek kogeneracyjnych (z uwzględnieniem elastyczności w zakresie minimalnych obciążeń) ich moce będą ograniczać się do mocy obejmującej podstawę profilu energetycznego obiektu, czyli w granicach do ok. 280 kW.

W celu dokładniejszego oszacowania optymalnej mocy własnego źródła przeprowadzono dalsze obliczenia szczegółowe.

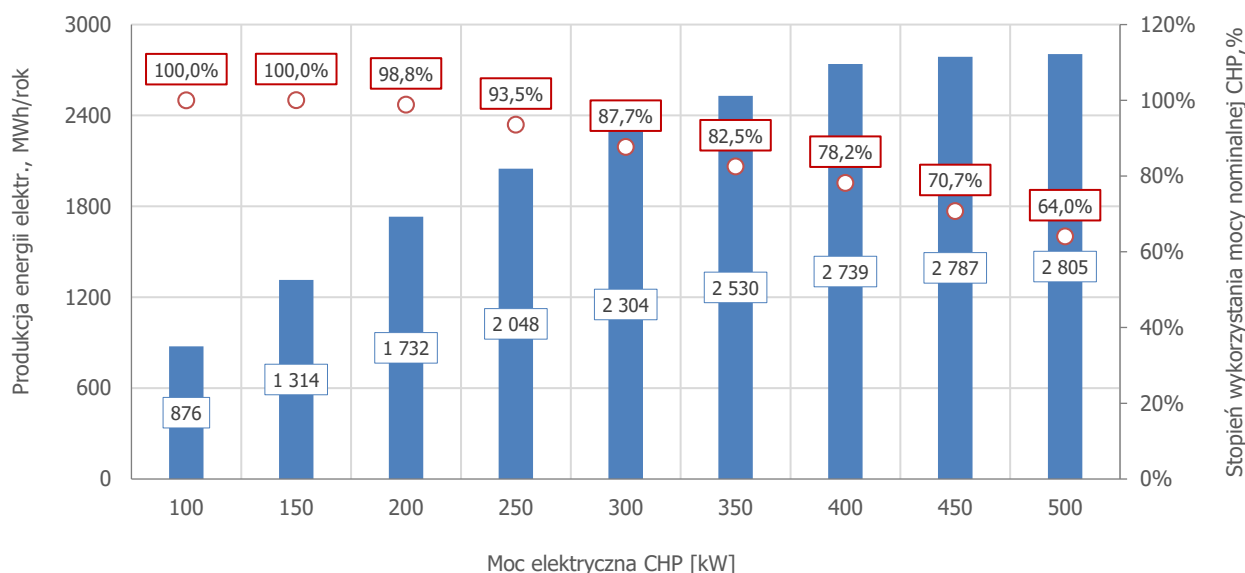
Decydując się na zainstalowanie własnych jednostek wytwórczych, których zadaniem jest pokrywanie własnych potrzeb Parku Wodnego – bez sprzedaży nadwyżek energii do sieci, przyjęto założenia chwilowej mocy pracy układu wyposażonego w 2 agregaty o tej samej mocy.

Układ taki będzie pracował w sposób następujący:

- jeśli chwilowa moc pobierana jest większa lub równa mocy nominalnej obu jednostek łącznie, to agregaty pracują z mocą nominalną,

- jeśli chwilowa moc pobierana jest mniejsza od mocy nominalnej dwóch jednostek i większa od mocy jednej jednostki oraz większa lub równa mocy minimalnej drugiej jednostki, to jeden agregat pracują z mocą nominalną, a drugi pracuje z mocą odpowiadającą mocy pobieranej,
- jeśli chwilowa moc pobierana jest mniejsza od mocy nominalnej jednej jednostki i większa lub równa jej mocy minimalnej, to jeden agregat pracuje z mocą odpowiadającą mocy pobieranej, a drugi nie pracuje,
- jeśli chwilowa moc pobierana jest mniejsza od mocy minimalnej jednego agregatu, to żaden agregat nie pracuje.

Na podstawie przyjętych założeń przeprowadzono analizę doboru mocy nominalnej systemu przy założeniu, że celem nadrzędnym jest jak największa ilość produkowanej energii elektrycznej przy jak największym stopniu wykorzystania mocy zainstalowanej jednostek w ciągu roku. W uproszczeniu przyjęto, że optymalny czas pracy jednostek jest równy czasowi pracy wynikającemu ze wskaźnika dyspozycyjności (ok. 8250 h w roku). Na poniższym wykresie przedstawiono wyniki przeprowadzonej oceny dla szeregu mocy nominalnych urządzeń, pracujących wg profilu obciążenia obiektu (2017 r.).



Rysunek 7.9 Optymalizacja mocy systemu z dwoma agregatami kogeneracyjnymi tej samej mocy

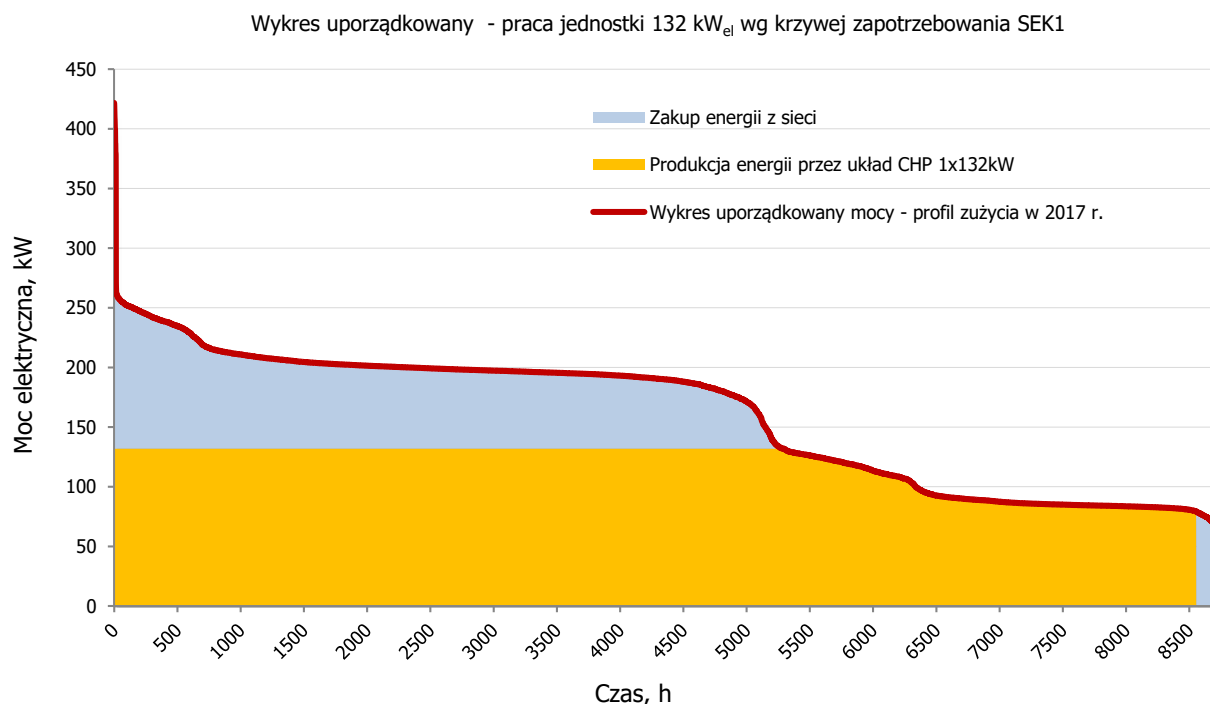
Biorąc pod uwagę profil elektryczny obciążenia Parku Wodnego oraz przeprowadzoną analizę optymalizacyjną produkcji energii i stopnia wykorzystania mocy nominalnej, należy stwierdzić, że w celu pokrycia potrzeb elektrycznych najbardziej optymalna wielkość systemu dla analizowanego obiektu, to między 260, a 270 kW.

Tym samym wytypowano dwie jednostki o mocy elektrycznej po 132 kW (założono, że jednostki będą o tej samej mocy, bowiem jest to korzystniejsza sytuacja pod względem późniejszych kosztów eksploatacyjnych i serwisowych).

W związku z tym, że ocenie podlegać będą warianty rozwiązań technicznych w ramach, których rozważane są różne modele urządzeń, pod uwagę należy wziąć również fakt, że wraz ze spadkiem obciążenia (do poziomu 60%) spada również sprawność elektryczna (rośnie ciepła). Spadek ten nie jest również spadkiem liniowym. A zatem w sytuacji, kiedy układ dobierany jest pod względem maksymalnego wykorzystania produkowanej energii na własne potrzeby, spadek sprawności w zależności od chwilowego obciążenia (dopasowania układu do potrzeb) może mieć istotne znaczenie przy doborze optymalnego wariantu. W związku z tym, w analizie porównawczej uwzględniono zmiany sprawności w zależności od stopnia chwilowego obciążenia.

W dalszej części przeprowadzono symulację pracy układu z dwiema jednostkami kogeneracyjnymi o mocach nominalnych 132 kW_{el} na tle rocznego obciążenia dla każdego przyłącza (wg profilu dla 2017 r.). Wyniki symulacji zostały odzwierciedlone na wykresach uporządkowanych. Ponadto analizę przeprowadzono dla trybu pracy na potrzeby własne – praca wg krzywej zapotrzebowania na energię elektryczną (chwilowe obciążenie jednostek kogeneracyjnych podąża za chwilowym zapotrzebowaniem obiektu na energię elektryczną).

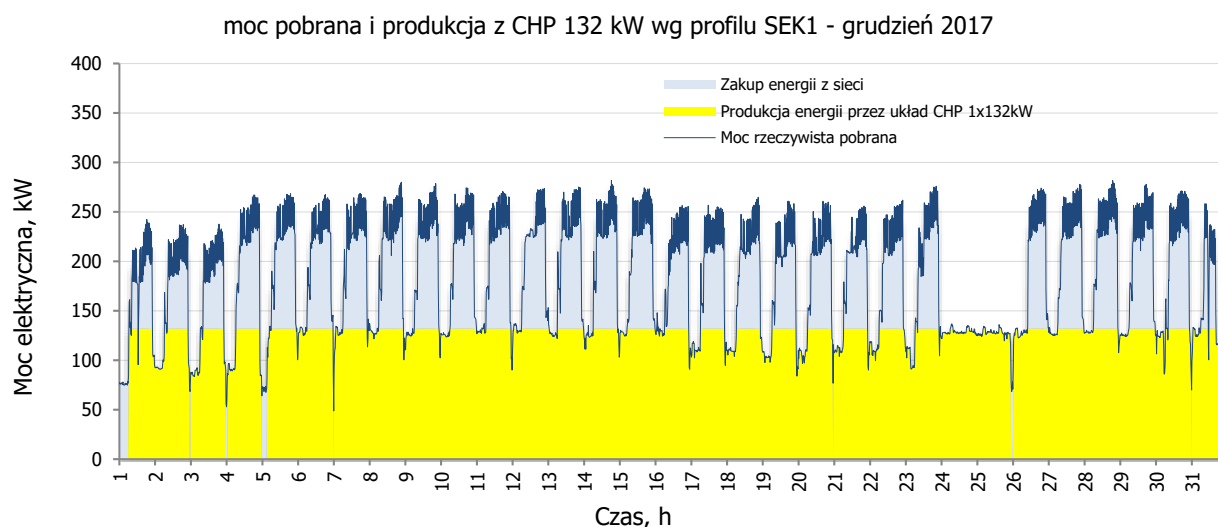
Pracę układu na tle rzeczywistego zapotrzebowania na energię dla przyłącza energetycznego 1 (sekcja 1) przedstawiono na kolejnym wykresie.



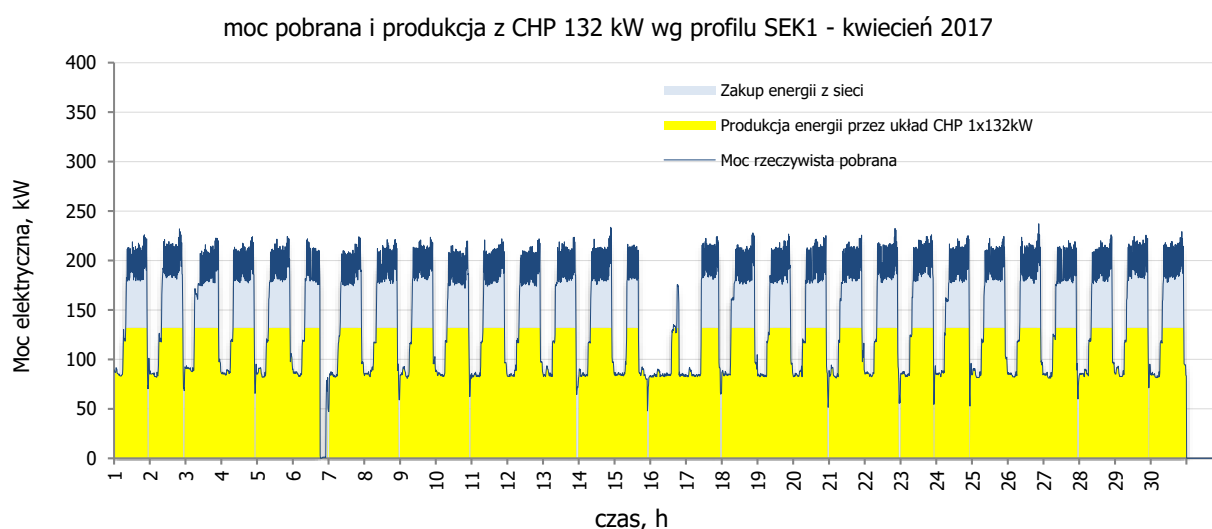
Rysunek 7.10 Praca jednostki kogeneracyjnej o mocy 132 kW_{el} wg profilu zapotrzebowania na energię elektryczną w Sekcji 1

Analizując wykres można zauważyć, że przez większą część roku agregat może pracować przy mocy nominalnej. W okresach zmniejszonego zapotrzebowania na energię obniżana jest do mocy zapewniającej pokrycie bieżących potrzeb odbiorców zasilanych z przyłącza 1. Należy zwrócić uwagę, że na tym, jak i kolejnych wykresach w analizie optymalizacyjnej, nie jest brany pod uwagę wskaźnik dyspozycyjności, bowiem trudno na wykresie uporządkowanym umieścić czas kiedy prowadzone są serwisy. Optymalnie dla analizowanego obiektu byłoby, gdyby serwisy odbywały się w okresach najmniejszego zapotrzebowania na energię. W praktyce nie jest to jednak możliwe, bowiem minimalne zużycia występują w nocy. Dla celów optymalizacyjnych nie ma to jednak istotnego znaczenia.

Wykres uporządkowany obciążenia, choć bardzo przydatny do doboru mocy agregatów, nie odzwierciedla dokładnie charakterystyki pracy systemu. Wynika to z faktu, że chwilowe zapotrzebowanie na energię jest zmienne w czasie, a nie jak na wykresie uporządkowanym uszeregowane. Dlatego też, żeby dokładniej przyjrzeć się pracy układu CHP w warunkach chwilowego obciążenia, przedstawiono kolejne dwa wykresy dla miesięcy o maksymalnym i minimalnym zużyciu energii na przyłączu w sekcji 1.



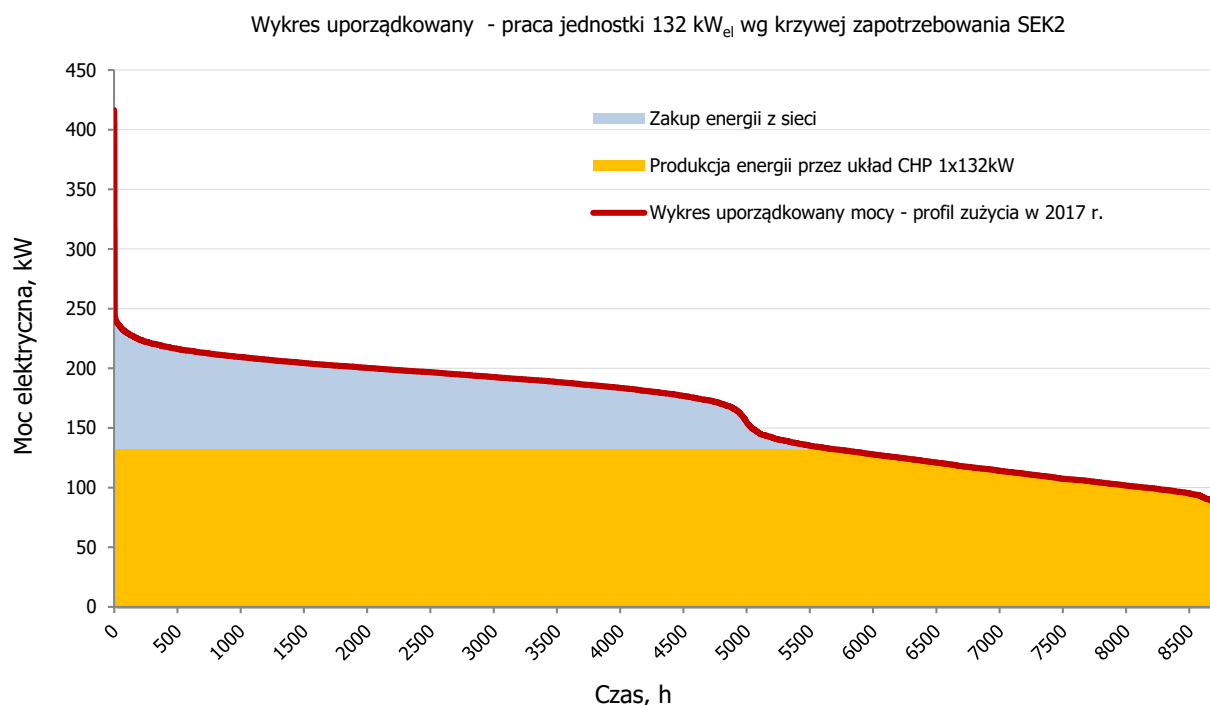
Rysunek 7.11 Praca układu CHP 132kW wg profilu zapotrzebowania na energię elektryczną w miesiącu o maksymalnym zapotrzebowaniu na energię (grudzień) – sekcja 1



Rysunek 7.12 Praca układu CHP 132kW wg profilu zapotrzebowania na energię elektryczną w miesiącu o minimalnym zapotrzebowaniu na energię elektryczną (kwiecień) – sekcja 1

Jak widać na powyższych wykresach dla przykładowego miesiąca o największym zużyciu energii elektrycznej najniższe chwilowe zapotrzebowanie mocy elektrycznej na przyłączy 1 sporadycznie jest niższe od mocy nominalnej pracującej jednostki. Jeszcze istotniejsze informacje pokazuje drugi wykres, przedstawiający pracę jednostki CHP na tle zapotrzebowania na energię w okresie o najmniejszych obciążeniach. Jak widać potrzeby są na tyle duże, że agregat może pracować praktycznie cały czas, choć tylko przez około 60% czasu z mocą nominalną, a przez pozostałą część roku tj. w trakcie okresowych dobowych dolin (nocnych) pracuje z mocą dopasowaną do potrzeb.

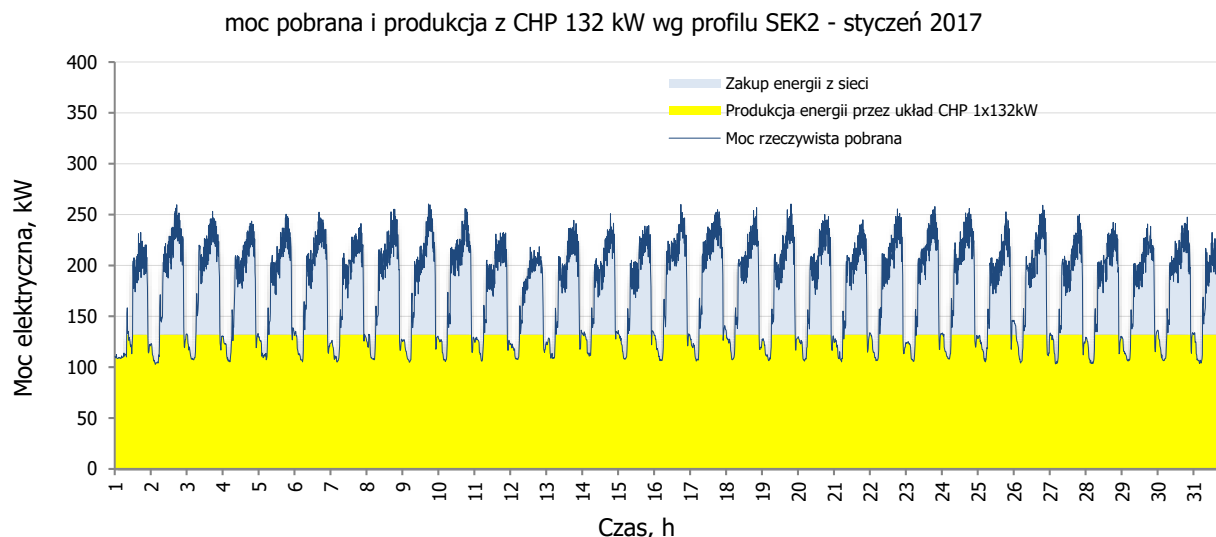
Pracę układu na tle rzeczywistego zapotrzebowania na energię dla przyłącza energetycznego 2 (sekcja 2) przedstawiono na kolejnym wykresie.



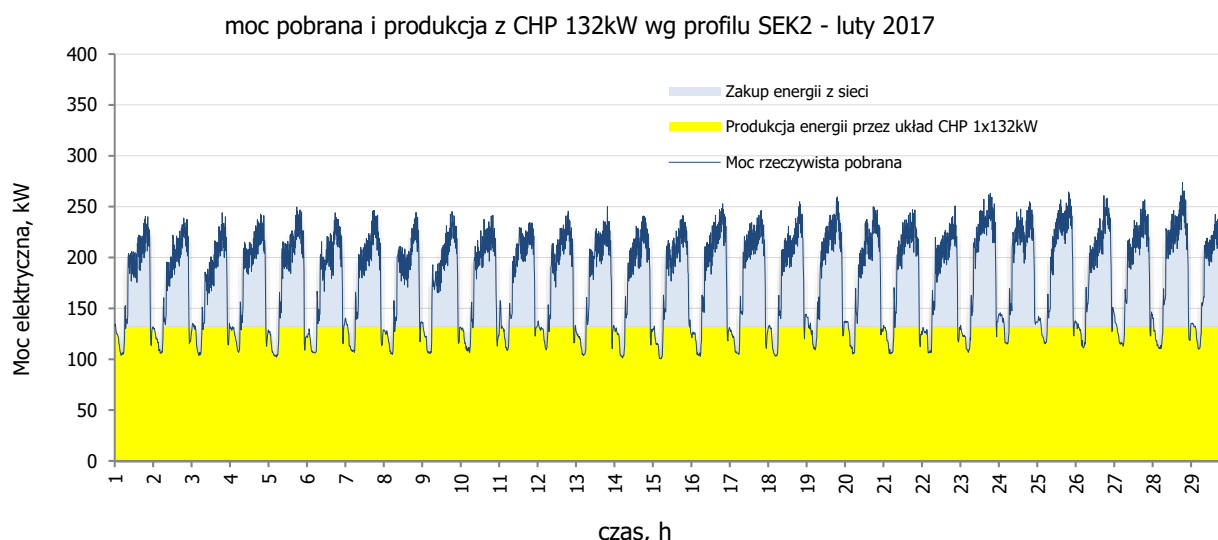
Rysunek 7.13 Praca jednostki kogeneracyjnej o mocy 132 kW_{el} wg profilu zapotrzebowania na energię elektryczną w Sekcji 2

Analizując wykres można zauważyć, że przez większą część roku agregat może pracować przy mocy nominalnej. W okresach zmniejszonego zapotrzebowania na energię obniżana jest do mocy zapewniającej pokrycie bieżących potrzeb odbiorników zasilanych z przyłącza 2.

Aby dokładniej przyjrzeć się pracy układu CHP w warunkach chwilowego obciążenia, przedstawiono kolejne dwa wykresy dla miesiący o maksymalnym i minimalnym zużyciu energii na przyłączy w sekcji 2.



Rysunek 7.14 Praca układu CHP 132 kW wg profilu zapotrzebowania na energię elektryczną w miesiącu o maksymalnym zapotrzebowaniu na energię (styczeń) – sekcja 2

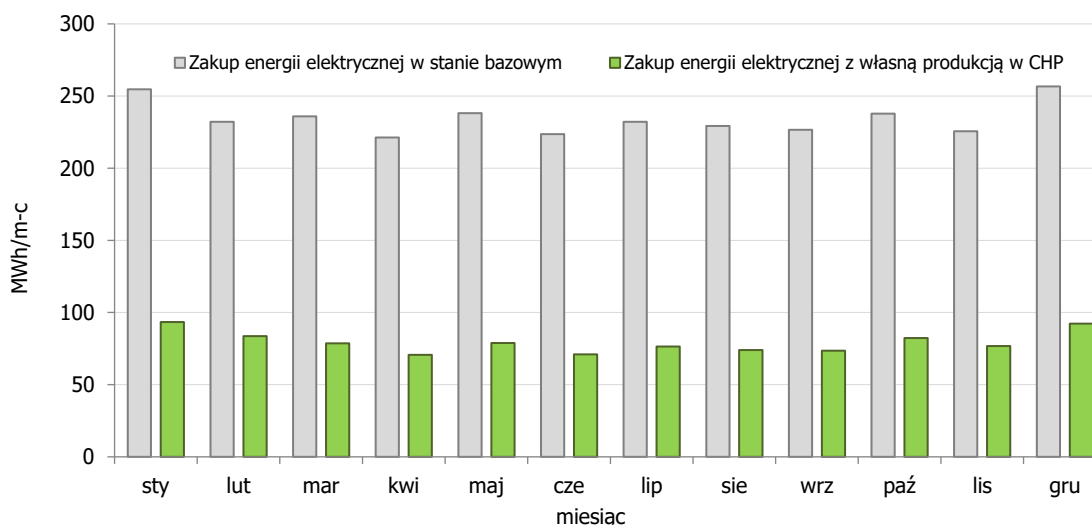


Rysunek 7.15 Praca układu CHP 132 kW wg profilu zapotrzebowania na energię elektryczną w miesiącu o minimalnym zapotrzebowaniu na energię elektryczną (luty) – sekcja 2

Jak widać na powyższych wykresach również na przyłączu 2 dla przykładowego miesiąca o największym zużyciu energii elektrycznej najniższe chwilowe zapotrzebowanie mocy elektrycznej sporadycznie jest niższe od mocy nominalnej pracującej jednostki. Jeszcze istotniejsze informacje pokazuje drugi wykres, przedstawiający pracę jednostek CHP na tle zapotrzebowania na energię w okresie o najmniejszych obciążeniach. Jak widać potrzeby są na tyle duże, że przez cały czas agregat może pracować, choć przez około 96% czasu z mocą nominalną, a w trakcie okresowych dobowych dolin (nocnych) pracuje z mocą dopasowaną do chwilowych potrzeb.

Należy również zauważyć, że układ o łącznej mocy 264 kW, stanowiący ok. 53% mocy szczytowej pobieranej na przyłączach, z uwzględnieniem współczynnika dyspozycyjności i zużycia na własne potrzeby kogeneracji produkuje energię elektryczną pokrywającą aż 66% potrzeb Parku Wodnego.

Poniżej przedstawiono porównanie zapotrzebowania na energię elektryczną systemową w stanie bazowym oraz przy produkcji z własnego źródła kogeneracyjnego zasilanego gazem (z uwzględnieniem współczynnika dyspozycyjności).



Rysunek 7.16 Zakup energii systemowej w stanie bazowym oraz przy produkcji z CHP

Podsumowując analizę zapotrzebowania Parku Wodnego na energię elektryczną w kontekście zabudowy własnych jednostek wytwórczych, optymalna moc elektryczna wynosi ok. 260-270 kW_{el}. Biorąc pod uwagę przeprowadzoną analizę techniczną uznaje się za najbardziej dopasowany do profilu zużycia energii na obu przyłączach wariant z dwiema jednostkami o mocy nominalnej wynoszącej po 132 kW_{el}. Układ taki zapewnia, przy uwzględnieniu wskaźnika dyspozycyjności, pokrycie ok. 66% potrzeb własnych obiektu na energię elektryczną i jednocześnie daje możliwość pełnego dopasowania do profilu obciążenia rzeczywistego przyłączy.

7.1.2. Analiza pracy układu na tle zidentyfikowanego zapotrzebowania na ciepło

Wyznaczenie całkowitego rzeczywistego zapotrzebowania na ciepło w Parku Wodnym nie stanowi dużego problemu (co często ma miejsce w określaniu potrzeb ciepłych), ponieważ zabudowany węzeł cieplny zasilany z miejskiej sieci ciepłowniczej, a pokrywający wszystkie obecne potrzeby ciepłe obiektu posiada sprawny układ pomiarowy. Znacznie większym problemem jest rozdział ciepła na poszczególne potrzeby. Wyróżnić tu można jednak kilka podstawowych potrzeb. Przede wszystkim zauważyć należy, że w pomieszczeniu kotłowni i węzła ciepła wydzielono dwa główne obiegi ciepłe. Jeden obieg zasila w ciepło Park Wodny poprzez kolejne 3 mniejsze obiegi: do układu centralnego ogrzewania, na potrzeby wentylacji mechanicznej (ciepło wykorzystywane w sezonie grzewczym) i do układu przygotowania wody basenowej. Drugi z głównych obiegów zasila 6 zasobników ciepłej wody użytkowej o pojemnościach po 500l. Bilans potrzeb ciepłych został więc przeprowadzony w oparciu o informacje o całkowitym zużyciu ciepła sieciowego oraz wsparty dodatkowymi danymi, które stanowią odczyty dobowe prowadzone i zapisywane przez personel techniczny obiektu.

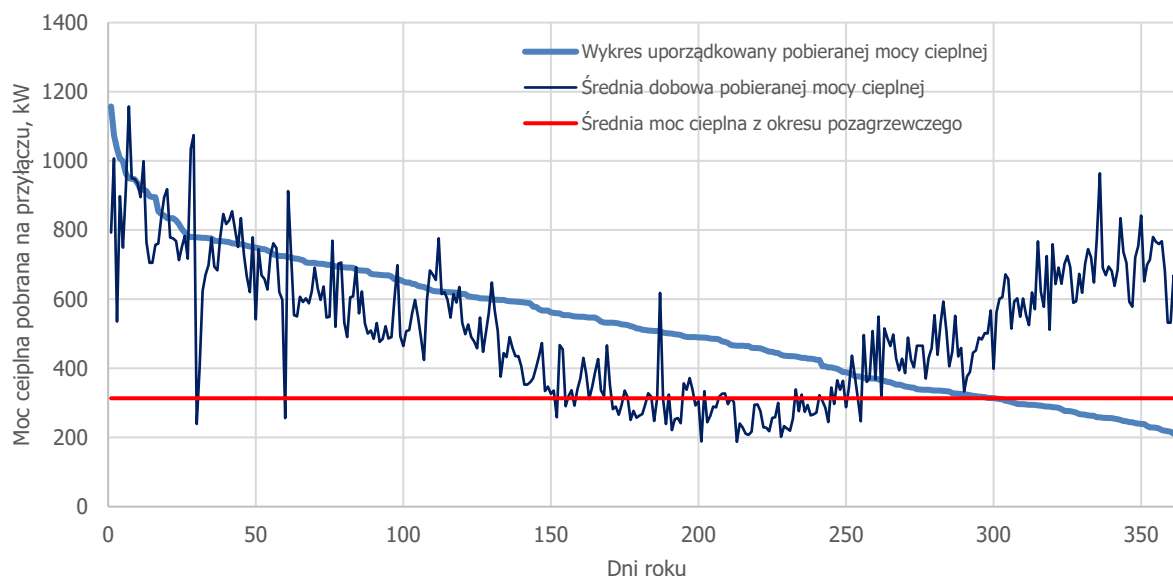
W pomieszczeniu kotłowni obecnie obok zasobników c.w.u. zainstalowane są następujące jednostki:

- 2 kotły wodne Viessmann o łącznej mocy cieplnej nominalnej 1500 kW (niesprawne),
- węzeł cieplny wyposażony w 4 wymienniki ciepła typu Jad, będący własnością przedsiębiorstwa ciepłowniczego.

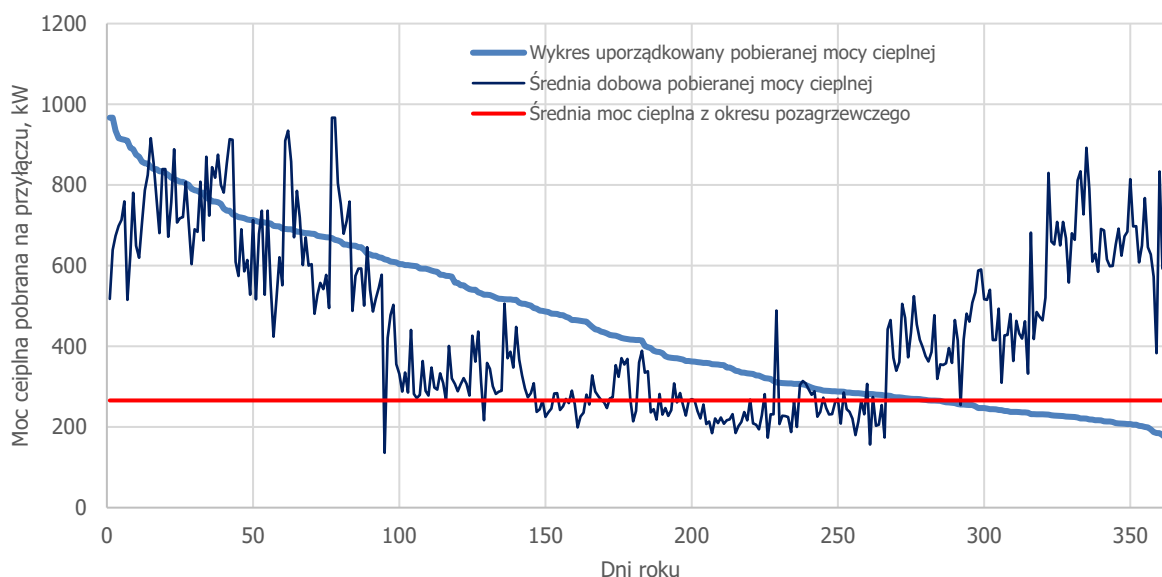
Przez cały rok ciepło wykorzystywane jest na potrzeby przygotowania ciepłej wody użytkowej oraz na potrzeby technologiczne związane z podgrzewaniem wody basenowej. Pewna część ciepła zużywanego przez istniejące odbiorniki związana jest z pokrywaniem strat w pomieszczeniach technicznych na nieizolowanych rozdzielaczach czy armaturze.

W dalszej części niniejszego opracowania przeprowadzono analizę zużycia ciepła, w celu wyznaczenia ilości ciepła w okresach kiedy nie jest wykorzystywane do ogrzewania pomieszczeń.

Na kolejnych wykresach przedstawiono dobowy pobór ciepła wyznaczony w oparciu o odczyty głównego licznika ciepła prowadzone przez służby techniczne oraz jego uporządkowany przebieg wraz ze średnią z sezonu pozagrzewczego. Dane, które zostały przedstawione na pierwszym wykresie dotyczą okresu od 1 stycznia do 31 grudnia 2017 r. a na drugim okresie od 1 stycznia do 31 grudnia 2018 r.



Rysunek 7.17 Dobowy rzeczywisty i uporządkowany pobór ciepła za 2017 r.



Rysunek 7.18 Dobowy rzeczywisty i uporządkowany pobór ciepła za 2018 r.

Analizując powyższe dane widać wyraźnie, że zużycie ciepła występuje przez cały rok niezależnie od jego pory. Widać również wyraźnie zarysowane obniżenia poboru ciepła związane z końcem sezonu grzewczego (ok. 140 dzień roku) i ponownego wzrostu z początkiem sezonu (ok. 260 dzień roku).

Szczególnie interesujące w kontekście zastosowania kogeneracji, jest zapotrzebowanie ciepła przez cały rok. W związku z tym dokonano analizy zużycia ciepła dla miesięcy sezonu pozagrzewczego tj. od 20 czerwca do 10 września (wg danych za 2017 r. i 2018 r.). W tym celu przedstawiono na kolejnych wykresach przebiegi poboru ciepła, dzięki czemu możliwe jest bliższe obserwowanie zmian w zakresie zapotrzebowania na ciepło.



Rysunek 7.19 Dobowy pobór mocy cieplnej na przyłączy (20.05.2017 – 10.09.2017)



Rysunek 7.20 Dobowy pobór mocy cieplnej na przyłączy (20.05.2018 – 10.09.2018)

Na powyższych wykresach, kolorem czerwonym zaznaczono uśrednioną dla całego analizowanego okresu moc pobieraną na przyłączy ciepłowniczym, która wynosiła w 2017 r. - 316 kW, a w 2018 r. - 280 kW.

Analiza danych o profilu zapotrzebowania mocy cieplnej pozwala wyciągnąć kilka istotnych dla inwestycji związanych z budową jednostek kogeneracyjnych wniosków. Przede wszystkim, zapotrzebowanie na ciepło zużywane przez obiekt w okresie poza sezonem grzewczym wynosi średnio ok. 300 kW. Druga istotna konkluzja jaką wyciągnięto z analizy, to bardzo wyraźny wzrost zużycia ciepła wraz z początkiem sezonu grzewczego. Sytuacja ta ma ogromne znaczenie przy doborze wielkości układu. Układ o zbyt dużej mocy cieplnej w sytuacji ograniczonego zapotrzebowania na ciepło latem, musiałby pracować z ograniczonym obciążeniem lub być okresowo wyłączany. Po rozpoczęciu sezonu grzewczego zapotrzebowanie na ciepło rośnie na tyle szybko, że daje szansę na zagospodarowanie mocy cieplnej rzędu 500 do 600 kW. W związku z tym, że w obiekcie nie występują układy wytwarzania chłodu na potrzeby klimatyzacji nie ma możliwości dodatkowego zagospodarowania ciepła poprzez zastosowanie układu chłodzenia z absorpcyjnym chillerem.

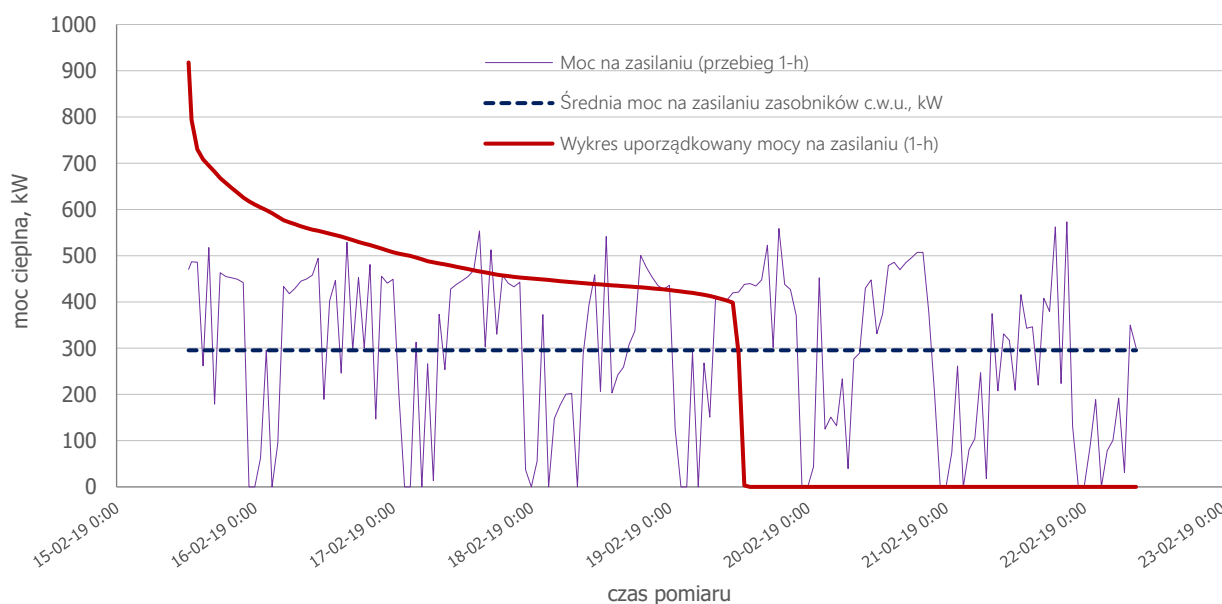
Aby ocenić szczegółowo możliwość zagospodarowania ciepła wytwarzanego w kogeneracji przeprowadzono również szereg okresowych pomiarów ciepła.

Pomiar ciepła na rurociągu zasilającym zasobniki ciepłej wody użytkowej

Na potrzeby audytu przeprowadzono pomiar przepływu na rurociągu zasilającym zasobniki ciepłej wody użytkowej. Zimna woda sieciowa podgrzewana jest bezpośrednio w zasobnikach poprzez wewnętrzne wymienniki. Pomiar przepływu prowadzony był przy użyciu bezinwazyjnego ultradźwiękowego przepływomierza cieczy Siemens Sitrans FST020 wyposażonego w 2 sondy pomiarowe. Równolegle z pomiarem przepływu prowadzono również pomiar temperatury na rurociągu zasilającym i powrotnym z zasobników ciepłej wody, przy użyciu rejestratora temperatury COMET M1200E (SN 17260062) wyposażonego w czujnik temperatury typu K. Zarówno pomiar przepływu jak i temperatury rejestrowany był w jednonminutowych cyklach uśredniania.

Średnia temperatura wody na zasilaniu zasobników c.w.u. w okresie pomiarowym wynosiła 55,8 °C, a jej wahania wynosiły maksymalnie 20 °C. Średnia temperatura wody na wyjściu z rozdzielacza wynosiła w okresie pomiarowym 43,3 °C, a jej wahania wynosiły maksymalnie 11 °C. Średnia różnica temperatury wody zasilającej i powrotnej z rozdzielacza wynosiła ok. 12,5 °C.

Pomiar przepływu wykazał okresową pracę pomp obiegowych. Średni przepływ wody w rurociągu w trakcie pracy pomp zasilających zasobniki c.w.u. wynosił w okresie pomiaru ok. 32 m³/h. Na kolejnym wykresie przedstawiono obliczone na podstawie pomiarów temperatur i przepływu uśrednione godzinowe wartości mocy cieplnej oddawanej w zasobnikach ciepłej wody użytkowej. Dodatkowo na tym samym wykresie przedstawiono wartość średniej mocy oraz wartości mocy uszeregowane w formie uporządkowanego wykresu.



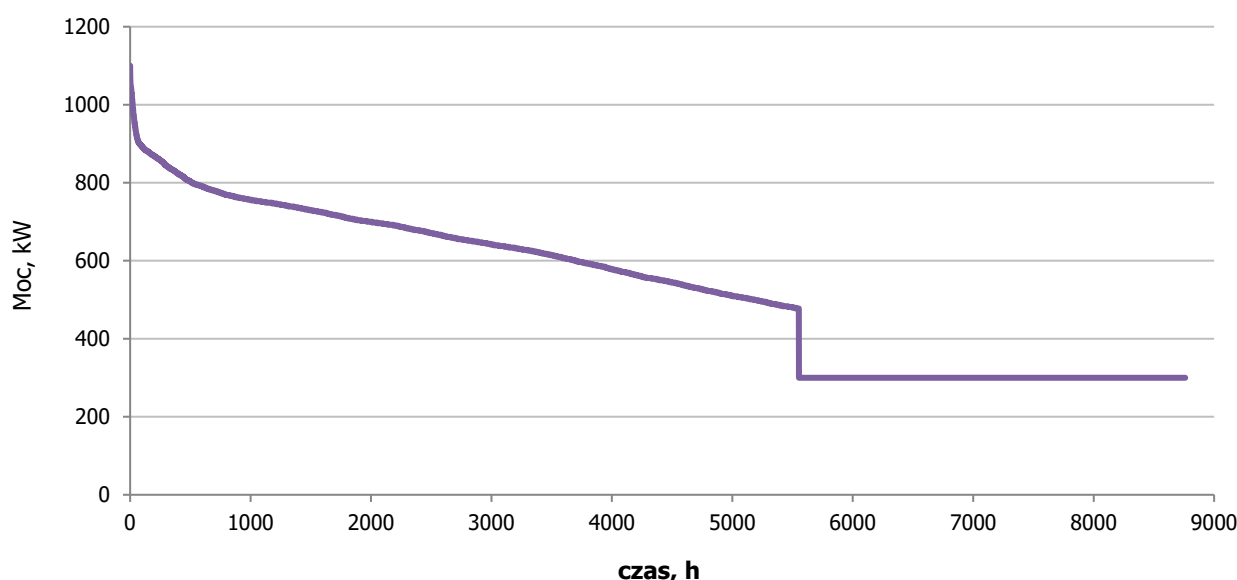
Rysunek 7.21 Moc cieplna oddawana na zasilaniu zasobników c.w.u. (15.02.2019 g. 12:30 – 22.02.2019 g. 9:00)

Jak wykazały pomiary zużycie ciepła na potrzeby przygotowania ciepłej wody nie jest stałe w czasie, widoczne są silne okresowe wahania w trakcie doby. Można zauważyć, że w godzinach nocnych po dogrzaniu wody do zadanej temperatury pompy przestają działać. Pomiar przeprowadzony był w okresie 1 tygodnia, niemniej jednak należy uznać go za przydatny. Przede wszystkim widać na przebiegach minutowych (czego nie widać na danych dobowych o zużyciu ciepła) okresową pracę układów pompowych. Jest to wyraźne wskazanie do zastosowania pojemnościowym buforów (akumulatorów ciepła) pozwalających na wydłużenie czasu pracy jednostek kogeneracyjnych.

Podsumowując analizę dotyczącą zapotrzebowania na ciepło Parku Wodnego w kontekście możliwości zastosowania źródła kogeneracyjnego, obliczono, że w okresie poza sezonem grzewczym zapotrzebowanie to, wynosi średnio ok. 300 do 330 kW (przy założeniu

strat ciepła). Po rozpoczęciu sezonu grzewczego, oraz krótko przed jego zakończeniem zapotrzebowanie na ciepło całego obiektu wynosi ok. 0,4-0,5 MW. Potwierdzają to zarówno parametry obliczeniowe (projektowe) jak i wynikowe na podstawie rzeczywistych zużyć ciepła. Obliczeniowe zapotrzebowanie na moc Parku Wodnego (przy temp. -20°C) wynosi ok. 1,1 MW.

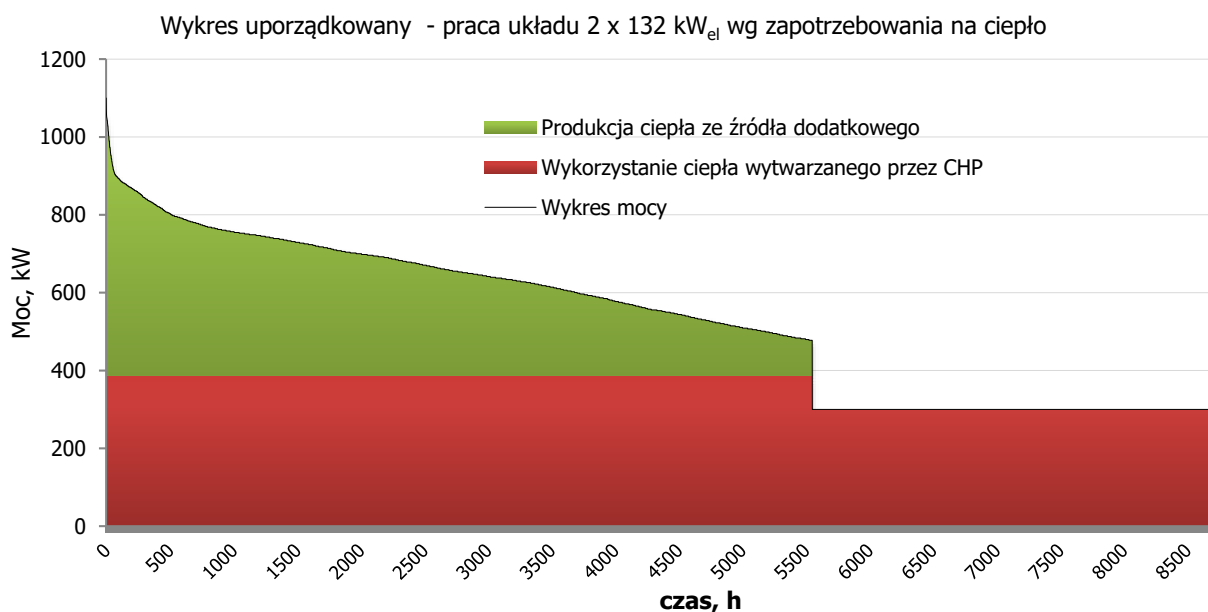
Na kolejnym wykresie przedstawiono wykres uporządkowany zapotrzebowania na ciepło Parku Wodnego, stanowiącego podstawę doboru jednostki kogeneracyjnej pod względem zagospodarowania mocy cieplnej.



Rysunek 7.22 Wykres uporządkowany zapotrzebowania na ciepło Parku Wodnego

W oparciu o zdefiniowane zapotrzebowanie na ciepło przeprowadzono analizę przyjętego rozwiązania pod względem potrzeb cieplnych, które wybrano w wyniku analizy potrzeb elektrycznych. W związku z tym, przeprowadzono analizę pracy układu zbudowanego w oparciu o dwie jednostki o mocy elektrycznej $132\text{ kW}_{\text{el}}$ i cieplnej $193\text{ kW}_{\text{th}}$ każda.

Pracę układu na tle obliczeniowego zapotrzebowania na ciepło przedstawiono na kolejnym wykresie.

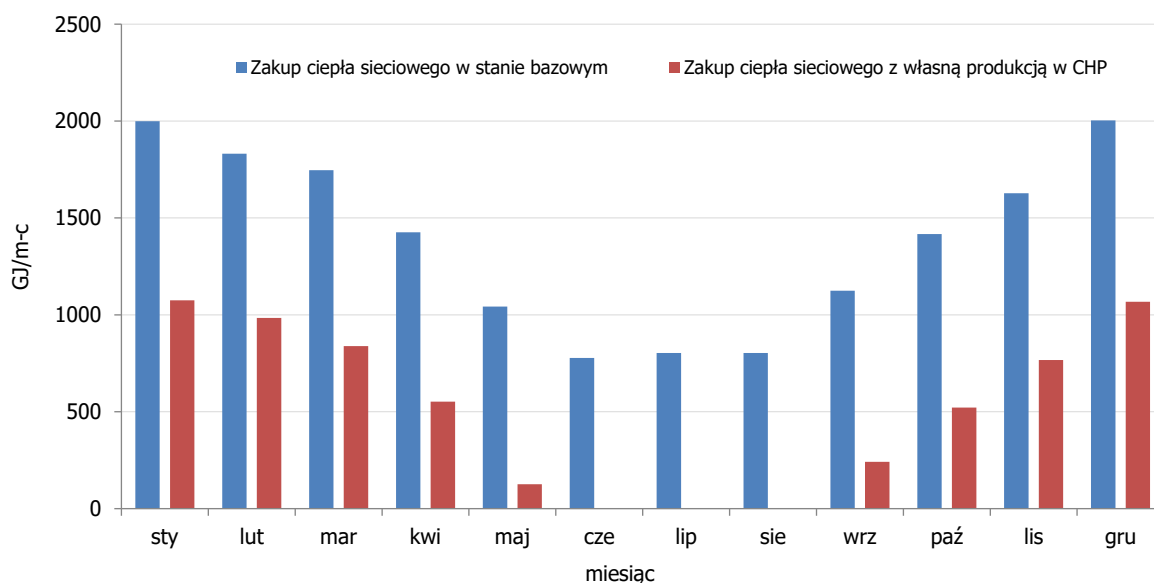


Rysunek 7.23 Praca układu CHP $2 \times 132\text{ kW}_{\text{el}}$ wg profilu zapotrzebowania na ciepło

Analizując wykres można zauważyć, że przez cały rok może pracować jeden agregat przy mocy nominalnej. Praca drugiego agregatu w okresach zmniejszonego zapotrzebowania na ciepło prowadzona jest z obniżoną mocą zapewniającą pokrycie bieżących potrzeb obiektu na ciepło, bez konieczności czasowego odstawiania. Łącznie, agregaty w ciągu roku obciążone średnio w 91%.

Należy również zauważyć, że układ o mocy cieplnej 386 kW, stanowiący ok. 35% teoretycznego zapotrzebowania na moc cieplną obiektu, produkuje ciepło w ilości pokrywającej aż 63% potrzeb Paru Wodnego (z uwzględnieniem współczynnika dyspozycyjności).

Poniżej przedstawiono porównanie zapotrzebowania na ciepło sieciowe w stanie bazowym oraz przy produkcji z własnego źródła kogeneracyjnego zasilanego gazem (z uwzględnieniem współczynnika dyspozycyjności).



Rysunek 7.24 Zakup ciepła w stanie bazowym oraz przy własnej produkcji z CHP

Podsumowując analizę zapotrzebowania obiektu na ciepło w kontekście zabudowy własnych jednostek wytwórczych, optymalny pod względem stopnia pokrycia potrzeb cieplnych Parku Wodnego oraz wykorzystania mocy zainstalowanej jest układ składający się z dwóch jednostek o mocy po 132 kW_{el}. Zapewnia aż 62% pokrycie potrzeb cieplnych, 66% pokrycie potrzeb elektrycznych, a wyprodukowana energia elektryczna w 100% wykorzystywana jest na własne potrzeby Parku Wodnego.

7.1.3. Zbiorcza analiza pracy układu na tle zidentyfikowanego zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło

Biorąc pod uwagę przeprowadzone analizy związane z określeniem zapotrzebowania Parku Wodnego na energię elektryczną oraz ciepło przeprowadzono kalkulację efektów energetycznych w stanie bazowym oraz w warunkach współpracy dobranej konfiguracji kogeneracyjnego współpracującego z istniejącym węzłem cieplnym pokrywającym niedobory ciepła.

Tabela 7.1 Zestawienie wyników energetycznych Parku Wodnego w stanie bazowym

BILANS POTRZEB ENERGETYCZNYCH W STANIE BAZOWYM														
STAN BAZOWY (Ciepło sieciowe + energia elektryczna systemowa)														
Okres analityczny	m-c	sty	lut	mar	kwi	maj	cze	lip	sie	wrz	paź	lis	gru	rok
Liczba dni w miesiącu	dni/m-c	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365
Liczba godzin w miesiącu	h/m-c	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744	8760
Bilans potrzeb cieplnych i elektrycznych Parku Wodnego (na podstawie rzeczywistych odczytów z licznika ciepła i licznika energii elektrycznej pobieranej na dwóch przyłączach)														
Zużycie energii elektrycznej sieciowej (na podstawie faktur za energię)	MWh	254,7	232,2	235,9	221,3	238,2	223,7	232,2	229,3	226,6	237,8	225,6	256,7	2814,2
Zużycie ciepła całoroczne (na c.w.u., baseny)	GJ/m-c	803,5	725,8	803,5	777,6	803,5	777,6	803,5	803,5	777,6	803,5	777,6	803,5	9460,8
Zużycie ciepła sezonowe (ogrzewanie)	GJ/m-c	1195,9	1105,6	943,0	648,6	239,3	0,0	0,0	0,0	347,3	613,4	849,6	1199,7	7142,4
Całkowite zapotrzebowanie na ciepło (suma potrzeb cieplnych)	GJ	1 999	1 831	1 747	1 426	1 043	778	804	804	1 125	1 417	1 627	2 003	16 603

Tabela 7.2 Zestawienie wyników energetycznych Parku Wodnego w stanie planowanym czyli po wybudowaniu układu kogeneracyjnego o mocy elektrycznej 2 x 132 kW_{el}

BILANS POTRZEB ENERGETYCZNYCH W STANIE PLANOWANYM (PO REALIZACJI INWESTYCJI)														
STAN PLANOWANY (CHP 2 x 132kW + ciepło sieciowe + energia elektryczna systemowa)														
Wyszczególnienie	jedn.	sty	lut	mar	kwi	maj	cze	lip	sie	wrz	paź	lis	gru	RAZEM
Produkcja z układu kogeneracyjnego (CHP)														
Moc elektryczna znamionowa układu	kW _{el}	264,0												264,0
Moc cieplna znamionowa układu	kW _{th}	386,0												386,0
Średnia moc elektryczna układu w trakcie eksploatacji	kW _{el}	245,0	249,8	238,8	236,3	241,9	239,6	236,5	235,8	240,3	236,0	233,6	249,6	240,2
Średnie obciążenie CHP	%	92,8%	94,6%	90,5%	89,5%	91,6%	90,7%	89,6%	89,3%	91,0%	89,4%	88,5%	94,6%	91,0%
Współczynnik dyspozycyjności	%	94,2%	94,2%	94,2%	94,2%	94,2%	94,2%	94,2%	94,2%	94,2%	94,2%	94,2%	94,2%	94,2%
Produkcja energii elektr. brutto	MWh	171,6	158,1	167,4	160,2	169,5	162,4	165,7	165,2	162,9	165,4	158,4	174,9	1 981,7
Potrzeby własne kogeneracji na energię elctr.	MWh	10,3	9,5	10,0	9,6	10,2	9,7	9,9	9,9	9,8	9,9	9,5	10,5	118,9
Produkcja energii elektr. netto (po uwzględnieniu potrzeb własnych kogeneracji)	MWh	161,3	148,6	157,3	150,6	159,3	152,7	155,8	155,3	153,1	155,4	148,9	164,4	1 862,8
Produkcja ciepła z kogeneracji	GJ	924,8	847,5	907,9	873,6	916,4	881,3	901,6	902,3	883,6	895,4	859,9	935,4	10 729,7
Zużycie energii chemicznej w paliwie zużywanym przez kogenerację	GJ	1 691,7	1 553,6	1 655,7	1 589,7	1 673,7	1 607,1	1 642,0	1 640,6	1 611,5	1 634,3	1 567,7	1 716,3	19 583,8
Zużycie gazu ziemnego przez kogenerację	m³	46 603	42 798	45 610	43 793	46 108	44 272	45 234	45 195	44 394	45 023	43 186	47 282	539 498
Bilans potrzeb cieplnych i elektrycznych Parku Wodnego														
Całkowite zapotrzebowanie na ciepło Parku Wodnego (suma potrzeb cieplnych)	GJ	1 999,4	1 831,3	1 746,5	1 426,2	1 042,8	777,6	803,5	803,5	1 124,9	1 417,0	1 627,2	2 003,2	16 603,2
Pokrycie potrzeb cieplnych ciepłem produkowanym w kogeneracji	GJ	924,8	847,5	907,9	873,6	916,4	777,6	803,5	803,5	883,6	895,4	859,9	935,4	10 429,2
Strata ciepła (wynika ze zmienności zapotrzebowania na ciepło latem)	GJ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	103,7	98,1	98,8	0,0	0,0	0,0	0,0	300,6
Niedobory ciepła produkowanego z kogeneracji	GJ	1 074,6	983,8	838,6	552,6	126,4	0,0	0,0	0,0	241,3	521,5	767,3	1 067,8	6 174,0
Zakup ciepła sieciowego (pokrycie niedoborów ciepłem sieciowym)	GJ	1 074,6	983,8	838,6	552,6	126,4	0,0	0,0	0,0	241,3	521,5	767,3	1 067,8	6 174,0
Sprawność całkowita układu kogeneracyjnego	%	91,2%	91,2%	91,2%	91,2%	91,2%	84,8%	85,3%	85,2%	91,2%	91,2%	91,2%	91,2%	89,7%
Bilans nośników energii														
Zużycie gazu ziemnego na potrzeby kogeneracji	m³	46 603	42 798	45 610	43 793	46 108	44 272	45 234	45 195	44 394	45 023	43 186	47 282	539 498
Zużycie ciepła sieciowego	GJ	1 075	984	839	553	126	0	0	0	241	522	767	1 068	6 174
Zakup energii elektrycznej z sieci elektroenergetycznej	MWh	93,4	83,6	78,6	70,7	78,9	71,0	76,4	74,0	73,5	82,3	76,7	92,3	951,4
Sprzedaż energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Pod względem energetycznym zaproponowany układ kogeneracyjny jest dobrany prawidłowo. Dwie jednostki zapewniają dużą elastyczność układu, a w przypadku awarii lub prac serwisowych jednej w dalszym ciągu dają możliwość produkcji energii. Pod względem możliwości pokrycia potrzeb elektrycznych, jest to niemalże idealnie dobrany układ, ponieważ jak już na wcześniejszym etapie wykazano, optymalna moc wynosi ok. 260-270 kW. Układ ten cechuje się wysokim stopniem wykorzystania mocy przy całkowitym zużyciu energii elektrycznej na własne potrzeby. Większa moc elektryczna źródeł CHP pozwoliłaby na zwiększenie udziału własnej energii w bilansie całkowitym, ale większa moc cieplna, ze względu na ograniczone zapotrzebowanie na ciepło poza sezonem grzewczym wiązałaby się z koniecznością obniżenia stopnia wykorzystania mocy urządzeń.

Miarą efektywności energetycznej układu kogeneracyjnego jest wskaźnik oszczędności energii pierwotnej PES. Wskaźnik energii pierwotnej uwzględnia oszczędności energii pierwotnej uzyskanej w wyniku zastosowania kogeneracji w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego. Ustawa Prawo Energetyczne wysokosprawną kogenerację definiuje jako wytwarzanie energii elektrycznej lub mechanicznej i ciepła użytkowego w kogeneracji, które zapewnia oszczędność energii pierwotnej zużywanej w:

- jednostce kogeneracji w wysokości nie mniejszej niż 10 % w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego lub
- jednostce kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej poniżej 1 MW w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego.

Oszczędność energii pierwotnej w jednostkach wysokosprawnej kogeneracji PES (ang. *Primary Energy Saving*), wyrażona w procentach, obliczana jest zgodnie *Rozporządzeniem Ministra Energii z dnia 10 kwietnia 2017 r. w sprawie sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji oraz szczegółowego zakresu obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji* według następującego wzoru:

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{\eta_{qc}}{\eta_{refc}} + \frac{\eta_{qe}}{\eta_{refe}}} \right) \cdot 100\%$$

gdzie:

η_{qe} – sprawność wytwarzania energii elektrycznej w kogeneracji, w [%],

η_{qc} – sprawność wytwarzania ciepła w kogeneracji, w [%],

η_{refe} – referencyjna wartość sprawności dla wytwarzania rozdzielnego energii elektrycznej, w [%],

η_{refc} – referencyjna wartość sprawności dla wytwarzania rozdzielnego ciepła, w [%],

Sprawność wytwarzania ciepła w kogeneracji wyznacza się w oparciu o wzór:

$$\eta_{qc} = \frac{Q_{uq}}{Q_{bq}} \cdot 100\% = \frac{10\,429,2}{19\,583,8} \cdot 100\% = 53,3\%$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Q_{uq} – ilość ciepła użytkowego w kogeneracji, w [GJ],

Q_{bq} – ilość energii chemicznej zawartej w paliwie zużytym do wytwarzania energii elektrycznej z kogeneracji i ciepła użytkowego w kogeneracji, w [GJ].

Sprawność wytwarzania energii elektrycznej w kogeneracji wyznacza się w oparciu o wzór:

$$\eta_{qe} = \frac{3,6 \cdot A_{bq}}{Q_{bq}} \cdot 100\% = \frac{3,6 \cdot 1\,981,7}{19\,583,8} \cdot 100\% = 36,4\%$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Q_{uq} – ilość energii elektrycznej z kogeneracji, w [MWh],

Q_{bq} – ilość energii chemicznej zawartej w paliwie użytym do wytwarzania energii elektrycznej z kogeneracji i ciepła użytkowego w kogeneracji, w [GJ].

Referencyjna wartość sprawności dla wytwarzania rozdzielnego energii elektrycznej oraz ciepła, wyznaczona została w oparciu *Rozporządzenie Delegowane Komisji (UE) 2015/2402 z dnia 12 października 2015 r. w sprawie przeglądu zharmonizowanych wartości referencyjnych sprawności dla rozdzielonej produkcji energii elektrycznej i ciepła w zastosowaniu dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE i uchylające decyzję wykonawczą Komisji 2011/877/UE*.

Zharmonizowana wartość referencyjna sprawności dla rozdzielonej produkcji ciepła oparta na wartości opałowej netto i standardowych warunkach atmosferycznych ISO (temperatura otoczenia 15 °C, ciśnienie 1,013 bara, wilgotność względna 60 %) dla gazu ziemnego i ciepła odbieranego w gorącej wodzie wynosi 92%.

Zharmonizowana wartość referencyjna sprawności dla rozdzielonej produkcji energii elektrycznej oparta na wartości opałowej netto i standardowych warunkach atmosferycznych ISO (temperatura otoczenia 15 °C, ciśnienie 1,013 bara, wilgotność względna 60 %) dla gazu ziemnego wynosi 53%.

Współczynnik korekcyjny dotyczące przeciętnych warunków klimatycznych wyznaczany jako 0,1 punktu procentowego zysku sprawności na każdy stopień poniżej 15 °C (dla Polski obliczane dla 8 °C).

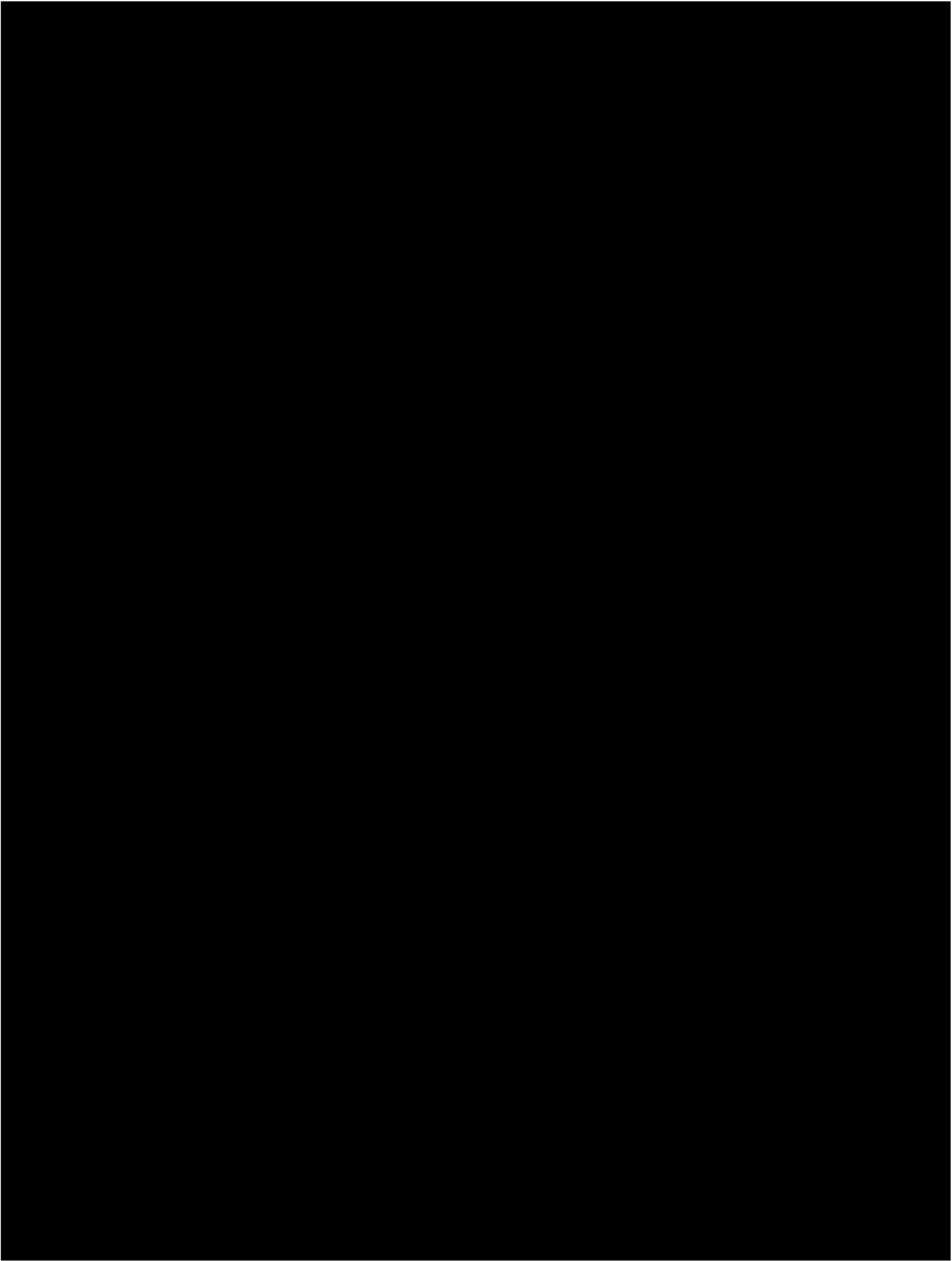
Współczynnik korekcyjny związany z uniknięciem strat sieciowych, na potrzeby stosowania zharmonizowanych wartości referencyjnych sprawności dla rozdzielonej produkcji energii elektrycznej dla poziomu napięcia <0,45kV. Dla energii elektrycznej w 100% zużywanej na własne potrzeby referencyjna wartość sprawności dla wytwarzania rozdzielnego energii elektrycznej wynosi.

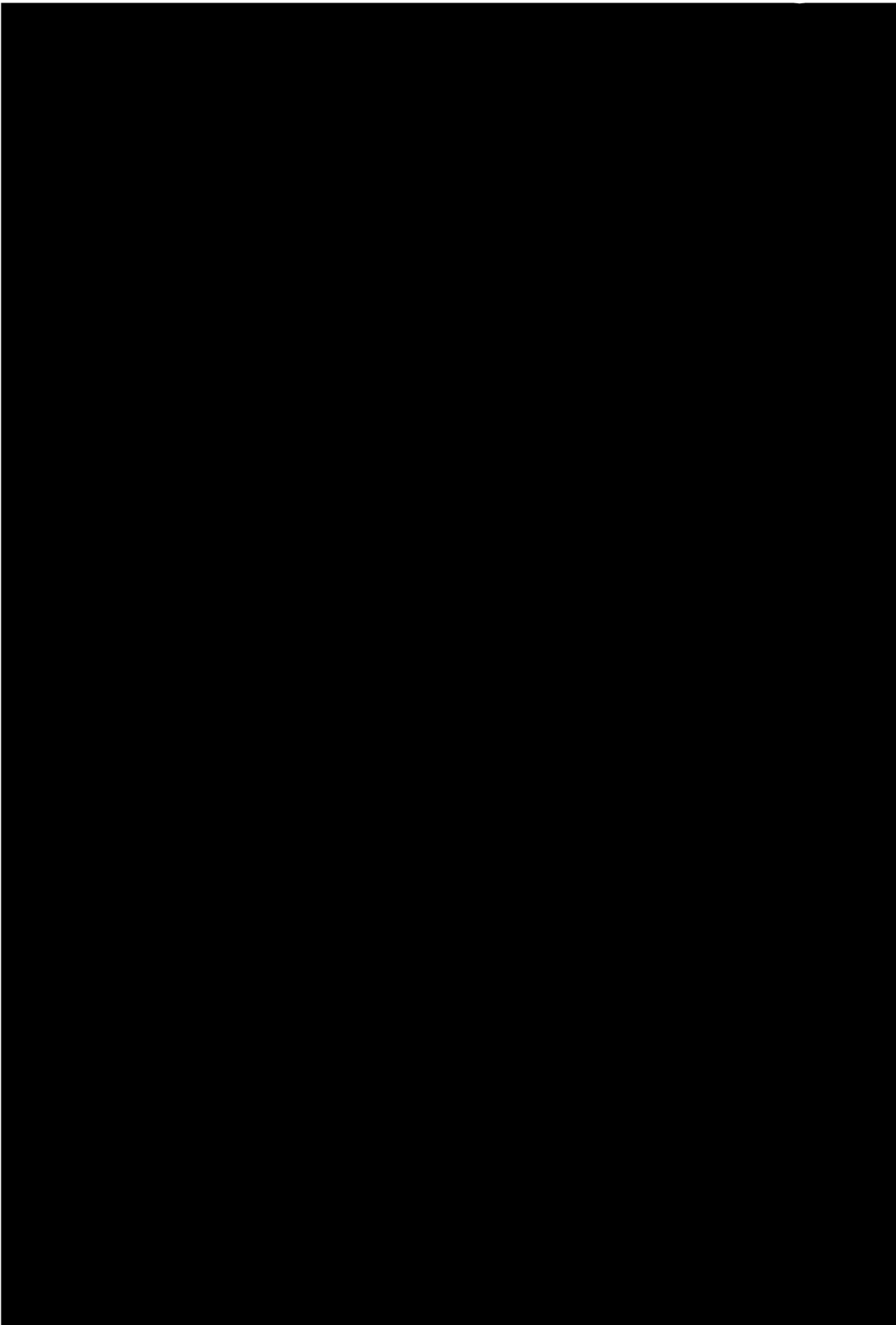
$$\eta_{\text{refe}} = (53,0\% + 0,7\%) \times (0,851 \times 100\% + 0,888 \times 0\%) = 45,7\%$$

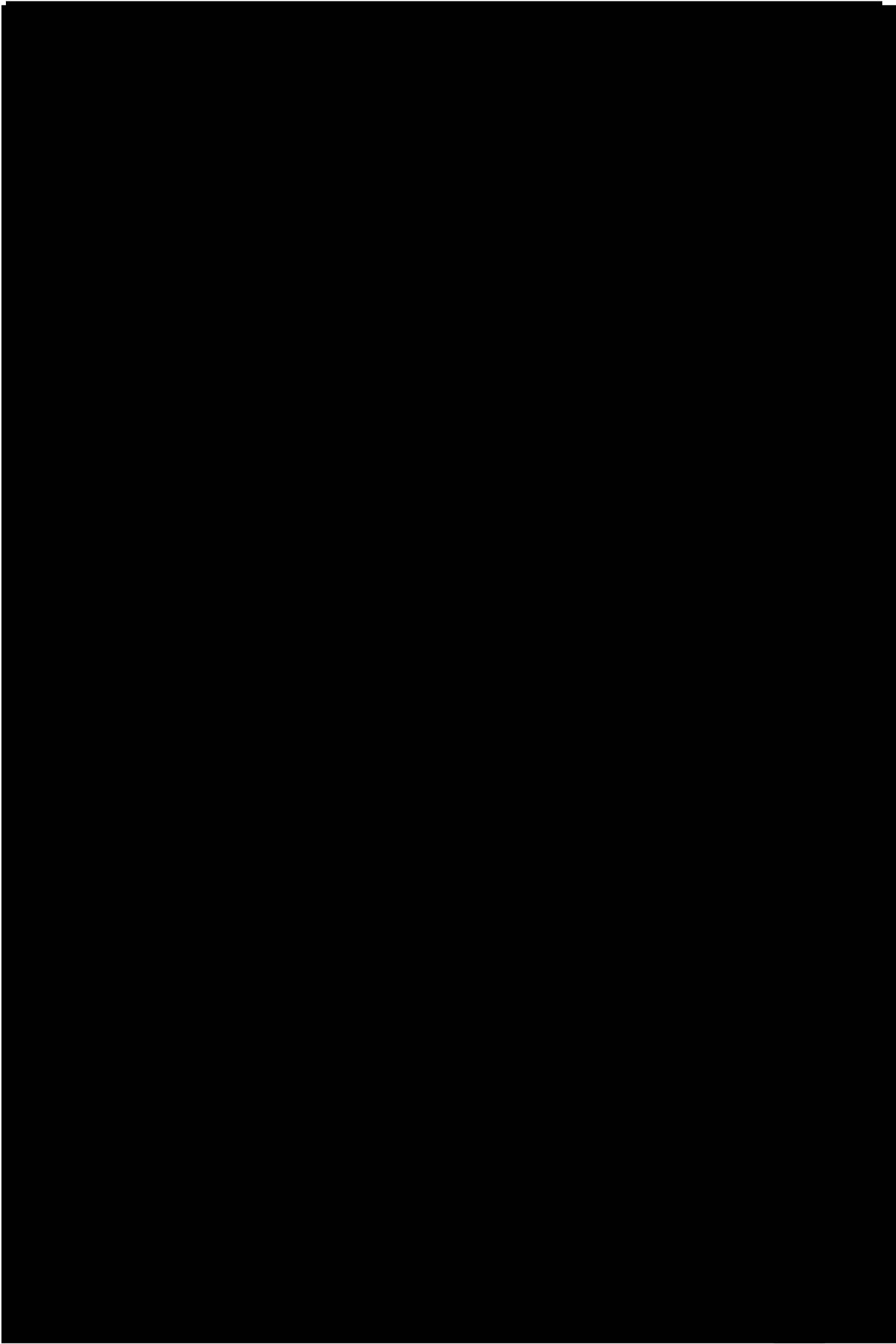
Oszczędność energii pierwotnej w analizowanym układzie wysokosprawnej kogeneracji PES wynosi:

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{53,3\%}{92,0\%} + \frac{36,4\%}{45,7\%}} \right) = 27,3\%$$

A zatem wartość wskaźnika PES wyliczona dla układu wynosi 27,63%.







7.2. Oszacowanie obniżenia emisji gazów cieplarnianych w wyniku realizacji projektu

Inwestycja związana z budową układu kogeneracyjnego zasilanego gazem ziemnym w Parku Wodnym w Tarnowskich Górach dotyczy budowy nowego źródła, a co za tym idzie nowych mocy wytwórczych. Efekt ekologiczny związany z emisją gazów cieplarnianych dotyczy różnicy emisji CO₂ powstającej po realizacji inwestycji (emisja wynikająca ze spalania gazu ziemnego w kogeneracji, zużycia ciepła sieciowego wytwarzanego w ciepłowni węglowej i energii elektrycznej systemowej) oraz emisji CO₂ jaka powstawałaby w sytuacji zaniechania realizacji inwestycji (emisja wynikająca ze zużycia ciepła sieciowego wytwarzanego w ciepłowni węglowej i energii elektrycznej systemowej).

W celu obliczenia oszczędności w emisji dwutlenku węgla wynikających z realizacji projektu w ramach działania skorzystano z następującego wzoru:

$$\Delta E = E_2 - E_1 \quad [t/rok]$$

gdzie:

E₁ – roczna emisja CO₂ po realizacji projektu [t/rok],

E₂ – roczna emisja CO₂ przed realizacją projektu [t/rok].

Roczna emisja dwutlenku węgla po realizacji projektu

Roczną emisję CO₂ (E₁) po realizacji projektu określa się z następującej zależności:

$$E_1 = E_{1,g} + E_{1,cs} + E_{1,el} \quad [t/rok]$$

gdzie:

E_{1,g} – emisja CO₂ wynikająca ze zużycia gazu ziemnego wysokometanowego w źródle kogeneracyjnym [ton/rok]

E_{1,cs} – emisja CO₂ wynikająca ze zużycia ciepła sieciowego wytwarzanego w ciepłowni węglowej po realizacji projektu [ton/rok]

E_{1,el} – emisja CO₂ wynikająca ze zużycia energii elektrycznej systemowej po realizacji projektu [ton/rok]

Emisja CO₂ wynikająca ze zużycia gazu ziemnego wysokometanowego w źródle kogeneracyjnym:

$$E_{1,g} = Q_{1,g} \cdot W_g / 1000 \quad [t/rok]$$

gdzie:

Q_{1,g} – ilość energii dostarczonej z gazem ziemnym w ciągu roku [GJ/rok]

W_g – wskaźnik jednostkowej emisji CO₂ z stosowanego paliwa gazowego [kg/GJ]

Ilość energii chemicznej dostarczonej z paliwem Q_{1,g} określa się ze wzoru:

$$Q_{1,g} = P_{1,g} \cdot U_g \quad [GJ/rok]$$

gdzie:

U_g – wartość opałowa gazu ziemnego wysokometanowego [GJ/m³]

P_{1,g} – roczne zużycie gazu ziemnego wysokometanowego w układzie kogeneracyjnym [m³/rok]

Dla obliczenia emisji CO₂ z gazu ziemnego wykorzystano wskaźniki określone w dokumencie opublikowanym przez Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami KOBiZE tj. „Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO₂ (WE) w roku 2015 do raportowania w ramach Wspólnotowego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2018”.

Emisja CO₂ wynikająca ze zużycia ciepła sieciowego wytwarzanego w ciepłowni węglowej po realizacji projektu:

$$E_{1.cs} = Q_{1.cs} \cdot W_{cs} / 1000 \text{ [t/rok]}$$

gdzie:

$Q_{1.cs}$ – ilość energii ciepłej dostarczonej w ciągu roku po realizacji projektu [GJ/rok]

W_{cs} - wskaźnik jednostkowej emisji CO₂ dla ciepła sieciowego wytwarzanego w ciepłowni węglowej [kg/GJ]

Dla obliczenia emisji CO₂ z ciepła sieciowego wytwarzanego w ciepłowni węglowej wykorzystano wskaźniki określone w dokumencie opublikowanym przez Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami KOBIZE tj. „Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO₂ (WE) w roku 2015 do raportowania w ramach Wspólnotowego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2018”.

Emisja CO₂ ze zużycia energii elektrycznej systemowej wyliczona została z następującej zależności:

$$E_{1.el} = E_{ez.1} \cdot W_{el} / 1000 \text{ [t/rok]}$$

gdzie:

$E_{ez.1}$ – wartość rocznego zakupu energii elektrycznej z Krajowego Systemu Elektroenergetycznego po realizacji projektu [MWh/rok],

W_{el} – wskaźnik emisji CO₂ energii elektrycznej z Krajowego Systemu Elektroenergetycznego [kg/MWh],

Dla obliczenia emisji CO₂ z energii elektrycznej dostarczanej do odbiorców końcowych wykorzystano wskaźniki określone w dokumencie opublikowanym przez Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami KOBIZE tj. „WSKAŹNIKI EMISYJNOŚCI CO₂, SO₂, NO_x, CO i TSP DLA ENERGII ELEKTRYCZNEJ na podstawie informacji zawartych w Krajowej bazie o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancji za 2016 rok (grudzień 2017 r.)”.

W tabeli przedstawiono obliczenia emisji CO₂ w warunkach po realizacji inwestycji polegającej na budowie nowego źródła kogeneracyjnego zasilanego gazem ziemnym wysokometanowym.

Nośnik energii	Emisja CO ₂ po realizacji projektu ($E_1 = E_{1.g} + E_{1.cs} + E_{1.el}$)	2 424,55770	ton/rok
Nowa jednostka kogeneracyjna	Emisja CO ₂ po realizacji projektu ze źródła kogeneracyjnego ($E_{1.g} = Q_{1.g} \cdot W_g / 1000$)	1095,623010	ton/rok
	Ilość energii dostarczonej z paliwem - gaz ziemny wysokometanowy ($Q_{1.g}$)	19 530	GJ/rok
	Wskaźnik emisji CO ₂ - gaz ziemny wysokometanowy (W_g)	56,1	kg/GJ
	Wartość opałowa paliwa - gaz ziemny wysokometanowy (U_g)	0,0362	GJ/m ³
	Roczne zużycie paliwa - gaz ziemny wysokometanowy ($P_{1.g}$)	539 498	m ³
Ciepło sieciowe	Emisja CO ₂ po realizacji projektu z ciepła sieciowego ($E_{1.2} = Q_{1.cs} \cdot W_{cs} / 1000$)	585,920000	ton/rok
	Ilość zużytego ciepła sieciowego ($Q_{1.cs}$)	6 174	GJ/rok
	Wskaźnik emisji CO ₂ - ciepłownia węglowa (W_{cs})	94,90	kg/GJ
Energia elektryczna systemowa	Emisja CO ₂ z energii elektrycznej ($E_{e.1} = W_{ez.1} \cdot W_{el}$)	743,014690	ton/rok
	Zakup energii elektrycznej systemowej, $E_{ez.1}$	951 363	kWh/rok
	Wskaźnik emisji CO ₂ dla odbiorców końcowych energii elektrycznej, W_{el}	781	kg/MWh

Roczna emisja dwutlenku węgla przed wykonaniem projektu (stan bazowy)

Roczną emisję CO₂ (E₂) w stanie bazowym określa się z następującej zależności:

$$E_2 = E_{2,cs} + E_{2,el} \text{ [t/rok]}$$

gdzie:

E_{2,cs} - emisja CO₂ wynikająca ze zużycia ciepła sieciowego wytwarzanego w ciepłowni węglowej w stanie bazowym [ton/rok]

E_{2,el} - emisja CO₂ wynikająca ze zużycia energii elektrycznej systemowej w stanie bazowym [ton/rok]

Emisja CO₂ wynikająca ze zużycia ciepła sieciowego wytwarzanego w ciepłowni węglowej w stanie bazowym:

$$E_{2,cs} = Q_{2,cs} \cdot W_{cs} / 1000 \text{ [t/rok]}$$

gdzie:

Q_{2,cs} - ilość energii ciepłej dostarczonej w ciągu roku w stanie bazowym [GJ/rok]

W_{cs} - wskaźnik jednostkowej emisji CO₂ dla ciepła sieciowego wytwarzanego w ciepłowni węglowej [kg/GJ]

Dla obliczenia emisji CO₂ z ciepła sieciowego wytwarzanego w ciepłowni węglowej wykorzystano wskaźniki określone w dokumencie opublikowanym przez Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami KOBIZE tj. „Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO₂ (WE) w roku 2015 do raportowania w ramach Wspólnotowego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2018”.

Emisja CO₂ ze zużycia energii elektrycznej systemowej w stanie bazowym wyliczona została z następującej zależności:

$$E_{2,el} = E_{ez,2} \cdot W_{el} / 1000 \text{ [t/rok]}$$

gdzie:

E_{ez,2} - wartość rocznego zakupu energii elektrycznej z Krajowego Systemu Elektroenergetycznego w stanie bazowym [MWh/rok],

W_{el} - wskaźnik emisji CO₂ energii elektrycznej z Krajowego Systemu Elektroenergetycznego [kg/MWh],

Dla obliczenia emisji CO₂ z energii elektrycznej dostarczanej do odbiorców końcowych wykorzystano wskaźniki określone w dokumencie opublikowanym przez Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami KOBIZE tj. „WSKAŹNIKI EMISYJNOŚCI CO₂, SO₂, NO_x, CO i TSP DLA ENERGII ELEKTRYCZNEJ na podstawie informacji zawartych w Krajowej bazie o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancji za 2016 rok (grudzień 2017 r.)”.

W tabeli przedstawiono obliczenia emisji CO₂ w stanie bazowym czyli w warunkach przed realizacją inwestycji polegającej na budowie nowego źródła kogeneracyjnego zasilanego gazem ziemnym wysokometanowym.

Nośnik energii	Emisja CO ₂ przed realizacją projektu (E ₂ =E _{2,cs} +E _{2,el})	3 773,53599	ton/rok
Ciepło sieciowe	Emisja CO ₂ przed realizacją projektu z ciepła sieciowego (E _{2,cs} =Q _{2,cs} *W _{cs} /1000)	1575,645010	ton/rok
	Ilość zużytego ciepła sieciowego (Q _{2,cs})	16 603	GJ/rok
	Wskaźnik emisji CO ₂ - ciepłownia węglowa (W _{cs})	94,90	kg/GJ
Energia elektryczna systemowa	Emisja CO ₂ z energii elektrycznej (E _{2,el} =E _{ez,2} *W _{el})	2197,890980	ton/rok
	Zakup energii elektrycznej systemowej, E _{ez,2}	2 814 201	kWh/rok
	Wskaźnik emisji CO ₂ dla odbiorców końcowych energii elektrycznej, W _{el}	781	kg/MWh

W kolejnej tabeli przedstawiono zbiorcze obliczenia redukcji emisji CO₂ w wyniku realizacji inwestycji polegającej na budowie nowego źródła kogeneracyjnego zasilanego gazem ziemnym wysokometanowym.

ZESTAWIENIE WYNIKÓW REDUKCJI EMISJI CO ₂		jedn
Redukcja emisji CO₂ bezwzględna ($\Delta E = E_2 - E_1$)	1 348,97829	ton/rok
Redukcja emisji CO₂ względna ($\Delta E : E_2 * 100$)	35,7%	%
Emisja CO₂ po realizacji projektu ($E_1 = E_{1.g} + E_{1.cs} + E_{1.el}$)	2 424,55770	ton/rok
Emisja CO ₂ po realizacji projektu ze źródła kogeneracyjnego ($E_{1.g} = Q_{1.g} * W_g / 1000$)	1095,623010	ton/rok
Emisja CO ₂ po realizacji projektu z ciepła sieciowego ($E_{1.cs} = Q_{1.cs} * W_{cs} / 1000$)	585,920000	ton/rok
Emisja CO ₂ z energii elektrycznej ($E_{1.el} = W_{ez.1} * W_{el}$)	743,014690	ton/rok
Emisja CO₂ przed realizacją projektu ($E_2 = E_{2.cs} + E_{2.el}$)	3 773,53599	ton/rok
Emisja CO ₂ przed realizacją projektu z ciepła sieciowego ($E_{2.cs} = Q_{2.cs} * W_{cs} / 1000$)	1575,645010	ton/rok
Emisja CO ₂ z energii elektrycznej ($E_{2.el} = W_{ez.2} * W_{el}$)	2197,890980	ton/rok

7.3. Oszacowanie obniżenia emisji PM₁₀ w wyniku realizacji projektu

Efekt ekologiczny związany z emisją pyłu zawieszonego PM₁₀ dotyczy: różnicy emisji PM₁₀ powstającej po realizacji inwestycji (emisja wynikająca ze spalania gazu ziemnego w kogeneracji, zużycia ciepła sieciowego wytwarzanego w ciepłowni węglowej i energii elektrycznej systemowej) oraz emisji PM₁₀ jaka powstawałaby w sytuacji zaniechania realizacji inwestycji (emisja wynikająca ze zużycia ciepła sieciowego wytwarzanego w ciepłowni węglowej i energii elektrycznej systemowej).

W celu obliczenia redukcji w emisji PM₁₀ wynikającej z realizacji projektu w ramach działania skorzystano z następującego wzoru:

$$\Delta E_{PM10} = E_{2_PM10} - E_{1_PM10} \quad [t/rok]$$

gdzie:

E_{1_PM10} – roczna emisja PM₁₀ po realizacji projektu [t/rok],

E_{2_PM10} – roczna emisja PM₁₀ z przed realizacją projektu [t/rok].

Roczna emisja pyłu zawieszonego PM₁₀ po realizacji projektu

Roczną emisję pyłu zawieszonego PM₁₀ (E_{1_PM10}) po realizacji projektu określa się z następującej zależności:

$$E_{1_PM10} = E_{1.g_PM10} + E_{1.cs_PM10} + E_{1.el_PM10} \quad [t/rok]$$

gdzie:

$E_{1.g_PM10}$ – emisja PM₁₀ wynikająca ze zużycia gazu ziemnego wysokometanowego w źródle kogeneracyjnym [ton/rok]

$E_{1.cs_PM10}$ – emisja PM₁₀ wynikająca ze zużycia ciepła sieciowego wytwarzanego w ciepłowni węglowej po realizacji projektu [ton/rok]

$E_{1.el_PM10}$ – emisja PM₁₀ wynikająca ze zużycia energii elektrycznej systemowej po realizacji projektu [ton/rok]

Emisja PM₁₀ wynikająca ze zużycia gazu ziemnego wysokometanowego w źródle kogeneracyjnym:

$$E_{1.g_PM10} = P_{1.g} \cdot W_{g.pyt} / 1000 \cdot z_{PM10} \quad [t/rok]$$

gdzie:

$P_{1.g}$ – zużycie gazu ziemnego w ciągu roku [GJ/rok]

$W_{g.pyt}$ – wskaźnik jednostkowej emisji pyłu całkowitego z stosowanego paliwa gazowego [kg/m³]

z_{PM10} – Udział procentowy PM₁₀ w pyłe całkowitym

Dla obliczenia emisji pyłu całkowitego z gazu ziemnego wykorzystano wskaźniki określone w dokumencie opublikowanym przez Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami KOBiZE tj. „Wskaźniki emisji zanieczyszczeń za spalania paliw w kotłach o nominalnej mocy cieplnej do 5 MW”.

Emisja PM10 wynikająca ze zużycia ciepła sieciowego produkowanego w ciepłowni węglowej zasilanej węglem kamiennym po realizacji projektu:

$$E_{1.cs_PM10} = E_{1.cs_pył} / 1000 \cdot Z_{PM10} \text{ [t/rok]}$$

gdzie:

$E_{1.cs_pył}$ – roczna emisja pyłu całkowitego z ciepła sieciowego po realizacji projektu [t/rok]

Z_{PM10} – Udział procentowy PM10 w pyłe całkowitym

Emisja pyłu całkowitego wynikająca ze ciepła sieciowego produkowanego w ciepłowni węglowej zasilanej węglem kamiennym:

$$E_{1.cs_pył} = P_{1.cs} \cdot W_{cs_pył} / 1000 \cdot (100 - \eta_{odp} / 100) \cdot Z_{PM10} \text{ [t/rok]}$$

gdzie:

$P_{1.cs}$ – zużycie węgla kamiennego w ciepłowni przy wartości opałowej węgla 21,91 GJ/Mg po realizacji projektu [Mg/rok]

$W_{cs_pył}$ – wskaźnik jednostkowej emisji pyłu całkowitego w ciepłowni węgla kamiennego przy 12% zawartości popiołu w paliwie [kg/Mg]

Z_{PM10} – udział procentowy PM10 w pyłe całkowitym

η_{odp} – sprawność układu odpylania stosowanego w Ciepłowni "Przyjaźń" Veolia Południe Sp. z o.o. (92%)

Dla obliczenia emisji pyłu całkowitego z węgla kamiennego spalane w ciepłowni wykorzystano wskaźniki określone w dokumencie opublikowanym przez Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami KOBiZE tj. „Wskaźniki emisji zanieczyszczeń za spalania paliw w kotłach o nominalnej mocy cieplnej do 5 MW”.

Emisja PM10 ze zużycia energii elektrycznej systemowej po realizacji projektu wyliczona została z następującej zależności:

$$E_{1.el_PM10} = E_{ez.1} \cdot W_{el_pył} \cdot Z_{PM10} / 1000 \text{ [t/rok]}$$

gdzie:

$E_{ez.1}$ – wartość rocznego zakupu energii elektrycznej z Krajowego Systemu Elektroenergetycznego po realizacji projektu [MWh/rok],

$W_{el_pył}$ – wskaźnik jednostkowej emisji pyłu całkowitego dla energii elektrycznej z Krajowego Systemu Elektroenergetycznego [kg/MWh],

Z_{PM10} – udział procentowy PM10 w pyłe całkowitym

Dla obliczenia emisji pyłu całkowitego z energii elektrycznej dostarczanej do odbiorców końcowych wykorzystano wskaźniki określone w dokumencie opublikowanym przez Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami KOBiZE tj. „WSKAŹNIKI EMISYJNOŚCI CO₂, SO₂, NO_x, CO i TSP DLA ENERGII ELEKTRYCZNEJ na podstawie informacji zawartych w Krajowej bazie o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancji za 2016 rok (grudzień 2017 r.)”.

W tabeli przedstawiono obliczenia emisji pyłu zawieszonego PM10 w warunkach po realizacji inwestycji polegającej na budowie nowego źródła kogeneracyjnego zasilanego gazem ziemnym wysokometanowym.

Nośnik energii	Emisja PM10 po realizacji projektu ($E_{1_PM10}=E_{1.g_PM10}+E_{1.cs_PM10}+E_{1.el_PM10}$)	0,435280	ton/rok
Nowa jednostka kogeneracyjna	Emisja PM10 po realizacji projektu ze źródła kogeneracyjnego ($E_{1.g_PM10}=P_{1.g}*W_{g_pył}/1000*z_{PM10}$)	0,000200	ton/rok
	Roczne zużycie paliwa - gaz ziemny wysokometanowy ($P_{1.g}$)	539 498	m ³
	Wskaźnik emisji pyłu całkowitego - gaz ziemny wysokometanowy ($W_{g_pył}$)	0,0000005	kg/m ³
	Udział PM10 w pyłe całkowitym, z_{PM10}	73,560	%
Ciepło sieciowe	Emisja PM10 po realizacji projektu z ciepła sieciowego ($E_{1.cs_PM10}=E_{1.cs_pył}/1000*z_{PM10}$)	0,397990	ton/rok
	Ilość zużytego ciepła sieciowego ($Q_{1.cs}$)	6 174	GJ/rok
	Wartość opałowa paliwa - węgiel kamienny, ciepłownia (U_{cs})	21,91	GJ/Mg
	Roczne zużycie paliwa - węgiel kamienny, ciepłownia ($P_{1.cs}$)	281,79	Mg/rok
	Wskaźnik emisji pyłu całkowitego dla węgla kamiennego spalane na ruszcie mechanicznym (przy 12% zawartość popiołu w paliwie), $W_{cs_pył}$	24,00	kg/Mg
	Sprawność układu odpylania w Ciepłowni "Przyjaźń" Veolia Południe Sp. z o.o., η_{odp}	92,00	%
	Emisja pyłu całkowitego po korekcie ze względu na redukcję w układzie odpylania, $E_{1.cs_pył}=P_{1.cs}*W_{cs_pył}*(100-\eta_{odp}/100)$	541,04	kg/rok
	Udział PM10 w pyłe całkowitym, z_{PM10}	73,560	%
Energia elektryczna systemowa	Emisja PM10 po realizacji projektu z energii elektrycznej ($E_{1.el_PM10}=E_{ez.1}/1000*W_{e_pył}/1000*z_{PM10}$)	0,037090	ton/rok
	Zakup energii elektrycznej systemowej, $E_{ez.1}$	951 363	kWh/rok
	Wskaźnik emisji pyłu całkowitego dla odbiorców końcowych energii elektrycznej, $W_{e_pył}$	0,053	kg/MWh
	Udział PM10 w pyłe całkowitym, z_{PM10}	73,560	%

Roczna emisja pyłu zawieszonego PM10 przed wykonaniem projektu (stan bazowy)

Roczną emisję pyłu zawieszonego PM10 (E_{2_PM10}) w stanie bazowym określa się z następującej zależności:

$$E_{2_PM10} = E_{2.cs_PM10} + E_{2.el_PM10} \text{ [t/rok]}$$

gdzie:

$E_{2.cs_PM10}$ - emisja PM10 wynikająca ze zużycia ciepła sieciowego wytwarzanego w ciepłowni węglowej w stanie bazowym [ton/rok]

$E_{2.el_PM10}$ - emisja PM10 wynikająca ze zużycia energii elektrycznej systemowej w stanie bazowym [ton/rok]

Emisja PM10 wynikająca ze zużycia ciepła sieciowego produkowanego w ciepłowni węglowej zasilanej węglem kamiennym w stanie bazowym:

$$E_{2.cs_PM10} = E_{2.cs_pył} / 1000 \cdot z_{PM10} \text{ [t/rok]}$$

gdzie:

$E_{2.cs_pył}$ - roczna emisja pyłu całkowitego z ciepła sieciowego po realizacji projektu [t/rok]

z_{PM10} - Udział procentowy PM10 w pyłe całkowitym

Emisja pyłu całkowitego wynikająca ze ciepła sieciowego produkowanego w ciepłowni węglowej zasilanej węglem kamiennym w stanie bazowym:

$$E_{2.cs_pył} = P_{2.cs} \cdot W_{cs_pył} / 1000 \cdot (100 - \eta_{odp} / 100) \cdot z_{PM10} \text{ [t/rok]}$$

gdzie:

$P_{2.cs}$ - zużycie węgla kamiennego w ciepłowni przy wartości opałowej węgla 21,91 GJ/Mg w stanie bazowym [Mg/rok]

$W_{cs_pył}$ - wskaźnik jednostkowej emisji pyłu całkowitego w ciepłowni węgla kamiennego przy 12% zawartości popiołu w paliwie [kg/Mg]

z_{PM10} - udział procentowy PM10 w pyłe całkowitym

η_{odp} – sprawność układu odpylania stosowanego w Ciepłowni "Przyjaźń" Veolia Południe Sp. z o.o. (92%)

Dla obliczenia emisji pyłu całkowitego z węgla kamiennego spalane w ciepłowni wykorzystano wskaźniki określone w dokumencie opublikowanym przez Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami KOBIZE tj. „Wskaźniki emisji zanieczyszczeń za spalania paliw w kotłach o nominalnej mocy cieplnej do 5 MW”.

Emisja PM10 ze zużycia energii elektrycznej systemowej w stanie bazowym wyliczona została z następującej zależności:

$$E_{2,el_PM10} = E_{ez,2} \cdot W_{el_pył} \cdot Z_{PM10} / 1000 [t/rok]$$

gdzie:

$E_{ez,2}$ – wartość rocznego zakupu energii elektrycznej z Krajowego Systemu Elektroenergetycznego w stanie bazowym [MWh/rok],

$W_{el_pył}$ – wskaźnik jednostkowej emisji pyłu całkowitego dla energii elektrycznej z Krajowego Systemu Elektroenergetycznego [kg/MWh],

Z_{PM10} – udział procentowy PM10 w pyłe całkowitym

Dla obliczenia emisji pyłu całkowitego z energii elektrycznej dostarczanej do odbiorców końcowych wykorzystano wskaźniki określone w dokumencie opublikowanym przez Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami KOBIZE tj. „WSKAŹNIKI EMISYJNOŚCI CO₂, SO₂, NO_x, CO i TSP DLA ENERGII ELEKTRYCZNEJ na podstawie informacji zawartych w Krajowej bazie o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancji za 2016 rok (grudzień 2017 r.)”.

W tabeli przedstawiono obliczenia emisji pyłu zawieszonego PM10 w stanie bazowym czyli w warunkach przed realizacją inwestycji polegającej na budowie nowego źródła kogeneracyjnego zasilanego gazem ziemnym wysokometanowym.

Nośnik energii	Emisja PM10 przed realizacją projektu (E_{2_PM10})	1,17999	ton/rok
Ciepło sieciowe	Emisja PM10 przed realizacją projektu z ciepła sieciowego ($E_{2,cs_PM10}=E_{2,cs_pył}/1000 \cdot Z_{PM10}$)	1,070270	ton/rok
	Ilość zużytego ciepła sieciowego ($Q_{2,cs}$)	16 603	GJ/rok
	Wartość opałowa paliwa - węgiel kamienny, ciepłownia (U_{cs})	21,91	GJ/Mg
	Roczne zużycie paliwa - węgiel kamienny, ciepłownia ($P_{2,cs}$)	757,79	Mg/rok
	Wskaźnik emisji pyłu całkowitego dla węgla kamiennego spalane na ruszcie mechanicznym (przy 12% zawartość popiołu w paliwie), $W_{cs_pył}$	24,00	kg/Mg
	Sprawność układu odpylania w Ciepłowni "Przyjaźń" Veolia Południe Sp. z o.o., η_{odp}	92,00	%
	Emisja pyłu całkowitego po korekcie ze względu na redukcję w układzie odpylania, $E_{2,cs_pył}=P_{2,cs} \cdot W_{cs_pył} \cdot (100-\eta_{\text{odp}}/100)$	1 454,96	kg/rok
	Udział PM10 w pyłe całkowitym, Z_{PM10}	73,560	%
Energia elektryczna systemowa	Emisja PM10 przed realizacją projektu z energii elektrycznej ($E_{2,el_PM10}=E_{ez,2}/1000 \cdot W_{e_pył}/1000 \cdot Z_{PM10}$)	0,109720	ton/rok
	Zakup energii elektrycznej systemowej, $E_{ez,2}$	2 814 201	kWh/rok
	Wskaźnik emisji pyłu całkowitego dla odbiorców końcowych energii elektrycznej, $W_{e_pył}$	0,053	kg/MWh
	Udział PM10 w pyłe całkowitym, Z_{PM10}	73,560	%

W kolejnej tabeli przedstawiono zbiorcze obliczenia redukcji emisji PM10 w wyniku realizacji inwestycji polegającej na budowie nowego źródła kogeneracyjnego zasilanego gazem ziemnym wysokometanowym.

ZESTAWIENIE WYNIKÓW REDUKCJI EMISJI PM10		jedn
Redukcja emisji PM10 bezwzględna ($\Delta E_{PM10} = E_{2_PM10} - E_{1_PM10}$)	0,74471	ton/rok
Redukcja emisji PM10 względna ($\Delta E_{PM10} : E_{2_PM10} * 100$)	63,1%	%
Emisja PM10 po realizacji projektu ($E_{1_PM10} = E_{1.g_PM10} + E_{1.cs_PM10} + E_{1.el_PM10}$)	0,435280	ton/rok
Emisja PM10 po realizacji projektu ze źródła kogeneracyjnego ($E_{1.g_PM10} = P_{1.g} * W_{g_pyl} / 1000 * Z_{PM10}$)	0,000200	ton/rok
Emisja PM10 po realizacji projektu z ciepła sieciowego ($E_{1.cs_PM10} = E_{1.cs_pyl} / 1000 * Z_{PM10}$)	0,397990	ton/rok
Emisja PM10 po realizacji projektu z energii elektrycznej ($E_{1.el_PM10} = E_{ez.1} / 1000 * W_{e_pyl} / 1000 * Z_{PM10}$)	0,037090	ton/rok
Emisja PM10 przed realizacją projektu (E_{2_PM10})	1,17999	ton/rok
Emisja PM10 przed realizacją projektu z ciepła sieciowego ($E_{2.1_PM10} = E_{1.2_PM10} / 1000 * Z_{PM10}$)	1,070270	ton/rok
Emisja PM10 przed realizacją projektu z energii elektrycznej ($E_{2.el_PM10} = E_{ez.2} / 1000 * W_{e_pyl} / 1000 * Z_{PM10}$)	0,109720	ton/rok

8. Podsumowanie i wskaźniki projektu

Głównym celem niniejszego opracowania jest analiza techniczno-ekonomiczna, która ma stanowić ocenę racjonalności wykorzystania gazu ziemnego, jako paliwa przy zastosowaniu technologii kogeneracji, czyli skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepła w wytypowanym na etapie doboru rozwiązaniu technicznym, z zachowaniem równowagi między potencjalnymi efektami ekologiczno - energetycznymi, a opłacalnością ekonomiczną.

Analiza ekonomiczna oparta została o kilka statycznych jak i dynamicznych wskaźników ekonomicznych, w warunkach finansowania wyłącznie ze środków własnych inwestora.

Przedsięwzięcia związane z efektywnością energetyczną są obecnie kluczowymi sposobami na podniesienie komfortu działania przedsiębiorstw w trzech podstawowych aspektach:

- ekonomicznym,
- energetycznym,
- ekologicznym.

Dla właściciela Parku Wodnego w Tarnowskich Górach innym, nader istotnym aspektem realizacji inwestycji jest podniesienie bezpieczeństwa energetycznego, w sytuacji występowania zaniku zasilania ze strony systemu elektroenergetycznego.

Oceniono techniczne możliwości zastosowania wytypowanych rozwiązań technologicznych w analizowanym obiekcie. Na podstawie wizji lokalnej, analizy danych historycznych, oceny potrzeb energetycznych obiektu oraz pomiarów przeprowadzono bilans produkcji własnej na tle prognozowanego zapotrzebowania.

Analiza techniczno-ekonomiczna objęła swoim zakresem przegląd gospodarki energetycznej Parku Wodnego pod kątem oceny w zakresie zasadności budowy nowego systemu skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła przy wykorzystaniu dwóch agregatów kogeneracyjnych o mocach elektrycznych po ok. 132 kW_e każdy ($\pm 2\%$) i mocach cieplnych przyjętych do obliczeń (wynikowych) po ok. 193 kW_t ($\pm 5\%$). Ponadto w celu podniesienia elastyczności całego układu przewidziano zastosowanie dwóch kotłów o mocach po 70 kW oraz dwóch (lub jednego) zasobnika buforowego (akumulator ciepła).

Dobór technologii oraz mocy jednostek wytwórczych oparty został o analizę potrzeb cieplnych i elektrycznych obiektu. Produkowana energia elektryczna oraz ciepła będzie wykorzystana na potrzeby własne Parku Wodnego.

W zakres projektu wchodzi:

1. Opracowanie dokumentacji projektowej wielobranżowej, m.in. w branży architektoniczno-budowlanej, elektrycznej, AKPiA wraz z pozwoleniem na budowę.
2. Doprowadzenie przyłącza gazowego do dobudowanego budynku technicznego wraz z układami pomiarowymi gazu ziemnego.
3. Rozbudowa budynku technicznego dla potrzeb układu wysokosprawnej kogeneracji dostosowanego do potrzeb dwóch agregatów kogeneracyjnych o mocy elektrycznej 2x132 kW, wraz z infrastrukturą dla źródła kogeneracyjnego i kotłów (wentylacja, etc.) oraz przygotowanie terenu i budowa elementów koniecznej infrastruktury przy budynku (fundamenty)
4. Dostawa i montaż dwóch kotłów gazowych wodnych o mocach ok. 70 kW każdy. Zadanie obejmuje następujące dostawy: kotły wodne kondensacyjne z osprzętem zabezpieczającym, sterowaniem i wyposażeniem
5. Dostawa oraz montaż 2 agregatów kogeneracyjnych o mocy elektrycznej każdego agregatu ok. 132 kW_{el} ($\pm 2\%$) wraz z niezbędnym wyposażeniem do pracy równoległej z siecią. Każda jednostka

składa się z podzespołów: silnika gazowego spalinowego, prądnicy synchronicznej, zestawu wymienników ciepła zabudowanego w obudowie dźwiękochłonnej, rozdzielnic elektrycznych.

6. Budowa węzła ciepła wraz zasobnikami ciepła o pojemności ok. 4m³, przystosowanych do współpracy z źródłami kogeneracyjnymi
7. Instalacje elektryczne, w tym potrzeb własnych kogeneracji i budynku oraz wyprowadzenia mocy, wyprowadzenie mocy wspólnie dla dwóch agregatów wraz z układem podtrzymania napięcia.
8. Systemy kontrolno-pomiarowe i automatyka obejmująca pracę źródła kogeneracyjnego i kotłowni, system wizualizacji i sterowania centralnego z dyspozytorni, układy pomiarowe dla kogeneracji wysokosprawnej - dostawa, zabudowa i uruchomienie wraz z telemetrią
9. Rozruch instalacji, szkolenia, nadzory

Z przeprowadzonej analizy wynika, że w wybranym wariantcie technicznym czas zwrotu inwestycji przy zaangażowaniu wyłącznie środków własnych Inwestora, nie jest zadowalający i wynosi ok. 14 lat. W celu osiągnięcia dodatnich wskaźników ekonomicznych inwestycji koniecznym jest pozyskanie dodatkowego wsparcia inwestycyjnego.

Produkcja energii elektrycznej przy jak największej skuteczności i jak największej ilości wpływa na poprawę inwestycji.

Rezultatem projektu będzie oszczędność energii pierwotnej w jednostce wysokosprawnej kogeneracji określonej wskaźnikiem PES (ang. Primary Energy Saving), wyrażona w procentach, która wynosić będzie 27,3 %.

Wskaźnik EP_{H+W} dla budynku podłączonego do wspartej instalacji kogeneracyjnej jest wyższy niż normy z 2014 roku. Budynek Parku Wodnego oddany został do użytkowania w 2001 r. więc spełnia normy obowiązujące na czas projektowania, czyli sprzed 2014 r.

Obliczona wartość: **$EP_{H+W} = 329 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ rok})$.**

Stopień redukcji emisji PM10 wynosi dla projektu: **0,74471 ton/rok.**

8.1.1. Mierzalne wskaźniki projektu

Poniżej przedstawiono wskaźniki produktu.

Wskaźniki produktu

Dodatkowa zdolność wytwarzania energii elektrycznej w warunkach wysokosprawnej kogeneracji MWe

0,26400 MWe

Dodatkowa zdolność wytwarzania energii cieplnej w warunkach wysokosprawnej kogeneracji MWt

0,38600 MWt

Liczba wybudowanych jednostek wytwarzania energii elektrycznej i cieplnej w ramach kogeneracji

2 szt.

Liczba przebudowanych jednostek wytwarzania energii elektrycznej i cieplnej w ramach kogeneracji

0 szt.

Liczba przedsiębiorstw otrzymujących dotacje

1 przedsiębiorstwo

Szacowany roczny spadek emisji gazów cieplarnianych

1 348,97829

ton równoważnika CO₂/rok