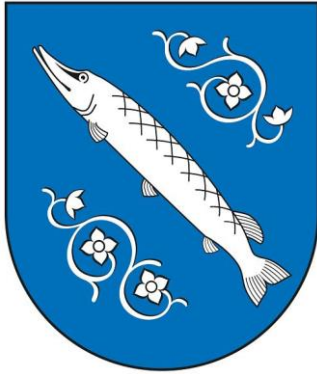




**energoekspert sp. z o.o.**

**energia i ekologia**

40-145 Katowice, ul. Karłowicza 11a  
tel (032) 351-36-70, fax (032) 351-36-75  
e-mail: [biuro@energoekspert.com.pl](mailto:biuro@energoekspert.com.pl)  
[www.energoekspert.com.pl](http://www.energoekspert.com.pl)



# **ZAŁOŻENIA DO PLANU ZAOPATRZENIA W CIEPŁO, ENERGIĘ ELEKTRYCZNA I PALIWA GAZOWE DLA MIASTA RYBNIKA**

***AKTUALIZACJA 2016***

***Katowice, październik 2016 r.***





**Zespół projektantów**

**dr inż. Adam Jankowski – dyrektor ds. produkcji**

**mgr inż. Józef Bogalecki – kierownik projektu**

**mgr inż. Zbigniew Przedpełski**

**mgr Marcin Całka**

**mgr inż. Agata Lombarska-Blochel**

**mgr inż. Damian Gierad**

**Sprawdzający – mgr inż. Anna Szembak**



## Spis treści

1	Wprowadzenie, podstawa opracowania .....	15
1.1	Podstawa opracowania.....	15
1.2	Ocena aktualności założeń .....	16
1.3	Zakres przedmiotowy założeń.....	16
2	Polityka energetyczna, planowanie energetyczne.....	19
2.1	Polityka energetyczna Unii Europejskiej i kraju.....	19
2.1.1	Planowanie energetyczne w Unii Europejskiej .....	19
2.1.2	Krajowe uwarunkowania formalno-prawne .....	22
2.1.3	Krajowe dokumenty strategiczne i planistyczne .....	26
2.2	Planowanie energetyczne na szczeblu gminnym – rola założeń w systemie planowania energetycznego .....	30
3	Charakterystyka gminy .....	33
3.1	Położenie geograficzne. Główne formy zagospodarowania.....	33
3.2	Warunki klimatyczne .....	34
3.3	Uwarunkowania demograficzne i mieszkaniowe.....	35
3.3.1	Struktura demograficzna .....	35
3.3.2	Budownictwo mieszkaniowe.....	36
3.4	Sytuacja gospodarcza miasta .....	37
3.5	Podział miasta na jednostki bilansowe.....	38
3.6	Utrudnienia terenowe w rozwoju systemów energetycznych lub transporcie paliwa. ....	40
3.6.1	Rodzaje utrudnień .....	40
3.6.2	Analiza utrudnień występujących w Rybniku .....	41
4	System zaopatrzenia w ciepło .....	45
4.1	Bilans cieplny miasta .....	45
4.1.1	Założenia do bilansu.....	45
4.1.2	Bilans cieplny Rybnika.....	46
4.2	Struktura pokrycia zapotrzebowania na ciepło w mieście .....	48
4.3	Źródła ciepła dla miasta .....	49
4.3.1	Polska Grupa Górnicza sp. z o.o. Oddział Zakład Elektrociepłownie – Elektrociepłownia „Chwałowice” .....	49
4.3.2	Elektrownia EDF Polska S.A. Oddział w Rybniku.....	56
4.3.3	Polska Grupa Górnicza sp. z o.o. Oddział Zakład Elektrociepłownie – Elektrociepłownia „Jankowice”.....	62
4.3.4	Polska Grupa Górnicza sp. z o.o. Oddział Zakład Elektrociepłownie – Ciepłownia „Rymer” .....	68
4.3.5	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. Jastrzębie-Zdrój – Kotłownie lokalne .....	72
4.3.6	Kotłownie lokalne.....	74
4.3.7	Ogrzewania indywidualne.....	79
4.4	Systemy dystrybucji ciepła na terenie miasta.....	80
4.4.1	PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój – Zakład Ciepły w Rybniku.....	80
4.4.2	Polska Grupa Górnicza sp. z o.o. – Oddział Zakład Elektrociepłownie .....	92



4.4.3	Spółdzielnia Mieszkaniowa przy Elektrowni „Rybnik”	95
4.4.4	BUDWEX sp. z o.o.	98
4.5	Charakterystyka paliw do produkcji energii cieplnej na terenie miasta	100
4.6	Ocena stanu systemu zaopatrzenia miasta w ciepło	102
5	System zaopatrzenia w energię elektryczną	105
5.1	Wprowadzenie	105
5.2	Prezentacja przedsiębiorstw energetycznych	109
5.3	System zasilania miasta w energię elektryczną	112
5.3.1	Stacja elektroenergetyczna NN/WN	112
5.3.2	Linie elektroenergetyczne NN	112
5.3.3	Linie elektroenergetyczne wysokiego napięcia (WN)	113
5.3.4	Stacje GPZ (WN/SN)	114
5.4	System dystrybucji energii elektrycznej	115
5.4.1	Linie elektroenergetyczne średniego i niskiego napięcia (SN i nN)	116
5.4.2	Stacje transformatorowe SN/nN	116
5.5	Źródła wytwórcze energii elektrycznej na obszarze miasta	117
5.6	Odbiorcy energii elektrycznej	119
5.7	Ocena stanu aktualnego zaopatrzenia w energię elektryczną	122
5.8	Plany rozwoju przedsiębiorstw energetycznych	124
6	System zaopatrzenia w gaz ziemny	127
6.1	Wprowadzenie	127
6.2	Charakterystyka przedsiębiorstw gazowniczych	127
6.3	System przesyłowy gazu ziemnego	130
6.4	Sieć rozdzielcza gazu ziemnego	130
6.5	Charakterystyka odbiorców i zużycie gazu ziemnego	133
6.5.1	Odbiorcy PSG sp. z o.o.	133
6.5.2	Odbiorcy ZDNE sp. z o.o.	136
6.6	Ocena stanu aktualnego zaopatrzenia w gaz sieciowy	136
6.7	Plany rozwoju przedsiębiorstw energetycznych	137
7	Analiza porównawcza cen energii i jej nośników (Taryfy)	139
7.1	Taryfy dla ciepła	139
7.2	Taryfa dla energii elektrycznej	148
7.3	Taryfa dla paliw gazowych	152
8	Przewidywane zmiany zapotrzebowania na nośniki energii	157
8.1	Wprowadzenie. Metodyka prognozowania zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe	157
8.2	Uwarunkowania do określenia wielkości zmian zapotrzebowania na nośniki energii	159
8.2.1	Prognoza demograficzna	159
8.2.2	Rozwój zabudowy mieszkaniowej	161
8.2.3	Rozwój zabudowy usługowej	165
8.2.4	Zmiany w sektorze przemysłowym	167
8.2.5	Tereny sportowo-rekreacyjne	169
8.3	Wskaźniki energetyczne nowej zabudowy. Zakres przewidywanych zmian zapotrzebowania na energię	170



8.4	Prognoza zmian zapotrzebowania na ciepło.....	174
8.4.1	Bilans przyszłościowy zapotrzebowania na ciepło.....	175
8.4.2	Zmiany w strukturze pokrycia zapotrzebowania na ciepło.....	179
8.4.3	Zmiany w strukturze zasilania systemu ciepłowniczego.....	180
8.4.4	Możliwości pokrycia przyszłego zapotrzebowania na ciepło.....	180
8.5	Prognoza zmian zapotrzebowania na energię elektryczną.....	183
9	Scenariusze zaopatrzenia miasta w nośniki energii.....	186
9.1	Wprowadzenie.....	186
9.2	Sformułowanie scenariuszy zaopatrzenia energetycznego obszaru miasta Rybnika.....	187
9.2.1	Scenariusze zaopatrzenia – jednostka R1.....	189
9.2.2	Scenariusze zaopatrzenia – jednostka R2.....	191
9.2.3	Scenariusze zaopatrzenia – jednostka R3.....	193
9.2.4	Scenariusze zaopatrzenia – jednostka R4.....	194
9.2.5	Scenariusze zaopatrzenia – jednostka R5.....	196
9.2.6	Scenariusze zaopatrzenia – jednostka R6.....	199
9.2.7	Scenariusze zaopatrzenia – jednostka R7.....	201
9.2.8	Scenariusze zaopatrzenia – jednostka R8.....	203
9.2.9	Scenariusze zaopatrzenia – jednostka R9.....	204
9.2.10	Scenariusze zaopatrzenia – jednostka R10.....	206
9.2.11	Scenariusze zaopatrzenia – jednostka R11.....	208
9.3	Podsumowanie.....	210
10	Ocena bezpieczeństwa zasilania miasta w energię ze szczególnym uwzględnieniem zaopatrzenia w ciepło systemowe.....	212
11	Ocena możliwości wykorzystania istniejących nadwyżek i lokalnych zasobów energii.....	222
11.1	Możliwości wykorzystania lokalnych zasobów paliw.....	222
11.2	Możliwości wykorzystania nadwyżek energii cieplnej ze źródeł przemysłowych.....	233
11.3	Możliwości wykorzystania zasobów energii odpadowej.....	234
11.4	Ocena możliwości wykorzystania innych lokalnych źródeł energii.....	238
11.5	Ocena możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii w gminie.....	244
11.6	Analiza potencjału energetycznego energii odnawialnej na obszarze gminy.....	245
11.6.1	Podsumowanie.....	264
11.7	Skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej – kogeneracja.....	267
12	Przedsięwzięcia racjonalizujące użytkowanie energii – środki poprawy efektywności energetycznej.....	273
12.1	Uwarunkowania prawne i narzędzia racjonalizacji.....	273
12.2	Racjonalizacja w systemie ciepłowniczym.....	282
12.2.1	Systemowe źródła ciepła.....	282
12.2.2	System dystrybucji ciepła.....	282
12.3	Racjonalizacja użytkowania ciepła u odbiorców.....	283
12.3.1	Zabudowa mieszkaniowa wielorodzinna.....	284
12.3.2	Zabudowa mieszkaniowa jednorodzinna.....	291
12.3.3	Budynki użyteczności publicznej.....	294
12.4	Racjonalizacja użytkowania paliw gazowych.....	295
12.5	Racjonalizacja użytkowania energii elektrycznej.....	298



12.5.1 Ograniczenie strat energii elektrycznej w systemie dystrybucyjnym .....	298
12.5.2 Poprawa efektywności wykorzystania energii elektrycznej .....	298
12.5.3 Analiza i ocena możliwości wykorzystania energii elektrycznej na potrzeby ogrzewania.....	299
12.5.4 Racjonalizacja zużycia energii elektrycznej na potrzeby oświetlenia ulicznego.....	301
12.6 Racjonalizacja kosztów energii w gminie.....	305
13 Ograniczenie niskiej emisji.....	308
13.1 Spalanie śmieci w piecach domowych .....	308
13.2 Typy i sortyment węgla kamiennego .....	309
13.3 Kotły na paliwo stałe.....	311
13.4 Ograniczenie zużycia ciepła w wyniku kompleksowej termomodernizacji.....	315
13.5 Wyniki ankietyzacji .....	319
13.6 Podsumowanie .....	343
14 Zakres współpracy z innymi gminami .....	319
14.1 Zakres współpracy – stan istniejący .....	345
14.2 Możliwe przyszłe kierunki współpracy .....	346
15 Wnioski i zalecenia końcowe .....	348

## Spis załączników

- A. Tabele bilansowe
- B. Mapa systemu ciepłowniczego
- C. Zestawienie stacji SN/nN i SN/SN
- D. Mapa systemu elektroenergetycznego
- E. Mapa systemu gazowniczego
- F. Zestawienia terenów rozwoju miasta
- G. Mapa z terenami rozwoju miasta
- H. Korespondencja z przedsiębiorstwami energetycznymi dotycząca zasilania obszarów miasta
- I. Korespondencja z gminami bezpośrednio sąsiadującymi
- J. Wzór ankiety dla budownictwa indywidualnego

## Spis tabel

Tabela 2-1. Dopuszczalne wielkości emisji (mg/Nm <sup>3</sup> ) dla obiektów istniejących, o nominalnej mocy cieplnej większej niż 5 MW, innych niż silniki i turbiny gazowe .....	20
Tabela 2-2. Dopuszczalne wielkości emisji (mg/Nm <sup>3</sup> ) dla obiektów istniejących, o nominalnej mocy cieplnej nie większej niż 5 MW, innych niż silniki i turbiny gazowe.....	21
Tabela 2-3. Dopuszczalne wielkości emisji (mg/Nm <sup>3</sup> ) dla średnich obiektów nowych, innych niż silniki i turbiny gazowe .....	21
Tabela 3-1. Struktura użytkowania gruntów w mieście Rybnik [ha].....	34
Tabela 3-2. Średnie wieloletnie temperatury miesiąca i liczby dni ogrzewania .....	34
Tabela 3-3. Ludność w mieście.....	35
Tabela 3-4. Struktura wiekowa mieszkańców .....	35
Tabela 3-5. Charakterystyka zasobów mieszkaniowych Rybnika .....	36
Tabela 3-6. Charakterystyka mieszkań oddanych do użytku .....	36





Tabela 3-7. Jednostki gospodarcze zarejestrowane wg rodzajów działalności w latach 2011-2015 – miasto Rybnik.....	37
Tabela 3-8. Podział obszaru Rybnika na jednostki bilansowe .....	39
Tabela 4-1. Moc zamówiona i produkcja ciepła w EC „Chwałowice” .....	51
Tabela 4-2. Produkcja energii elektrycznej w EC „Chwałowice” .....	52
Tabela 4-3. Charakterystyka kotłów w EC „Chwałowice” .....	53
Tabela 4-4. Wielkość emisji towarzysząca produkcji energii w źródle [ Mg ] .....	54
Tabela 4-5. Produkcja ciepła w EDF Polska S.A. Oddział Rybnik [GJ] .....	58
Tabela 4-6. Moc zamówiona i sprzedaż ciepła w EDF Polska S.A. Oddz. w Rybniku S.A.	58
Tabela 4-7. Wielkość emisji towarzysząca produkcji energii w źródle EDF Polska S.A. Oddział w Rybniku [ Mg ] .....	60
Tabela 4-8. Moc zamówiona i produkcja ciepła w EC „Jankowice” .....	63
Tabela 4-9. Produkcja energii elektrycznej w EC „Jankowice” .....	64
Tabela 4-10. Charakterystyka kotłów w EC „Jankowice” .....	65
Tabela 4-11. Wielkość emisji towarzysząca produkcji energii w źródle [ Mg ] .....	66
Tabela 4-12. Moc zamówiona i produkcja ciepła w C. „Rymer” .....	68
Tabela 4-13. Charakterystyka kotłów w C. „Rymer” .....	70
Tabela 4-14. Wielkość emisji towarzysząca produkcji energii w źródle [ Mg ] .....	71
Tabela 4-15. Moc zamówiona i produkcja ciepła w K. Mościckiego .....	72
Tabela 4-16. Wielkość emisji towarzysząca produkcji energii w źródle [ kg ] .....	72
Tabela 4-17. Moc zamówiona i produkcja ciepła w K. Karłowicza .....	73
Tabela 4-18. Wielkość emisji towarzysząca produkcji energii w źródle [ kg ] .....	73
Tabela 4-19. Moc zamówiona i produkcja ciepła w K. Obywatelska.....	73
Tabela 4-20. Wielkość emisji towarzysząca produkcji energii w źródle [ kg ] .....	74
Tabela 4-21. Wykaz źródeł ciepła o mocy zainstalowanej od 100 kW .....	75
Tabela 4-22. Zmiany zamówionej mocy przez PEC w źródłach zewnętrznych [MW] .....	81
Tabela 4-23. Zmiany ciepła zakupionego przez PEC w źródłach zewnętrznych [GJ].....	81
Tabela 4-24. Długości i technologia wykonania ciepłociągów PEC Jastrzębie-Zdrój na terenie Rybnika [km].....	82
Tabela 4-25. Wiek ciepłociągów PEC Jastrzębie-Zdrój na terenie Rybnika [km].....	82
Tabela 4-26. Długość czynnych ciepłociągów PEC S.A. (licząc osobno zasilanie i powrót) – sieci z EC Chwałowice.....	83
Tabela 4-27. Długość czynnych ciepłociągów PEC S.A. (licząc osobno zasilanie i powrót) – sieci z Elektrowni Rybnik .....	84
Tabela 4-28. Długość czynnych ciepłociągów PEC S.A. (licząc osobno zasilanie i powrót) – sieci z EC Jankowice .....	85
Tabela 4-29. Długość czynnych ciepłociągów PEC S.A. (licząc osobno zasilanie i powrót) – sieci z Ciepłowni Rymer.....	86
Tabela 4-30. Długość czynnych ciepłociągów PEC S.A. (licząc osobno zasilanie i powrót) – sieci z Kotłowni PEC przy ul. Mościckiego.....	87
Tabela 4-31. Struktura odbioru ciepła z PEC Jastrzębie-Zdrój ZC Rybnik .....	88
Tabela 4-32. Długość czynnych ciepłociągów PGG sp. z o.o. Oddział Zakład Elektrociepłowni (licząc osobno zasilanie i powrót) – sieć nr 1 (z EC Chwałowice).....	92
Tabela 4-33. Długość czynnych ciepłociągów PGG sp. z o.o. Oddział Zakład Elektrociepłowni (licząc osobno zasilanie i powrót) – sieć nr 6 (z EC Jankowice).....	93



Tabela 4-34. Długość czynnych ciepłociągów PGG sp. z o.o. Oddział Zakład Elektrociepłowni (licząc osobno zasilanie i powrót) – sieć nr 8 (z C. Rymer).....	93
Tabela 4-35. Moce zamówione, zakup i sprzedaż energii cieplnej – BUDWEX sp. z o.o.	97
Tabela 4-36. Moce zamówione, zakup i sprzedaż energii cieplnej – BUDWEX sp. z o.o.	98
Tabela 5-1. TAURON Dystrybucja SA - długości linii WN, SN i nN na obszarze Miasta Rybnik.....	116
Tabela 5-2. Produkcja energii elektrycznej w Elektrowni Rybnik w latach 2011-2015.....	118
Tabela 5-3. Produkcja energii elektrycznej w EC Chwałowice w latach 2011-2015.....	119
Tabela 5-4. Produkcja energii elektrycznej w EC Jankowice w latach 2011-2015.....	119
Tabela 5-5. Struktura odbiorców energii elektrycznej.....	119
Tabela 5-6. Zużycie energii elektrycznej na cele oświetlenia dróg i miejsc publicznych ..	120
Tabela 5-7. Koszty oświetlenia ulicznego z podziałem na koszty zakupu energii elektrycznej i koszty eksploatacji .....	121
Tabela 5-8. Wskaźniki jakościowe TAURON Dystrybucja S.A.....	123
Tabela 5-9. Wskaźniki jakościowe PKP Energetyka S.A. ....	123
Tabela 5-10. Wskaźniki jakościowe ZDNE sp. z o.o. ....	123
Tabela 6-1. Długość gazociągów bez przyłączy .....	131
Tabela 6-2. Długość przyłączy gazowych .....	131
Tabela 6-3. Liczba przyłączy gazowych.....	131
Tabela 6-4. Charakterystyka stacji gazowych .....	132
Tabela 6-5. Grupy taryfowe dla odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze działania PSG sp. z o.o. Oddziału w Zabrze.....	133
Tabela 6-6. Liczba odbiorców oraz sprzedaż gazu w latach 2011-2015.....	134
Tabela 6-7. Grupy taryfowe w taryfie ZDNE Sp. z o.o.....	136
Tabela 6-8. Zużycie gazu w sieci ZDNE Sp. z o.o. w latach 2012-2015.....	136
Tabela 7-1. Wyciąg z taryf dla ciepła PEC S.A. Jastrzębie Zdrój, Kompanii Węglowej S.A. (od 1.05.2016 r. Polska Grupa Górnicza sp. z o.o.), EDF Polska S.A. Oddział Rybnik, BUDWEX Sp. z o.o. oraz Spółdzielni Mieszkaniowej przy Elektrowni Rybnik S.A. (w cenach brutto) dla miasta Rybnik .....	141
Tabela 7-2. Uśredniony koszt ciepła do węzła odbiorcy uszeregowany wg kosztu brutto ciepła u odbiorcy .....	146
Tabela 7-3. Porównanie kosztów brutto energii cieplnej z różnych paliw (z uwzględnieniem sprawności urządzeń przetwarzających).....	147
Tabela 7-4. Ceny i stawki opłat brutto dla odbiorców gazu wg taryfy Zakładu Dostaw Nośników Energetycznych Sp. z o.o.....	156
Tabela 8-1. Prognoza liczby ludności w Rybniku – stan na lata 2022 i 2031 .....	161
Tabela 8-2. Tereny przeznaczone pod zabudowę mieszkaniową.....	162
Tabela 8-3. Tereny przeznaczone pod zabudowę usługowo-handlową.....	166
Tabela 8-4. Tereny przeznaczone pod rozwój przemysłowy.....	168
Tabela 8-5. Tereny przeznaczone pod rozwój usług sportu i rekreacji.....	169
Tabela 8-6. Przykładowe zmiany współczynnika przenikania ciepła.....	171
Tabela 8-7. Potrzeby energetyczne dla obszarów rozwoju – dla pełnej chłonności terenów .....	173
Tabela 8-8. Zestawienie zbiorcze potrzeb energetycznych dla perspektywy średnio- i długoterminowej (do roku 2031) dla wariantu zrównoważonego .....	173



Tabela 8-9. Przyszłościowy bilans cieplny miasta [MW] – wariant zrównoważony standardowy .....	176
Tabela 8-10. Przyszłościowy bilans cieplny miasta [MW] – wariant zrównoważony zeroenergetyczny .....	177
Tabela 8-11. Przyszłościowy bilans cieplny miasta [MW] – wariant optymistyczny .....	178
Tabela 8-12. Przyszłościowy bilans cieplny miasta [MW] – wariant stagnacyjny .....	178
Tabela 8-13. Szczytowe zapotrzebowanie mocy elektrycznej w nowej zabudowie .....	184
Tabela 9-1. Scenariusze – R1 .....	190
Tabela 9-2. Scenariusze – R2 .....	192
Tabela 9-3. Scenariusze – R3 .....	194
Tabela 9-4. Scenariusze – R4 .....	195
Tabela 9-5. Scenariusze – R5 .....	197
Tabela 9-6. Scenariusze – R6 .....	200
Tabela 9-7. Scenariusze – R7 .....	201
Tabela 9-8. Scenariusze – R8 .....	204
Tabela 9-9. Scenariusze – R9 .....	205
Tabela 9-10. Scenariusze – R10 .....	206
Tabela 9-11. Scenariusze – R11 .....	209
Tabela 11-1. Parametry węgla kamiennego typ 31+32 w złożu Chwałowice .....	225
Tabela 11-2. Parametry węgla kamiennego typ 33 w złożu Chwałowice .....	225
Tabela 11-3. Parametry węgla kamiennego typ 34 w złożu Chwałowice .....	225
Tabela 11-4. Parametry węgla kamiennego typ 31+32 w złożu Rydułtowy .....	225
Tabela 11-5. Parametry węgla kamiennego typ 33 w złożu Rydułtowy .....	226
Tabela 11-6. Parametry węgla kamiennego typ 34 w złożu Rydułtowy .....	226
Tabela 11-7. Parametry węgla kamiennego typ 31+32 w złożu Jankowice .....	226
Tabela 11-8. Parametry węgla kamiennego typ 33 w złożu Jankowice .....	226
Tabela 11-9. Parametry węgla kamiennego typ 34 w złożu Jankowice .....	227
Tabela 11-10. Parametry jakościowe metanu pokładów węgla w złożu Jankowice .....	227
Tabela 11-11. Parametry jakościowe węgla kamiennych w złożu Dębiesko 1 .....	227
Tabela 11-12. Parametry węgla kamiennych energetycznych typ 31+32 w złożu Chwałowice 1 .....	228
Tabela 11-13. Parametry węgla kamiennego typ 33 w złożu Chwałowice 1 .....	228
Tabela 11-14. Parametry węgla kamiennego typ 34 w złożu Chwałowice 1 .....	228
Tabela 11-15. Parametry węgla kamiennych energetycznych typ 31+32 w złożu Marcel 1 .....	229
Tabela 11-16. Parametry węgla kamiennego typ 33 w złożu Marcel 1 .....	229
Tabela 11-17. Parametry węgla kamiennego typ 34 w złożu Marcel 1 .....	229
Tabela 11-18. Parametry węgla kamiennych energetycznych typ 31 i 32 w złożu Paruszowice .....	229
Tabela 11-19. Parametry węgla kamiennego typ 34 w złożu Paruszowice .....	229
Tabela 11-20. Parametry jakościowe węgla kamiennych w złożu Jejkowice .....	230
Tabela 11-21. Parametry jakościowe typów i podtypów kopaliny głównej w złożu Pilchowice .....	230
Tabela 11-22. Średnie parametry węgla kamiennych w złożu Sumina .....	231



Tabela 11-23. Parametry jakościowe metanu pokładów węgla w złożu Jankowice-Wschód .....	231
Tabela 11-24. Parametry jakościowe metanu pokładów węgla w złożu Żory 1 .....	231
Tabela 11-25. Złóża węgla kamiennych na obszarze Miasta Rybnika, z których zaprzestano wydobycia .....	232
Tabela 11-26. Wskaźnik produkcji biogazu [ $\text{Nm}^3/\text{DJP}/\text{dobę}$ ] .....	251
Tabela 11-27. Wymagana efektywność pomp ciepła w trybie grzania (COP) .....	258
Tabela 11-28. Wymagana efektywność w pomp ciepła w trybie chłodzenia (EER) .....	259
Tabela 12-1. Zabiegi termomodernizacyjne budowlane .....	286
Tabela 12-2. Zabiegi termomodernizacyjne w zakresie modernizacji systemu ogrzewania .....	287
Tabela 12-3. Zestawienie przeciętnych efektów uzysku ciepła w stosunku do stanu poprzedniego .....	288
Tabela 12-4. Koszty wykonania instalacji ogrzewania wodnego i elektrycznego (do 12 grzejników) .....	292
Tabela 12-5. Modernizacje systemów grzewczych w budynkach mieszkalnych dofinansowane z budżetu miasta i zrealizowane w latach 2013-2016 .....	294
Tabela 12-6. Koszty oświetlenia ulicznego w latach 2012-2015 .....	303
Tabela 13-1. Wybrane typy węgla kamiennego .....	309
Tabela 13-2. Sortymenty węgla kamiennego .....	309
Tabela 13-3. Kopalnie w okolicach Rybnika wraz z typami i sortymentami dostępnych węgla .....	310
Tabela 13-4. Graniczne wartości emisji dla poszczególnych klas kotłów wg normy PN-EN 303-5:2002 .....	311
Tabela 13-5. Graniczne wartości emisji dla poszczególnych klas kotłów wg normy PN-EN 303-5:2012 .....	312
Tabela 13-6. Nośniki energii użytkowane w gospodarstwach domowych .....	316
Tabela 13-7. Wskaźniki emisji ze spalania najczęściej wykorzystywanych nośników energii .....	316
Tabela 13-8. Wielkość emisji z różnych źródeł ciepła .....	316
Tabela 13-9. Wielkość emisji przed i po termomodernizacji budynku .....	317
Tabela 13-10. Zestawienie prac termomodernizacyjnych i stopień ich opłacalności .....	318
Tabela 13-11. Liczba ankiet w obszarze poszczególnych jednostek bilansowych .....	320
Tabela 13-12. Preferowane scenariusze ograniczenia niskiej emisji .....	343

## Spis rysunków

Rysunek 2-1. Proces planowania energetycznego na szczeblu lokalnym .....	32
Rysunek 3-1. Jednostki bilansowe .....	39
Rysunek 11-1. Strefy energetyczne wiatru na obszarze Polski (wg prof. H. Lorenc) .....	252
Rysunek 11-2. Rozkład geotermii w Polsce .....	255
Rysunek 11-3. Nasłonecznienie w Polsce .....	261
Rysunek 14-1. Gminy bezpośrednio sąsiadujące z Rybnikiem .....	344



## Spis wykresów

Wykres 4-1. Udział zapotrzebowania mocy cieplnej dla poszczególnych grup odbiorców	46
Wykres 4-2. Sposób pokrycia zapotrzebowania mocy cieplnej	47
Wykres 4-3. Udziały poszczególnych źródeł w rocznym pokryciu potrzeb cieplnych u odbiorcy	47
Wykres 4-4. Zmiany zamówionej mocy cieplnej w EC „Chwałowice”	51
Wykres 4-5. Zmiany produkcji ciepła w EC „Chwałowice”	51
Wykres 4-6. Udział produkcji ciepła w skojarzeniu w całkowitej produkcji ciepła	52
Wykres 4-7. Produkcja energii elektrycznej w EC „Chwałowice”	52
Wykres 4-8. Emisja zanieczyszczeń z EC „Chwałowice”	55
Wykres 4-9. Zmiany zamówionej mocy cieplnej w EDF Polska S.A. Oddział w Rybniku [MW]	59
Wykres 4-10. Zmiany zamówionej mocy cieplnej w EDF Polska S.A. Oddział w Rybniku [MW]	59
Wykres 4-11. Emisja zanieczyszczeń z EDF Polska S.A. Oddział w Rybniku	61
Wykres 4-12. Zmiany zamówionej mocy cieplnej w EC „Jankowice”	63
Wykres 4-13. Zmiany produkcji ciepła w EC „Jankowice”	64
Wykres 4-14. Udział produkcji ciepła w skojarzeniu w całkowitej produkcji ciepła	64
Wykres 4-15. Produkcja energii elektrycznej w EC „Jankowice”	65
Wykres 4-16. Emisja zanieczyszczeń z EC „Jankowice”	67
Wykres 4-17. Zmiany zamówionej mocy cieplnej w C. „Rymer”	69
Wykres 4-18. Zmiany produkcji ciepła w C. „Rymer”	69
Wykres 4-19. Emisja zanieczyszczeń z C. „Rymer”	71
Wykres 4-20. Udział poszczególnych sposobów ogrzewania w pokryciu potrzeb cieplnych budownictwa mieszkaniowego	79
Wykres 5-1. Produkcja energii elektrycznej w EI. Rybnik [GWh]	118
Wykres 6-1. Struktura zmian liczby odbiorców gazu w Rybniku w latach 2011-2015	135
Wykres 6-2. Struktura zmian poziomu zużycia gazu w Rybniku w latach 2011-2015	135
Wykres 7-1. Koszty przyłączenia do sieci	148
Wykres 7-2. Porównanie jednostkowych kosztów brutto energii elektrycznej w grupie G11	150
Wykres 7-3. Porównanie jednostkowych kosztów brutto energii elektrycznej w grupie G12	150
Wykres 7-4. Porównanie jednostkowych kosztów brutto energii elektrycznej w grupie G11 na tle innych przedsiębiorstw	152
Wykres 7-5. Jednostkowa cena zakupu gazu w grupie W-1.1 [zł/Nm <sup>3</sup> ]	154
Wykres 7-6. Jednostkowa cena zakupu gazu w grupie W-2.1 [zł/Nm <sup>3</sup> ]	154
Wykres 7-7. Jednostkowa cena zakupu gazu w grupie W-3.6 [zł/Nm <sup>3</sup> ]	155
Wykres 7-8. Jednostkowa cena zakupu gazu w taryfie W-4 [zł/Nm <sup>3</sup> ]	155
Wykres 7-9. Jednostkowa cena zakupu gazu w grupie W-6A [zł/Nm <sup>3</sup> ]	156
Wykres 8-1. Prognoza liczby ludności w Rybniku	160
Wykres 8-2. Prognoza zmian zapotrzebowania na ciepło. Wariant zrównoważony ze spełnieniem warunku obiektu blisko zeroenergetycznego po 2020 r.	177
Wykres 8-3. Prognoza zmian zapotrzebowania na ciepło dla miasta Rybnika	179



Wykres 13-1. Wymagana sprawność cieplna poszczególnych klas kotłów w funkcji mocy cieplnej kotła .....	313
Wykres 13-2. Emisja CO w mg/m <sup>3</sup> przy 10% O <sub>2</sub> dla paliw biogenicznych i kopalnych dla kotłów z załadunkiem automatycznym .....	313
Wykres 13-3. Emisja pyłu w mg/m <sup>3</sup> przy 10% O <sub>2</sub> z paliw kopalnych i biogenicznych dla kotłów z załadunkiem automatycznym .....	314
Wykres 13-4. Porównanie emisji pyłów dla kotłów pozaklasowych oraz kotłów automatycznych wg PN-EN 303-5:2012 .....	314
Wykres 13-5. Koszt ogrzewania domu jednorodzinnego przed i po termomodernizacji ..	315
Wykres 13-6. Wielkość strat ciepła z 1 m <sup>2</sup> ściany zewnętrznej w funkcji grubości ocieplenia .....	317



# 1 Wprowadzenie, podstawa opracowania

## 1.1 Podstawa opracowania

Podstawę opracowania niniejszego projektu aktualizacji „Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Rybnika” stanowią ustalenia określone w umowie nr IMI.2151.4.2016 zawartej w dniu 4 lutego 2016 r. w Rybniku pomiędzy:

- Miastem Rybnik z siedzibą w Rybniku, ul. Bolesława Chrobrego 2, 44-200 Rybnik a
- firmą Energoekspert sp. z o.o. z siedzibą w Katowicach ul. Karłowicza 11a; 40-145 Katowice.

Opracowanie wykonano zgodnie z:

- ➔ ustawą Prawo energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 r. (tekst jednolity Dz.U. z 2012 r. poz. 1059, z późniejszymi zmianami);
- ➔ przepisami wykonawczymi do ww. ustawy;
- ➔ ustawą o efektywności energetycznej z dnia 20 maja 2016 r. (Dz.U. z 2016 r. poz. 831);
- ➔ ustawą Prawo ochrony środowiska z dnia 27 kwietnia 2001 r. (tekst jednolity Dz.U. z 2016 r. poz. 672, z późniejszymi zmianami);
- ➔ ustawą o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko z dnia 3 października 2008 r. (tekst jednolity Dz.U. z 2016 r. poz. 353, z późniejszymi zmianami);
- ➔ ustawą o odnawialnych źródłach energii z dnia 20 lutego 2015 r. (Dz.U. z 2015 r. poz. 478 z późn.zm.);
- ➔ ustawą o samorządzie gminnym z dnia 8 marca 1990 r. (tekst jednolity Dz.U. z 2016 r. poz. 446);
- ➔ ustawą o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym z dnia 27 marca 2003 r. (tekst jednolity Dz.U. z 2016 r. poz. 778, z późn.zm.);
- ➔ ustawą Prawo budowlane z dnia 7 lipca 1994 r. (tekst jednolity Dz.U. z 2016 r. poz. 290, z późniejszymi zmianami);
- ➔ ustawą o wspieraniu termomodernizacji i remontów z dnia 21 listopada 2008 r. (tekst jednolity Dz.U. z 2014 r. poz. 712, z późn.zm.);
- ➔ ustawą o ochronie konkurencji i konsumentów z dnia 16 lutego 2007 r. (tekst jednolity Dz.U. z 2015 r. poz. 184, z późn.zm.);
- ➔ innymi obowiązującymi przepisami szczegółowymi

oraz z uwzględnieniem uwarunkowań wynikających z obecnego i planowanego zagospodarowania przestrzennego obszaru Miasta Rybnika.



## 1.2 Ocena aktualności założeń

W dniu 18 grudnia 2013 r. Rada Miasta Rybnika uchwaliła „Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe miasta Rybnika” /uchwała nr 630/XLI/2013/. W latach 2013-15 zasadniczym zmianom uległy treści ustaw stanowiących podstawę opracowania „Założeń...”, m.in.:

- ustawa Prawo energetyczne,
- ustawa Prawo ochrony środowiska,

oraz plany rozwoju działających na terenie miasta przedsiębiorstw energetycznych w tym przede wszystkim: Elektrownia EDF Polska S.A. Oddział w Rybniku, Polska Grupa Górnicza sp. z o.o (d. Kompania Węglowa S.A.) oraz PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój.

W powyższym okresie Rada Miasta Rybnika uchwaliła nowe studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego miasta oraz kolejne miejscowe plany zagospodarowania przestrzennego, jak również nastąpiły zmiany w układzie własnościowym i organizacyjnym w zakresie systemów zasilania w energię.

## 1.3 Zakres przedmiotowy założeń

Zadaniem niniejszego opracowania jest:

- ocena stanu aktualnego zaopatrzenia gminy w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe;
- identyfikacja przewidywanych możliwości rozwoju gminy w oparciu o dostępne dokumenty planowania przestrzennego jako baza do oceny zapotrzebowania na energię;
- identyfikacja potrzeb energetycznych istniejącej i planowanej zabudowy;
- określenie niezbędnych działań dla zapewnienia pokrycia zapotrzebowania na energię;
- wytyczenie przedsięwzięć racjonalizujących użytkowanie energii;
- określenie możliwości wykorzystania lokalnych źródeł energii, w tym OZE;
- określenie możliwości stosowania środków poprawy efektywności energetycznej w rozumieniu ustawy o efektywności energetycznej;
- określenie zakresu współpracy z innymi gminami;
- wytyczenie kierunków działań Miasta dla osiągnięcia optymalnego wyniku przy realizacji założeń do planu zaopatrzenia.

W niniejszym opracowaniu uwzględniono założenia i ustalenia następujących dokumentów planistycznych:

- Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego miasta Rybnika (przyjęte uchwałą Nr 370/XXIII/2016 Rady Miasta Rybnika z 30.06.2016 r.);
- obowiązujących miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego miasta.

Dokumentami strategicznymi, których zapisy poddano analizie w celu wykonania przedmiotowego opracowania, są:



- Strategia Zintegrowanego Rozwoju Miasta Rybnika do roku 2020, przyjęta uchwałą Rady Miasta Rybnika Nr 140/XI/2015 z dnia 18 czerwca 2015 r.;
- Plan gospodarki niskoemisyjnej dla Miasta Rybnika przyjęty Uchwałą Rady Miasta Rybnika Nr 137/XI/2015 z dnia 18 czerwca 2015 r.;
- Program Ochrony Środowiska dla Miasta Rybnika (aktualizacja przyjęta uchwałą Rady Miasta Rybnika Nr 291/XXI/2012 z dnia 24 kwietnia 2012 r.;
- Lokalny Program Rewitalizacji Miasta Rybnika na lata 2007-2013 przyjęty uchwałą Rady Miasta Rybnika Nr 663/XLV/2009 z dnia 25 listopada 2009 r.

Dodatkowo w aktualizacji założeń uwzględniono zapisy ujęte w następujących dokumentach planistycznych i strategicznych na poziomie krajowym i regionalnym:

- Polityka energetyczna Polski do 2030 roku przyjęta uchwałą Rady Ministrów z dnia 29 września 2010 r.;
- Strategia Rozwoju Województwa Śląskiego „Śląskie 2020+” przyjęta uchwałą Sejmiku Województwa Śląskiego Nr IV/38/2/2013 z dnia 1 lipca 2013 r.;
- Zmiana Planu zagospodarowania przestrzennego Województwa Śląskiego przyjęta uchwałą Sejmiku Województwa Śląskiego nr III/56/1/2010 z dnia 22.09.2010 r.;
- Program Ochrony Środowiska dla Woj. Śląskiego do roku 2013, z uwzględnieniem perspektywy do roku 2018 przyjęty uchwałą Sejmiku Województwa Śląskiego Nr IV/6/2/2011 z dnia 14 marca 2011 r.;
- Program ochrony powietrza dla stref województwa śląskiego, w których stwierdzone zostały ponadnormatywne poziomy stężenie substancji w powietrzu (Załącznik do uchwały Nr III/52/15/2010 Sejmiku Województwa Śląskiego z dnia 16.06.2010 r.), w ramach niej części dotyczące Aglomeracji Rybnicko-Jastrzębskiej;
- Program ochrony powietrza dla terenu województwa śląskiego mający na celu osiągnięcie poziomów dopuszczalnych substancji w powietrzu oraz pułapu stężenia ekspozycji przyjęty uchwałą Sejmiku Województwa Śląskiego Nr IV/57/3/2014 z dnia 17 listopada 2014 r.

Instytucje i podmioty objęte akcją ankietową na potrzeby niniejszego opracowania:

- Urząd Miasta Rybnika,
- PSE S.A.,
- TAURON Dystrybucja S.A.,
- PKP Energetyka S.A. Oddział w Warszawie - Dystrybucja Energii Elektrycznej,
- Zakład Dostaw Nośników Energetycznych Sp. z o.o.,
- EDF Polska S.A. Oddział w Rybniku,
- Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. - Oddział w Świerklanach,
- Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., Oddział w Zabrze,
- PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. - Region Górnośląski,
- Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. Jastrzębie-Zdrój,
- Polska Grupa Górnicza sp. z o.o.,
- BUDWEX Sp. z o.o.,
- obiekty użyteczności publicznej – państwowe i będące pod zarządem Gminy,



- zarządcy i administratorzy zasobów mieszkaniowych,
- znaczące podmioty gospodarcze działające na terenie Rybnika.

Jako rok bazowy dla bilansowania potrzeb energetycznych stanu istniejącego oraz stanowiący punkt odniesienia dla bilansowania stanu docelowego przyjęto rok 2015. W przypadku braku danych za rok 2015 (np. zestawień GUS itp.) zaistniałe zmiany uwzględniono wg występującego trendu zmian z ostatnich 5-ciu lat.

## 2 Polityka energetyczna, planowanie energetyczne

### 2.1 Polityka energetyczna Unii Europejskiej i kraju

#### 2.1.1 Planowanie energetyczne w Unii Europejskiej

**Europejska Polityka Energetyczna** (przyjęta przez Komisję WE w dniu 10.01.2007 r.) ma trzy założenia: przeciwdziałanie zmianom klimatycznym, ograniczanie podatności Unii na wpływ czynników zewnętrznych wynikającej z zależności od importu węglowodorów oraz wspieranie zatrudnienia i wzrostu gospodarczego, co zapewni odbiorcom bezpieczeństwo zaopatrzenia w energię po przystępnych cenach.

Europejska Polityka Energetyczna stanowi ramy dla budowy wspólnego rynku energii, w którym wytwarzanie energii oddzielone jest od jej dystrybucji, a szczególnie ważnym priorytetem jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii (przez dywersyfikację źródeł i dróg dostaw) oraz ochrona środowiska.

Główne cele Unii Europejskiej w sektorze energetycznym do 2020 r. (zapisane w tzw. „**pakiecie klimatyczno-energetycznym**” przyjętym przez UE 23.04.2009 r.), to:

- wzrost efektywności zużycia energii o 20%,
- zwiększenie udziału energii odnawialnej w zużyciu energii o 20%,
- redukcja emisji CO<sub>2</sub> o 20% w stosunku do poziomu z 1990 r.,
- udział biopaliw w ogólnym zużyciu paliw: 10% – w sektorze transportu.

Na Szczycie Klimatycznym w Brukseli w październiku 2014 r. określono nowe cele w zakresie polityki energetyczno-klimatycznej do 2030 r. Najważniejsze z nich to:

- redukcja emisji gazów cieplarnianych w UE o co najmniej 40% w porównaniu do wielkości emisji w roku 1990,
- zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii w bilansie energetycznym UE o co najmniej 27%,
- poprawa efektywności energetycznej.

Do tego czasu kraje o PKB poniżej 60% średniej unijnej, w tym Polska, będą mogły rozdawać elektrowniom 40% uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> za darmo.

Ponadto na funkcjonowanie sektora energetycznego mają również wpływ uregulowania prawne Unii Europejskiej w dziedzinie ochrony powietrza, takie jak:

- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/2193 z dnia 15 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania,
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/50/WE z dnia 21 maja 2008 r. w sprawie jakości powietrza i czystszej powietrza dla Europy (tzw. Dyrektywa CAFE).

**Dyrektywa 2015/2193** w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania



– określa dopuszczalne wielkości emisji dwutlenku siarki (SO<sub>2</sub>), tlenków azotu (NO<sub>x</sub>) i pyłu dla średnich obiektów energetycznego spalania o nominalnej mocy cieplnej nie mniejszej niż 1 MW i mniejszej niż 50 MW. Nowe przepisy mają również zastosowanie do połączeń nowych średnich obiektów energetycznego spalania, dla których:

- gazy odlotowe są odprowadzane przez wspólny komin,
- lub w ocenie właściwego organu, przy uwzględnieniu czynników technicznych i ekonomicznych, gazy odlotowe mogłyby być odprowadzane przez wspólny komin;

jak również – połączeń, w przypadku których całkowita nominalna moc cieplna wynosi nie mniej niż 50 MW, za wyjątkiem obiektów objętych zakresem stosowania rozdziału III dyrektywy 2010/75/UE (w sprawie emisji przemysłowych – zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola – tzw. Dyrektywa IED).

Zgodnie z Dyrektywą 2015/2193 obiektem energetycznego spalania jest każde urządzenie techniczne, w którym paliwa są utleniane w celu wykorzystania wytworzonego w ten sposób ciepła. **Istniejący** obiekt energetycznego spalania oznacza obiekt oddany do użytkowania przed dniem 20 grudnia 2018 r. lub dla którego przed dniem 19 grudnia 2017 r. uzyskano pozwolenie na podstawie przepisów krajowych, pod warunkiem, że obiekt ten został oddany do użytkowania nie później niż w dniu 20 grudnia 2018 r. **Nowy** obiekt energetycznego spalania oznacza obiekt inny niż istniejący.

Dyrektywa 2015/2193 zobowiązuje państwa członkowskie do implementacji jej zapisów do dnia 19 grudnia 2017 r.

W poniższej tabeli przedstawiono limity emisji z **istniejącego** średniego obiektu spalania energetycznego o nominalnej mocy cieplnej **większej niż 5 MW**, które będą obowiązywać od dnia 01.01.2025 r.

**Tabela 2-1. Dopuszczalne wielkości emisji (mg/Nm<sup>3</sup>) dla obiektów istniejących, o nominalnej mocy cieplnej większej niż 5 MW, innych niż silniki i turbiny gazowe**

Zanieczyszczenie	Biomasa stała	Inne paliwa stałe	Olej napędowy	Paliwa ciekłe inne niż olej napędowy	Gaz ziemny	Paliwa gazowe inne niż gaz ziemny
SO <sub>2</sub>	200 <sup>1, 2</sup>	400 <sup>3</sup>	–	350 <sup>4</sup>	–	35 <sup>5, 6</sup>
NO <sub>x</sub>	650	650	200	650	200	250
Pył	30 <sup>7</sup>	30 <sup>7</sup>	–	30	–	–

Dopuszczalne wielkości emisji określa się w temperaturze 273,15 K, przy ciśnieniu 101,3 kPa i po korekcie uwzględniającej zawartość pary wodnej w gazach odlotowych, przy znormalizowanej zawartości O<sub>2</sub> wynoszącej 6% dla obiektów stosujących paliwa stałe, 3% dla obiektów wykorzystujących paliwa ciekłe i gazowe, innych niż silniki i turbiny gazowe.

1. Wielkość nie ma zastosowania do obiektów opalanych wyłącznie drewnianą biomasą stałą.
2. 300 mg/Nm<sup>3</sup> w przypadku obiektów opalanych słomą.
3. 1 100 mg/Nm<sup>3</sup> w przypadku obiektów o nominalnej mocy cieplnej większej niż 5 MW i nie większej niż 20 MW.
4. Do dnia 01.01.2030 r. – 850 mg/Nm<sup>3</sup> dla obiektów o nominalnej mocy cieplnej większej niż 5 MW i nie większej niż 20 MW, opalanych ciężkim olejem opałowym.
5. 400 mg/Nm<sup>3</sup> dla niskokalorycznych gazów koksowniczych i 200 mg/Nm<sup>3</sup> dla niskokalorycznych gazów wielkopieczowych w hutnictwie żelaza i stali.
6. 170 mg/Nm<sup>3</sup> dla biogazu.
7. 50 mg/Nm<sup>3</sup> w przypadku obiektów o nominalnej mocy cieplnej większej niż 5 MW i nie większej niż 20 MW.

Natomiast w tabeli poniżej przedstawiono limity emisji z **istniejącego** średniego obiektu spalania energetycznego o nominalnej mocy cieplnej **nie większej niż 5 MW**, które będą obowiązywać od dnia 01.01.2030 r.

**Tabela 2-2. Dopuszczalne wielkości emisji (mg/Nm<sup>3</sup>) dla obiektów istniejących, o nominalnej mocy cieplnej nie większej niż 5 MW, innych niż silniki i turbiny gazowe**

Zanieczyszczenie	Biomasa stała	Inne paliwa stałe	Olej napędowy	Paliwa ciekłe inne niż olej napędowy	Gaz ziemny	Paliwa gazowe inne niż gaz ziemny
SO <sub>2</sub>	200 <sup>1,2</sup>	1 100	–	350	–	200 <sup>3</sup>
NO <sub>x</sub>	650	650	200	650	200	250
Pył	50	50	–	50	–	–

*Dopuszczalne wielkości emisji określa się w temperaturze 273,15 K, przy ciśnieniu 101,3 kPa i po korekcie uwzględniającej zawartość pary wodnej w gazach odlotowych, przy znormalizowanej zawartości O<sub>2</sub> wynoszącej 6% dla obiektów stosujących paliwa stałe, 3% dla obiektów wykorzystujących paliwa ciekłe i gazowe, innych niż silniki i turbiny gazowe.*

1. Wielkość nie ma zastosowania do obiektów opalanych wyłącznie drewnianą biomasą stałą.
2. 300 mg/Nm<sup>3</sup> w przypadku obiektów opalanych słomą.
3. 400 mg/Nm<sup>3</sup> w przypadku niskokalorycznych gazów koksowniczych w hutnictwie żelaza i stali.

W poniższej tabeli natomiast przedstawiono limity emisji z **nowego** średniego obiektu spalania energetycznego, które będą obowiązywać od dnia 20.12.2018 r.

**Tabela 2-3. Dopuszczalne wielkości emisji (mg/Nm<sup>3</sup>) dla średnich obiektów nowych, innych niż silniki i turbiny gazowe**

Zanieczyszczenie	Biomasa stała	Inne paliwa stałe	Olej napędowy	Paliwa ciekłe inne niż olej napędowy	Gaz ziemny	Paliwa gazowe inne niż gaz ziemny
SO <sub>2</sub>	200 <sup>1</sup>	400	–	350 <sup>2</sup>	–	35 <sup>3,4</sup>
NO <sub>x</sub>	300 <sup>5</sup>	300 <sup>5</sup>	200	300 <sup>6</sup>	100	200
Pył	20 <sup>7</sup>	20 <sup>7</sup>	–	20 <sup>8</sup>	–	–

*Dopuszczalne wielkości emisji określa się w temperaturze 273,15 K, przy ciśnieniu 101,3 kPa i po korekcie uwzględniającej zawartość pary wodnej w gazach odlotowych, przy znormalizowanej zawartości O<sub>2</sub> wynoszącej 6% dla obiektów stosujących paliwa stałe, 3% dla obiektów wykorzystujących paliwa ciekłe i gazowe, innych niż silniki i turbiny gazowe.*

1. Wielkość nie ma zastosowania do obiektów opalanych wyłącznie drewnianą biomasą stałą.
2. Do dnia 01.01.2025 r. – 1 700 mg/Nm<sup>3</sup> dla obiektów należących do małych systemów wydzielonych (SIS) lub mikrosystemów wydzielonych (MIS).
3. 400 mg/Nm<sup>3</sup> dla niskokalorycznych gazów koksowniczych i 200 mg/Nm<sup>3</sup> dla niskokalorycznych gazów wielkopieczowych w hutnictwie żelaza i stali.
4. 100 mg/Nm<sup>3</sup> w przypadku biogazu.
5. 500 mg/Nm<sup>3</sup> dla obiektów o całkowitej nominalnej mocy cieplnej nie mniejszej niż 1 MW i nie większej niż 5 MW.
6. Do dnia 01.01.2025 r. – 450 mg/Nm<sup>3</sup> w przypadku spalania ciężkiego oleju opałowego zawierającego od 0,2% do 0,3% N oraz 360 mg/Nm<sup>3</sup> w przypadku spalania ciężkiego oleju opałowego zawierającego mniej niż 0,2% N w odniesieniu do obiektów należących do SIS lub MIS.
7. 50 mg/Nm<sup>3</sup> dla obiektów o całkowitej nominalnej mocy cieplnej nie mniejszej niż 1 MW i nie większej niż 5 MW oraz 30 mg/Nm<sup>3</sup> dla obiektów o całkowitej nominalnej mocy cieplnej większej niż 5 MW i nie większej niż 20 MW.
8. 50 mg/Nm<sup>3</sup> dla obiektów o całkowitej nominalnej mocy cieplnej nie mniejszej niż 1 MW i nie większej niż 5 MW.

W celu dotrzymania ustalonych w przedmiotowej dyrektywie emisji, wprowadza ona również obowiązek prowadzenia nadzoru nad urządzeniami oczyszczającymi spaliny w za-

kresie przechowywania zapisów lub informacji wykazujących rzeczywiste ciągłe funkcjonowanie takich urządzeń. Istotne są również zapisy dotyczące prowadzenia pomiarów emisji z częstotliwością:

- raz na trzy lata w przypadku obiektów o nominalnej mocy cieplnej nie większej niż 20 MW,
- raz w roku w przypadku obiektów o nominalnej mocy cieplnej większej niż 20 MW.

**Dyrektywa CAFE** – podtrzymuje wymogi dotyczące aktualnie obowiązujących wartości dopuszczalnych dotyczących jakości powietrza, a jako nowy element wprowadza pojęcie i cele redukcji nowej substancji zanieczyszczającej, jaką jest pył zawieszony PM<sub>2,5</sub> o szczególnym znaczeniu dla ochrony zdrowia ludzkiego.

### 2.1.2 Krajowe uwarunkowania formalno-prawne

#### ***Ustawa Prawo energetyczne***

Najważniejszym rangą aktem prawnym w systemie prawa polskiego w dziedzinie energetyki jest ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (tekst jednolity: Dz.U. z 2012 r., poz. 1059, ze zm., zwana dalej ustawą PE) oraz powiązane z nią akty wykonawcze (rozporządzenia), głównie Ministra Gospodarki i Ministra Środowiska.

Prawo energetyczne w zakresie swojej regulacji dokonuje wdrożenia dyrektyw unijnych dotyczących między innymi następujących zagadnień:

- przesyłu energii elektrycznej oraz gazu ziemnego przez sieci przesyłowe,
- wspólnych zasad dla rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz gazu ziemnego,
- promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych,
- bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i gazu,
- wspierania kogeneracji.

Ustawa określa zasady kształtowania polityki energetycznej państwa, warunki zaopatrzenia i użytkowania paliw i energii, w tym ciepła oraz działalności przedsiębiorstw energetycznych, a także określa organy właściwe w sprawach gospodarki paliwami i energią. Jej celem jest stworzenie warunków do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju, oszczędnego i racjonalnego użytkowania paliw, rozwoju konkurencji, przeciwdziałania negatywnym skutkom monopoli, uwzględniania wymogów ochrony środowiska oraz ochrony interesów odbiorców i minimalizacji kosztów.

Z punktu widzenia bezpieczeństwa zaopatrzenia odbiorców w nośniki energii, ważnego w nawiązaniu do mających miejsce w ostatnich latach poważnych awarii zasilania, dla znaczących obszarów kraju wprowadzono poważne zmiany w kwestii planowania energetycznego, w szczególności planowania w sektorze elektroenergetycznym.

Operatorzy systemów elektroenergetycznych zostali zobowiązani do sporządzania planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na okresy nie krótsze niż 5 lat oraz prognoz dotyczących stanu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na okresy nie krótsze niż 15 lat. Plany te powinny także określać wielkość zdolności wytwórczych i ich rezerw, preferowane lokalizacje i strukturę nowych źródeł, zdolności przesyłowych lub dystrybucyjnych w systemie elektroenergetycz-

nym i stopnia ich wykorzystania, a także działania i przedsięwzięcia zapewniające bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej. Plany winny być aktualizowane na podstawie, dokonywanej co 3 lata, oceny ich realizacji. Sporządzane przez ww. przedsiębiorstwa aktualizacje (co 3 lata) winny uwzględniać wymagania dotyczące zakresu zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię, wynikające ze zmian w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego, a w przypadku ich braku, ustalenia zawarte w aktualnych zapisach Studium Uwarunkowań i Kierunków Zagospodarowania Przestrzennego Gminy.

Na potrzeby opracowania ww. planów przedsiębiorstw i/lub ich aktualizacji ustawa zobowiązuje gminy, przedsiębiorstwa energetyczne i odbiorców końcowych paliw gazowych lub energii elektrycznej do udostępniania nieodpłatnie informacji o: przewidywanym zakresie dostarczania paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, przedsięwzięciach w zakresie modernizacji, rozbudowy albo budowy sieci oraz ewentualnych nowych źródeł paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, w tym źródeł odnawialnych, przedsięwzięciach w zakresie modernizacji, rozbudowy lub budowy połączeń z systemami gazowymi albo z systemami elektroenergetycznymi innych państw i przedsięwzięciach racjonalizujących zużycie paliw i energii u odbiorców, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych.

W zakresie planowania energetycznego postanowiono również, że gminy będą realizować zadania własne w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe zgodnie z: miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego, a w przypadku braku takiego planu – z kierunkami rozwoju gminy zawartymi w Studium Uwarunkowań i Kierunków Zagospodarowania Przestrzennego Gminy oraz odpowiednim Programem Ochrony Powietrza przyjętym na podstawie art. 91 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (tekst jednolity Dz.U. 2013 r., poz. 1232 z późn.zm.). Ponadto postanowiono, że projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe sporządza się dla obszaru gminy co najmniej na okres 15 lat i aktualizuje co najmniej raz na 3 lata. Wprowadzone od dnia 1 stycznia 2012 r. rozszerzenie zakresu obowiązków gminy o planowanie i organizację działań mających na celu racjonalizację zużycia energii, pociągnęło za sobą konieczność wskazania w „Projekcie założeń...” możliwości stosowania środków poprawy efektywności energetycznej i stanowi o podniesieniu rangi ważności wymienionych zagadnień.

### ***Ustawa o efektywności energetycznej***

11 sierpnia 2011 r. weszła w życie ustawa z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej (Dz.U. 2011 r. Nr 94, poz. 551, z późn.zm.) stanowiąca wdrożenie Dyrektywy 2006/32/WE w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych.

Ustawa ta stwarza ramy prawne systemu działań na rzecz poprawy efektywności energetycznej gospodarki, prowadzących do uzyskania wymiernych oszczędności energii. Działania te koncentrują się głównie w trzech obszarach (kategoriach przedsięwzięć):

- zwiększenie oszczędności energii przez odbiorcę końcowego;
- zwiększenie oszczędności energii przez urządzenia potrzeb własnych;



- zmniejszenie strat energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego w przesyłce lub dystrybucji.

Określa ona:

- krajowy cel w zakresie oszczędnego gospodarowania energią wyznaczający uzyskanie do 2016 r. oszczędności energii finalnej w ilości nie mniejszej niż 9% średniego krajowego zużycia tej energii w ciągu roku (przy czym uśrednienie obejmuje lata 2001÷2005),
- zadania jednostek sektora publicznego w zakresie efektywności energetycznej (zadanie opisane zostało szczegółowo w rozdz. 12),

jak również wprowadza:

- system świadectw efektywności energetycznej, tzw. „białych certyfikatów” z określeniem zasad ich uzyskania i umorzenia.

Podstawowe rodzaje przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej zostały określone w art. 17.1 omawianej ustawy, natomiast szczegółowy wykaz tych przedsięwzięć został ogłoszony 11.01.2013 r. w drodze obwieszczenia Ministra Gospodarki z dnia 21.12.2012 r. w sprawie szczegółowego wykazu przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej i opublikowany w „Monitorze Polskim” (M.P. 2013 poz. 15).

Potwierdzeniem uzyskania wymaganych oszczędności energii w wyniku realizacji przedsięwzięcia jest wykonanie audytu efektywności energetycznej, którego zasady sporządzania również są określone w prezentowanej ustawie.

Rozporządzeniami wykonawczymi dla ww. ustawy są:

- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 23 października 2012 r. w sprawie przetargu na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej (Dz.U. 2012, poz. 1227),
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 września 2012 r. w sprawie sposobu obliczania ilości energii pierwotnej odpowiadającej wartości świadectwa efektywności energetycznej oraz wysokości jednostkowej opłaty zastępczej (Dz.U. 2012, poz. 1039),
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 10 sierpnia 2012 r. w sprawie szczegółowego zakresu i sposobu sporządzania audytu efektywności energetycznej, wzoru karty audytu efektywności energetycznej oraz metod obliczania oszczędności energii (Dz.U. 2012, poz. 962).

25 października 2012 r. przyjęta została nowa **Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej**.

Porównując Dyrektywę z 2006 r., gdzie głównym celem było uzyskanie do roku 2016 oszczędności energii finalnej w ilości nie mniejszej niż 9% średniego krajowego zużycia tej energii w ciągu roku (przy czym uśrednienie obejmuje lata 2001÷2005), z Dyrektywą z 2012 r., zwraca się uwagę na to, że Komisja Europejska kładzie nacisk na podwyższenie poziomu efektywności energetycznej, co przełożyło się na określenie w dyrektywie celu strategicznego, którym jest zwiększenie efektywności energetycznej o 20% (zmniejszenie zużycia energii pierwotnej o 20%) do 2020 r.





Dyrektywa nakazuje opracowanie długoterminowej strategii dotyczącej wspierania inwestycji w renowację krajowych zasobów budynków mieszkalnych i użytkowych, zarówno publicznych, jak i prywatnych. Spełnieniem tego obowiązku było opracowanie przez Rząd Polski dokumentu pt. „Krajowy Plan Działań dotyczący efektywności energetycznej dla Polski 2014” (o którym mowa w następnym podrozdziale), którego załącznik stanowi dokument pt. „Wspieranie Inwestycji w Modernizację Budynków”.

Dyrektywa wskazuje, iż obowiązkiem państw członkowskich jest umożliwienie końcowym odbiorcom energii dostępu do audytów energetycznych oraz wdrażanie inteligentnych systemów pomiarowych, po konkurencyjnych cenach, które informują o rzeczywistym czasie korzystania i zużyciu energii. Dodatkowo zapisy w Dyrektywie określają wymagania dotyczące efektywności zaopatrzenia w energię odnoszące się do instalacji chłodniczych i ciepłowniczych o mocy przekraczającej 20 MW, jak również sieci i urządzeń do przetwarzania i dystrybucji energii elektrycznej.

Wymogiem zawartym w Dyrektywie jest ustanowienie przez każde państwo członkowskie krajowego celu w zakresie osiągnięcia efektywności energetycznej do 2020 r. Po określonym terminie Komisja Europejska dokona oceny utworzonego planu. W przypadku, gdy wyznaczony cel zostanie określony na poziomie niewystarczającym do zrealizowania unijnego celu 2020 r., Komisja ma prawo do ponownej oceny planu. Ponadto zapisy zawarte w Dyrektywie dążą do zwiększenia przejrzystości odnośnie wyboru energii elektrycznej z kogeneracji a energii elektrycznej wytworzonej w oparciu o inne technologie.

W związku z wejściem w życie Dyrektywy 2012/27/UE oraz ograniczonym w czasie (do 31.12.2017 r.) obowiązywaniem ustawy z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej, opracowany został projekt nowej ustawy o efektywności energetycznej. W dniu 20 maja 2016 roku Sejm uchwalił nową ustawę o efektywności energetycznej i dnia 23.05.2016 r. została ona przekazana Prezydentowi RP i Marszałkowi Senatu. Nowa ustawa ma wejść w życie z dniem 1 października 2016 r. Nowa ustawa zawęża, w stosunku do poprzedniej, obowiązkowe stosowanie przez jednostkę sektora publicznego środków poprawy efektywności energetycznej z dwóch do jednego. Dokonuje również zmian w wykazie środków poprawy efektywności energetycznej, wykreślając z niego sporządzenie audytu energetycznego. W zamian za to, jako nowy środek poprawy efektywności energetycznej, ustawa ta wprowadza wdrażanie systemu zarządzania środowiskowego, potwierdzone uzyskaniem wpisu do rejestru EMAS.

Zastosowanie przez jednostkę sektora publicznego danego środka poprawy efektywności energetycznej będzie mogło się odbyć na podstawie umowy o poprawę efektywności energetycznej. Natomiast nakłady inwestycyjne przeznaczone na realizację przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej na podstawie umowy powinny być spłacane w zależności od poziomu uzyskiwanych oszczędności energii. W celu poprawy charakterystyki energetycznej budynków stanowiących własność instytucji rządowych, nowa ustawa nakłada na organy władzy publicznej obowiązek nabywania efektywnych energetycznie produktów lub budynków lub zlecenia wykonania usług albo wynajmowania efektywnych energetycznie budynków lub ich części, albo w użytkowanych budynkach należących do Skarbu Państwa poddawanych przebudowie zapewnienia wypełnienia założeń, o których mowa w ustawie z dnia 29 sierpnia 2014 r. o charakterystyce energetycznej budynków.



Ponadto w nowej ustawie przeniesiono obowiązujący system świadectw efektywności energetycznej, wprowadzając jednak m.in. następujące zmiany:

- począwszy od 2016 r. – zakres obowiązku dotyczącego realizacji przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej lub uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectwa efektywności energetycznej określono, jako uzyskanie w każdym roku oszczędności energii finalnej w wysokości 1,5%;
- dopuszczono możliwość realizacji obowiązku nałożonego na podmioty zobowiązane, poprzez uiszczenie opłaty zastępczej w zakresie: 30% tego obowiązku w 2016 r., 20% tego obowiązku w 2017 r. i 10% tego obowiązku w 2018 r.;
- wskazano, iż świadectwa efektywności energetycznej nie będą wydawane za przedsięwzięcia, które zostały już zrealizowane;
- zniesiono obowiązek przeprowadzania przetargu, w wyniku którego Prezes URE dokonywał wyboru przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, za które można było uzyskać świadectwa. Wydawanie przez Prezesa URE świadectw będzie się odbywać na wniosek podmiotu, u którego będzie realizowane przedsięwzięcie służące poprawie efektywności energetycznej.

Największy potencjał w zakresie oszczędności energii wskazano w sektorze budynków. Szczegółowy opis środków służących poprawie efektywności energetycznej budynków, które prowadzą do redukcji rocznego zapotrzebowania na energię końcową na cele związane z ogrzewaniem i wentylacją, przygotowaniem ciepłej wody, chłodzeniem oraz oświetleniem wbudowanym budynków, przedstawia załącznik nr 4 do „Krajowego planu działań dotyczącego efektywności energetycznej dla Polski 2014”.

### ***Ustawa Prawo ochrony środowiska – nowelizacja***

12 listopada 2015 r. weszła w życie ustawa z dnia 10 września 2015 r. o zmianie ustawy Prawo ochrony środowiska (Dz.U. 2015 poz. 1593) – tzw. ustawa antysmogowa. Zapisy ustawy poszerzają zakres uprawnień władz lokalnych w zakresie działań mających na celu poprawę jakości powietrza. Ustawa umożliwia samorządom podejmowanie decyzji dotyczących m.in. typów i jakości paliw możliwych do stosowania lub zabronionych na wyznaczonym terenie. Dodatkowo władze mogą wskazać konkretne rozwiązania techniczne lub normy emisji instalacji do spalania paliw dopuszczonych do wykorzystania na danym obszarze. Efektem tego typu działań podejmowanych przez władze będzie poprawa stanu środowiska i zdrowia ludzi. Powodem, dla którego podjęto decyzję o opracowaniu nowelizacji Prawa ochrony środowiska, był pogarszający się stan powietrza i problem smogu w niektórych regionach Polski, a także brak uwarunkowań prawnych dających samorządom możliwości realnego wpływu na mieszkańców w zakresie stosowania niskoemisyjnych rozwiązań na potrzeby grzewcze.

### **2.1.3 Krajowe dokumenty strategiczne i planistyczne**

Na krajową politykę energetyczną składają się dokumenty przyjęte do realizacji przez Polskę, a mianowicie:

- Polityka energetyczna Polski do 2030 roku,
- Krajowy plan działań dotyczący efektywności energetycznej,



- Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych,
- Krajowy plan mający na celu zwiększenie liczby budynków o niskim zużyciu energii

oraz ustalenia formalno-prawne ujęte w ustawie Prawo energetyczne oraz w ustawie o efektywności energetycznej – wraz z rozporządzeniami wykonawczymi do ww. ustaw.

### **Polityka energetyczna Polski**

W „Polityce energetycznej Polski do 2030 roku”, przyjętej przez Radę Ministrów 10 listopada 2009 r., jako priorytetowe wyznaczono kierunki działań na rzecz: efektywności i bezpieczeństwa energetycznego (opartego na własnych zasobach surowców), zwiększenia wykorzystania odnawialnych źródeł energii, rozwoju konkurencyjnych rynków paliw i energii oraz ograniczenia oddziaływania energetyki na środowisko.

Spośród głównych narzędzi realizacji aktualnie obowiązującej polityki energetycznej szczególne znaczenie, bezpośrednio związane z działaniem na rzecz gminy (samorządów gminnych i przedsiębiorstw energetycznych), posiadają:

- Planowanie przestrzenne zapewniające realizację priorytetów polityki energetycznej, planów zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe gmin oraz planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych,
- Ustawowe działania jednostek samorządu terytorialnego uwzględniające priorytety polityki energetycznej państwa, w tym poprzez zastosowanie partnerstwa publiczno-prywatnego (PPP),
- Wsparcie realizacji istotnych dla kraju projektów w zakresie energetyki (np. projekty inwestycyjne, prace badawczo-rozwojowe) ze środków publicznych, w tym funduszy europejskich.

Dokument ten zakłada, że bezpieczeństwo energetyczne Polski będzie oparte przede wszystkim o własne zasoby, w szczególności węgla kamiennego i brunatnego. Ograniczeniem dla wykorzystania węgla jest jednak polityka ekologiczna związana z redukcją emisji dwutlenku węgla. Stąd szczególnie położony jest nacisk na rozwój czystych technologii węglowych (tj. m.in. wysokosprawna kogeneracja). Dzięki uzyskanej derogacji aukcjoningu uprawnień do emisji dwutlenku węgla (konieczność zakupu 100% tych uprawnień na aukcjach przesunięto na rok 2020) – Polska zyskała więcej czasu na przejście na niskowęglową energetykę. Z kolei w zakresie importowanych surowców energetycznych dokument zakłada dywersyfikację rozumianą również jako różnicowanie technologii produkcji (np. pozyskiwanie paliw płynnych i gazowych z węgla), a nie, jak do niedawna, jedynie kierunków dostaw. Nowym kierunkiem działań będzie również wprowadzenie w Polsce energetyki jądrowej, w przypadku której jako zalety wymienia się: brak emisji CO<sub>2</sub>, możliwość uniezależnienia się od typowych kierunków dostaw surowców energetycznych, a to z kolei wpływa na poprawę poziomu bezpieczeństwa energetycznego kraju.

Polityka energetyczna do 2030 zakłada, że udział odnawialnych źródeł energii w całkowitym zużyciu w Polsce, ma wzrosnąć do 15% w 2020 roku i 20% w roku 2030. Planowane jest także osiągnięcie w 2020 roku 10-cio procentowego udziału biopaliw w rynku paliw.

W sierpniu 2015 r. *Projekt Polityki energetycznej Polski do 2050 r.* skierowany został do konsultacji społecznych i międzyresortowych. Jako główny cel polityki energetycznej kraju



wyznaczono stworzenie warunków dla stałego, zrównoważonego rozwoju gospodarki narodowej, zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego państwa oraz zaspokojenie potrzeb energetycznych przedsiębiorstw i gospodarstw domowych, z poszanowaniem środowiska naturalnego. W projekcie zakłada się m.in. realizację scenariusza zrównoważonego, który przyjmuje przede wszystkim stopniowo malejącą dominację węgla w bilansie paliwowo-energetycznym kraju oraz umiarkowany wzrost udziału gazu, odnawialnych źródeł energii, a także energetyki jądrowej. Autorzy projektu zakładają, że realizacja wyznaczonych zamierzeń przyczyni się do ograniczenia emisji zanieczyszczeń do atmosfery oraz do wypełnienia zobowiązań międzynarodowych, związanych z redukcją emisji gazów cieplarnianych.

W projekcie Polityki energetycznej Polski do 2050 r. wyznaczono 3 cele operacyjne:

- zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju;
- zwiększenie konkurencyjności i efektywności energetycznej gospodarki narodowej w ramach Rynku Wewnętrznego Energii UE;
- ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko.

### ***Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych***

Rada Ministrów 7 grudnia 2010 r. przyjęła dokument pn. „Krajowy plan działań w zakresie energii ze źródeł odnawialnych” (KPD OZE), stanowiący realizację zobowiązania wynikającego z art. 4 ust. 1 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych.

KPD OZE określa przewidywane końcowe zużycie energii brutto w układzie sektorowym, tj. w ciepłownictwie i chłodnictwie, elektroenergetyce i transporcie na okres 2010÷2020 ze wskazaniem scenariusza referencyjnego (uwzględniającego środki służące efektywności energetycznej i oszczędności energii przyjęte przed rokiem 2009) i scenariusza dodatkowej efektywności energetycznej (uwzględniającego wszystkie środki przyjmowane od roku 2009).

Ogólny cel krajowy w zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych w ostatecznym zużyciu energii brutto w 2020 r. wynosi 15%, natomiast przewidywany rozkład wykorzystania OZE w układzie sektorowym przedstawiono następująco:

- 17,05% dla ciepłownictwa i chłodnictwa (systemy sieciowe i niesieciowe),
- 19,13% dla elektroenergetyki,
- 10,14% dla transportu.

KPD OZE w obszarze elektroenergetyki przewiduje przede wszystkim rozwój OZE w zakresie źródeł opartych na energii wiatru oraz biomasie, jak również zakłada zwiększony wzrost ilości małych elektrowni wodnych. Natomiast w obszarze ciepłownictwa i chłodnictwa przewiduje utrzymanie dotychczasowej struktury rynku, przy uwzględnieniu rozwoju geotermii oraz wykorzystania energii słonecznej. W zakresie rozwoju transportu zakłada zwiększanie udziału biopaliw i biokomponentów.

### ***Krajowy plan działań dotyczący efektywności energetycznej***

Pierwszy przyjęty dokument pt. „Krajowy plan dotyczący efektywności energetycznej” (KPD EE) został przyjęty w 2007 roku i stanowił realizację zapisu art. 14 ust. 2 Dyrektywy

2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. ws. efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych.

W tym dokumencie przedstawiono:

- cel indykacyjny w zakresie oszczędności energii na rok 2016, który ma być osiągnięty w ciągu dziewięciu lat począwszy od 2008 roku – został określony na poziomie 9%;
- pośredni krajowy cel w zakresie oszczędności energii przewidziany do osiągnięcia w 2010 roku, który miał charakter orientacyjny i stanowił ścieżkę dochodzenia do osiągnięcia celu przewidzianego na 2016 rok – został określony na poziomie 2%;
- zarys środków oraz wynikających z nich działań realizowanych bądź planowanych na szczeblu krajowym, służących do osiągnięcia krajowych celów indykacyjnych w przewidzianym okresie.

Zgodnie z zapisami ustawy z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej (Dz.U. z 2011 r., Nr 94, poz. 551) krajowy plan działań dotyczący efektywności energetycznej winien być sporządzany co 3 lata i zawierać opis planowanych działań i przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej w poszczególnych sektorach gospodarki oraz analizę i ocenę wykonania KPD EE za poprzedni okres.

Drugi KPD EE przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 17 kwietnia 2012 r. podtrzymywał krajowy cel w zakresie oszczędnego gospodarowania energią, określony w KPD z 2007 r. na poziomie 9% oraz zawierał obliczenia dotyczące oszczędności energii uzyskanych w okresie 2008-2009 i oczekiwanych w 2016 roku, zgodnie z wymaganiami dyrektyw: 2006/32/WE oraz 2010/31/WE. Z zapisów Drugiego KPD wynika, że zarówno wielkość zrealizowanych, jak i planowanych oszczędności energii finalnej, przekroczy wyznaczony cel. Dla roku 2010 r. efektywność energetyczną wyznaczono na poziomie 7%, a dla roku 2016: 11%.

20 października 2014 r. Rada Ministrów przyjęła „Krajowy plan działań dotyczący efektywności energetycznej dla Polski 2014”. Jest on trzecim krajowym planem, w tym pierwszym sporządzonym na podstawie dyrektywy 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej (Dz.Urz. L 315 z 14.11.2012).

W trzecim KPD EE oszacowano oszczędności energii finalnej uzyskane w 2010 r. na poziomie 9,3% oraz planowane do osiągnięcia w 2016 r. – na poziomie 13,9%. Otrzymane wartości przekraczają wyznaczone cele w zakresie oszczędności energii finalnej, które zostały obliczone zgodnie z dyrektywą 2006/32/WE – dla 2010 r. na poziomie 2%, a dla 2016 r. na poziomie 9%. W dokumencie wyznaczono także oszczędności energii pierwotnej planowane w 2020 r., które wyniosły 13,33 Mtoe (megaton oleju ekwiwalentnego).

Do przyjętych środków finansowych wspierających działania zmierzające do poprawy efektywności energetycznej należą:

- Środki horyzontalne, w tym m.in.: białe certyfikaty, Program Priorytetowy Inteligentne Sieci Energetyczne, Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko 2014-2020;
- Środki w zakresie efektywności energetycznej budynków i w instytucjach publicznych, w tym m.in.: regionalne programy operacyjne na lata 2014-2020, Fundusz Termomodernizacji i Remontów, System Zielonych Inwestycji, Poprawa efektywno-



- ści energetycznej. Część 1 - LEMUR – Energooszczędne Budynki Użyteczności Publicznej; Część 6 - SOWA – Energooszczędne oświetlenie uliczne;
- Środki efektywności energetycznej w przemyśle i sektorze MŚP, w tym m.in.: regionalne programy operacyjne na lata 2014-2020, POLiŚ 2014-2020, System Zielonych Inwestycji. Część 7 - GAZELA – Niskoemisyjny transport miejski;
  - Efektywność wytwarzania i dostaw energii, w tym m.in.: POLiŚ 2014-2020 Priorytet Inwestycyjny 4.V. (Promowanie strategii niskoemisyjnych) oraz 4.VI. (Promowanie wykorzystywania wysokosprawnej kogeneracji).

### ***Krajowy plan mający na celu zwiększenie liczby budynków o niskim zużyciu energii***

„Krajowy plan mający na celu zwiększenie liczby budynków o niskim zużyciu energii” został przyjęty uchwałą nr 91 Rady Ministrów z dnia 22 czerwca 2015 r. Podstawę jego opracowania stanowi art. 39 ust. 3 ustawy z dnia 29 sierpnia 2014 r. o charakterystyce energetycznej budynków (Dz.U. z 2014, poz. 1200 oraz z 2015 r., poz. 151). Kluczowym elementem „Krajowego planu (...)” jest wprowadzenie definicji „budynku o niskim zużyciu energii” w Polsce, przy uwzględnieniu stanu istniejącej zabudowy oraz możliwych do osiągnięcia i jednocześnie uzasadnionych ekonomicznie środków poprawy efektywności energetycznej. Definicja ta wskazuje, iż jest to budynek, który spełnia wymogi związane z oszczędnością energii i izolacyjnością cieplną zawarte w następujących przepisach techniczno-budowlanych:

- w art. 7 ust.1 pkt. 1 ustawy Prawo budowlane,
- w załączniku nr 2 do rozporządzenia Ministra Infrastruktury w sprawie warunków technicznych jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (tekst jednolity Dz.U. 2015, poz. 1422),

które będą obowiązywać od 1 stycznia 2021 roku, a dla budynków zajmowanych przez władze publiczne oraz będących ich własnością – od 1 stycznia 2019 roku.

„Krajowy plan...” zawiera propozycje nowoczesnych rozwiązań technicznych w zakresie stosowania urządzeń grzewczych, klimatyzacyjnych, urządzeń odzyskujących ciepło w instalacjach wentylacyjnych, które mogą być stosowane w budynkach w celu poprawy ich efektywności energetycznej. W przedmiotowym planie znajduje się charakterystyka działań związanych z projektowaniem, budową i przebudową budynków w sposób zapewniający ich energooszczędność oraz zwiększenia pozyskania energii ze źródeł odnawialnych w nowych oraz istniejących budynkach.

Szerzej aspekty te przybliżono w rozdziałach niniejszego dokumentu, dotyczących racjonalizacji użytkowania energii oraz stosowania środków poprawy efektywności energetycznej (rozd. 12).

## **2.2 Planowanie energetyczne na szczeblu gminnym – rola założeń w systemie planowania energetycznego**

Szczególną rolę w planowaniu energetycznym prawo przypisuje samorządom gminnym poprzez zobowiązanie ich do planowania i organizacji zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe na swoim terenie. Zgodnie z art. 7 ustawy o samorządzie gmin-

nym, obowiązkiem gminy jest zapewnienie zaspokojenia zbiorowych potrzeb jej mieszkańców. Wśród zadań własnych gminy wymienia się w szczególności sprawy: wodociągów i zaopatrzenia w wodę, kanalizacji, usuwania i oczyszczania ścieków komunalnych, utrzymania czystości i porządku oraz urządzeń sanitarnych, wysypisk i unieszkodliwiania odpadów komunalnych, **zaopatrzenia w energię elektryczną i ciepłą oraz gaz.**

Prawo energetyczne w art. 18 wskazuje na sposób wywiązywania się gminy z obowiązków nałożonych na nią przez ustawę o samorządzie gminnym. Do zadań własnych gminy w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe należy:

- planowanie i organizacja zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe na obszarze gminy,
- planowanie i organizacja działań mających na celu racjonalizację zużycia energii i promocję rozwiązań zmniejszających zużycie energii na obszarze gminy,
- planowanie oświetlenia miejsc publicznych i dróg znajdujących się na terenie gminy oraz finansowanie oświetlenia ulic, placów i dróg, znajdujących się na terenie gminy.

Polskie Prawo energetyczne przewiduje dwa rodzaje dokumentów planistycznych:

- Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe,
- Plan zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe.

Dokumenty te powinny być zgodne z założeniami polityki energetycznej państwa, miejscowymi planami zagospodarowania przestrzennego oraz ustaleniami zawartymi w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy, a także spełniać wymogi ochrony środowiska.

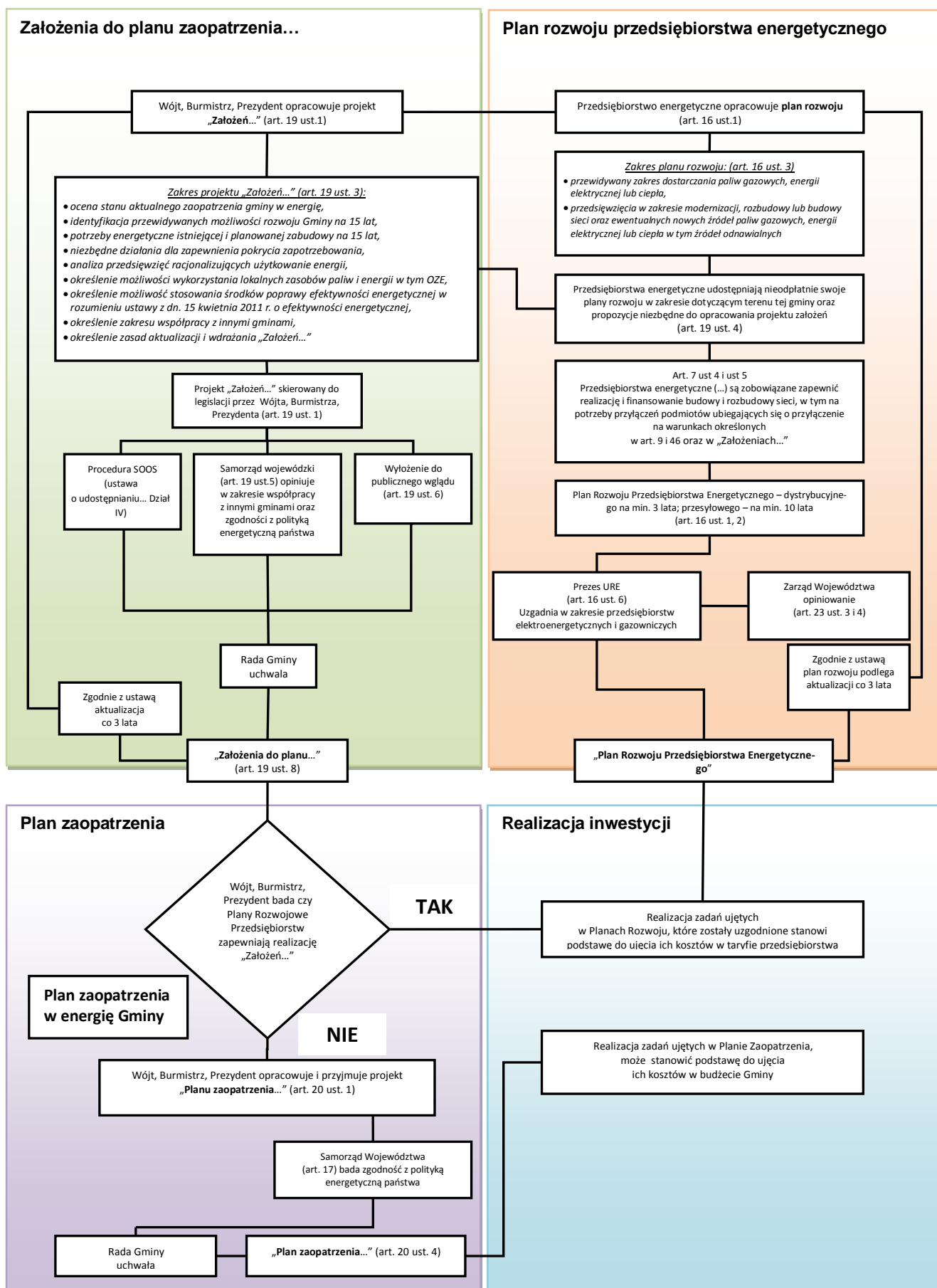
Zgodnie z art. 19 Prawa energetycznego **Projekt Założeń do planu zaopatrzenia...** jest opracowywany przez wójta (burmistrza, prezydenta miasta), a następnie podlega opinii województwa w zakresie koordynacji współpracy z innymi gminami oraz w zakresie zgodności z polityką energetyczną państwa. Projekt założeń przed uchwaleniem przez Radę Gminy winien podlegać wyłożeniu do publicznego wglądu.

Projekt założeń jest opracowywany we współpracy z lokalnymi przedsiębiorstwami energetycznymi, które są zobowiązane (zgodnie z art. 16 i 19 Prawa energetycznego) do bezpłatnego udostępnienia swoich **Planów rozwoju.**

Dokumenty te obejmują zgodnie z prawem plan działań w zakresie obecnego i przyszłego zaspokajania zapotrzebowania na paliwa gazowe, energię elektryczną lub ciepło. Plany, o których mowa w ust. 1, art. 16, obejmują w szczególności: przewidywany zakres dostarczania paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy albo budowy sieci oraz ewentualnych nowych źródeł paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, w tym źródeł odnawialnych.

**Plan zaopatrzenia...** opracowuje wójt (burmistrz, prezydent miasta) w sytuacji, gdy plan rozwoju opracowany przez przedsiębiorstwo energetyczne nie zapewnia realizacji uchwalonych Założeń do planu zaopatrzenia. Plan zaopatrzenia uchwalany jest przez Radę Gminy po uprzednim badaniu przez samorząd województwa pod kątem jego zgodności z polityką energetyczną państwa. Poglądowy schemat procedur tworzenia dokumentów lokalnego planowania, wynikający z Prawa energetycznego, przedstawia poniższy rysunek.

Rysunek 2-1. Proces planowania energetycznego na szczeblu lokalnym





## 3 Charakterystyka gminy

### 3.1 Położenie geograficzne. Główne formy zagospodarowania

Rybnik leży w środkowej części województwa śląskiego, w obrębie Kotliny Raciborsko-Oświęcimskiej na Płaskowyżu Rybnickim i obejmuje obszar 148,26 km<sup>2</sup>. Przez miasto przepływają rzeki Nacyna i Ruda. Nad Rybnikiem góruje wzniesienie Grzybówki (291 m n.p.m.).

Najważniejszymi bogactwami naturalnymi są pokłady węgla kamiennego. Najcenniejszym jest występujący tu w dużych ilościach węgiel koksujący. Występują też surowce ilaste i łupki karbońskie, wykorzystywane do wypalania cegły. Spotykane są też zasoby gliny i glinki ogniotrwałej oraz żwiry eksploatacyjne na potrzeby budownictwa.

Miasto Rybnik pod względem ekonomicznym położone jest na osi powiązań pomiędzy Górnośląskim Okręgiem Przemysłowym (GOP) i Karwińsko-Ostrawskim Okręgiem Przemysłowym (KOOP).

Przez obszar miasta odbywa się duży ruch tranzytowy za pomocą drogi krajowej nr 91 – Gliwice - Rybnik - Wodzisław Śląski - granica państwa oraz drogi wojewódzkiej nr 49 – Opole - Racibórz - Rybnik - Żory - Pszczyna. Rybnik leży w odległości 52 km od Katowic – stolicy województwa śląskiego, 111 km dzieli miasto od Krakowa oraz 24 km od przejścia granicznego z Czechami w Chałupkach. Miasto znajduje się w bezpośrednim sąsiedztwie autostrady A-1.

Na terenie miasta brak jest linii kolejowych magistralnych, zapewniających powiązania międzyregionalne (krajowe). Najbliższe linie kolejowe tej kategorii to linia relacji Katowice - Legnica, Katowice - Bielsko-Biała, Czechowice-Dziedzice - granica państwa. Przewozy związane głównie z obsługą górnictwa i energetyki realizowane są na terenie miasta za pośrednictwem linii kolejowych będących własnością Kopalni Piasku „Kotlarnia” S.A. oraz Przedsiębiorstwa Transportu Kolejowego i Gospodarki Kamieniem S.A. w Rybniku.

O dogodnych warunkach komunikacyjnych miasta stanowi również fakt, że Rybnik jest oddalony od międzynarodowego portu lotniczego w Katowicach-Pyrzowicach o ok. 60 km, w Krakowie-Balicach o ok. 90 km i w Republice Czeskiej o 55 km.

Miasto Rybnik graniczy bezpośrednio z następującymi gminami:

- od północy:
  - ➔ Kuźnia Raciborska (pow. raciborski) i Pilchowice (pow. gliwicki),
- od wschodu:
  - ➔ Żory (miasto na prawach powiatu) i Czerwionka-Leszczyny (pow. rybnicki),
- od południa:
  - ➔ Radlin (pow. wodzisławski), Świerklany (pow. rybnicki) i Marklowice (pow. wodzisławski),
- od zachodu:



→ Rydułtowy (pow. wodzisławski) oraz Gaszowice, Jejkowice i Lyski (pow. rybnicki).

Wg danych GUS struktura użytkowania gruntów w Rybniku przedstawia się następująco (stan za rok 2014):

**Tabela 3-1. Struktura użytkowania gruntów w mieście Rybnik [ha]**

Wyszczególnienie	ha	%
<b>Użytki rolne razem</b> <i>w tym m.in.:</i>	<b>4 452</b>	<b>30,0</b>
- grunty orne	2 843	19,2
- sady	19	0,1
- łąki trwałe	938	6,3
- pastwiska trwałe	441	3,0
- grunty rolne zabudowane	99	0,7
<b>Grunty leśne oraz zadrzewione i zakrzewione razem</b> <i>w tym m.in.:</i>	<b>4 973</b>	<b>33,5</b>
- lasy	4 780	32,2
<b>Grunty zabudowane i zurbanizowane razem</b> <i>w tym m.in.:</i>	<b>4 553</b>	<b>30,7</b>
- tereny mieszkaniowe	2 044	13,8
- tereny przemysłowe	675	4,5
- tereny inne zabudowane	491	3,3
- tereny zurbanizowane niezabudowane	72	0,5
- tereny rekreacji i wypoczynku	228	1,5
<b>Grunty pod wodami razem</b>	<b>662</b>	<b>4,4</b>
<b>Użytki ekologiczne</b>	<b>8</b>	<b>0,1</b>
<b>Nie użytki</b>	<b>163</b>	<b>1,1</b>
<b>Tereny różne</b>	<b>25</b>	<b>0,2</b>
<b>Powierzchnia Rybnika ogółem</b>	<b>14 836</b>	<b>100</b>

Źródło: opracowanie własne na podst. GUS - BDL

### 3.2 Warunki klimatyczne

Zgodnie z Polską Normą PN-82/b-02403 teren Polski jest podzielony na pięć stref klimatycznych. Dla każdej z nich określono obliczeniową temperaturę powietrza na zewnątrz budynków, która jest równa także temperaturze obliczeniowej powierzchni gruntu. Miasto Rybnik leży w III strefie klimatycznej, dla której temperatura obliczeniowa powietrza na zewnątrz budynku wynosi  $-20^{\circ}\text{C}$ . Wielkość ta jest wykorzystywana do obliczenia szczytowego zapotrzebowania mocy cieplnej ogrzewanego obiektu.

Dane klimatyczne dotyczące średnich wieloletnich temperatur powietrza podane wg Polskiej Normy PN-B-02025 dla stacji meteorologicznych „Katowice” i „Racibórz” przedstawiono w poniższej tabeli.

**Tabela 3-2. Średnie wieloletnie temperatury miesiąca i liczby dni ogrzewania**

Miesiąc	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
<i>Stacja meteorologiczna „Katowice”</i>												
Temperatura [°C]	-2,8	-1,5	2,1	7,5	12,5	16,2	17,4	16,8	13,1	8,4	3,6	-0,5
Ilość dni ogrzewania	31	28	31	30	5	0	0	0	5	31	30	31



Miesiąc	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
<i>Stacja meteorologiczna „Racibórz”</i>												
Temperatura [°C]	-2,1	-1,0	2,9	8,1	12,9	16,6	17,7	17,1	13,4	8,7	4,2	0,1
Ilość dni ogrzewania	31	28	31	30	5	0	0	0	5	31	30	31

Źródło: Polska Norma PN-B-02025

Średnia roczna temperatura wynosi 7,7°C („Katowice”) i 8,2°C („Racibórz”), a roczna amplituda temperatury wynosi 9,7°C („Katowice”) i 10,6°C („Racibórz”). Najchłodniejszym miesiącem jest styczeń przy średniej temperaturze -2,8°C („Katowice”) i -2,1°C („Racibórz”), a najcieplejszym lipiec: 17,4°C („Katowice”) i 17,7°C („Racibórz”).

Opady kształtują się w granicach 600÷900 mm rocznie.

Miasto leży w strefie wiatrów słabych i bardzo słabych. W 42% więcej z kierunku zachodniego i południowo-zachodniego, przynoszące powiewy ciepłych mas powietrza znad Europy Zachodniej i basenu Morza Śródziemnego. Średnia roczna prędkość wiatru wynosi 2,2 m/s.

### 3.3 Uwarunkowania demograficzne i mieszkaniowe

#### 3.3.1 Struktura demograficzna

Obecnie miasto Rybnik zamieszkuje (zameldowanych na pobyt stały i czasowy) wg danych UM na dzień 31.12.2015 r., 135 877 mieszkańców (<http://bip.um.rybnik.eu/Default.aspx?Page=85>), co przy powierzchni gminy 148,4 km<sup>2</sup> daje gęstość zaludnienia na poziomie 916 osób/km<sup>2</sup>.

Poniżej przedstawiono zmiany demograficzne w mieście oraz strukturę ludności według wieku na przestrzeni lat 2011-2015 wg danych GUS-BDL.

Tabela 3-3. Ludność w mieście

Wskaźniki / Rok	2011	2012	2013	2014	2015
Liczba ludności	140 944	140 789	140 173	140 052	139 866
- mężczyzn	68 832	68 762	68 498	68 381	68 267
- kobiet	72 112	72 027	71 675	71 671	71 599
Przyrost naturalny na 1000 ludności	1,8	1,7	0,4	1,2	0,5
Gęstość zaludnienia [os./km <sup>2</sup> ]	950	949	945	944	941

Źródło: dane GUS – Bank Danych Lokalnych

Tabela 3-4. Struktura wiekowa mieszkańców

Liczba ludności w wieku:	Rok				
	2011	2012	2013	2014	2015
przedprodukcyjnym	25 406	25 239	25 048	25 063	25 002
produkcyjnym	92 577	91 794	90 659	89 565	88 267
poprodukcyjnym	22 961	23 756	24 466	25 424	26 326

Źródło: dane GUS – Bank Danych Lokalnych



Powyższe dane wskazują na niewielki spadek liczby ludności w ostatnich 5 latach w skali miasta – łącznie o ok. 0,7%. Bezwzględna liczba ludności od 2011 r. zmniejszyła się o ok. 1 080 osób. Przyrost naturalny był dodatni i ulegał wahaniom w granicach od 0,4 do 1,8 na 1 000 ludności.

Z powyższych zestawień wynika, że ludność w wieku produkcyjnym stanowiła w 2015 r. ok. 63% ogółu populacji Rybnika, a ludność w wieku przedprodukcyjnym zaledwie około 18%.

### 3.3.2 Budownictwo mieszkaniowe

Zasoby mieszkaniowe w Rybniku na dzień 31.12.2015 r. to około 47,5 tys. mieszkań, zajmujących ok. 3,58 mln m<sup>2</sup>. Poniżej przedstawiono dane dotyczące zasobów mieszkaniowych na terenie miasta.

**Tabela 3-5. Charakterystyka zasobów mieszkaniowych Rybnika**

Lata	2011	2012	2013	2014	2015
Liczba mieszkań	46 182	46 514	46 835	47 149	47 463
Powierzchnia użytkowa mieszkań [m <sup>2</sup> ]	3 444 779	3 478 111	3 512 334	3 544 047	3 575 779
Powierzchnia użytkowa na mieszkanie [m <sup>2</sup> ]	74,6	74,8	75,0	75,2	75,3
Powierzchnia użytkowa na osobę [m <sup>2</sup> ]	24,4	24,7	25,1	25,3	25,6

Źródło: dane GUS-BDL

**Tabela 3-6. Charakterystyka mieszkań oddanych do użytku**

Lata	2011	2012	2013	2014	2015
Mieszkania oddane do użytku	350	353	343	339	314
Powierzchnia oddana do użytku [m <sup>2</sup> ]	39 077	35 836	36 420	33 743	31 732
Średnia powierzchnia użytkowa na mieszkanie [m <sup>2</sup> ]	111,6	101,5	106,2	99,5	101,1

Źródło: dane GUS-BDL

W ostatnich latach oddano do użytku średnio 340 nowych mieszkań rocznie, o średniej powierzchni użytkowej ok. 104 m<sup>2</sup>.

Na terenie miasta działają m.in. następujące podmioty administrujące zasobami mieszkaniowymi:

- Rybnicka Spółdzielnia Mieszkaniowa;
- Spółdzielnia Mieszkaniowa „Centrum”;
- Spółdzielnia Mieszkaniowa „Południe”;
- Spółdzielnia Mieszkaniowa przy Elektrowni „Rybnik”;
- Spółdzielnia Mieszkaniowa „Ryf”;
- Zakład Gospodarki Mieszkaniowej;
- Spółka Mieszkaniowa „Wrębowa” Sp. z o.o.;
- Górnicza Spółdzielnia Budownictwa Mieszkaniowego im. St. Staszica;

- Spółdzielnia Mieszkaniowa „Orłowiec”,
- Oddział Gospodarowania Nieruchomościami PKP S.A.

Poza tym istnieją wspólnoty mieszkaniowe (zarządzane m.in. przez Bemigo-2, Expert Nieruchomości M. Sobczak, GGF Zarządzanie Nieruchomościami, Hossa sp. z o.o., PPHU „TECH-DROB”, Centrum Doradcze Dominium) oraz wiele budynków prywatnych.

### 3.4 Sytuacja gospodarcza miasta

Rybnik to jeden z najważniejszych w kraju ośrodków przemysłu węglowego. Na obszarze miasta znajdują się dwie kopalnie węgla kamiennego należące do Polskiej Grupy Górniczej sp. z o.o. (d. Kompanii Węglowej S.A.) – KWK „Jankowice” i KWK „Chwałowice”.

W gospodarczą strukturę Rybnika silnie wpisana jest branża energetyczna (m. in. elektrownia EDF Polska S.A. Oddział Rybnik oraz elektrociepłownie należące do PGG sp. z o.o. – EC „Chwałowice” i EC „Jankowice”) oraz budowlana, działająca na terenie okręgu rybnickiego oraz poza granicami kraju (Czechy, Niemcy).

W mieście zarejestrowanych było na koniec 2014 r. 13 628 podmiotów gospodarczych. Według danych z Banku Danych Lokalnych Głównego Urzędu Statystycznego (stan na koniec 2015 r.) liczba podmiotów gospodarki narodowej na terenie Gminy Rybnik wpisanych do rejestru REGON wynosiła 13 735 (o 107 więcej niż w roku poprzednim). Z sektora publicznego zarejestrowane były 272 podmioty i 13 378 z sektora prywatnego (w tym 10 054 osoby fizyczne prowadzące działalność gospodarczą).

W gminie w roku 2015 zarejestrowano 1 036 nowych podmiotów gospodarczych (w tym 4 w sektorze publicznym i 931 w prywatnym – z czego 854 osoby fizyczne prowadzące działalność gospodarczą), a wyrejestrowano 914 dotychczas działających (w tym 7 z sektora publicznego i 906 z sektora prywatnego – z czego 852 osoby fizyczne prowadzące działalność gospodarczą).

W tabeli poniżej przedstawiono strukturę działalności jednostek gospodarczych zlokalizowanych na terenie gminy Rybnik.

**Tabela 3-7. Jednostki gospodarcze zarejestrowane wg rodzajów działalności w latach 2011-2015 – miasto Rybnik**

Rodzaj działalności	2011	2012	2013	2014	2015
<b>ogółem</b>	<b>13 173</b>	<b>13 375</b>	<b>13 604</b>	<b>13 628</b>	<b>13 735</b>
rolnictwo, leśnictwo, łowiectwo i rybactwo	97	99	97	96	97
przemysł i budownictwo	2 871	2 918	2 959	2 940	2 955
pozostała działalność	10 205	10 358	10 548	10 592	10 683

Źródło: GUS – Bank Danych Lokalnych

Według powyższych danych liczba podmiotów gospodarczych działających na terenie całego miasta się zwiększa.



W 2015 r. zarejestrowano na terenie miasta Rybnika 3 844 bezrobotnych (w tym 1 476 mężczyzn). Udział zarejestrowanych bezrobotnych w liczbie ludności w wieku produkcyjnym wynosił w przedmiotowym roku 4,4% (3,5% w powiecie rybnickim, 5,2% w województwie śląskim i 6,5% dla całej Polski) i w latach 2010-15 zawierał się na terenie miasta w przedziale od 4,4% do 5,3%.

Wg danych Powiatowego Urzędu Pracy w Rybniku liczba zarejestrowanych bezrobotnych w mieście na koniec lipca 2016 r. wynosiła 3 363, a w grudniu 2015 r. – 3 914.

Miasto realizuje swoją politykę w oparciu o „Strategię Zintegrowanego Rozwoju Miasta Rybnika do roku 2020”, przyjętą uchwałą Rady Miasta Rybnika nr 140/XI/2015 z dnia 18 czerwca 2015 r., w której sformułowano cel główny:

- w wymiarze wewnętrznym: Rybnik miastem dostarczającym mieszkańcom, przedsiębiorstwom i organizacjom pozarządowym najlepszych warunków dla rozwoju, realizacji aspiracji i planów oraz wykorzystywania i pomnażania posiadanych zdolności i kompetencji
- w wymiarze zewnętrznym: Rybnik głównym ośrodkiem rozwoju Subregionu Zachodniego, koncentrującym funkcje o znaczeniu ponadlokalnym i regionalnym, przyciągającym nowych mieszkańców, firmy i instytucje, inicjującym kreatywne projekty wyznaczające nowe standardy zarządzania rozwojem lokalnym, a także będącym nową przestrzenią intensywnego rozwoju między Aglomeracją Górnośląską a aglomeracjami w Republice Czeskiej

oraz następujące cele strategiczne:

- ➔ Rybnik regionalnym liderem rozwoju gospodarczego dzięki wykorzystywaniu innowacyjnego i kreatywnego potencjału miasta, Subregionu Zachodniego i sąsiednich aglomeracji;
- ➔ Wysoka jakość życia w Rybniku gwarantująca rozwój kapitału ludzkiego i stabilizację demograficzną miasta;
- ➔ Silny i atrakcyjny wizerunek Rybnika umożliwiający przyciąganie i zatrzymywanie podmiotów decydujących o rozwoju lokalnym oraz pełne wykorzystywanie atutów miasta;
- ➔ Rybnik krajowym liderem we wdrażaniu nowoczesnych rozwiązań w dziedzinie zarządzania rozwojem lokalnym.

Na terenie Rybnika działa Katowicka Specjalna Strefa Ekonomiczna – Podstrefa Jastrzębsko-Żorska, która oferuje inwestorom liczne ulgi i przywileje.

Ze względu na to, że miasto Rybnik jest węzłowym ośrodkiem aglomeracji rybnickiej oraz stolicą powiatu rybnickiego, jak również ze względu na korzystną lokalizację z uwagi na zasięg oddziaływania inwestycji rządowych, tj. m.in.: autostrady A1 i zbiornika „Racibórz” na Odrze – stwarzają warunki dla rozwoju społeczno-gospodarczego miasta.

### **3.5 Podział miasta na jednostki bilansowe**

Dla prawidłowej i efektywnej oceny stanu zaopatrzenia miasta Rybnika w nośniki energii oraz dla potrzeb planowania energetycznego dokonano podziału jego obszaru na energetyczne jednostki bilansowe. Przy określeniu tego podziału kierowano się :

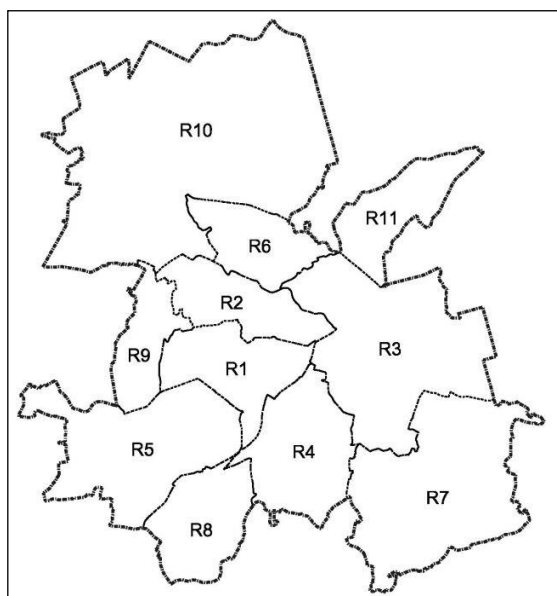
- podziałem na jednostki strukturalne określonym w uchwalonych przez Radę Miasta Rybnika: „Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego miasta Rybnika” i „Miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego miasta Rybnika”;
- przynależnością terenu do dzielnicy – jednostki strukturalnej;
- zgrupowaniem w jednostkach energetycznych zabudowy o jednorodnym (w miarę możliwości) charakterze i funkcji użytkowania;
- w miarę możliwości jednorodnym sposobem zaopatrzenia w energię ciepłą;
- potencjalnymi utrudnieniami w rozwoju systemów energetycznych.

Biorąc pod uwagę powyższe kryteria zachowano podział obszaru miasta na 11 energetycznych jednostek bilansowych. Jednostki bilansowe zostały scharakteryzowane w poniższej tabeli i przedstawione na rysunku.

**Tabela 3-8. Podział obszaru Rybnika na jednostki bilansowe**

Symbol jedn. bilansowej	Nazwa jednostki bilansowej	Powierzchnia jednostki [ km <sup>2</sup> ]	Jednostki strukturalne – dzielnice wchodzące w skład jednostki bilansowej
R1	Śródmieście - Nowiny	8,09	Centrum, Smolna i Nowiny-Maroko
R2	Orzepowice - Północ	7,02	Orzepowice, Północ i Wawok
R3	Paruszowiec - Ligota	20,52	Paruszowiec, Ligota i Piaski
R4	Chwałowice - Meksyk	10,36	Chwałowice i Meksyk
R5	Południowy zachód	15,5	Niedobczyce, Niewiadom i Zamysłów
R6	Rybnicka Kuźnia - Wielopole	6,35	Wielopole i Rybnicka Kuźnia
R7	Południowy wschód	19,55	Boguszowice, Gotartowice i Kłokocin
R8	Popielów - Radziejów	8,04	Popielów i Radziejów
R9	Zebrzydowice	5,29	Zebrzydowice
R10	Część północna	40,77	Chwałęcice, Stodoły, Grabownia, Golejów i Ochojec
R11	Kamień	6,83	Kamień

**Rysunek 3-1. Jednostki bilansowe**





## **3.6 Utrudnienia terenowe w rozwoju systemów energetycznych lub transporcie paliwa**

### **3.6.1 Rodzaje utrudnień**

Utrudnienia w rozwoju systemów energetycznych można podzielić na dwie grupy:

- czynniki związane z elementami geograficznymi,
- czynniki związane z istnieniem obszarów podlegających ochronie.

Przy obecnym stanie techniki niemal wszystkie utrudnienia związane z czynnikami geograficznymi mogą być pokonane, ale wiąże się to z dodatkowymi kosztami, mogącymi niejednokrotnie nie mieć uzasadnienia.

Czynniki geograficzne dotyczą zarówno elementów pochodzenia naturalnego, jak i powstałego z ręki człowieka. Mają przy tym charakter obszarowy lub liniowy. Do najistotniejszych należą:

- akweny i ciekiny wodne;
- obszary zagrożone zniszczeniami powodziowymi;
- tereny bagienne;
- obszary nieustabilizowane geologicznie (np. bagna, tereny zagrożone szkodami górnictwami, uskoki lub lawinami, składowiska odpadów organicznych itp.);
- trasy komunikacyjne (linie kolejowe, zwłaszcza wielotorowe i zelektryfikowane, główne trasy drogowe);
- tereny o specyficznej rzeźbie terenu (głębokie wąwozy i jary lub odwrotnie: wały ziemne lub pasy wzniesień).

W przypadku istnienia tego rodzaju utrudnień należy dokonywać oceny, co jest bardziej korzystne: pokonanie przeszkody czy jej obejście. Warto przy tym zauważyć, że odpowiedź w tej kwestii zależy również od rodzaju rozpatrywanego systemu sieciowego: najłatwiej i najtaniej przeszkody pokonują linie elektroenergetyczne, trudniej sieci gazowe, a najtrudniej sieci ciepłownicze.

Utrudnienia związane z terenami chronionymi mają charakter obszarowy. Do najważniejszych należą:

- obszary przyrody chronionej: parki narodowe, rezerваты przyrody, parki krajobrazowe, użytki ekologiczne, pomniki przyrody;
- kompleksy leśne;
- zabytkowe parki;
- zabytki architektury;
- obszary urbanistyczne objęte ochroną konserwatorską;
- obszary objęte ochroną archeologiczną;
- cmentarze;
- tereny kultu religijnego;



- tereny zamknięte: wojskowe, kolejowe

Przez tereny leśne nie powinny przebiegać ani linie napowietrzne ani podziemne. Szczególnie przez drzewostany o składzie gatunkowym zgodnym z siedliskiem, a także przez rezerваты przyrody istniejące, projektowane i proponowane oraz ich otoczenie, jak również w rejonie istniejących pomników przyrody żywej i nieożywionej, obiektów proponowanych do uznania za pomniki oraz w rejonach obiektów i zespołów kulturowych. W każdym przypadku prowadzenia linii napowietrznych poza terenami zabudowanymi powinno być opracowane studium krajobrazowo-widokowe możliwości przebiegu tych linii i wybrany winien być wariant najmniej uciążliwy. Jak widać, w niektórych przypadkach prowadzenie elementów systemów zaopatrzenia w energię jest całkowicie niemożliwe, a dla pozostałych jest utrudnione, wymagające dodatkowych zabezpieczeń potwierdzonych odpowiednimi uzgodnieniami i pozwoleniami. Ponadto w przypadku obszarów objętych ochroną konserwatorską mocno utrudnione może być prowadzenie działań termorenowacyjnych obiektów. W każdym przypadku konieczne jest prowadzenie uzgodnień z konserwatorem zabytków.

Utrudnienia występujące na obszarze miasta Rybnika zostały omówione poniżej.

### **3.6.2 Analiza utrudnień występujących w Rybniku**

#### **Akweny i ciek wodne**

Cały obszar Miasta Rybnik położony jest w zlewni rzeki Rudy, stanowiącej prawobrzeżny dopływ rzeki Odry. Rzeka Ruda na terenie miasta posiada następujące dopływy:

- dopływy lewobrzeżne:
  - potok Gzel,
  - rzeka Nacyna z jej dopływami – potokami: Chwałowickim, Niedobczyckim i Radziejowskim,
  - potok Boguszowicki,
  - potok Kłokociński;
- dopływy prawobrzeżne:
  - potok Z Kamienia,
  - potok Przegędza.

Na terenie Miasta zlokalizowana jest zapora zbiornika „Rybnik”, który jest wykorzystywany w obiegach chłodniczych elektrowni EDF Polska S.A. Oddział Rybnik oraz spełnia funkcję przeciwpowodziową i rekreacyjną.

W pobliżu ww. zbiornika, na dopływających do niego potokach, znajdują się mniejsze zbiorniki wodne – zalewy: Pniowiec, Gzel i Grabownia. Ponadto zbiorniki wód stojących znajdują się w dolinie rzeki Ruda, na potokach Przegędza oraz Z Kamienia. Największe z nich to stawy: Kencierz, Paruszowiec, Ruda oraz zalewiska w Chwałowicach i Boguszowicach. Na terenie miasta znajduje się także szereg zbiorników wodnych pochodzenia antropogenicznego, związanego m.in. z osiadaniem terenu wskutek eksploatacji węgla kamiennego.



Przebiegające przez Rybnik rzeki Nacyna i Ruda oraz zbiorniki wodne mogą stanowić znaczne utrudnienie rozwoju systemów energetycznych (głównie ciepłowniczego oraz gazowniczego).

### **Trasy komunikacyjne**

Przez obszar miasta przebiegają liczne drogi ruchu kołowego oraz sieć linii kolejowych. W przypadku tras samochodowych o stopniu utrudnienia decyduje natężenie ruchu, znaczenie transportowe drogi i jej szerokość. Spośród dróg kołowych największe utrudnienie w prowadzeniu elementów infrastruktury energetycznej stanowić mogą ulice w ciągu drogi krajowej – tj.: Wodzisławska, Reymonta, Kotucza, Gliwicka i Rybnicka.

Na terenie miasta brak jest kolejowych linii magistralnych zapewniających powiązania międzyregionalne (krajowe). Układem linii administrują dwa podstawowe podmioty, tj.: Polskie Koleje Państwowe oraz Kopalnia Piasku „Kotlarnia” S.A. w Kotlarni. Obszary kolejowe stanowią zazwyczaj znaczne utrudnienia dla rozwoju systemów energetycznych.

### **Rzeźba terenu**

Szczególnie ujemne skutki wywarło na powierzchnię miasta górnictwo. Ukształtowanie powierzchni terenu uległo deformacjom i przeobrażeniom. Wpływa to zarówno na układ wód powierzchniowych, glebę, szatę roślinną, jak i na przestrzenne zagospodarowanie terenu. Przeobrażeniom uległa naturalna rzeźba terenu. Wiele obszarów, wskutek zmienionych warunków przyrodniczych, przekształciło się w nieużytki. Obszarem największej koncentracji nieużytków przemysłowych są tereny położone po południowej stronie Chwałowic pomiędzy kopalniami „Chwałowice” i „Jankowice”.

Rzeźba terenu nie stanowi wyraźnego utrudnienia dla rozbudowy i eksploatacji systemów energetycznych na terenie miasta.

### **Obszary przyrody chronionej**

Do chwili obecnej powołano szereg pomników przyrody, zarówno ożywionej (okazale drzewa), jak i nieożywionej (głazy narzutowe). Ponadto rozpoznano w różnych częściach miasta kolejne obiekty kwalifikujące się do objęcia ochroną prawną. Północne obrzeża miasta leżą w granicach Parku Krajobrazowego Cysterskie Kompozycje Krajobrazowe Rud Wielkich oraz jego otuliny. Obiektami i obszarami chronionymi na terenie miasta Rybnika na podstawie ustawy o ochronie przyrody są m.in.:

- użytki ekologiczne „Dolina Okrzeszyniec”, „Meandry rzeki Rudy” i „Kencierz”,
- 19 pomników przyrody ożywionej i nieożywionej, obejmujących: 15 drzew występujących w Śródmieściu, Kamieniu, Zamysłowie, Chwałowicach, Rybniku-Północ, Grabowni, Ochojcu, Popielowie i Chwałęcicach oraz cztery polodowcowe głazy narzutowe, zlokalizowane w Chwałowicach (3 szt.) i w lesie w dolinie potoku Przegędy (teren dzielnicy Gotartowice).

Na terenie miasta nie występują obszary sieci NATURA 2000.

Znajdujące się na terenie miasta pomniki przyrody nie powinny stanowić większego utrudnienia w rozwoju systemów energetycznych na terenie miasta.

### **Obszary leśne**

Z ok. 32% powierzchni miasta, jaką zajmują lasy, większość tych terenów, bo prawie ok. 1/3, występuje w dzielnicach Paruszowiec, Piaski i Ligota. Praktycznie całość lasów (ok. 98%) pozostaje w administracji Lasów Państwowych, w tym: Nadleśnictwo Rybnik, obręb Rybnik i Paruszowiec i Nadleśnictwo Rudy Raciborskie. Lasy niepaństwowe o łącznej powierzchni ok. 60 ha stanowią niewielkie rozproszone enklawy, głównie w południowej i zachodniej części miasta. Lasy usytuowane w północnej i północno-zachodniej części miasta tworzą wraz z lasami sąsiedzkich miejscowości ciągły, zwarty system lasów rudzko-pszczyńskich („Puszcza Pszczyńsko-Raciborska”), natomiast w zachodniej i południowej części miasta lasy występują w sposób nieciągły w formie izolowanych enklaw, m. in.: „Czarny Las”, „Las Gaik”, „Las Blicherski”, „Las Maliga”, „Las Królewia”, „Las Podlesie”, „Las Świercze”, „Las Nacyński”, „Las Księżok” i inne, rozproszone w poszczególnych dzielnicach miasta. Pomimo dominującego udziału w strukturze przestrzennej Lasów Państwowych na tym terenie dużych i zwartych kompleksów leśnych (powyżej 100 ha), obecność licznych i rozproszonych fragmentów lasów innej własności, często poddanych silnym wpływom antropopresji i otoczonych terenami zurbanizowanymi, wpływa na ogólną nieracjonalność prowadzonej gospodarki leśnej w warunkach aglomeracji miejskiej.

Obszary leśne nie powinny stanowić bariery w rozwoju systemów energetycznych Rybnika.

### **Obszary urbanistyczne objęte ochroną konserwatorską i archeologiczną**

Na obszarze Rybnika znajduje się szereg obszarów cennych kulturowo, podlegających ścisłej ochronie konserwatorskiej ze względu na swój układ przestrzenny, zagospodarowanie i zabudowę. W rejestrze zabytków prowadzonym przez Śląski Wojewódzki Oddział Ochrony Zabytków w Katowicach z terenu miasta Rybnika znajdują się m.in.: miasto w ramach dawnego historycznego założenia, Kościół Parafialny pw. Matki Boskiej Bolesnej, kaplica cmentarna, Kościół Parafialny pw. św. Antoniego, dawna plebania, Kaplica przyszpitalna pw. św. Juliusza, zespół zabudowy Szpitala Miejskiego nr 1.

Obszary i obiekty objęte ścisłą ochroną konserwatorską stanowią ograniczenie rozwoju systemów energetycznych, jak również ograniczenie działań termomodernizacyjnych związanych z poprawą termoizolacji ścian.

### **Cmentarze oraz tereny kultu religijnego**

Obiekty rozproszone na terenie całego miasta. Przy planowaniu infrastruktury technicznej, w tym energetycznej, należy pamiętać o ominięciu przedmiotowych obszarów.

### **Tereny zamknięte: wojskowe, kolejowe**

Na obszarze gminy znajdują się tereny zamknięte (m.in. linie kolejowe), które przy planowaniu infrastruktury technicznej należy ominąć – gospodarka przestrzenna na tych terenach odbywa się w oparciu o odrębne przepisy.

### **Inne utrudnienia mogące występować podczas rozbudowy systemów sieciowych**

Podczas rozbudowy systemów sieciowych na terenach zurbanizowanych mogą wystąpić także utrudnienia związane z:



- koniecznością prowadzenia systemów sieciowych wzdłuż ulic w gęstej zabudowie,
- koniecznością przejściowych zmian organizacji ruchu ulicznego,
- istniejącym technicznym uzbrojeniem terenu,
- transportem, magazynowaniem i montażem elementów rurociągów na placu budowy.

## 4 System zaopatrzenia w ciepło

### 4.1 Bilans cieplny miasta

#### 4.1.1 Założenia do bilansu

Przy opracowywaniu szacunkowego bilansu cieplnego miasta Rybnika, określającego zapotrzebowanie na moc i energię cieplną na poziomie zużycia ciepła u odbiorcy, wykorzystano następujące dane:

- zapotrzebowanie mocy i energii cieplnej z systemu ciepłowniczego określone na podstawie informacji udzielonych przez PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój - ZC Rybnik oraz pozostałych pomniejszych dostawców ciepła;
- zużycie gazu sieciowego wg informacji przekazanych z Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. Oddział w Zabrze oraz PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. - Górnośląska Sekcja Marketingu;
- informacje z poszczególnych kotłowni – na podstawie rozesłanych ankiet oraz kontaktów telefonicznych;
- dane o sposobie ogrzewań budynków mieszkalnych wielorodzinnych otrzymanych od administratorów (ankiety);
- dla odbiorców indywidualnych wielkości zapotrzebowania mocy cieplnej oszacowano wskaźnikowo wg zajmowanej powierzchni użytkowej lub kubatury obiektu;
- wartości zapotrzebowania energii cieplnej dla większych odbiorców określono wg rzeczywistej wielkości zużycia energii podanej przez odbiorcę, natomiast dla pozostałych odbiorców są one wielkościami wyliczonymi w oparciu o zapotrzebowanie mocy szczytowej i przyjęty czas poboru mocy dla danego charakteru odbioru.

Bilans potrzeb energetycznych miasta Rybnika wykonany został przy założeniu podziału miasta na 11 jednostek bilansowych (patrz rozdz. 2.5). Wielkość zapotrzebowania ciepła u odbiorcy została oszacowana dla poszczególnych jednostek bilansowych i dla całości miasta, przyjmując następujące kategorie odbiorców:

- budownictwo mieszkaniowe:
  - wielorodzinne,
  - jednorodzinne;
- budynki użyteczności publicznej (urzędy, oświata, ośrodki zdrowia, przedsiębiorstwa gminne itp.);
- usługi komercyjne i wytwórczość (zakłady przemysłowe, kopalnie, handel, usługi, hurtownie, składy itp.).

Dokonane zostało również uporządkowanie zapotrzebowania ciepła w zależności od sposobu jego pokrycia, wyróżniając przy tym następujące technologie:

- kategoria „system ciepłowniczy” obejmująca odbiorców zaopatrywanych w ciepło z sieci ciepłowniczych (miejskiej – PEC oraz innych przedsiębiorstw zajmujących się dystrybucją ciepła);
- kategoria „gaz sieciowy” obejmująca kotłownie lokalne i indywidualne oraz inne ogrzewania wykorzystujące gaz ziemny sieciowy;
- kategoria „paliwo węglowe” obejmująca kotłownie lokalne i indywidualne z kotłami opalanymi węglem, a w przypadku mieszkań ogrzewanych indywidualnie obejmuje również mieszkania z ogrzewaniem etażowym opalanym węglem lub piecami ceramicznymi;
- kategoria „inne paliwo” obejmująca ogrzewania przy wykorzystaniu oleju opałowego, gazu płynnego, energii elektrycznej lub tp. oraz odnawialnych źródeł energii (OZE) i odzysku ciepła (m.in. ogrzewanie przy wykorzystaniu biomasy, biogazu, pomp ciepła, kolektorów słonecznych itp. oraz odzysk ciepła np. z wentylacji obiektów).

#### 4.1.2 Bilans cieplny Rybnika

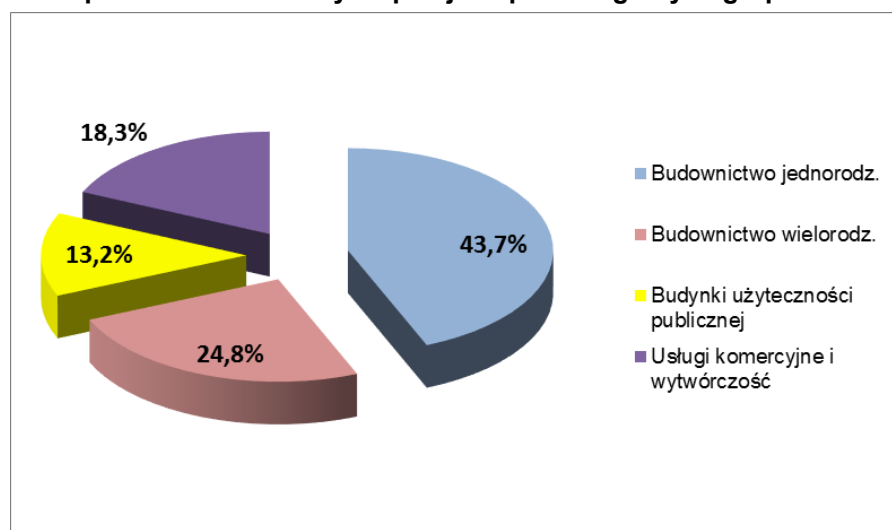
Zapotrzebowanie na ciepło na terenie miasta określono szacunkowo na ok. 563,3 MW, w tym:

- ➔ 139,8 MW na potrzeby budownictwa mieszkaniowego wielorodzinnego;
- ➔ 246,3 MW na potrzeby budownictwa mieszkaniowego jednorodzinnego;
- ➔ 74,3 MW na potrzeby obiektów użyteczności publicznej;
- ➔ 102,9 MW na potrzeby usług komercyjnych i wytwórczości (w tym również kopalń), bez potrzeb własnych źródeł energii elektrycznej.

Powyższe wielkości obrazują oszacowany stan zapotrzebowania szczytowej mocy cieplnej u odbiorców. W porównaniu do roku 2011 zapotrzebowanie mocy w mieście spadło o ok. 2%, a w zabudowie wielorodzinnej o ok. 3%; natomiast w systemie ciepłowniczym o ok. 2,1%.

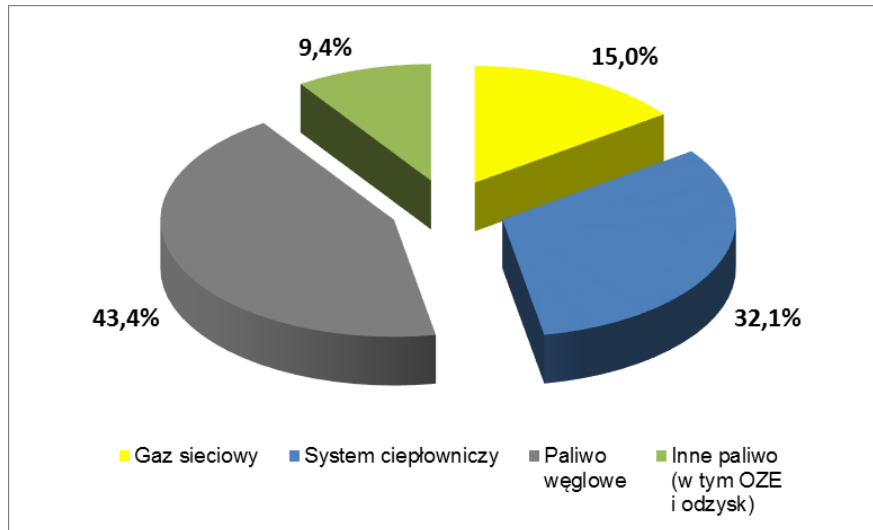
Udziały powyższych wielkości w całości zapotrzebowania szczytowej mocy cieplnej przez odbiorców z obszaru Rybnika obrazuje poniższy wykres.

**Wykres 4-1. Udział zapotrzebowania mocy cieplnej dla poszczególnych grup odbiorców**



Sposób pokrycia tego zapotrzebowania przez odbiorców z terenu Rybnika (źródło ciepła) przedstawiono na wykresie na rysunku poniżej.

**Wykres 4-2. Sposób pokrycia zapotrzebowania mocy cieplnej**



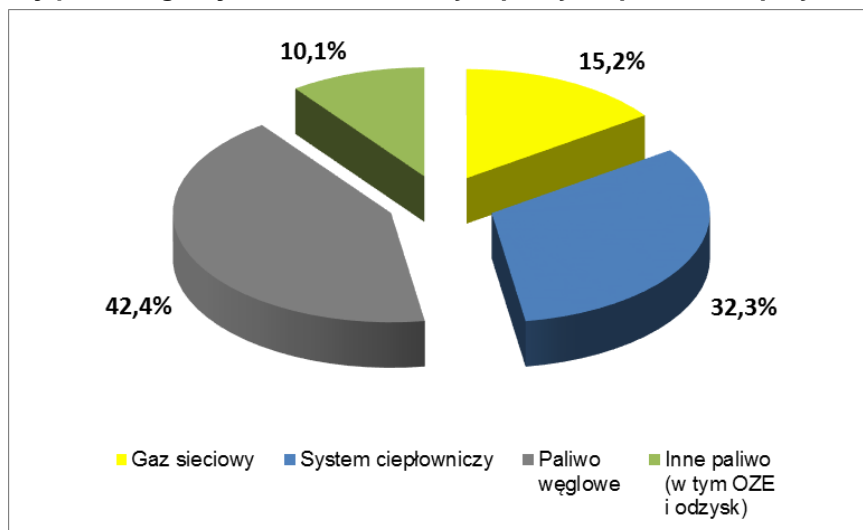
Zużycie ciepła w Rybniku oszacowane na poziomie u odbiorców wynosi 3 188,4 TJ, w tym:

- 786,0 TJ dla potrzeb budownictwa mieszkaniowego wielorodzinnego;
- 1 344,7 TJ dla potrzeb budownictwa mieszkaniowego jednorodzinnego;
- 446,4 TJ dla potrzeb budynków użyteczności publicznej;
- 611,3 TJ dla potrzeb usług komercyjnych i wytwórczości (w tym kopalnie).

W porównaniu do roku 2011 zużycie energii cieplnej w mieście spadło o ok. 6%.

Na wykresie poniżej przedstawiono oszacowane udziały poszczególnych źródeł energii na poziomie zużycia ciepła u odbiorcy.

**Wykres 4-3. Udziały poszczególnych źródeł w rocznym pokryciu potrzeb cieplnych u odbiorcy**



Na podstawie powyższych danych oraz łącznej powierzchni użytkowej mieszkań w Rybniku (3 544 047 m<sup>2</sup>) można oszacować w budownictwie mieszkaniowym jednostkowe zapotrzebowanie na moc cieplną (w [W/m<sup>2</sup>]) oraz na energię cieplną (w [kWh/m<sup>2</sup>]) – wynoszą



one: ok. 109 W/m<sup>2</sup> i 167 kWh/m<sup>2</sup>. Wielkości te w roku 2011 (patrz „Projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło,...” wykonany w 2012 r.) dla: 3 507 500 m<sup>2</sup>, 396 MW zapotrzebowania na moc i 2 285 TJ rocznego zużycia ciepła wynosiły odpowiednio: ok. 113 W/m<sup>2</sup> i 181 kWh/m<sup>2</sup>. Zauważalny jest spadek rozważanych wielkości (o ok. 3,5% w przypadku zapotrzebowania mocy i 7,5% dla zużycia ciepła) będący wynikiem działań racjonalizujących użytkowanie energii cieplnej w mieście – m.in. działań termomodernizacyjnych.

Zestawienie wielkości szacunkowego zapotrzebowania mocy cieplnej i sposobu jego pokrycia oraz rocznego szacunkowego zużycia ciepła dla całego miasta oraz poszczególnych jednostek bilansowych przedstawiono w postaci tabelarycznej w Załączniku A do niniejszego opracowania.

## 4.2 Struktura pokrycia zapotrzebowania na ciepło w mieście

Potrzeby cieplne mieszkańców obszaru miasta Rybnika pokrywane są ze:

- źródła ciepła Polskiej Grupy Górniczej sp. z o.o. Oddział Zakład Elektrociepłowni (PGG Z-d EC) – EC „Chwałowice”, zasilającego istniejący w Rybniku miejski system ciepłowniczy należący do PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój,
- Elektrowni EDF Polska S.A. Oddział w Rybniku, zasilającej lokalne systemy ciepłownicze – PEC-u i Spółdzielni Mieszkaniowej przy Elektrowni „RYBNIK”,
- źródeł ciepła Polskiej Grupy Górniczej sp. z o.o. Oddział Zakład Elektrociepłowni – EC „Jankowice” i Ciepłowni „Rymer”, zasilających własne lokalne systemy ciepłownicze i lokalne sieci PEC-u i BUDWEX-u;
- ok. 110 zinwentaryzowanych kotłowni lokalnych o mocy zainstalowanej od około 100 kW;
- szeregu kotłowni lokalnych i indywidualnych o mocy poniżej 100 kW;
- indywidualnych ogrzewań piecowych.

Źródła systemowe oraz kotłownie lokalne zostały opisane w podrozdziale 4.3., a zestawienie pozostałych zinwentaryzowanych źródeł ciepła o mocy zainstalowanej od około 100 kW wzwyż przedstawiono w pkt. 4.3.6.

System sieci ciepłowniczych Rybnika oraz lokalizację źródeł ciepła od 100 kW przedstawiono na załączonej do opracowania mapie systemu ciepłowniczego miasta Rybnika (Załącznik B do opracowania).

Systemy ciepłownicze Rybnika pokrywają około 32% całkowitego zapotrzebowania mocy cieplnej z terenu miasta Rybnika, z czego:

- ➔ 49% to zapotrzebowanie w budownictwie mieszkaniowym,
- ➔ 33% to zapotrzebowanie w sektorze usług komercyjnych i wytwórczości,
- ➔ 18% to zapotrzebowanie w obiektach użyteczności publicznej.

Kotłownie lokalne i indywidualne na paliwo węglowe oraz piece ceramiczne pokrywają około 43% całkowitego zapotrzebowania mocy cieplnej z terenu miasta Rybnika, z czego:

- ➔ 95% to zapotrzebowanie w budownictwie mieszkaniowym,





- 3% to zapotrzebowanie w sektorze usług komercyjnych i wytwórczości,
- 2% to zapotrzebowanie w obiektach użyteczności publicznej.

Kotłownie lokalne na paliwa inne niż węgiel (gaz ziemny, olej opałowy, energia elektryczna, biomasa itp.) pokrywają ok. 25% całkowitego zapotrzebowania mocy cieplnej z terenu miasta Rybnika, z czego:

- 47% to zapotrzebowanie w budownictwie mieszkaniowym,
- 25% to zapotrzebowanie w sektorze usług komercyjnych i wytwórczości,
- 28% to zapotrzebowanie w obiektach użyteczności publicznej.

Szacuje się, że około 9% zapotrzebowania na ciepło w budownictwie mieszkaniowym Rybnika pokrywanych jest jeszcze z indywidualnych (piecowych) ogrzewań węglowych, będących głównym źródłem tzw. „niskiej emisji”.

### 4.3 Źródła ciepła dla miasta

Systemy ciepłownicze miasta zaspokajają prawie ok. 1/4 łącznego zapotrzebowania budownictwa mieszkaniowego Rybnika na moc cieplną. Miejska sieć ciepłownicza należy do Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej S.A. Jastrzębie-Zdrój. Ponadto lokalne sieci ciepłownicze na terenie miasta Rybnika posiadają: Polska Grupa Górnicza sp. z o.o. Oddział Zakład Elektrociepłowni, BUDWEX Sp. z o.o. oraz Spółdzielnia Mieszkaniowa przy El. „Rybnik”.

Miejska sieć ciepłownicza Rybnika zasilana jest energią cieplną ze źródła Polskiej Grupy Górniczej sp. z o.o. Oddział Zakład Elektrociepłowni – Elektrociepłowni „Chwałowice”.

Źródło Polskiej Grupy Górniczej sp. z o.o. Oddział Zakład Elektrociepłowni – EC „Jankowice”, zasila system sieci ciepłowniczych firmy BUDWEX oraz sieci należące do PEC Jastrzębie-Zdr. zlokalizowane w tym rejonie.

Kolejne źródło Polskiej Grupy Górniczej sp. z o.o. Oddział Zakład Elektrociepłowni – Ciepłownia „Rymer” zasila lokalne sieci należące do PGG sp. z o.o. Z-d EC i PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój.

Natomiast energia cieplna z Elektrowni EDF Polska S.A. Oddział w Rybniku zasila sieci należące do Spółdzielni Mieszkaniowej przy El. „Rybnik” oraz sieci PEC.

#### 4.3.1 Polska Grupa Górnicza sp. z o.o. Oddział Zakład Elektrociepłowni – Elektrociepłownia „Chwałowice”

Oddział Zakład Elektrociepłowni wchodzący w skład Polskiej Grupy Górniczej sp. z o.o. prowadzi swą działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji ciepła oraz obrotu ciepłem na podstawie udzielonych w dniu 30 lipca 2003 r. przez Prezesa URE koncesji:

- na wytwarzanie ciepła – nr WCC/1086/4407/W/OKA/2003/KR z późniejszymi zmianami,
- na przesyłanie i dystrybucję ciepła – nr PCC/1061/4407/W/OKA/2003/KR z późn.zm.

Koncesji powyższych udzielono na okres od 1 sierpnia 2003 r. do 1 sierpnia 2023 r.



Przedsiębiorstwo prowadzi również działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania oraz obrotu energią elektryczną na podstawie udzielonych przez Prezesa URE koncesji:

- na wytwarzanie energii elektrycznej - nr WEE/170/4407/W/OKA/2003/KR z dnia 30 lipca 2003 roku z późn.zm.,
- na obrót energii elektrycznej - nr OEE/350/4407/W/1/2003/MS z dnia 29 kwietnia 2003 roku z późn.zm.

W Elektrociepłowni „Chwałowice” wytwarzanie energii cieplnej odbywa się częściowo w sposób skojarzony z produkcją energii elektrycznej. Ciepło wytwarzane w źródle jest przesyłane miejską siecią ciepłowniczą PEC-u oraz dostarczane do odbiorców własnymi sieciami. W źródle zastosowana jest regulacja jakościowa w zależności od warunków pogodowych.

Elektrociepłownia stanowi źródło energii elektrycznej przede wszystkim na potrzeby własne oraz kopalń Polskiej Grupy Górniczej sp. z o.o.

Ciepło pochodzące ze źródeł Polskiej Grupy Górniczej sp. z o.o. Oddział Zakład Elektrociepłowni zapewnia pokrycie prawie 30% wszystkich potrzeb w zakresie zapotrzebowania mocy cieplnej w mieście.

#### **4.3.1.1. Lokalizacja źródła**

Źródło znajduje się w południowej części miasta – przy ulicy 1 Maja 26, na terenie jednostki bilansowej **R4** i zaopatruje w ciepło odbiorców przyłączonych do miejskiego systemu ciepłowniczego PEC oraz odbiorców z terenu Chwałowic poprzez sieci ciepłownicze PGG Z-d EC.

#### **4.3.1.2. Opis stanu istniejącego**

Zainstalowana całkowita moc termiczna elektrociepłowni wynosi 195,7 MW, w tym moc cieplna osiągalna przy wytwarzaniu ciepła w skojarzeniu z wytwarzaniem energii elektrycznej (osiągalna 8,5 MW<sub>e</sub>) wynosi 40 MW<sub>t</sub>. Zainstalowana moc cieplna w kotłach wodnych wynosi 98 MW<sub>t</sub>.

W EC wytwarzany jest czynnik grzewczy w postaci:

- pary wodnej o temperaturze 350°C i ciśnieniu 1,5 MPa,
- gorącej wody o temperaturze 155/80°C.

Łączne zapotrzebowanie na ciepło (moc zamówiona) z tego źródła wynosiło w 2015 roku 123,8 MW (w tym m.in. 2 MW na przygotowanie c.w.u. i 25,9 MW na potrzeby technologiczne źródła i kopalni).

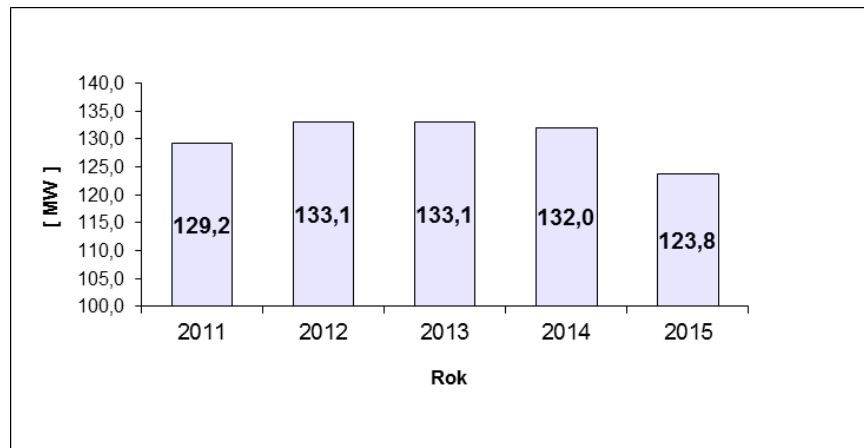
Roczna produkcja energii cieplnej wynosiła w 2015 r. 1 483,6 TJ (w tym 587,7 TJ na sprzedaż i 895,9 TJ na potrzeby własne).

Zmiany sumarycznej mocy zamówionej w źródle oraz wielkości rocznej produkcji ciepła za ostatnie 5 lat zestawiono w podanej poniżej tabeli oraz przedstawiono na poniższych wykresach. Na następnym wykresie przedstawiono udział produkcji skojarzonej w całości produkcji ciepła w rozpatrywanym okresie.

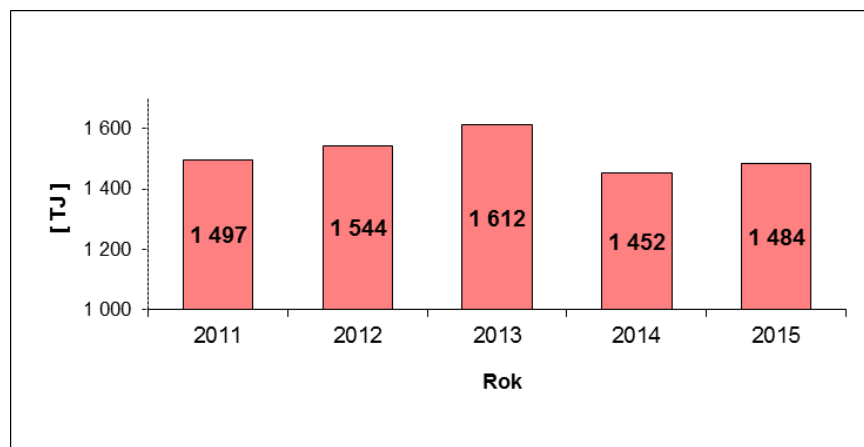
**Tabela 4-1. Moc zamówiona i produkcja ciepła w EC „Chwałowice”**

Rok		2011	2012	2013	2014	2015
<b>Moc zamówiona [ MW ]</b>	c.o.-woda	89,7	93,6	93,6	92,5	91,9
	c.o.-para	11,8	11,8	11,8	11,8	4,0
	c.w.u.	1,8	1,8	1,8	1,8	2,0
	technologia	25,9	25,9	25,9	25,9	25,9
	<b>Razem</b>	<b>129,2</b>	<b>133,1</b>	<b>133,1</b>	<b>132,0</b>	<b>123,8</b>
<b>Produkcja ciepła [ TJ ]</b>	gorąca woda	246,2	306,8	215,0	109,0	87,2
	para	1 250,8	1 237,1	1 397,0	1 343,1	1 396,4
	<b>Razem</b>	<b>1 497,0</b>	<b>1 543,9</b>	<b>1 611,9</b>	<b>1 452,1</b>	<b>1 483,6</b>
	w tym w skojarzeniu	507,05	364,63	432,22	423,08	482,97
	udział en. w skojarz. do prod. całkowitej	0,339	0,236	0,268	0,291	0,326

Źródło: opracowanie własne na podst. informacji z PGG sp. z o.o. (d. Kompania Węglowa S.A.)

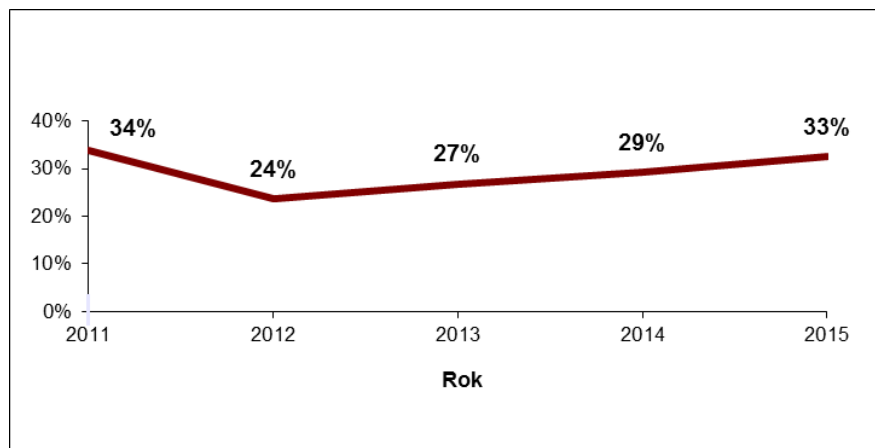
**Wykres 4-4. Zmiany zamówionej mocy cieplnej w EC „Chwałowice”**


Źródło: opracowanie własne na podst. informacji z PGG sp. z o.o. (d. Kompania Węglowa S.A.)

**Wykres 4-5. Zmiany produkcji ciepła w EC „Chwałowice”**


Źródło: opracowanie własne na podst. informacji z PGG sp. z o.o. (d. Kompania Węglowa S.A.)

**Wykres 4-6. Udział produkcji ciepła w skojarzeniu w całkowitej produkcji ciepła**



*Źródło: opracowanie własne na podst. informacji z PGG sp. z o.o. (d. Kompania Węglowa S.A.)*

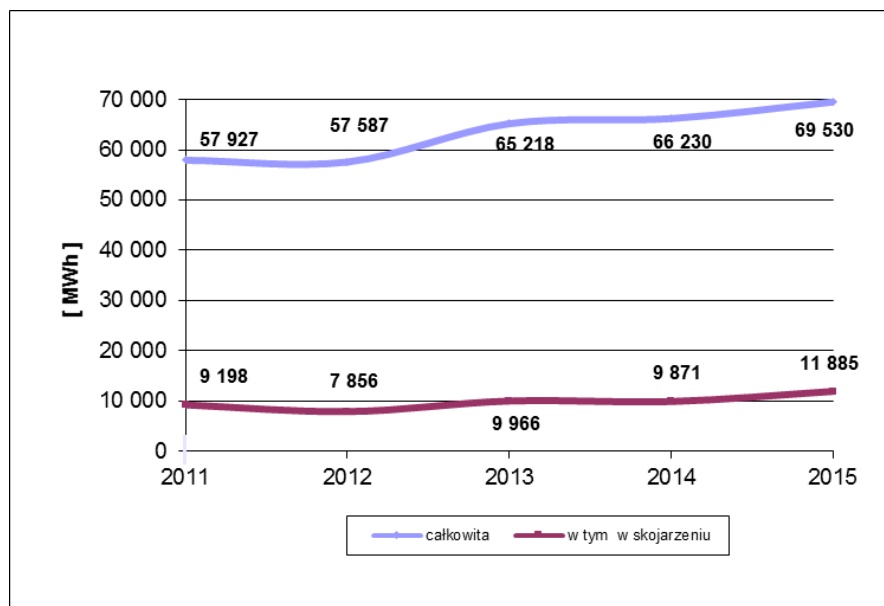
W rozpatrywanym okresie sumaryczna moc zamówiona w źródle w latach 2011-14 utrzymywała się na poziomie ok. 130 MW, natomiast w roku 2015, jak również w pierwszym półroczu 2016 r. kształtuje się na poziomie 123,5 MW. W 2016 r. zaprzestano poboru pary na potrzeby c.o. na korzyść ogrzewania wodnego (z 91,9 na 95,4 MW. Wielkość produkcji ciepła wahała się w przedziale 1 450 do 1 610 TJ, co wynikało prawdopodobnie ze zmiennych warunków pogodowych oraz postępujących ze strony odbiorców procesów racjonalizujących użytkowanie energii cieplnej. Średnioroczny udział produkcji ciepła w skojarzeniu w całkowitej produkcji ciepła w źródle wahał się w tym czasie pomiędzy 24 a 34 %.

Zmiany wielkości rocznej produkcji energii elektrycznej za ostatnie 5 lat zestawiono w poniższej tabeli i zobrazowano na wykresie.

**Tabela 4-2. Produkcja energii elektrycznej w EC „Chwałowice”**

Rok		2011	2012	2013	2014	2015
Produkcja energii elektrycznej [ MWh ]	całkowita	57 927	57 587	65 218	66 230	69 530
	w tym w skojarzeniu	9 198	7 856	9 966	9 871	11 885

**Wykres 4-7. Produkcja energii elektrycznej w EC „Chwałowice”**



*Źródło: opracowanie własne na podst. informacji z PGG sp. z o.o. (d. Kompania Węglowa S.A.)*

Kompania Węglowa S.A. (obecnie Polska Grupa Górnicza), właściciel EC Chwałowice, w pismach do UM Rybnika: P/PTP/PPE.LL/270/0/6142/15 z 5.08.2015 r. i P/PTP/PPE.LL/0/262000/15 z 21.09.2015 r., powołując się na umowę zawartą pomiędzy Kompanią Węglową a Przedsiębiorstwem Energetyki Ciepłej S.A. Jastrzębie-Zdrój, poinformowała o zamiarze dostarczania ciepła dla miasta Rybnika do końca 2022 r. W związku z powyższym przedsiębiorstwo nie przewiduje w najbliższych latach realizacji działań związanych z modernizacją przedmiotowej elektrociepłowni i w swoich planach nie posiada zadań inwestycyjnych dotyczących kontynuacji dostaw ciepła do m.s.c. miasta Rybnika po roku 2022. Dla źródła opracowano projekt modernizacji, zakładający zmianę modelu funkcjonowania – tj. przekształcenie elektrociepłowni w ciepłownię pracującą na potrzeby odbiorców zlokalizowanych w dzielnicy Chwałowice.

Polska Grupa Górnicza (Kompania Węglowa) nie przewiduje znaczących zmian dotyczących poziomu zamówionej mocy cieplnej (poza wyłączeniem mocy cieplnej dla m.s.c. Rybnika). Ze strony odbiorców z dzielnicy Chwałowice zasilanych z sieci własnych KW S.A. (PGG sp. z o.o.) możliwe jest obniżenie zamówionej mocy ze względu na sukcesywnie prowadzone działania termomodernizacyjne.

Eksploatowane obecnie w źródle kotły parowe i wodne opalane są miałem węglowym – łącznie średniorocznie za ostatnie 3 lata wielkość zużycia węgla wynosiła ok. 102,6 tys. Mg (od ok. 111,9 do 95,2 tys. Mg). Charakterystykę kotłów przedstawia tabela poniżej.

**Tabela 4-3. Charakterystyka kotłów w EC „Chwałowice”**

Typ kotła	Rok uruchomienia	Moc kotła	Sprawność kotła	Paliwo	Nośnik ciepła
		MW	%		
Borsig	1942	19,5	77	miał węglowy	para
		19,5			
	1944	19,5			
	1943	19,5			
OPS	1958	19,5	72		woda
WR 25	1981	29,1	80		
	1982	29,1	80		
WRp-46	1991	40	82		

Kotły parowe zainstalowane w źródle charakteryzują się dużym stopniem zużycia technicznego. Ich stan techniczny wskazuje na konieczność wymiany lub likwidacji. Kotły wodne wg opinii eksploatatora znajdują się w dobrym stanie technicznym.

W EC zabudowany jest, uruchomiony w 1992 roku, turbozespół upustowo-kondensacyjny TG ABB typu RK 2215 S o mocy znamionowej 16 MW<sub>e</sub>. Wg oceny eksploatatora – po zabudowie nowych łopatek w ostatnim stopniu wieńca łopatkowego stan techniczny turbozespołu jest dobry.

Wymienniki ciepłownicze zasilane są parą z upustu regulowanego turbiny. Łączna moc wymienników (w skojarzeniu) wynosi 40 MW<sub>t</sub>. W źródle pracują wymienniki para-woda – trzy wymienniki zmiennych parametrów i jeden stałoparametrowy. Po modernizacji w roku 1993 – zdaniem eksploatatora stan techniczny stacji wymienników ciepła jest dobry.



#### 4.3.1.3. Odbiorcy energii ciepłej

EC „Chwałowice” zasila miejski system ciepłowniczy Rybnika należący do Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej S.A. w Jastrzębiu-Zdroju oraz sieci Polskiej Grupy Górniczej sp. z o.o. Oddział Zakład Elektrociepłowni, zaopatrujące w ciepło obiekty na terenie dzielnicy Chwałowice i obiekty na terenie KWK Chwałowice. Łączna moc zamówiona w źródle w pierwszym półroczu 2016 r. wynosi 123,3 MW.

Sprzedaż ciepła z EC kształtowała się w roku 2015 na poziomie 706 TJ (w tym 118,4 TJ w parze), a reszta wyprodukowanej energii, tj. ok. 2 174 TJ została zużyta na potrzeby własne, w tym w parze – ok. 1 278 TJ.

#### 4.3.1.4. Urządzenia ochrony powietrza w źródle

Źródło posiada Pozwolenie zintegrowane wydane decyzją Prezydenta Miasta Rybnika nr Ek-I.6223.6.2015 z dnia 16.12.2015 r., ważne od dnia 16.12.2016 r. na czas nieoznaczony oraz Pozwolenie na uczestnictwo w handlu uprawnieniami do emisji – Decyzja Prezydenta Miasta Rybnika z 23.12.2014 r. nr Ek-I.6227.2.2014 ważna do dnia 31.12.2025 r.

Spaliny z kotłów parowych Borsig (K-3, K-4 i K-5) są poddawane odpylaniu w elektrofiltrze 3HE-13-2x250/2x3,93x7,6/275 produkcji ELWO Pszczyna o całkowitej skuteczności odpylania 99,5%. Natomiast spaliny z kotła parowego Borsig K-6 są poddane odpylaniu w elektrofiltrze nr 6 produkcji ELWO Pszczyna o całkowitej skuteczności odpylania 99,53%. Spaliny z powyższych kotłów są odprowadzane do atmosfery emitorem ceramicznym E1 (wysokość: 86,85 m, średnica wylotu: 3,86 m).

Spaliny z kotła parowego OPS-25 (K-7) są poddawane odpylaniu w elektrofiltrze 3HKE 9-150/150/300/2,4x2x4,8x 9,6/400 produkcji ELWO Pszczyna o całkowitej skuteczności odpylania 99,5%. Spaliny z kotłów wodnych WR-25 są poddawane odpylaniu w odpylaczach cyklonowo-batteryjnych typu OBW12-1100/530 produkcji PEnPW Chorzów o całkowitej skuteczności odpylania 87%. Spaliny z kotła wodnego WRp-46 są poddawane odpylaniu wstępnemu w multicyklonie przepływowym, a następnie w elektrofiltrze HE-2x16-2x250/3x4,0x9,6/300 produkcji ELWO Pszczyna o całkowitej skuteczności odpylania 99,5%. Spaliny z powyższych kotłów są odprowadzane do atmosfery emitorem ceramicznym E2 (wysokość: 86 m, średnica wylotu: 3,2 m).

W opinii eksploatatora urządzenia odpylające są w dobrym stanie technicznym (elektrofiltry nr: 4, 5, 6 i 7 – po remoncie i modernizacji w latach 2000-2004) oraz dostatecznym – EF 8.

Źródło nie jest wyposażone w urządzenia do odsiarczania spalin, jak również do redukcji emisji tlenków azotu.

W tabeli poniżej zestawiono wielkości emisji zanieczyszczeń z EC „Chwałowice” w latach 2011-2015. Ich zmiany w tym okresie obrazuje zamieszczony wykres.

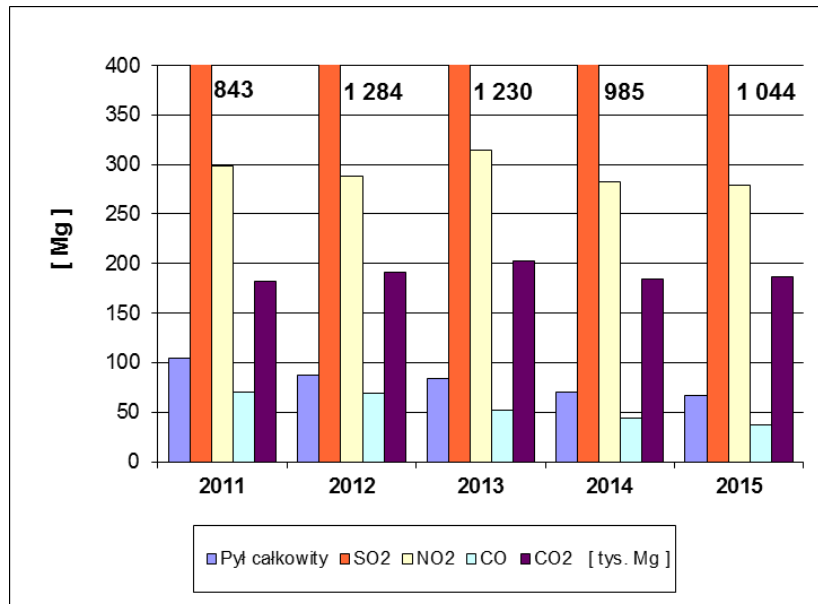
**Tabela 4-4. Wielkość emisji towarzysząca produkcji energii w źródle [ Mg ]**

Rodzaj zanieczyszczenia	2011	2012	2013	2014	2015
Pył całkowity	104,8	87,7	83,7	69,7	66,9
SO <sub>2</sub>	843,0	1 284,4	1 230,0	985,2	1 043,7
NO <sub>2</sub>	298,6	288,2	314,3	283,0	278,6

Rodzaj zanieczyszczenia	2011	2012	2013	2014	2015
CO	70,1	69,0	52,5	44,5	37,3
CO <sub>2</sub> [ tys. Mg ]	182,0	191,5	203,0	183,9	186,7

Źródło: PGG sp. z o.o. (d. Kompania Węglowa S.A.)

**Wykres 4-8. Emisja zanieczyszczeń z EC „Chwałowice”**



Źródło: opracowanie własne na podst. informacji z PGG sp. z o.o. (d. Kompania Węglowa S.A.)

Obserwuje się, że w rozpatrywanym okresie całkowita emisja zanieczyszczeń do powietrza utrzymuje niewielką tendencję malejącą.

#### 4.3.1.5. Ocena stanu źródła ciepła

**Lokalizacja** – elektrociepłownia zlokalizowana jest w środkowej części południowego obszaru miasta, wśród zabudowy mieszkaniowej dzielnicy Chwałowice. Wadą takiej lokalizacji jest oddalenie źródła względem odbiorów z sieci ciepłowniczej w Śródmieściu (wpływ na wielkość strat przesyłowych) oraz oddziaływanie na środowisko naturalne terenów mieszkaniowych miasta (emisja zanieczyszczeń i hałasu), szczególnie przy wiatrach z kierunków południowych, jak również ze wschodu i zachodu.

**Rezerwy mocy cieplnej i trwałość urządzeń** – całkowita moc cieplna elektrociepłowni wynosi 195,7 MW<sub>t</sub>, z czego 40 MW<sub>t</sub> wytwarzane może być w skojarzeniu z produkcją energii elektrycznej. Na rok 2015 moc zamówiona w EC „Chwałowice” kształtowała się na poziomie ok. 124 MW<sub>t</sub>. Rezerwa mocy cieplnej źródła wynosiła więc w warunkach jego normalnej pracy ok. 70 MW<sub>t</sub>.

Urządzenia wytwórcze (kotły parowe) wymagałyby, w najbliższej perspektywie, odbudowy dla zapewnienia ciągłości produkcji ciepła w źródle. Przedsiębiorstwo Oddział Zakład Elektrociepłowni przy Polskiej Grupie Górniczej sp. z o.o. poinformowało o definitywnym zaprzestaniu dostaw ciepła do m.s.c. Rybnika po 2022 r. Kotły wodne wg oceny eksploatatora są w stanie technicznym dobrym.



*Ekologiczna jakość produkowanej energii* – źródło w 2015 r. nie przekroczyło norm emisji zanieczyszczeń ustalonych w pozwoleniu zintegrowanym. Źródło nie posiada urządzeń do odsiarczania spalin i redukcji tlenków azotu. W perspektywie planowanej zmiany przepisów źródło wymagać będzie gruntownej modernizacji istniejących urządzeń ochrony środowiska.

Źródło nie jest wyposażone w urządzenia do odsiarczania spalin, jak również do redukcji emisji tlenków azotu.

#### **4.3.1.6. Planowane działania inwestycyjne i rozwojowe**

Obecne zamierzenia inwestycyjne w EC Chwałowice obejmują:

- modernizację elektrofiltru nr 8,
- budowę kotła wodnego 2 MW na węgiel kamienny na potrzeby c.w.u. w okresie letnim,
- modernizację części ciśnieniowych kotłów wodnych.

Plan Rozwoju Zakładu na lata 2016-2020 jest obecnie w trakcie aktualizacji.

#### **4.3.1.7. Ocena struktury organizacyjnej i formy własności przedsiębiorstwa**

Obecnie Oddział Zakład Elektrociepłowni byłej Kompanii Węglowej S.A., w skład której wchodziła EC Chwałowice, jest częścią Polskiej Grupy Górniczej sp. z o.o.

PPG sp. z o.o. jest spółką prawa handlowego utworzoną 16.01.2015 r., która w dniu 29 kwietnia 2016 r. nabyła przedsiębiorstwo Kompanii Węglowej S.A. Spółka WĘGLOKOKS S.A. posiada 100% udziałów Polskiej Grupy Górniczej sp. z o.o.

Oddział Zakład Elektrociepłowni jest jednostką organizacyjną PGG, która zajmuje się działalnością energetyczną (głównie w zakresie wytwarzania ciepła, energii elektrycznej, sprężonego powietrza oraz przesyłania i dystrybucji tych mediów). W ramach zakładu, prócz EC Chwałowice funkcjonują następujące źródła: EC „Jankowice” w Rybniku-Boguszowicach, Ciepłownia „Rymer” w Rybniku-Niedobczycach, Ciepłownia „Anna” w Pszowie, Ciepłownia „1 Maja” w Wodzisławiu Śl. oraz EC „Markłowice” w Markłowicach.

Forma własności przedsiębiorstwa i jego struktura organizacyjna, nie daje władzom gminnym narzędzi do prowadzenia ewentualnej praktyki interwencyjnej wobec podmiotu będącego głównym właścicielem majątku ciepłowniczego, służącego zaopatrzeniu odbiorców z terenu gminy. Ponadto układ własności uzależnia realizację wymaganych działań odtworzeniowych od kondycji finansowej Polskiej Grupy Górniczej sp. z o.o.

#### **4.3.2 Elektrownia EDF Polska S.A. Oddział w Rybniku**

Głównym przedmiotem działalności EDF Polska S.A. Oddział w Rybniku jest wytwarzanie energii elektrycznej. Prowadzona jest ona w oparciu o udzieloną pierwotnie Elektrowni „RYBNIK” S.A. (obecnie wchodzącej w skład Grupy EDF) przez Prezesa URE koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej nr WEE/29/1262/U/2/98/EB z dnia 29 października 1998 r.

Ponadto, elektrownia prowadzi działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania oraz przesyłania i dystrybucji ciepła na podstawie koncesji udzielonych przez Prezesa URE:



- na wytwarzanie ciepła – nr WCC/470/1262/U/2/98/EB z dnia 29 października 1998 r. wraz z późniejszymi zmianami,
- na przesyłanie i dystrybucję ciepła – nr PCC/845/1262/W/3/99/AD z dnia 28 lipca 1999 r. wraz z późniejszymi zmianami.

W związku z połączeniem spółek Grupy EDF w jeden podmiot – EDF Polska S.A., posiadane wcześniej decyzje koncesyjne zostały zmienione odpowiednimi decyzjami Prezesa URE:

- wytwarzanie energii elektrycznej – nr WEE/29-ZTO-G/1262/W/DSW/2013/AŚ z dnia 8 maja 2013 r.,
- wytwarzanie ciepła – nr WCC/470-ZTO-B/1262/W/DSW/2013/AŚ z dnia 8 maja 2013 r.,
- przesyłanie i dystrybucję ciepła – nr PCC/845-ZTO-B/1262/W/OWA/2013/Ary z dnia 21 sierpnia 2013 r.

#### **4.3.2.1. Lokalizacja źródła**

Źródło znajduje się w północnej części miasta – przy ulicy Podmiejskiej, na terenie jednostki bilansowej R6.

#### **4.3.2.2. Opis stanu istniejącego**

W EDF Polska S.A. Oddział w Rybniku pracuje 8 bloków energetycznych wyposażonych w kotły o łącznej mocy cieplnej 4 712 MW. Osiągalna moc elektryczna bloków wynosi 1 780 MW<sub>e</sub>. Roczna produkcja energii elektrycznej brutto wynosiła w 2015 r. 7 605 GWh, z czego sprzedaż wyniosła 6 958 GWh.

W EDF Polska S.A. Oddział w Rybniku wytwarzanie energii cieplnej na potrzeby ogrzewania odbywa się w sposób skojarzony z produkcją energii elektrycznej za pomocą trzech stacji ciepłowniczych o sumarycznej mocy zainstalowanej 57 MW. Z uwagi na znacznie odbiegające od projektowych parametry pracy sieci, tak zewnętrznej jak i wewnętrznej, całkowita osiągalna moc termiczna stacji ciepłowniczych jest jednak znacznie niższa, ocenia się ją na około 40 MW<sub>t</sub>. Stacja ciepłownicza na bloku nr 1 pracuje na potrzeby przyległego do terenu elektrowni osiedla mieszkaniowego, a pozostałe dostarczają ciepło na potrzeby wewnętrzne zaplecza i elektrowni (nie uwzględnione w bilansie energetycznym miasta). Stacja ciepłownicza na bloku nr 1 może być rezerwowana przez pozostałe stacje.

Eksploatowane obecnie w źródle bloki energetyczne opalane są przy wykorzystaniu metody jednoczesnego spalania biomasy i węgla. Źródło EDF Polska Oddział w Rybniku składa się z dwóch jednostek OZE:

- ➔ Jednostka nr 1 – na którą składa się blok nr 3 z wydzieloną instalacją podawania biomasy bezpośrednio do kotła, posiadająca koncesję jako Dedykowana Instalacja Spalania Wielopaliwowego;
- ➔ Jednostka nr 2 – na którą składają się bloki nr 1, 2 i 4 do 8 z instalacją podawania biomasy przez zespoły młynowe, posiadająca koncesję jako Instalacja Spalania Wielopaliwowego.



W kotłach wykorzystuje się również paliwo odzyskane ze składowiska odpadów pogórnicych, które eksploatowane jest przez wybudowany przez elektrownię Zakład Odzysku Węgla w Czerwionce-Leszczynach.

W elektrowni wytwarzany jest całkowicie czynnik grzewczy w postaci:

- gorącej wody o temperaturze 140/65°C i ciśnieniu 0,75 do 0,85 MPa w sezonie zimowym oraz temperaturze 64/45°C i ciśnieniu 0,65 do 0,75 MPa w sezonie letnim,
- technologicznej pary wodnej o temperaturze 150°C i ciśnieniu 0,6 MPa.

W poniższej tabeli pokazano roczną produkcję ciepła w źródle z podziałem na gorącą wodę i parę oraz potrzeby własne za lata 2011 do 2015.

**Tabela 4-5. Produkcja ciepła w EDF Polska S.A. Oddział Rybnik [GJ]**

Rok	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Roczna produkcja ciepła ogółem</b>	<b>226 482</b>	<b>282 205</b>	<b>216 911</b>	<b>204 514</b>	<b>220 806</b>
Produkcja ciepła w parze	396	391	500	1 513	1 440
Produkcja ciepła w gorącej wodzie	226 086	281 814	216 411	203 001	219 366
<i>w tym potrzeby własne (gorąca woda)</i>	<i>141 903</i>	<i>193 003</i>	<i>124 753</i>	<i>120 780</i>	<i>133 761</i>

Źródło: EDF Polska S.A. Oddział w Rybniku

Ciepło jest przesyłane do obiektów na terenie zakładu i jego zaplecza własną siecią ciepłowniczą elektrowni, a do budynków mieszkalnych sieciami należącymi do PEC-u oraz do Spółdzielni Mieszkaniowej przy Elektrowni Rybnik. W źródle zastosowana jest regulacja ilościowo-jakościowa.

Do transportu czynnika grzewczego ze źródła służą pompy sieciowe odśrodkowe o spiętrzeniu 0,6 MPa i wydajności 180 do 200 m<sup>3</sup>/h, napędzane silnikami 5,5 kW/400 V.

Moc zamówiona przez klientów zewnętrznych wynosiła w 2015 roku 14,769 MW. Roczna produkcja energii cieplnej w roku 2015 wyniosła 220,8 TJ (w tym sprzedaż dla klientów zewnętrznych – 87,0 TJ).

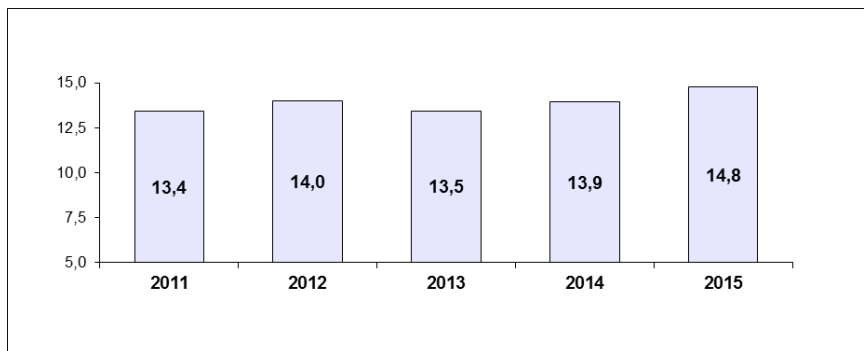
W najbliższych latach właściciel źródła nie przewiduje zwiększenia mocy zamówionej. Obserwując rosnącą świadomość odbiorców spodziewana jest wręcz tendencja spadkowa wynikająca m.in. z modernizacji instalacji, docieplania budynków i racjonalnej gospodarki energetycznej. Zmiany mocy zamówionej w źródle przez klientów zewnętrznych i wielkości rocznej sprzedaży ciepła za ostatnie lata zestawiono w podanej poniżej tabeli oraz przedstawiono na wykresach.

**Tabela 4-6. Moc zamówiona i sprzedaż ciepła w EDF Polska S.A. Oddz. w Rybniku S.A.**

Rok		2011	2012	2013	2014	2015
<b>Moc zamówiona [ MW ]</b>	w gorącej wodzie	13,06	13,63	13,1	13,68	14,51
	w parze	0,35	0,35	0,35	0,26	0,26
	<b>Razem</b>	<b>13,41</b>	<b>13,98</b>	<b>13,45</b>	<b>13,94</b>	<b>14,77</b>
<b>Sprzedaż ciepła [ TJ ]</b>	w gorącej wodzie	84,18	88,81	91,66	82,22	85,60
	w parze	0,40	0,39	0,50	1,51	1,44
	<b>Razem</b>	<b>84,58</b>	<b>89,2</b>	<b>92,16</b>	<b>83,73</b>	<b>87,04</b>

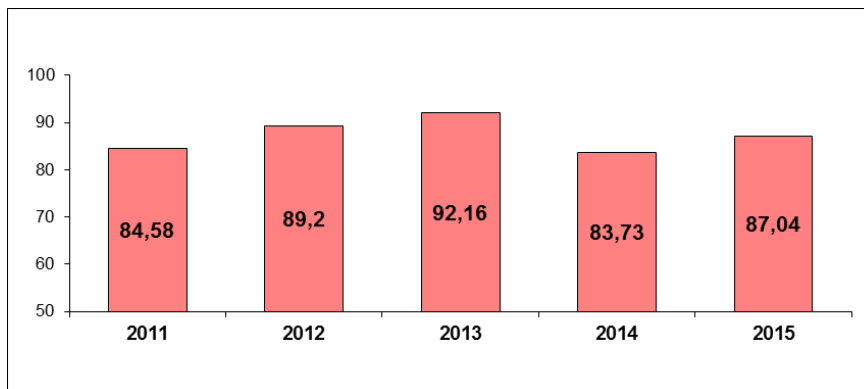
Źródło: opracowanie własne na podst. informacji z EDF Polska S.A. Oddział w Rybniku

**Wykres 4-9. Zmiany zamówionej mocy ciepłej w EDF Polska S.A. Oddział w Rybniku [MW]**



Źródło: opracowanie własne na podst. informacji z EDF Polska S.A. Oddział w Rybniku

**Wykres 4-10. Zmiany zamówionej mocy ciepłej w EDF Polska S.A. Oddział w Rybniku [MW]**



Źródło: opracowanie własne na podst. informacji z EDF Polska S.A. Oddział w Rybniku

Jak wynika z przedstawionych powyżej wykresów:

- ➔ sumaryczna moc zamówiona od 2011 do 2015 r. utrzymuje się na względnie stałym poziomie – w przedziale od 13,4 do 14,8 MW;
- ➔ wielkość sprzedaży ciepła utrzymuje się w przedziale od ok. 84 do 92 TJ i zależy od warunków pogodowych w danym roku (w 2015 r. wzrost sprzedaży spowodowany jest również większą ilością firm wynajmujących pomieszczenia i pracujących przy modernizacją elektrowni).

#### **4.3.2.3. Odbiorcy energii ciepłej**

EDF Polska S.A. Oddział w Rybniku zaopatruje w ciepło wewnętrzne obiekty zakładu i obiekty znajdujące się obecnie na dawnym zapleczu placu budowy Elektrowni oraz sieci należące do Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej (PEC S.A. w Jastrzębiu-Zdroju) i sieci Spółdzielni Mieszkaniowej przy Elektrowni Rybnik (SMER). Poniżej podano moce zamówione dla obiektów poza terenem Elektrowni na rok 2015:

- sieci SMER – 6,03 MW,
- sieci PEC – 3,74 MW.

Sprzedaż energii ciepłej z EDF Polska S.A. Oddział w Rybniku kształtowała się w roku 2015 na poziomie 87 TJ. Wielkość planowana na 2016 r. kształtuje się na podobnym poziomie.



#### 4.3.2.4. Urządzenia ochrony powietrza w źródle

W chwili obecnej elektrownia EDF Polska S.A. Oddział w Rybniku posiada w pełni uregulowany stan formalnoprawny korzystania ze środowiska w zakresie emisji zanieczyszczeń do powietrza – Pozwolenie zintegrowane z dnia 30.06.2006 r. nr ŚR.III./6618/PZ/88/14/05/06, wydane przez Wojewodę Śląskiego i zmienione decyzjami Marszałka Województwa Śląskiego, ważne bezterminowo. Oczyszczanie spalin z urządzeń źródła realizowane jest przez:

- odpylanie w wysokosprawnych elektrofiltrach oraz w przypadku kotłów, z których spaliny są odsiarczane metodą mokłą wapienną, dodatkowy drugi stopień odpylania w IMOS (Instalacja Mokrego Odsiarczania Spalin).

Aktualnie uzyskiwane poziomy stężenie pyłu w spalinach (w  $\text{mg}/\text{m}_u^3$ ) zapewniają dotrzymanie stężeń dopuszczalnych określonych w obowiązującym Elektrownię Pozwoleniu zintegrowanym;

- odsiarczanie metodą mokłą wapienną w IMOS spalin z kotłów nr 2, 3, 4 lub 7 lub zamiennie kotłów 5, 6 i 8 oraz odsiarczanie metodą suchą z nawilżaniem (reaktor nawilżający jako II stopień odsiarczania) spalin z kotłów nr 1 i 5. W 2016 r. zostanie oddana do użytkowania druga instalacja mokrego odsiarczania spalin metodą wapienną IMOS II. Stosowane metody zapewniają dotrzymanie stężeń dopuszczalnych określonych w obowiązującym Elektrownię pozwoleniu zintegrowanym;
- Ograniczenie emisji tlenków azotu odbywa się aktualnie za pomocą metod pierwotnych i wtórnych. Kotły 7 i 8 zostały wyposażone w instalacje katalitycznego odazotowania spalin (SCR). Obecnie trwają prace nad wyposażeniem kotłów nr 3, 4, 5 i 6 w instalacje niekatalitycznego odazotowania spalin (SNCR).

W zakresie emisji zanieczyszczeń do powietrza EDF Rybnik Polska S.A. Oddział w Rybniku zobowiązana jest do dotrzymania następujących wielkości:

- ➔  $\text{SO}_2$  – poniżej  $400 \text{ mg}/\text{m}_u^3$  dla 5-ciu bloków energetycznych i dla 3 bloków poniżej  $1\ 200 \text{ mg}/\text{m}_u^3$  w ramach PPK;
- ➔  $\text{NO}_x$  – poniżej  $200 \text{ mg}/\text{m}_u^3$  dla trzech kotłów i  $500 \text{ mg}/\text{m}_u^3$  dla pięciu kotłów w ramach Derogacji Traktatowych;
- ➔ pyły ze spalania paliw – poniżej  $50 \text{ mg}/\text{Nm}^3$  w ramach PPK.

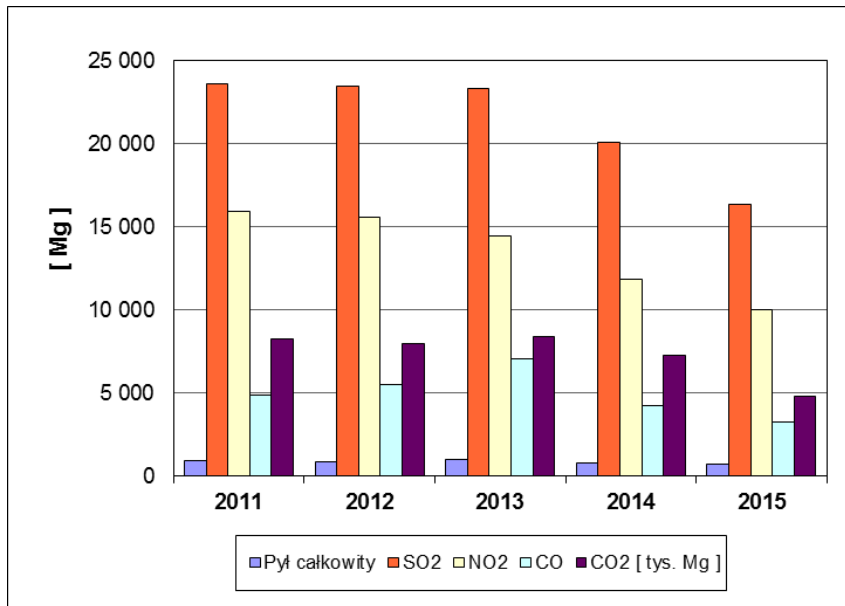
W poniższej tabeli zestawiono wielkości emisji zanieczyszczeń do atmosfery z EDF Polska S.A. Oddział w Rybniku w ostatnich 5 latach. Ich zmiany w tym okresie obrazuje wykres.

**Tabela 4-7. Wielkość emisji towarzysząca produkcji energii w źródle EDF Polska S.A. Oddział w Rybniku [ Mg ]**

Rodzaj zanieczyszczenia	2011	2012	2013	2014	2015
Pył całkowity	896	818	982	780	712
$\text{SO}_2$	23 636	23 464	23 349	20 096	16 386
$\text{NO}_2$	15 929	15 593	14 448	11 837	9 994
CO	4 897	5 516	7 030	4 252	3 261
$\text{CO}_2$ [ tys. Mg ]	8 247	7 933	8 358	7 247	4 787

Źródło: EDF Polska S.A. Oddział w Rybniku

**Wykres 4-11. Emisja zanieczyszczeń z EDF Polska S.A. Oddział w Rybniku**



Źródło: opracowanie własne na podst. informacji z EDF Polska S.A. Oddział w Rybniku

Emisje zanieczyszczeń do atmosfery w latach 2011-2013 utrzymywały się na względnie stałym poziomie, a od roku 2014 ze względu na obniżenie produkcji emisje maleją.

#### 4.3.2.5. Ocena stanu źródła ciepła

**Lokalizacja** – elektrownia zlokalizowana jest w północnej części obszaru miasta. Wadą takiej lokalizacji jest oddalenie źródła względem odbiorów z sieci ciepłowniczej w Śródmieściu (wpływ na wielkość strat przesyłowych). Zaletą jest mniejsze oddziaływanie bezpośrednie elektrowni na obszary zabudowane.

**Rezerwy mocy cieplnej i trwałość urządzeń** – całkowita moc cieplna zainstalowanych w elektrowni stacji ciepłowniczych wynosi 57 MW, jednak ich moc osiągalna, z uwagi na uwarunkowania zasilanej sieci ciepłowniczej jest znacznie niższa. Moc zamówiona przez odbiorców zewnętrznych (zaopatrywanych ze stacji ciepłowniczej na bloku nr 1) wynosi obecnie 9,8 MW. Potrzeby własne zaplecza i elektrowni (ciepło dostarczane z pozostałych dwóch stacji) wynoszą około 39 MW.

**Ekologiczna jakość produkowanej energii** – bloki energetyczne elektrowni nr 1 do 4 uruchomione zostały w latach 1972-74, a bloki nr 5 do 8 uruchomiono w roku 1978. Dobiegający końca program inwestycyjny gwarantuje, że źródło będzie spełniać wszystkie wymagania w zakresie emisji do powietrza wynikające z wymagań Dyrektywy IED do końca 2016 r. oraz utrzymanie go w eksploatacji przynajmniej do 2030 roku. Istnieją za tym techniczne możliwości wyprowadzenia ciepła z pozostałych bloków elektrowni przy założeniu budowy odpowiedniej stacji ciepłowniczej. Zapewnienie odpowiedniego (zgodnego z przepisami) stanu technicznego instalacji i urządzeń EDF Polska S.A. Oddział w Rybniku jest przedmiotem działalności odpowiednich służb remontowych, zarówno poprzez działania planowe, jak i o charakterze awaryjnym i interwencyjnym – stan techniczny dobry. Zakład podejmuje również efektywne działania zmierzające do zagospodarowania odpadów pale-



niskowych, ochrony wód, wykorzystania odpadów pokopalnianych oraz ograniczenia uciążliwości związanych z nadmiernym hałasem.

*Cena produkowanej energii* – średnia cena produkowanego przez elektrownię 1 GJ ciepła wynosi 14,98 zł bez VAT i jest jedną z najniższych w kraju (cena liczona dla hipotetycznego odbiorcy o mocy zamówionej 1 MW<sub>t</sub> i o zużyciu rocznym energii na poziomie 7 200 GJ). Niski poziom cen wynika ze świadomie prowadzonej polityki i stanowi odzwierciedlenie faktycznych kosztów jej wytwarzania.

#### **4.3.2.6. Ocena struktury organizacyjnej i formy własności przedsiębiorstwa**

EDF Polska S.A. jest spółką akcyjną należącą do Grupy EDF. Struktura własności akcji na 31 grudnia 2015 r. była następująca:

→ Electricité de France International S.A.S.	- 71,426%
→ EDF Investment II B.V.	- 16,616%
→ Akcjonariusze mniejszościowi	- 2,319%
→ Akcje własne Spółki (podlegające umorzeniu)	- 9,639%

Działalność elektrowni została rozpoczęta w pierwszej połowie lat 70-tych XX wieku. Zakład został sprywatyzowany w 2001 r. (28.03.2001 r. nastąpiło podpisanie umowy sprzedaży akcji Spółki). Podstawowym przedmiotem działania zakładu jest wytwarzanie energii elektrycznej na potrzeby Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Produkcja i dystrybucja ciepła nie jest główną działalnością firmy.

Forma własności przedsiębiorstwa i jego struktura organizacyjna, nie daje władzom gminnym narzędzi do prowadzenia ewentualnej praktyki interwencyjnej wobec podmiotu będącego głównym właścicielem majątku ciepłowniczego, służącego zaopatrzeniu odbiorców z terenu gminy.

#### **4.3.3 Polska Grupa Górnicza sp. z o.o. Oddział Zakład Elektrociepłownie – Elektrociepłownia „Jankowice”**

Oddział Zakład Elektrociepłownie wchodzący w skład Polskiej Grupy Górniczej sp. z o.o. prowadzi swą działalność gospodarczą na podstawie udzielonych przez Prezesa URE koncesji przedstawionych we wstępie do rozdziału 4.3.1.

W EC „Jankowice” wytwarzanie energii cieplnej odbywa się w kotłach parowych i wodnych, częściowo w skojarzeniu z wytwarzaniem energii elektrycznej (od 2005 r.). Ciepło wytwarzane w źródle jest przesyłane własnymi sieciami ciepłowniczymi oraz sieciami należącymi do PEC-u Jastrzębie-Zdrój i BUDWEX-u Rybnik Sp. z o.o., a także sieciami własnymi odbiorców (PP-U „ENERGO-INWEST” Sp. z o.o. Rybnik i PTKiGK S.A. Rybnik). W źródle zastosowany jest system regulacji jakościowej.

##### **4.3.3.1. Lokalizacja źródła**

Źródło znajduje się w południowej części miasta – przy ulicy Jastrzębskiej 12, na terenie jednostki bilansowej **R7** przy granicy miasta z Jankowicami Rybnickimi (gmina Świerklany) i zaopatruje w ciepło odbiorców zlokalizowanych na obszarze tejże jednostki.

### 4.3.3.2. Opis stanu istniejącego

Zainstalowana całkowita moc cieplna źródła wynosi 56,8 MW, w tym moc cieplna zainstalowana w kotłach wodnych wynosi 31,2 MW, a w kotłach parowych 25,6 MW.

W źródle wytwarzany jest czynnik grzewczy w postaci:

- gorącej wody o temperaturze 150/70°C,
- pary wodnej o temperaturze 450°C i ciśnieniu 4,2 MPa.

Łączne zapotrzebowanie na ciepło z tego źródła wynosiło w 2015 roku 62 MW (w tym 6,2 MW w parze na potrzeby c.o., 6,9 MW w wodzie na przygotowanie c.w.u. i 16,8 MW na potrzeby technologiczne).

Roczna produkcja energii cieplnej wynosiła 723,6 TJ (w tym 267,9 TJ na sprzedaż i 455,7 TJ na potrzeby własne).

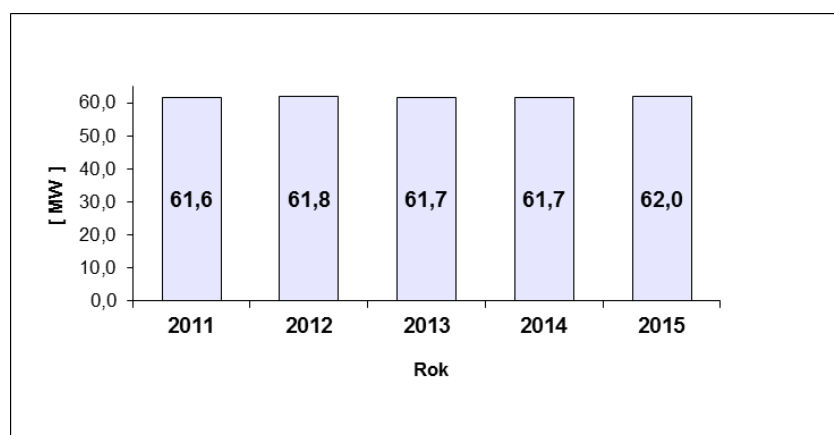
Zmiany sumarycznej mocy zamówionej w źródle oraz wielkości rocznej produkcji ciepła za ostatnie 5 lat zestawiono w podanej poniżej tabeli i na wykresach.

**Tabela 4-8. Moc zamówiona i produkcja ciepła w EC „Jankowice”**

Rok		2011	2012	2013	2014	2015
<b>Moc zamówiona [ MW ]</b>	c.o.-woda	31,6	31,9	31,8	31,8	32,1
	c.o.-para	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2
	c.w.u.	7,0	6,9	6,9	6,9	6,9
	technologia	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8
	<b>Razem</b>	<b>61,6</b>	<b>61,8</b>	<b>61,7</b>	<b>61,7</b>	<b>62,0</b>
<b>Produkcja ciepła [ TJ ]</b>	gorąca woda	165,4	234,9	150,5	123,2	150,8
	para	507,3	413,2	599,4	591,5	572,8
	<b>Razem</b>	<b>672,7</b>	<b>648,1</b>	<b>749,9</b>	<b>714,8</b>	<b>723,6</b>
	w tym w skojarzeniu	111,116	70,1	148,304	139,943	120,74
	udział en. w skojarz. do prod. całkowitej	0,165	0,108	0,198	0,196	0,167

*Źródło: opracowanie własne na podst. informacji z PGG sp. z o.o. (d. Kompania Węglowa S.A.)*

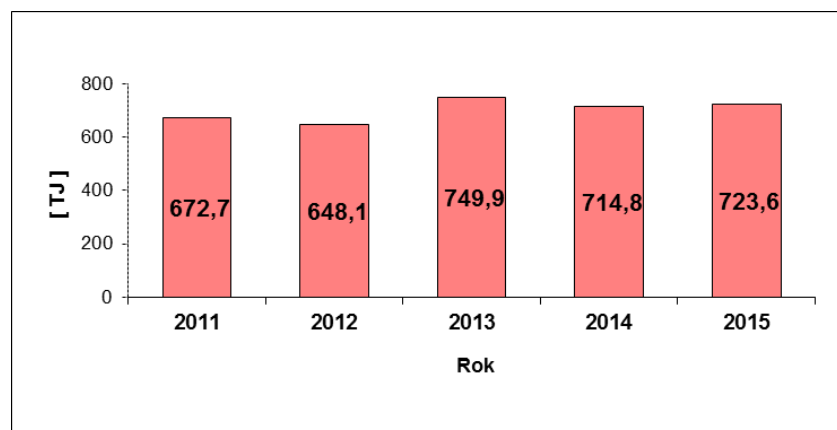
**Wykres 4-12. Zmiany zamówionej mocy cieplnej w EC „Jankowice”**



*Źródło: opracowanie własne na podst. informacji z PGG sp. z o.o. (d. Kompania Węglowa S.A.)*

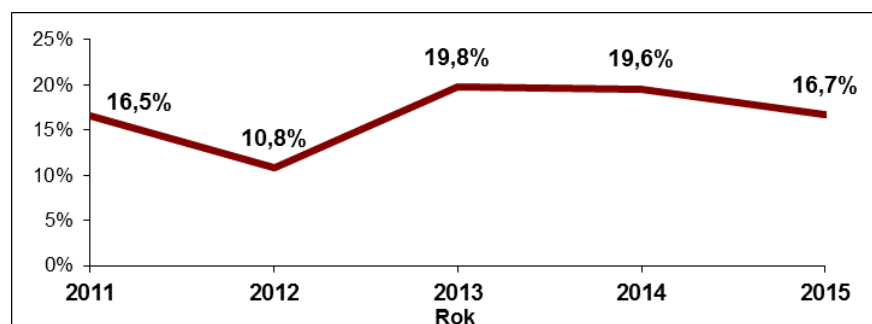


**Wykres 4-13. Zmiany produkcji ciepła w EC „Jankowice”**



Źródło: opracowanie własne na podst. informacji z PGG sp. z o.o. (d. Kompania Węglowa S.A.)

**Wykres 4-14. Udział produkcji ciepła w skojarzeniu w całkowitej produkcji ciepła**



Źródło: opracowanie własne na podst. informacji z PGG sp. z o.o. (d. Kompania Węglowa S.A.)

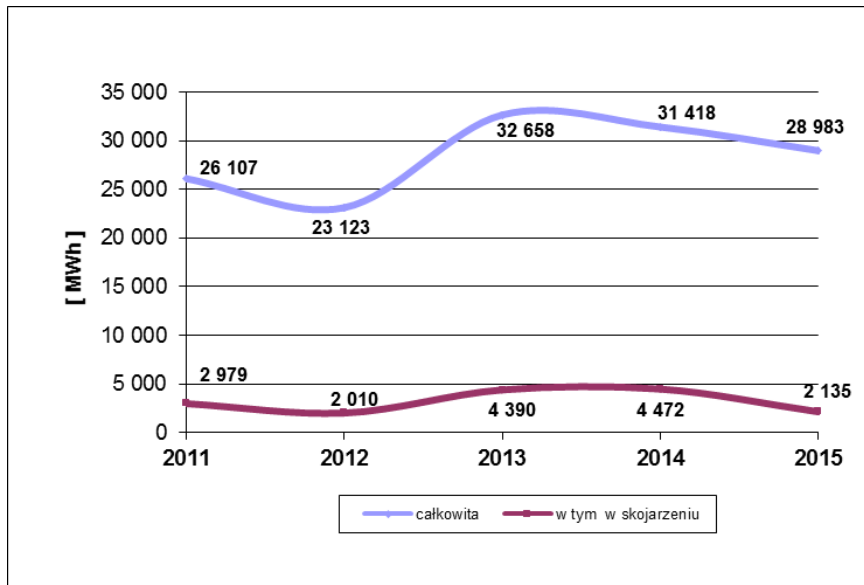
Daje się zauważyć prawie stały poziom sumarycznej mocy zamówionej w źródle od 2011 r. Od tego czasu produkcja ciepła w źródle utrzymuje się w przedziale od 650 do 750 Tj. Udział produkcji ciepła w skojarzeniu w całkowitej produkcji ciepła EC „Jankowice” utrzymuje od 2013 roku względnie stały poziom.

Zmiany wielkości rocznej produkcji energii elektrycznej za ostatnie 5 lat zestawiono w poniższej tabeli oraz zobrazowano na wykresie.

**Tabela 4-9. Produkcja energii elektrycznej w EC „Jankowice”**

Rok		2011	2012	2013	2014	2015
Produkcja energii elektrycznej [ MWh ]	całkowita	26 107	23 123	32 658	31 418	28 983
	w tym w skojarzeniu	2 979	2 010	4 390	4 472	2 135



**Wykres 4-15. Produkcja energii elektrycznej w EC „Jankowice”**


Źródło: opracowanie własne na podst. informacji z PGG sp. z o.o. (d. Kompania Węglowa S.A.)

Nie przewiduje się w najbliższych latach likwidacji, jak też łączenia kopalń „Jankowice” i „Chwałowice” – w związku z czym moc zamówiona przez te kopalnie w źródłach PGG sp. z o.o. Oddział Zakład Elektrociepłowni nie powinna ulec większym zmianom.

Eksploatowane obecnie w źródle kotły wodne WR opalane są miałem węglowym, a kocioł wodny LOOS opalany jest gazem z odmetanowania kopalń „Chwałowice” i „Jankowice”. Natomiast w kotłach parowych współspala się miał węglowy z ww. gazem (zabudowane palniki gazowe o mocy 5 MW). W źródle łącznie średniorocznie za ostatnie 3 lata wielkość zużycia węgla wynosiła ok. 28,6 tys. Mg (od 25,3 do 32,6 Mg), a gazu z odmetanowania kopalń średniorocznie ok. 18,1 mln m<sup>3</sup> (od 12,2 do 23 mln m<sup>3</sup>) – około 3-krotny wzrost zużycia.

Charakterystykę kotłów przedstawia tabela poniżej.

**Tabela 4-10. Charakterystyka kotłów w EC „Jankowice”**

Typ kotła	Rok uruchomienia	Moc kotła	Sprawność kotła	Paliwo	Nośnik ciepła
		MW	%		
OR 16	1972	12,8	76,2	miał węglowy + gaz z odmetanowania kopalń	para
	1972	12,8	75,4		
WR 10	1978	11,6	76,0	miał węglowy	woda
	1979	11,6	76,1		
LOOS UT-M	2009	8,0	b.d.	gaz z odmetanowania kopalń	

Kotły parowe i wodne zainstalowane w źródle wg opinii eksploatatora znajdują się w dobrym stanie technicznym. W latach 2013-2015 przeprowadzono w źródle następujące przedsięwzięcia remontowo-inwestycyjne:

- ➔ wymiana podgrzewaczy wody w kotłach parowych,
- ➔ częściowa modernizacja elektrofiltrow nr 2 – zabudowa nowego wentylatora, wymiana dyfuzora oraz kanału doprowadzającego spaliny z kotłów,



→ modernizacja układu automatycznej regulacji poziomu wody kotłów OR-16.

W EC zabudowany jest, uruchomiony w 2005 roku, turbozespół upustowo-kondensacyjny „Pierwsza Brneńska” o mocy znamionowej 5 MW<sub>e</sub>. Wg oceny eksploatatora stan techniczny turbozespołu jest poprawny.

W źródle pracują dwa wymienniki para-woda o mocy cieplnej po ok. 17,5 MW przy parametrach pary 400°C i 1,5 MPa, w tym jeden nowo wybudowany.

W skład układów pompowych źródła wchodzi 5 pomp 100PJMR270 o ciśnieniu 0,9 MPa i wydajności 150 m<sup>3</sup>/h. Zainstalowane pompy nie posiadają możliwości regulacji przepływu.

#### **4.3.3.3. Odbiorcy energii cieplnej**

EC „Jankowice” zasila lokalny system ciepłowniczy znajdujący się na terenie jednostki bilansowej R7, obejmujący obiekty w Boguszowicach i Kłokocinie. Ciepło wytwarzane w źródle jest przesyłane własnymi sieciami ciepłowniczymi oraz sieciami należącymi do PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój i BUDWEX-u Rybnik Sp. z o.o., a także sieciami własnymi odbiorców końcowych (PP-U „ENERGO-INWEST” Sp. z o.o. Rybnik i PTKiGK S.A. Rybnik). Łączna moc zamówiona w źródle w pierwszym półroczu 2016 r. wynosi 61,9 MW.

Sprzedaż ciepła z EC kształtowała się w roku 2015 na poziomie 268 TJ (w tym 127 TJ w parze), a reszta wyprodukowanej energii, tj. ok. 456 TJ została zużyta na potrzeby własne, w tym w parze – ok. 23,5 TJ.

#### **4.3.3.4. Urządzenia ochrony powietrza w źródle**

Źródło posiada Pozwolenie zintegrowane wydane decyzją Prezydenta Miasta Rybnika nr Ek I-7642/00004/07 z dnia 19.12.2007 r., obowiązujące od dnia 30.06.2006 r. i po zmianach w latach 2012 i 2014 ważne na czas nieoznaczony oraz Pozwolenie na uczestnictwo w handlu uprawnieniami do emisji – Decyzja Prezydenta Miasta Rybnika z 23.12.2014 r. nr Ek-I.6227.2.2014 ważna do dnia 31.12.2025 r.

Spaliny z kotłów są poddawane odpylaniu w bateriach cyklonów i elektrofiltrach trójsekcyjnych typu HE-15-125/3x3,3x5,6/275 o całkowitej skuteczności odpylania 98%. Spaliny są odprowadzane do atmosfery emitorem ceramicznym (wysokość: 72 m, średnica wylotu: 1,5 m).

W opinii eksploatatora rządu odpylające są w dobrym stanie technicznym.

Źródło nie jest wyposażone w urządzenia do odsiarczania spalin, jak również do redukcji emisji tlenków azotu.

W poniższej tabeli zestawiono wielkości sumarycznych emisji zanieczyszczeń z Elektrociepłowni „Jankowice” w kolejnych latach, począwszy od 2011 roku. Ich zmiany w tym okresie obrazuje wykres zamieszczony poniżej.

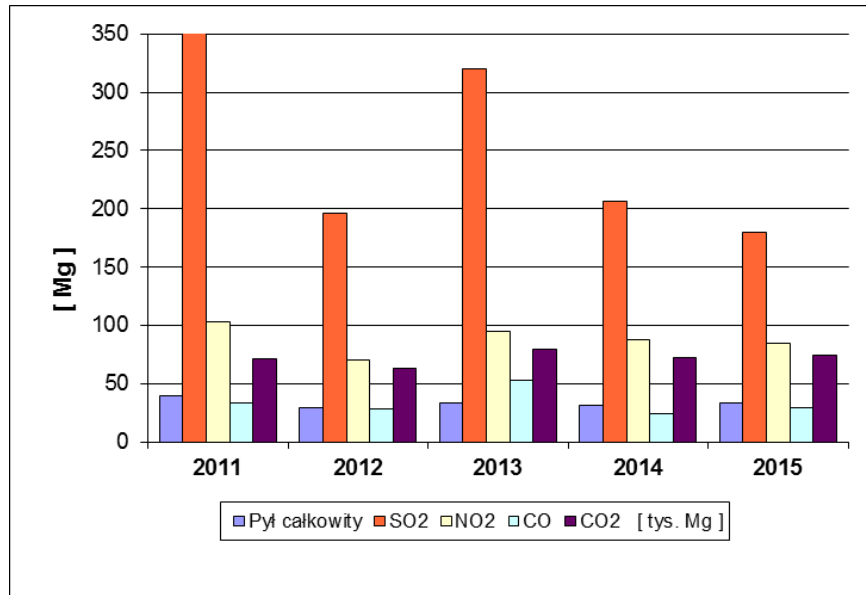
**Tabela 4-11. Wielkość emisji towarzysząca produkcji energii w źródle [ Mg ]**

Rodzaj zanieczyszczenia	2011	2012	2013	2014	2015
Pył całkowity	39,3	28,9	33,3	31,6	32,9
SO <sub>2</sub>	352,5	196,0	320,0	206,7	179,7
NO <sub>2</sub>	102,5	70,5	94,6	87,2	84,7

Rodzaj zanieczyszczenia	2011	2012	2013	2014	2015
CO	32,8	28,6	52,6	24,3	29,4
CO <sub>2</sub> [ tys. Mg ]	71,4	63,1	79,5	72,4	74,4

Źródło: PGG sp. z o.o. (d. Kompania Węglowa S.A.)

**Wykres 4-16. Emisja zanieczyszczeń z EC „Jankowice”**



Źródło: opracowanie własne na podst. informacji z PGG sp. z o.o. (d. Kompania Węglowa S.A.)

W analizowanych latach sumaryczne emisje ze źródła posiadają wielkość proporcjonalną do wykazanej produkcji ciepła oraz są zależne od proporcji zużytego węgla i gazu z odmetanowania kopalń w kotłach parowych źródła.

#### 4.3.3.5. Ocena stanu źródła ciepła

**Lokalizacja** – źródło zlokalizowane jest w południowo-wschodniej części obszaru miasta, na zachód od zabudowy mieszkaniowej dzielnic Boguszowice-Osiedle i Kłokocin. Wadą takiej lokalizacji jest oddziaływanie na środowisko naturalne terenów mieszkaniowych miasta (emisja zanieczyszczeń i hałasu), szczególnie przy wiatrach z kierunków zachodnich i południowo-zachodnich, które przeważają w naszym kraju.

**Rezerwy mocy cieplnej i trwałość urządzeń** – całkowita moc cieplna źródła wynosi 56,8 MW<sub>t</sub>, z czego 10 MW<sub>t</sub> wytwarzane może być w skojarzeniu z produkcją energii elektrycznej. Na rok 2016 moc zamówiona w EC „Jankowice” kształtuje się (łącznie z pełnymi potrzebami turbozespołu) na poziomie 61,9 MW. Obecnie w warunkach jego normalnej pracy (przy optymalnej pracy turbozespołu) brak jest w źródle rezerwy mocy cieplnej. W warunkach szczytowych obniżana jest więc produkcja energii elektrycznej.

Ocena stanu technicznego źródła wskazuje na konieczność odbudowy pracujących obecnie kotłów parowych i wodnych (oprócz kotła LOOS).

**Ekologiczna jakość produkowanej energii** – źródło w 2015 r. nie przekroczyło norm emisji zanieczyszczeń ustalonych w Pozwoleniu zintegrowanym. Wielkości zanieczyszczeń emitowanych do powietrza w ciągu roku od 2005 r. nie przekroczyły poziomów dopuszczalnych.



Źródło nie posiada urządzeń do odsiarczania spalin i redukcji tlenków azotu.

#### **4.3.3.6. Planowane działania inwestycyjne i rozwojowe**

Obecne zamierzenia inwestycyjne w EC Jankowice obejmują:

- modernizację elektrofiltrów nr 1 i 2,
- zabudowę spalinowych agregatów kogeneracyjnych o mocy ok. 2 MW<sub>e</sub>/2 MW<sub>t</sub> każdy na gaz z odmetanowania kopalń,
- modernizację części ciśnieniowych kotłów parowych i wodnych.

Plan Rozwoju Zakładu na lata 2016-2020 jest obecnie w trakcie aktualizacji.

#### **4.3.3.7. Ocena struktury organizacyjnej i formy własności przedsiębiorstwa**

Ocena struktury organizacyjnej i formy własności przedsiębiorstwa Polskiej Grupy Górniczej sp. z o.o. Oddział Zakład Elektrociepłowni została przedstawiona w podrozdziale 4.3.1.6.

#### **4.3.4 Polska Grupa Górnicza sp. z o.o. Oddział Zakład Elektrociepłowni – Ciepłownia „Rymer”**

Oddział Zakład Elektrociepłowni wchodzący w skład Polskiej Grupy Górniczej sp. z o.o. prowadzi swą działalność gospodarczą na podstawie udzielonych przez Prezesa URE koncesji przedstawionych we wstępie do rozdziału 4.3.1.

W Ciepłowni „Rymer” wytwarzanie energii cieplnej odbywa się w kotłach węglowych wodnych. Ciepło wytwarzane w źródle jest przesyłane własnymi sieciami ciepłowniczymi oraz sieciami należącymi do PEC-u S.A. Jastrzębie-Zdrój. W źródle zastosowany jest system regulacji jakościowo-ilościowej.

##### **4.3.4.1. Lokalizacja źródła**

Źródło znajduje się w południowej części miasta – przy ulicy Rymera 4, na terenie jednostki bilansowej R5 i wytwarza ciepło na potrzeby osiedli mieszkaniowych zlokalizowanych na terenie Niedobczyc oraz obiektów znajdujących się na terenach po zlikwidowanej kopalni „Rymer”.

##### **4.3.4.2. Opis stanu istniejącego**

Zainstalowana całkowita moc termiczna elektrociepłowni wynosi 25,2 MW w kotłach wodnych. W ciepłowni wytwarzany jest czynnik grzewczy w postaci gorącej wody o temperaturze 150/80°C. Łączne zapotrzebowanie na ciepło z tego źródła wynosiło w 2015 roku 15,1 MW (w tym 2,1 MW na przygotowanie c.w.u. i 0,1 MW w wodzie na potrzeby technologiczne). Roczna produkcja energii cieplnej wynosiła 95,3 TJ.

Zmiany sumarycznej mocy zamówionej w źródle oraz wielkości rocznej produkcji ciepła za ostatnie 5 lat zestawiono w podanej poniżej tabeli oraz przedstawiono na wykresach.

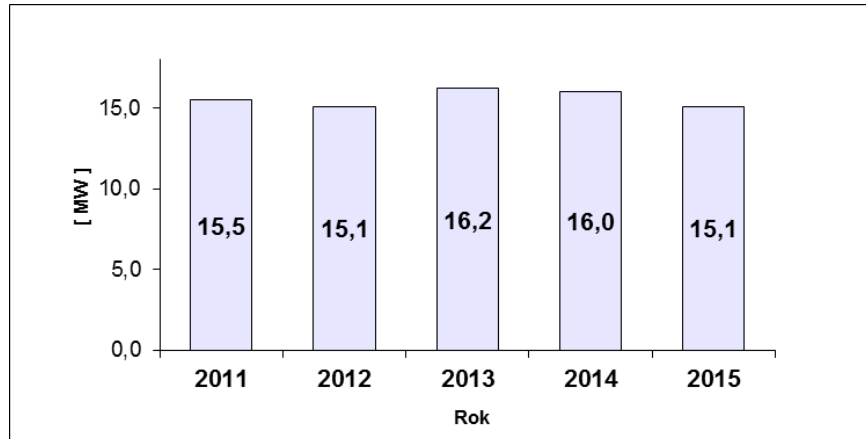
**Tabela 4-12. Moc zamówiona i produkcja ciepła w C. „Rymer”**

Rok		2011	2012	2013	2014	2015
Moc zamówiona [ MW ]	c.o.-woda	13,3	12,9	13,9	13,7	12,9
	c.w.u.	2,1	2,1	2,2	2,2	2,1

	technol.(woda)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	<b>Razem</b>	<b>15,5</b>	<b>15,1</b>	<b>16,2</b>	<b>16,0</b>	<b>15,1</b>
<b>Produkcja ciepła [ TJ ]</b>	sprzedaż	92,0	93,2	97,1	83,5	85,0
	potrzeby własne	17,9	22,4	10,2	10,1	10,2
	<b>Razem</b>	<b>109,9</b>	<b>115,6</b>	<b>107,3</b>	<b>93,6</b>	<b>95,3</b>

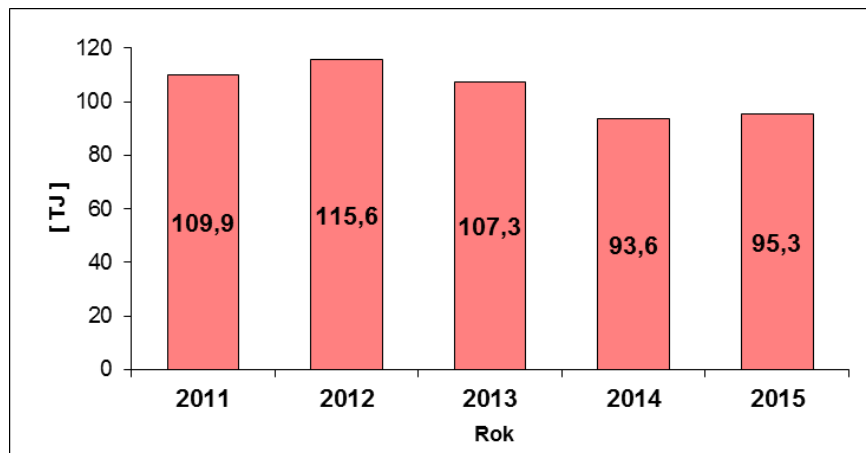
Źródło: opracowanie własne na podst. informacji z PGG sp. z o.o. (d. Kompania Węglowa S.A.)

**Wykres 4-17. Zmiany zamówionej mocy cieplnej w C. „Rymer”**



Źródło: opracowanie własne na podst. informacji z PGG sp. z o.o. (d. Kompania Węglowa S.A.)

**Wykres 4-18. Zmiany produkcji ciepła w C. „Rymer”**



Źródło: opracowanie własne na podst. informacji z PGG sp. z o.o. (d. Kompania Węglowa S.A.)

W rozpatrywanym okresie daje się zauważyć stabilizację wielkości mocy zamówionej (w przedziale od 15 do 16 MW). Produkcja ciepła od roku 2013 notuje tendencję malejącą. Przedsiębiorstwo nie przewiduje w najbliższych latach znaczących zmian zamówionej mocy cieplnej. Z uwagi jednak na prowadzoną przez odbiorców coraz bardziej racjonalną gospodarkę ciepłem oraz wynikające z tego oszczędności możliwy jest niewielki spadek mocy zamówionej w źródle.

Ekspluatowane obecnie w źródle kotły wodne opalane są miałem węgla kamiennego – łącznie średniorocznie za ostatnie 3 lata wielkość zużycia węgla wynosiła ok. 5,9 tys. Mg (od ok. 5,5 do 6,4 tys. Mg).

Charakterystykę kotłów przedstawia tabela poniżej.



**Tabela 4-13. Charakterystyka kotłów w C. „Rymer”**

Typ kotła	Rok uruchomienia	Moc kotła	Sprawność kotła	Paliwo	Nośnik ciepła
		MW	%		
WR-10	1975	11,6	72,37	miał węglowy	woda
	1976	11,6	75,16		
węglowy	2014	2,0	b.d.		

Kotły WR-10 były modernizowane w latach 2001-2003. Ich stan techniczny eksploatacja ocenia jako dobry. W latach 2013-2015 przeprowadzono w źródle następujące przedsięwzięcia remontowo-inwestycyjne:

- zabudowa nowego kotła wodnego o mocy 2,0 MW na potrzeby c.w.u. odbiorców komunalnych,
- modernizacja układu odpylania kotłów WR-10 poprzez doposażenie istniejących odpylaczy w filtry tkaninowe wraz z jednoczesną przebudową kanałów spalinowych i zabudową dodatkowych wentylatorów.

W skład układów pompowych źródła wchodzi następujące pompy:

- 2 pompy 20W39x26 o ciśnieniu 1,0 MPa i wydajności 400 m<sup>3</sup>/h;
- 1 pompa 150PJM250 o ciśnieniu 0,8 MPa i wydajności 200 m<sup>3</sup>/h;
- 1 pompa 100CH 3 o ciśnieniu 1,0 MPa i wydajności w zakresie 100-300 m<sup>3</sup>/h z automatyczną regulacją przepływu za pomocą falownika.

#### **4.3.4.3. Odbiorcy energii cieplnej**

Ciepłownia „Rymer” zasila lokalny system ciepłowniczy znajdujący się na terenie jednostki bilansowej **R5**, obejmujący obiekty w dzielnicy Niedobczyce-Rymer (budynki mieszkalne oraz obiekty zlokalizowane na terenach po zlikwidowanej kopalni „Rymer”). Ciepło wytwarzane w źródle jest przesyłane własnymi sieciami ciepłowniczymi oraz sieciami należącymi do PEC S.A. w Jastrzębiu-Zdroju. Łączna moc zamówiona w źródle wynosi obecnie 12,9 MW.

Sprzedż ciepła z C. „Rymer” kształtowała się w roku 2015 na poziomie 85 TJ, a reszta wyprodukowanej energii, tj. ok. 10,2 TJ została zużyta na potrzeby własne.

#### **4.3.4.4. Urządzenia ochrony powietrza w źródle**

Źródło posiada Pozwolenie na wprowadzanie gazów i pyłów do powietrza wydane decyzją Prezydenta Miasta Rybnika nr Ek-I.6225.15.2015 z dnia 16.12.2015 r., ważne do 15.12.2025 r. oraz Pozwolenie na uczestnictwo w handlu uprawnieniami do emisji – Decyzja Prezydenta Miasta Rybnika z 23.12.2014 r. nr Ek-I.6227.2.2014 ważna do dnia 31.12.2025 r.

Spaliny z kotłów są poddawane odpylaniu w cyklodfiltrach firmy EKOINSTAL (zabudowanych w 2007 roku) i są odprowadzane do atmosfery emitorem ceramicznym o wysokości 40 m i średnicy wylotu 0,9 m.

Źródło nie jest wyposażone w urządzenia do odsiarczania spalin, jak również do redukcji emisji tlenków azotu.

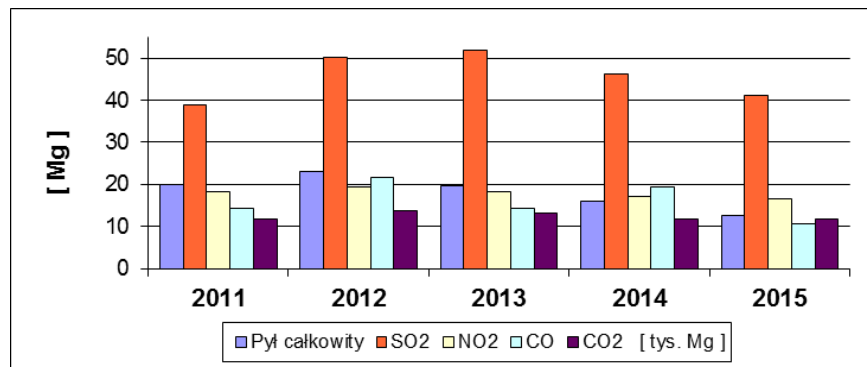
W poniższej tabeli zestawiono wielkości emisji zanieczyszczeń z Ciepłowni „Rymer” w kolejnych latach, począwszy od 2011 roku. Ich zmiany w tym okresie obrazuje wykres poniżej.

**Tabela 4-14. Wielkość emisji towarzysząca produkcji energii w źródle [ Mg ]**

Rodzaj zanieczyszczenia	2011	2012	2013	2014	2015
Pył całkowity	19,9	23,1	19,6	16,1	12,6
SO <sub>2</sub>	39,0	50,2	51,9	46,3	41,0
NO <sub>2</sub>	18,2	19,5	18,4	17,0	16,6
CO	14,4	21,6	14,3	19,4	10,6
CO <sub>2</sub> [ tys. Mg ]	11,9	13,8	13,2	11,8	11,8

Źródło: PGG sp. z o.o. (d. Kompania Węglowa S.A.)

**Wykres 4-19. Emisja zanieczyszczeń z C. „Rymer”**



Źródło: opracowanie własne na podst. informacji z PGG sp. z o.o. (d. Kompania Węglowa S.A.)

W analizowanych latach sumaryczne emisje ze źródła odzwierciedlają wykazaną produkcję ciepła oraz modernizację układu odpylającego wykonaną w 2015 r.

#### 4.3.4.5. Ocena stanu źródła ciepła

**Lokalizacja** – ciepłownia zlokalizowana jest w południowo-zachodniej części obszaru miasta, pomiędzy zabudową mieszkaniową dzielnic Niedobczyce i Popielów. Wadą takiej lokalizacji jest oddziaływanie na środowisko naturalne terenów mieszkaniowych miasta (emisja zanieczyszczeń i hałasu).

**Rezerwy mocy cieplnej i trwałość urządzeń** – całkowita moc cieplna źródła wynosi 25,2 MW. Na rok 2015 moc zamówiona w ciepłowni „Rymer” kształtuje się na poziomie 12,9 MW. Rezerwa mocy cieplnej źródła wynosi w warunkach jego normalnej pracy ok. 12 MW.

**Ekologiczna jakość produkowanej energii** – w ostatnich latach źródło nie przekroczyło norm emisji ustalonych w Decyzji o dopuszczalnych wielkościach emisji zanieczyszczeń.

Źródło nie posiada urządzeń do odsiarczania spalin i redukcji tlenków azotu.

#### 4.3.4.6. Ocena struktury organizacyjnej i formy własności przedsiębiorstwa

Ocena struktury organizacyjnej i formy własności przedsiębiorstwa Polskiej Grupy Górniczej sp. z o.o. Oddział Zakład Elektrociepłowni została przedstawiona w podrozdziale 4.3.1.6.



Obecnie Plan Rozwoju Zakładu na lata 2016-2020 jest w trakcie aktualizacji.

#### 4.3.5 Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. Jastrzębie-Zdrój – Kotłownie lokalne

Na terenie Rybnika PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój posiada i eksploatuje 3 kotłownie lokalne. Prowadzenie tych źródeł nie wymaga posiadania pozwoleń zintegrowanych, jak również pozwoleń na emisję zanieczyszczeń pyłowo-gazowych.

##### 4.3.5.1. Kotłownia przy ul. Mościckiego 5D

Źródło zlokalizowane jest na południowym zachodzie obszaru miasta i zasila obiekty w dzielnicy Niewiadom – południowo-zachodnia część jednostki bilansowej R5.

Kotłownia została wybudowana w 2011 r. Zainstalowano w niej 2 kotły opalane miałem węglowym KRm 1,6 o mocy 1,6 MW każdy, o sprawności 78%. Łącznie średniorocznie za ostatnie 3 lata wielkość zużycia węgla wynosiła ok. 890 Mg (od ok. 803 do 967 Mg).

Zmiany sumarycznej mocy zamówionej w źródle oraz wielkości rocznej produkcji ciepła za ostatnie 3 lata zestawiono w podanej poniżej tabeli.

Tabela 4-15. Moc zamówiona i produkcja ciepła w K. Mościckiego

Rok		2013	2014	2015
Moc zamówiona [ MW ]	c.o.	2,555	2,367	2,430
	c.w.u.	0,076	0,076	0,076
	<b>Razem</b>	<b>2,631</b>	<b>2,443</b>	<b>2,506</b>
Produkcja ciepła [ TJ ]	sprzedaż	14,452	13,818	14,231
	straty	1,673	1,504	1,728
	<b>Razem</b>	<b>16,125</b>	<b>15,322</b>	<b>15,959</b>

Źródło: PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój

W poniższej tabeli zestawiono wielkości emisji zanieczyszczeń z omawianego źródła w ostatnich 3 latach.

Tabela 4-16. Wielkość emisji towarzysząca produkcji energii w źródle [ kg ]

Rodzaj zanieczyszczenia	2013	2014	2015
Pył całkowity	33,9	39,1	43,9
SO <sub>2</sub>	6 348	9 878	12 222
NO <sub>2</sub>	2 885	2 993	3 094
CO	9 017	9 354	9 669
CO <sub>2</sub> [ Mg ]	1 921	1 992	2 059

Źródło: PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój

W analizowanych latach sumaryczne emisje ze źródła odzwierciedlają wykazaną produkcję ciepła.

##### 4.3.5.2. Kotłownia przy ul. Karłowicza 2a

Źródło zlokalizowane jest w centralnej części miasta, w południowo-wschodnim rejonie jednostki bilansowej R2.

Kotłownia została wybudowana w 1993 r. Zainstalowano w niej 2 kotły opalane gazem ziemnym Viessmann Paromat o mocy 0,875 MW każdy, o sprawności 92%. Łącznie śred-



niorocznie za ostatnie 3 lata wielkość zużycia gazu wynosiła ok. 165 tys. m<sup>3</sup> (od ok. 144,4 do 188,7 tys. m<sup>3</sup>).

Zmiany sumarycznej mocy zamówionej w źródle oraz wielkości rocznej produkcji ciepła za ostatnie 3 lata zestawiono w podanej poniżej tabeli.

**Tabela 4-17. Moc zamówiona i produkcja ciepła w K. Karłowicza**

Rok		2013	2014	2015
Moc zamówiona [ MW ]	c.o.	0,950	0,864	0,864
	c.w.u.	-	-	-
	<b>Razem</b>	<b>0,950</b>	<b>0,864</b>	<b>0,864</b>
Produkcja ciepła [ TJ ]	sprzedaż	5,929	4,448	4,918
	straty	0,407	0,350	0,458
	<b>Razem</b>	<b>6,336</b>	<b>4,798</b>	<b>5,376</b>

Źródło: PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój

W poniższej tabeli zestawiono wielkości emisji zanieczyszczeń z omawianego źródła w ostatnich 3 latach.

**Tabela 4-18. Wielkość emisji towarzysząca produkcji energii w źródle [ kg ]**

Rodzaj zanieczyszczenia	2013	2014	2015
Pył całkowity	0,1	0,1	0,1
SO <sub>2</sub>	2,6	4,3	4,8
NO <sub>2</sub>	330,2	252,7	283,7
CO	45,3	34,7	38,9
CO <sub>2</sub> [ Mg ]	377,3	288,8	324,2

Źródło: PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój

W analizowanych latach sumaryczne emisje ze źródła odzwierciedlają wykazaną produkcję ciepła.

#### **4.3.5.3. Kotłownia przy ul. Obywatelskiej 5**

Źródło zlokalizowane jest w Chwałowicach, w południowej części jednostki bilansowej R4.

Kotłownia została wybudowana w 1977 r. Zainstalowano w niej 2 kotły Chappe opalane gazem ziemnym o mocy 0,32 MW każdy, o sprawności 91% pochodzące z 1977 i 1997 roku. Łącznie średniorocznie za ostatnie 3 lata wielkość zużycia gazu wynosiła ok. 55 tys. m<sup>3</sup> (od ok. 47,8 do 64,1 tys. m<sup>3</sup>).

Zmiany sumarycznej mocy zamówionej w źródle oraz wielkości rocznej produkcji ciepła za ostatnie 3 lata zestawiono w podanej poniżej tabeli.

**Tabela 4-19. Moc zamówiona i produkcja ciepła w K. Obywatelska**

Rok		2013	2014	2015
Moc zamówiona [ MW ]	c.o.	0,291	0,291	0,291
	c.w.u.	-	-	-
	<b>Razem</b>	<b>0,291</b>	<b>0,291</b>	<b>0,291</b>
Produkcja ciepła [ TJ ]	sprzedaż	1,842	1,326	1,450
	straty	0,229	0,188	0,245
	<b>Razem</b>	<b>2,071</b>	<b>1,514</b>	<b>1,695</b>

Źródło: PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój



W poniższej tabeli zestawiono wielkości emisji zanieczyszczeń z omawianego źródła w ostatnich 3 latach.

**Tabela 4-20. Wielkość emisji towarzysząca produkcji energii w źródle [ kg ]**

Rodzaj zanieczyszczenia	2013	2014	2015
Pył całkowity	0,03	0,02	0,03
SO <sub>2</sub>	1,8	1,4	1,5
NO <sub>2</sub>	97,4	72,7	78,9
CO	19,2	14,3	15,6
CO <sub>2</sub> [ Mg ]	128,2	95,6	103,9

Źródło: PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój

W analizowanych latach sumaryczne emisje ze źródła odzwierciedlają wykazaną produkcję ciepła.

#### 4.3.6 Kotłownie lokalne

Na obszarze miasta Rybnika, oprócz opisanych poprzednio źródeł ciepła pracujących dla miejskiej sieci ciepłowniczej oraz lokalnych sieci ciepłowniczych, działają kotłownie przemysłowe wytwarzające ciepło dla potrzeb własnych, jak również na potrzeby sąsiednich obiektów, oraz kotłownie instytucji użyteczności publicznej, podmiotów handlowych i usługowych oraz wielorodzinnych budynków mieszkalnych, wytwarzających ciepło na potrzeby własne. Od czasu opracowania „Założeń...” uchwalonych w grudniu 2013 r. niektóre z tych źródeł zostały zlikwidowane, a odbiorcy ciepła z nich zostali podłączeni do sieci ciepłowniczych. Powstały również nowe źródła lokalne, w tym także węglowe, wyposażone w kotły niskoemisyjne.

Paliwem wykorzystywanym w zinwentaryzowanych źródłach lokalnych jest przede wszystkim gaz ziemny i olej opałowy oraz paliwo stałe (miał węglowy, koks, węgiel). W sporadycznych wypadkach stosowane są pompy ciepła, odpady drzewne, biogaz lub gaz płynny.

Wśród 113 zinwentaryzowanych kotłowni lokalnych o mocy zainstalowanej od 100 kW wykorzystywane jest paliwo:

- w 62 – gaz ziemny sieciowy,
- w 15 – olej opałowy,
- w 31 źródłach – paliwo węglowe (w tym w 10 wyposażonych w kotły niskoemisyjne),
- w 1 źródle – biogaz z procesu oczyszczania ścieków,
- w 2 źródłach – gaz płynny,
- w 2 źródłach zastosowano pompy ciepła.

W części kotłowni opalanych gazem ziemnym sieciowym wykorzystywany jest olej opałowy jako paliwo awaryjne (rezerwowe) lub szczytowe, a w niektórych źródłach wraz z węglem spalana jest biomasa, gaz z odmetanowania kopalń lub tp.

Wśród zidentyfikowanych obiektów ze źródłami ciepła o mocy zainstalowanej poniżej 100 kW kotłownie opalane paliwami węglowymi stanowią około 26%, a kotłownie opalane gazem ziemnym sieciowym stanowią ok. 41%. Kotły węglowe w tej grupie zinwentaryzo-



wanych obiektów to w części również już kotły nowej generacji (niskoemisyjne). Odsetek kotłowni opalanych olejem opałowym wynosi ok. 12%. Występują również obiekty ogrzewane za pomocą energii elektrycznej.

Procesem ciągłym w gminie jest modernizacja lokalnych kotłowni węglowych związana z przejściem na zasilanie z systemu ciepłowniczego lub zabudową w nich nowych urządzeń – na paliwa ekologiczne (przede wszystkim gaz ziemny sieciowy i olej opałowy). Alternatywę dla gazu ziemnego i oleju opałowego stanowią również nowoczesne kotły węglowe (np. retortowe z ciągłym podawaniem paliwa) i biomasowe, których parametry ekologiczne i ekonomiczne eksploatacji stanowią uzasadnienie wyboru takiego rozwiązania technicznego.

Zestawienie zinwentaryzowanych obecnie źródeł ciepła o mocy zainstalowanej od około 100 kW wzwyż przedstawiono w tabeli poniżej, a ich lokalizację przedstawiono na załączonej mapie systemu ciepłowniczego miasta Rybnika zgodnie z numeracją w tabeli.

**Tabela 4-21. Wykaz źródeł ciepła o mocy zainstalowanej od 100 kW**

Nr kotł.	Obiekt nazwa	Adres	Jedn. bi-lans.	Moc zainstalowana w źródle [kW]	Paliwo	Uwagi
1	Elektrownia Rybnik S.A.	Podmiejska	R6	4 712 000	węgiel+biomasa	3 stacje ciepłownicze po ok. 19 MW; dodatk. spalane paliwo odzysk. ze skład. odpadów pogórnicznych w Czerwionce-Leszczynach
2	PGG sp. z o.o. - EC Chwałowice	1 Maja 26	R4	195 700	węgiel	w tym 40 MW w skojarzeniu
3	PGG sp. z o.o. - EC Jankowice	Jastrzębska 12	R7	56 800	węgiel+gaz z odmet. kopalń	w tym 10 MW w skojarzeniu
4	PGG sp. z o.o. - C. Rymer	Rymera 4	R5	25 200	węgiel	
5	Kotłownia lokalna PEC	Mościckiego 5d	R5	3 200	węgiel	
6	Wojewódzki Szpital Specjalistyczny nr 3	Energetyków 46	R2	5 700	gaz ziemny / olej	c.o. z PEC (3 MW); c.w.u.+technol.+wentyl. -z gazu ziemn.; olej opałowy jako paliwo rezerwowe
8	Państwowy Szpital dla Nerwów i Psychicznie Chorych	Gliwicka 33	R2	4 900	gaz ziemny / olej	olej opałowy jako paliwo rezerwowszczytowe
9	SYGNAŁY Fabryka Urz. Sygnalizacyjnych i Teletechnicznych	Sygnaly 62	R7	650	olej	
9a	SADEX sp. z o.o.	Sygnaly 62	R7	300	węgiel + olej	
10	ELROW	Brzezińska 8a	R3	2 360	gaz ziemny	
11	CHEMIKA Gajewski Marek	Zebrzydowicka 117	R1	2 230	węgiel + olej	
11a	VACAT Sp. z o.o.	Zebrzydowicka 117	R1	150	LPG	
12	Makro Cash and Carry	Żorska 60	R3	2 144	gaz ziemny	
13	Rettig-Heating Sp. z o.o. Hale produkcyjne	Przemysłowa	R3	903	gaz ziemny	+ ok. 4.000 kW (nagrzewnice, suszarki itp.). oraz odzysk ciepła z chłodzenia urządzeń i linii technol. - ok. 1.900 kW
14	Pawilon REAL	Kotuczka 100	R1	1 790	gaz ziemny	
15	Kotłownia lokalna PEC	Karłowicza 2A	R2	1 750	gaz ziemny	Od 1.10.2016 r. kotłownia zlikwidowana – odbiorcy podłączeni do sieci PEC.
16	PKP Cargo - lokomotywnia	Kolejowa	R1	1 630	węgiel/koks	



Nr kotł.	Obiekt nazwa	Adres	Jedn. bi-lans.	Moc zainstalowana w źródle [kW]	Paliwo	Uwagi
17	PKP Cargo -bud. administracyjny	Kolejowa 9	R1	256	olej	
18	Tenneco Automotive Polska Hale produkcyjne	Przemysłowa 2c	R3	350	gaz ziemny	+ nagrzewnice w halach
19	PANAT SC	Przemysłowa 5	R3	1 400	gaz ziemny	
20	Greif Poland Sp.z o.o.	Przemysłowa 3	R3	1 635	gaz ziemny	
21	Kotłownia lok. -bud. mieszkalny GGF Zarz. Nieruch.	Karłowicza 20ab	R2	80	gaz ziemny	
22	Miejski Dom Pomocy Społecznej	Żużłowa 25	R2	320	pompy ciepła	+ szczytowo kotłownia gazowa; dodatkowo kolektory słoneczne (78 szt.)
23	Kotłownia lok. DZN Hossa	Za Torem 15	R3	1 035	gaz ziemny	
24	Kotłownia lok. DZN Hossa	Wolna 6	R3	920	gaz ziemny	
25	Szkoła Podst. nr 5	Różańskiego 14a	R1	900	gaz ziemny	Planowane przyłączenie do sieci PEC – grudzień 2016 r.
26	Kotłownia lok. ARPOL (Wsp. Mieszk.)	Hetmańska 23	R5	900	olej	
27	Zarząd Zieleni Miejskiej	Pod Lasem 64	R5	855	gaz ziemny	
28	Delis sp. z o.o.	Sosnowa 7	R3	817	olej	
29	MOSiR	Gliwicka 72	R2	795	gaz ziemny	
30	Pływalnia + Hala sportowa	Powstańców Śl. 40	R1	795	gaz ziemny	+ kolektory słoneczne (27,4 kW)
31	Szkoła Podst. nr 21	Niedobczycka 191	R5	700	gaz ziemny	
32	Kotłownia lok. SM „Centrum”	Raciborska 2-6	R1	660	gaz ziemny	
33	Kotłownia lok. PEC	Obywatelska 5	R4	640	gaz ziemny	
34	Kotłownia lok. DZN Hossa	Ogrodowskiego 11	R3	630	gaz ziemny	
35	Szkoła Podst. nr 20	Ziołowa 3	R7	600	węgiel	Kotły z podajnikiem i paleniskiem retortowym. Planowane przyłączenie do sieci gazowej w 2017 r. (podpisana umowa przyłączeniowa).
36	PW „POMEX” Sp.z o.o.	Lipowa 22	R6	600	węgiel	
37	DB Schenker Rail Polska S.A.	Kłokocińska 51	R7	200	LPG	
38	Szkoła Podst. nr 24	Staffa 42a	R8	376	gaz ziemny	
39	Kotłownia lok. DZN Hossa	Kosmonautów 2	R3	570	gaz ziemny	
40	Miejska Oczyszczalnia Ścieków (PWIK)	Rudzka 132	R2	700	biogaz/ gaz ziemny	silnik gaz. kogeneracyjny na biogaz oczyszczalniany; gaz ziemny jako paliwo rezerwowe; w jednym obiekcie promienniki gazowe (łącznie 72 kW)
41	Szkoła Podst. nr 13	1 Maja 51	R4	538	gaz ziemny	
42	PS-T „Transgór”	Brzezińska 40	R4	494	olej	
43	Szkoła Podst. nr 3	Wolna 17	R3	500	gaz ziemny	
44	Szkoła Podst. nr 18	Lompy 6	R7	500	węgiel	
46	Szkoła Podst. nr 28	Szewczyka 6	R11	420	olej	Planowane zmiana źródła na pompy ciepła –2017 r.
47	Rybnickie Służby Komunalne	Jankowicka 41B	R1	376*	gaz ziemny	*) 2 kotłownie po 188 kW w 2-ch osobnych budynkach
48	ITUM	Rudzka 47	R2	400	węgiel	



Nr kotł.	Obiekt nazwa	Adres	Jedn. bi-lans.	Moc zainstalowana w źródle [kW]	Paliwo	Uwagi
49	Zespół Szkolno-Przedszkolny nr 4	Komisji Edukacji Narodowej 29	R10	400	węgiel	kotły węglowe nowej generacji + kolektory słoneczne (8,22 kW)
50	Kotłownia lok. ZGM	Hetmańska 3(5)	R5	450	węgiel	kotły węglowe nowej generacji
51	PKP Cargo -kotł.ZPT Rybnik	Wodzisławska 249b	R5	360	węgiel	
52	Budynek ZGM	Górnośląska 108	R5	500	węgiel	kotły węglowe nowej generacji
53	Gimnazjum nr 5	Żurawia 7	R7	344	gaz ziemny	
54	Gimnazjum nr 12	Sportowa 52	R5	300	węgiel	kotły węglowe nowej generacji
55	Szkoła Podst. nr 12	Buhla 3	R9	336	węgiel	Kotły węglowe nowej generacji. Planowane podłączenie do sieci gazowej – 2017 r.
57	Kotł. SM „Ryf”	Chrobrego 39	R1	308	gaz ziemny	
59	DB Schenker Rail Polska S.A.	Kłokocińska 51	R7	300	olej	
61	Bud. Województwa	Łączna 14	R2	290	węgiel	kotły węglowe nowej generacji
62	Kotłownia lok. DZN Hossa	Kadłubka 37	R5	264	olej	
63	Szkoła Podst. nr 16	Małachowskiego 44	R7	286	gaz ziemny	
64	Gimnazjum nr 13	Kręta 20	R8	283	węgiel	
67	Gimnazjum nr 10	Miarki 74	R3	260	gaz ziemny	
68	Rejonowe Przedsiębiorstwo Robót Drogowych	Jankowicka 51	R1	260	olej	
69	Komenda Miejska Państwowej Straży Pożarnej	św. Józefa 4	R1	254	gaz ziemny	
70	„Rzeźnictwo-Wędliniarstwo” Woźniczka	Wolna 159	R7	240	olej	
71	Rzeźnictwo-Wędliniarstwo A.Nowak i S-ka	św. Józefa 141D	R2	200	olej	
72	LOK -Ośr. Szkolenia Kierowców	Prosta 11	R4	230	węgiel (flot)	
73	Szkoła Podst. nr 19	Włociańska 39d	R7	238	węgiel	Szkoła + Dom Nauczyciela
74	Pow. Stacja Sanitarno-Epidemiologiczna	Janiego 1	R2	115	węgiel	
75	Kotł. lok. RSM	Kraszewskiego 2a	R1	210	gaz ziemny	
76	Przychodnia Zdrowia - kotł. lok. DZN Hossa	Patriotów 11	R7	210	gaz ziemny	
77	DK Boguszowice	pl. Pokoju 1	R7	200	gaz ziemny	
78	Szkoła Podst. nr 27	Gzelska 7	R10	200	węgiel	Planowana zm. źródła ciepła – 2017 r.: instalacja grzewcza z wykorzystaniem gruntowych pomp ciepła
79	Zakład Dostaw Nośników Energetycznych sp. z o.o.	Przemysłowa 1	R3	150	gaz ziemny	
80	Szkoła Podst. nr 6	Wodzisławska 123	R5	190	gaz ziemny	
81	Zespół Szkolno-Przedszkolny nr 3	Kuglera 8a	R10	306	olej	+ kolektory słoneczne (5,48 kW)
82	Rybnickie Przeds. Bud. Drogowego S.A.	Mikołowska 107	R3	100	olej	
83	Poradnia Psycholog.-Pedagogiczna - filia	Karłowicza 48	R2	200	gaz ziemny	
84	KOPEX Machinery SA	Chrobrego 39	R1	188	gaz ziemny	oraz promienniki gazowe i elektryczne nagrzewnice wentylatorowe



Nr kotł.	Obiekt nazwa	Adres	Jedn. bi-lans.	Moc za-instalowana w źródle [kW]	Paliwo	Uwagi
86	Zespół Szkolno-Przedszkolny nr 1	Gliwicka 105	R6	177	węgiel	Kotły węglowe nowej generacji + kolektory słoneczne (6,85 kW). Planowane podłączenie do sieci gazowej w 2017 r. (podpisana umowa przyłączeniowa).
88	Przedszkole nr 18	Małachowskiego 40(59)	R7	100	węgiel	kocioł węglowy nowej generacji + kolektory słoneczne (8,22 kW)
91	Rybnicka Usługowa Spółdz. Pracy	Skłodowskiej 7	R1	140	gaz ziemny	
93	Bud. po Zespole Szkół Specjalnych	Raciborska 260	R5	130	olej	
94	Szkoła Podst. nr 18 / filia	Żurawia 2a	R7	130	gaz ziemny	
95	Przychodnia Zdrowia - kotł. lok. DZN Hossa	Mikołowska 94	R3	130	gaz ziemny	
97	Rettig-Heatting Sp. z o.o. Magazyn komponentów	Przemysłowa	R3	260	olej	
98	Przedszkole nr 32	Gminna 6	R11	124	węgiel	
99	Kotłownia lok. DZN Hossa	Gliwicka 54	R2	85	gaz ziemny	
100	Kotł. SM „Ryf”	Jankowicka 14	R1	119	gaz ziemny	
102	Kotłownia lok. ZGM	Mikołowska 29	R1	110	gaz ziemny	
104	Kotłownia lok. ZGM	Patriotów 32	R7	65	gaz ziemny	
106	Hossa sp. z o.o. - kompleks Hotelu „Olimpia”	Hotelowa 12	R11	64 (300)	pompy ciepła (olej)	+ kolektory słoneczne (61,2 kW)
107	Centrum „Rybnik PLAZA”	Raciborska 16	R1	2 685	gaz ziemny	
108	Pawilon TESCO	Żorska 2	R4	1 400	gaz ziemny	
109	Baza PWiK	Pod Lasem 62	R5	1 315	gaz ziemny	+ szczytowo olej
110	Market OBI	Żorska 55	R3	790	gaz ziemny	
111	Poczta Polska S.A.	Stawowa 9	R3	140	gaz ziemny	
112	Kotłownia lok. ZGM	Kolejowa 38	R4	140	gaz ziemny	
113a	Przedszkole nr 3B	Za Torem 3B	R3	b.d.	gaz ziemny	na potrzeby c.w.u.
114	Kotł. lok. RSM	1 Maja 93	R4	116	gaz ziemny	na potrzeby c.w.u.
115	Kotłownia lok. DZN Hossa	Kadłubka 35	R5	200	węgiel	kotły węglowe nowej generacji
116	Kotłownia lok. -bud. mieszkalny GGF Zarz. Nieruchom.	Wolna 20	R3	228	gaz ziemny	
117	PKP Energetyka	Kwiatowa 25	R1	b.d.	węgiel	
118	Carrefour Polska Sp. z o.o.	Gliwicka 45	R2	b.d.	gaz ziemny	
119	PSG Sp. z o.o. RDG w Rybniku	Zebrzydowicka 37	R1	b.d.	gaz ziemny	
120	ARTECH Piotr Chwołka	Wodzisławska 175B	R5	b.d.	węgiel	
121	P.P.U.H GAL CYN-KOWANIE OGNIOWE	Mikołowska 116c	R4	b.d.	gaz ziemny	
122	Salon Pietrzak- Keller Sp. z o.o.	Obwiednia Południowa 6	R1	b.d.	gaz ziemny	
123	PAMTRANS Henryk Krzyżanowski	Przemysłowa 13	R3	b.d.	gaz ziemny	

Nr kotł.	Obiekt nazwa	Adres	Jedn. bi-lans.	Moc zainstalowana w źródle [kW]	Paliwo	Uwagi
124	DOOSAN BABCOCK Polska sp. z o.o.	Golejowska 73B	R6	b.d.	gaz ziemny	
125	Salon PORSCHE INTER AUTO POLSKA Sp. z o.o.	Brzezińska 47	R4	b.d.	gaz ziemny	
126	Pawilon LIDL	Reymonta 41	R1	b.d.	gaz ziemny	
127	ICE GROUP Sp. z o.o.	Kadłubka 43	R5	b.d.	węgiel	

#### 4.3.7 Ogrzewania indywidualne

Odbiorcy indywidualni swoje potrzeby grzewcze pokrywają głównie poprzez wykorzystanie energii chemicznej paliwa stałego (węgla kamiennego), spalając go we własnych kotłach węglowych lub piecach ceramicznych.

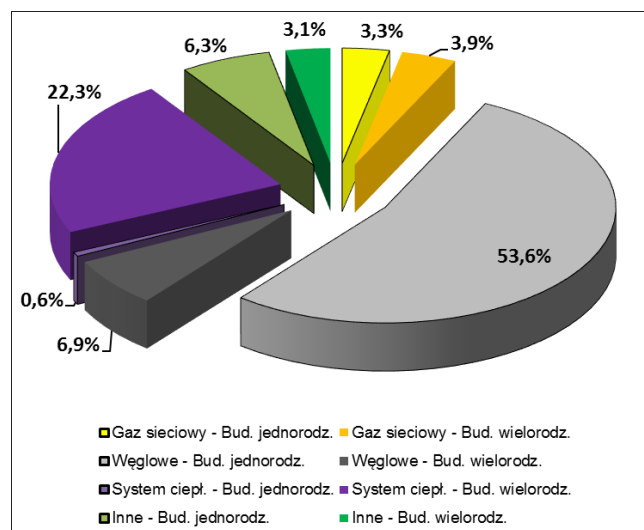
Ten rodzaj ogrzewania jest głównym emitorem tlenu węgla, ze względu na to, że w warunkach pracy większości pieców domowych czy też niewielkich kotłów węglowych nie możliwe jest przeprowadzenie pełnego spalania (dopalania paliw). Ogrzewania takie są głównym źródłem zanieczyszczenia powietrza – tak zwanej „niskiej emisji”.

Należy jednak zaznaczyć, że wśród zidentyfikowanych rozwiązań wykorzystujących ogrzewanie węglowe, szczególnie w zabudowie indywidualnej jednorodzinnej, część z nich (trudną do jednoznacznego określenia) stanowią już rozwiązania węglowe niskiemisyjne – nie powodujące wzrostu „niskiej emisji” na terenie miasta.

Mniejszą grupę stanowią mieszkańcy zużywający jako paliwo na potrzeby grzewcze gaz ziemny sieciowy, olej opałowy, gaz płynny lub energię elektryczną. Są to „paliwa” droższe od węgla i drewna – o ich wykorzystaniu decyduje świadomość ekologiczna, a szczególnie zażyłość. Częstą praktyką jest wykorzystywanie w węglowych ogrzewaniach budynków jednorodzinnych drewna lub jego odpadów jako dodatkowego, a jednocześnie tańszego paliwa.

Na poniższym wykresie przedstawiono procentowe udziały poszczególnych sposobów ogrzewania w całości potrzeb ogrzewania w budownictwie mieszkaniowym.

**Wykres 4-20. Udział poszczególnych sposobów ogrzewania w pokryciu potrzeb ciepłych budownictwa mieszkaniowego**





## 4.4 Systemy dystrybucji ciepła na terenie miasta

Obszar centralnych dzielnic Rybnika objęty jest miejską siecią ciepłowniczą zasilaną obecnie z EC „Chwałowice” – źródła należącego do Polskiej Grupy Górniczej sp. z o.o. w Katowicach - Oddział Zakład Elektrociepłowni.

Sieć ta jest eksploatowana przez Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. Jastrzębie-Zdrój (Zakład Ciepły Rybnik) i jest jego własnością.

Koncesjonowanymi dystrybutorami ciepła na terenie Rybnika są również: Oddział Zakład Elektrociepłowni Polskiej Grupy Górniczej sp. z o.o., BUDWEX sp. z o.o. oraz Spółdzielnia Mieszkaniowa przy Elektrowni Rybnik, eksploatujące własne sieci ciepłownicze.

Przebieg sieci ciepłowniczych na obszarze miasta Rybnika został przedstawiony na załączonej do opracowania (**Załącznik B**) mapie systemu ciepłowniczego.

### 4.4.1 PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój – Zakład Ciepły w Rybniku

Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. Jastrzębie-Zdrój prowadzi działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji ciepła oraz obrotu ciepłem, na podstawie udzielonych przez Prezesa URE koncesji z dnia 12.11.1998 r. ważnych do 30.06.2024 r.:

- na wytwarzanie ciepła – nr WCC/560/163/U/OT-2/98/BM wraz z późniejszymi zmianami;
  - na terenie Rybnika przedsiębiorstwo wytwarza ciepło we własnych lokalnych kotłowniach gazowych przy ul.: Karłowicza 2A, Obywatelskiej 5 i Mościckiego 5D;
- na przesyłanie i dystrybucję ciepła – nr PCC/586/163/U/OT-2/98/BM wraz z późniejszymi zmianami;
- na obrót ciepłem – nr OCC/154/163/U/OT-2/98/BM wraz z późniejszymi zmianami.

#### 4.4.1.1. Obszar działania przedsiębiorstwa

Główna siedziba Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej S.A. Jastrzębie-Zdrój zlokalizowana jest pod adresem: 44-355 Jastrzębie-Zdrój, ul. Wrocławska 2. Zakład Ciepły w Rybniku mieści się pod adresem: 44-200 Rybnik, ul. Winklera 5. Przedsiębiorstwo prowadzi działalność ciepłowniczą na terenie szeregu innych miast województwa śląskiego, tj.: w Jastrzębiu-Zdroju, Czerwionce-Leszczynach, Knurowie, Kuźni Raciborskiej, Pawłowicach, Raciborzu, Wodzisławiu Śl. i Żorach.

#### 4.4.1.2. Źródła zasilania

PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój na terenie Rybnika zakupuje ciepło w celu jego dystrybucji od następujących przedsiębiorstw zajmujących się wytwarzaniem oraz dystrybucją ciepła:

- ➔ Polska Grupa Górnicza sp. z o.o. Oddział Zakład Elektrociepłowni (ze źródeł: EC „Chwałowice” i EC „Jankowice Główne” oraz Ciepłowni „Rymer”),
- ➔ Elektrowni EDF Polska S.A. Oddział Rybnik.





Jak już wspomniano w poprzednich rozdziałach EC „Chwałowice” zasila miejski system ciepłowniczy, a pozostałe źródła zasilają istniejące na terenie miasta Rybnika lokalne systemy ciepłownicze.

Sumaryczne moce zamówione oraz roczne zakupy ciepła od źródeł obcych w latach 2011, 2012 i 2015 zestawiono w tabelach poniżej.

**Tabela 4-22. Zmiany zamówionej mocy przez PEC w źródłach zewnętrznych [MW]**

Rok	2011	2012	2015
<b>EC „Chwałowice” - miejski system ciepłowniczy</b>	<b>81,96</b>	<b>80,93</b>	<b>80,72</b>
<i>EC „Jankowice”</i>	<i>4,59</i>	<i>4,59</i>	<i>4,61</i>
<i>C „Rymer”</i>	<i>6,91</i>	<i>6,95</i>	<i>6,77</i>
<i>EI „Rybnik”</i>	<i>3,361</i>	<i>3,50</i>	<i>3,72</i>
<i>SM przy ER</i>	-	-	<i>0,08</i>
<b>Razem poza m.s.c.</b>	<b>14,86</b>	<b>15,04</b>	<b>15,11</b>
<b>Ogółem miasto Rybnik</b>	<b>96,82</b>	<b>95,97</b>	<b>95,91</b>

Źródło: opracowanie własne na podst. informacji z PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój

**Tabela 4-23. Zmiany ciepła zakupionego przez PEC w źródłach zewnętrznych [GJ]**

Rok	2011	2012	2015
<b>EC „Chwałowice” - miejski system ciepłowniczy</b>	<b>494 242</b>	<b>516 477</b>	<b>460 756</b>
<i>EC „Jankowice”</i>	<i>33 178</i>	<i>33 782</i>	<i>30 176</i>
<i>C „Rymer”</i>	<i>55 843</i>	<i>55 876</i>	<i>51 323</i>
<i>EI „Rybnik”</i>	<i>26 063</i>	<i>28 897</i>	<i>29 669</i>
<i>SM przy ER</i>	-	-	<i>819</i>
<b>Razem poza m.s.c.</b>	<b>115 084</b>	<b>118 555</b>	<b>111 168</b>
<b>Ogółem miasto Rybnik</b>	<b>609 326</b>	<b>635 032</b>	<b>572 743</b>

Źródło: opracowanie własne na podst. informacji z PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój

Daje się zauważyć łagodny spadek sumarycznej mocy zamówionej dla centralnego systemu ciepłowniczego miasta oraz niewielki wzrost sumarycznej mocy zamówionej w źródłach zaopatrujących wyspowe systemy ciepłownicze Rybnika. Wielkość zakupu ciepła dla msc, wynikająca m.in. z warunków klimatycznych panujących w kolejnych zimach, także powoli spada. Dotyczy to również zakupu energii cieplnej dla pozostałych systemów.

Sumaryczna moc zamówiona w źródłach zasilających wszystkie systemy ciepłownicze Rybnika wynosiła w 2015 roku ok. 96 MW, z czego w EC Chwałowice (zasilanie msc) – 80,7 MW.

#### **4.4.1.3. Charakterystyka systemów sieci ciepłowniczych**

Aktualnie ZC w Rybniku eksploatuje na terenie miasta sieci ciepłownicze na łączną długość około 67,6 km – w tym ok. 19,8 km zewnętrznych instalacji odbiorczych.

W poniższych tabelach podano aktualne długości sieci wg podziału na sieci i zewnętrzne instalacje odbiorcze, technologie ich wykonania oraz czas eksploatacji.



**Tabela 4-24. Długości i technologia wykonania ciepłociągów PEC Jastrzębie-Zdrój na terenie Rybnika [km]**

Technologia wykonania	Sieci ciepłownicze	Zewnętrzne instalacje odbiorcze	Suma
kanalowe	14,9	10,3	25,2
napowietrzne	4,8	7,1	11,9
preizolowane	28,1	2,3	30,4
<b>RAZEM</b>	<b>47,8</b>	<b>19,7</b>	<b>67,5</b>

Źródło: opracowanie własne na podst. informacji z PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój, 2016

**Tabela 4-25. Wiek ciepłociągów PEC Jastrzębie-Zdrój na terenie Rybnika [km]**

Technologia wykonania	Sieci ciepłownicze	Zewnętrzne instalacje odbiorcze	Suma
do 5 lat	15,8	0,4	16,2
pow. 5 do 10 lat	4,8	0,7	5,5
pow. 10 do 30 lat	12,6	5,6	18,2
pow. 30 lat	14,6	13,0	27,6
<b>RAZEM</b>	<b>47,8</b>	<b>19,7</b>	<b>67,5</b>

Źródło: opracowanie własne na podst. informacji z PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój, 2016

Sieci preizolowane stanowią ok. 45% wszystkich ciepłociągów (ok. 59% sieci ciepłowniczych i 12% zewnętrznych instalacji odbiorczych). 37% wszystkich ciepłociągów (ok. 31% sieci ciepłowniczych i 52% zewnętrznych instalacji odbiorczych) stanowią ciepłociągi prowadzone w kanałach. Rurociągi napowietrzne stanowią 18% (odpowiednio – 10% i 36%).

Prawie 1/4 długości wszystkich ciepłociągów jest eksploatowanych od 5 lat – w tym ok. 1/3 sieci ciepłowniczych i tylko 2% zewnętrznych instalacji odbiorczych. Natomiast ok. 41% jest w wieku powyżej 30 lat (31% sieci i 2/3 zewnętrznych instalacji odbiorczych).

### **System zasilany z EC „Chwałowice” – m.s.c.**

Magistrala ciepłownicza miejskiej sieci ciepłowniczej Rybnika, zasilana ze zlokalizowanej na południu miasta Elektrociepłowni „Chwałowice”, przebiega w kierunku północnym, dzieląc się w okolicach Ronda Chwałowickiego na dwie główne gałęzie. Jedna z nich zasilą Śródmieście, a druga – odchodząca w kierunku zachodnim, a następnie północnym – zasilą rejon dzielnic Smolna i Maroko-Nowiny, kończąc się obecnie w Wojewódzkim Szpitalu Specjalistycznym nr 3, stanowiąc jego zasilanie w ciepło na potrzeby c.o. Omawiana sieć pochodzi z 1977 roku i obejmuje jednostki bilansowe **R1**, **R2** i **R4**. Szczytowe zapotrzebowanie mocy przez odbiorców przyłączonych do m.s.c. kształtowało się w roku 2015 na poziomie 80,7 MW.

Parametry nośnika ciepła w miejskim systemie ciepłowniczym PEC wynoszą 135/75°C, ciśnienie dyspozycyjne w źródle wynosi 1,1 MPa (max ciśnienie nośnika ciepła w 2012 r.: na zasilaniu około 1 MPa i na powrocie około 0,1 MPa).

Regulacja jakościowo-ilościowa nośnika ciepła odbywa się w źródle, jak również w węzłach cieplnych wyposażonych w automatykę pogodową.

Łączna długość rurociągów ciepłowniczych PEC S.A. w Jastrzębiu-Zdroju, Zakład Ciepły w Rybniku na sieci z EC „Chwałowice” wynosiła wg stanu na 31.12.2012 r. około 60 km (licząc osobno zasilanie i powrót), z czego ciepłociągi napowietrzne wynoszą ok. 3,9 km

(ok. 6,5% ogólnej długości sieci), a ok. 22 km wykonano w technologii preizolacji (około 36%). Rurociągi ciepłownicze systemu miejskiego mają średnice w przedziale od 20 do 500 mm. Długości ciepłociągów na poszczególnych średnicach zgodnie z aktualizacją „Założeń...” uchwaloną w 2013 r. przedstawia poniższa tabela.

**Tabela 4-26. Długość czynnych ciepłociągów PEC S.A. (licząc osobno zasilanie i powrót) – sieci z EC Chwałowice**

Średnica nominalna	Sieci w kanałach podziemnych	Sieci przewodzone nad terenem	Sieci w technologii preizolacji	Inne	Suma
<i>mm</i>	<i>m</i>				
<b>500</b>	2 002	3 096	108		5 206
<b>400</b>	7 958	240	2 544		10 742
<b>350</b>	1 972		280		2 252
<b>250</b>	1 991		445		2 436
<b>200</b>	3 989		1 297	120	5 406
<b>150</b>	2 157		2 545		4 702
<b>125</b>	2 266		156		2 422
<b>100</b>	2 825	536	3 075		6 436
<b>80</b>	1 802		1 158		2 960
<b>65</b>	2 161		1 244		3 405
<b>50</b>	2 746		3 350		6 096
<b>40</b>	872		3 556	20	4 448
<b>32</b>	632		1 036		1 668
<b>25</b>	682		799		1 481
<b>20</b>	14		12		26
<b>Razem</b>	<b>34 069</b>	<b>3 872</b>	<b>21 605</b>	<b>140</b>	<b>59 686</b>

Największy udział sieci w technologii preizolowanej występuje na rurociągach o średnicach DN 40 (16%) oraz DN 50 i DN 100 (po ok. 12%), DN 150 (ok. 11%) i DN 20 do DN 32 (43÷46%), natomiast ich udział na rurociągach DN 500 wynosi ok. 2%.

Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. Jastrzębie-Zdrój od 2012 roku wykonało następujące prace inwestycyjne i modernizacyjne, dotyczące przedmiotowej sieci ciepłowniczej, ujęte w „Założeniach...” uchwalonych w 2013 r.:

- budowa sieci ciepłowniczej wzdłuż ul. Powstańców Śląskich, Jana III Sobieskiego i św. Jana – w 2014 r. wybudowano sieć 2xDN150 od ul. Mikołowskiej do Gimnazjum nr 1 przy ul. Cmentarnej (możliwość podłączenia odbiorców w centrum miasta – projektowane podłączenie budynków przy ul.: Kościelnej i Cmentarnej);
- w ramach kompleksowej modernizacji sieci ciepłowniczej na terenie Rybnika zgodnie z projektem pn. „Przebudowa sieci ciepłowniczych na terenie aglomeracji rybnickiej w aspekcie poprawy efektywności energetycznej” (łącznie 7 925 mb. o średnicach 2xDN500÷25) współfinansowanym ze Środków Spójności w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2007-2013:
  - ✓ przebudowa sieci ciepłowniczej od EC Chwałowice do sieci nadziemnej przy ul. Krupińskiego 54 i od komory K2 do komory K3 przy ul. Obwiednia Południowa (2xDN500 - 987 mb.),
  - ✓ przebudowa sieci ciepłowniczej od komory K6 wzdłuż ul. Reymonta do komory K23 i od komory K0 wzdłuż ul. Kościuszki do komory K5 (2xDN400 - 3 115 mb.),



- ✓ przebudowa sieci ciepłowniczej w ul. Sławików (2xDN125÷50 - 359 mb.);
- podłączenie do sieci w latach 2012-15 budynków wielorodzinnych w rejonie ul.: Pułkowca i Śląskiej w Chwałowicach;
- podłączenie do sieci w latach 2014-15 większości budynków wielorodzinnych w rejonie ul.: Hibnera, Cierpiotła, Komuny Paryskiej i Zebrzydowickiej;
- podłączenie do sieci w 20115 r. budynków w rejonie ul. Borki;
- podłączenie do sieci w 20115 r. budynków w rejonie ul.: 3 Maja i Klasztornej.

### **System zasilany z Elektrowni EDF Polska S.A. Oddział Rybnik**

Sieć ciepłownicza PEC-u zasilana ze zlokalizowanej na północy miasta Elektrowni EDF, przebiega w kierunku południowo-wschodnim i zasila przede wszystkim obiekty w rejonie ulic św. Maksymiliana i Szwedy w dzielnicy Kuźnia Rybnicka – jednostka bilansowa **R6**. Szczytowe zapotrzebowanie mocy przez odbiorców przyłączonych do sieci kształtowało się w roku 2015 na poziomie 3,8 MW. Omawiana sieć pochodzi z 1988 roku.

Parametry obliczeniowe nośnika ciepła w sieci ciepłowniczej wynoszą 135/70°C.

Łączna długość rurociągów ciepłowniczych PEC S.A. Jastrzębie-Zdr. - ZC Rybnik na sieci z EI. EDF Polska S.A. Oddz. Rybnik wynosiła, wg stanu na grudzień 2012 roku, około 13,5 km (licząc zasilanie + powrót), z czego ciepłociągi napowietrzne wynoszą ok. 1,5 km (11% ogólnej długości sieci), a ok. 2,9 km wykonano jako kanałowe (około 21%). Około 62% sieci wykonanych jest obecnie w technologii preizolacji, a ok. 5% stanowią sieci inne. Rurociągi ciepłownicze omawianego systemu mają średnice w przedziale od 25 do 250 mm. Długości ciepłociągów na poszczególnych średnicach zgodnie z aktualizacją „Założeń...” uchwaloną w 2013 r. przedstawia poniższa tabela.

**Tabela 4-27. Długość czynnych ciepłociągów PEC S.A. (licząc osobno zasilanie i powrót) – sieci z Elektrowni Rybnik**

Srednica nominalna	Sieci w kanałach podziemnych	Sieci przewodzone nad terenem	Sieci w technologii preizolacji	Inne	Suma
mm	m				
250		716			716
200	782	806			1 588
125	422				422
100	134			130	264
80	206			160	366
65	382		1 643	290	2 315
50	382		697	100	1 179
40	150		880		1 030
32	440		2 838		3 278
25			2 381		2 381
<b>Razem</b>	<b>2 898</b>	<b>1 522</b>	<b>8 439</b>	<b>680</b>	<b>13 539</b>

Rurociągi w technologii preizolowanej występują na sieciach o średnicach DN 25 do DN 65 (wszystkie na DN 25, a pozostałe z nich od 56÷85%). Rurociągi o średnicach DN 125 wykonane są tylko jako kanałowe, a rurociągi DN 250 tylko jako napowietrzne.

Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. Jastrzębie-Zdrój w latach 2012-15 wykonało ujęte w „Założeniach...” uchwalonych w 2013 r., ucieplnienie obiektów w rejonie ulic:

Podmiejskiej, Golejowskiej, Kuźnickiej, Rybackiej i Maksymiliana, z możliwością podłączenia kolejnych odbiorców.

### **System zasilany z EC „Jankowice”**

Sieć zaopatruje w ciepło obiekty w dzielnicy Boguszowice i Kłokocin – jednostka bilansowa **R7**. Szczytowe zapotrzebowanie mocy przez odbiorców przyłączonych do sieci kształtowało się w roku 2015 na poziomie 4,6 MW. Omawiana sieć pochodzi z 1986 r.

Parametry obliczeniowe nośnika ciepła w systemie wynoszą 135/75<sup>o</sup>C.

Łączna długość rurociągów ciepłowniczych PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój w Rybniku na tej sieci wynosiła wg stanu na grudzień 2012 roku około 2,6 km (licząc zasilanie + powrót), z czego długość ciepłociągów tradycyjnych, ułożonych w kanałach wynosi około 1,9 km (tj. ok. 74% ogólnej długości sieci), a ok. 0,6 km (około 22%) w technologii preizolacji. Pozostałe ok. 4% wykonanych jest jako napowietrzne. Rurociągi ciepłownicze tego systemu mają średnice w przedziale od 65 do 250 mm. Długości czynnych ciepłociągów na poszczególnych średnicach zgodnie z aktualizacją „Założeń...” uchwaloną w 2013 r. przedstawiono w tabeli poniżej.

**Tabela 4-28. Długość czynnych ciepłociągów PEC S.A. (licząc osobno zasilanie i powrót) – sieci z EC Jankowice**

Średnica nominalna	Sieci w kanałach podziemnych	Sieci prowadzone nad terenem	Sieci w technologii preizolacji	Suma
<i>mm</i>	<i>m</i>			
<b>250</b>	1 188	92		1 280
<b>100</b>	192			192
<b>80</b>	400		576	976
<b>65</b>	140			140
<b>Razem</b>	<b>1 920</b>	<b>92</b>	<b>576</b>	<b>2 588</b>

Sieci w preizolacji występują jedynie na rurociągach o średnicach DN 80 i stanowią ok. 60% długości rurociągów o tej średnicy.

### **System zasilany z Ciepłowni „Rymer”**

Sieć ciepłownicza, zasilana ze zlokalizowanej na południowym zachodzie obszaru miasta Ciepłowni „Rymer”, przebiega od źródła w kierunku zachodnim i zasila obiekty w rejonie ulic: Paderewskiego, Wrębowej i Górnośląskiej w dzielnicy Niedobczyce – jednostka bilansowa **R5**. Szczytowe zapotrzebowanie mocy przez odbiorców przyłączonych do sieci kształtowało się w roku 2015 na poziomie 6,8 MW. Omawiana sieć pochodzi z 1985 roku.

Parametry obliczeniowe nośnika ciepła w tym lokalnym systemie ciepłowniczym PEC wynoszą 135/70<sup>o</sup>C. Regulacja jakościowo-ilościowa wody sieciowej odbywa się w źródle. Również węzły ciepłownicze wyposażone są w układy automatyki.

Łączna długość rurociągów ciepłowniczych PEC S.A. w Jastrzębiu-Zdroju - ZC w Rybniku na sieci z Ciepłowni „Rymer” wynosi wg stanu na grudzień 2012 roku około 7,2 km (licząc zasilanie i powrót), z czego długość ciepłociągów napowietrznych wynosi ok. 2,7 km (ok. 40% ogólnej długości sieci) a kanałowych ok. 3,1 km (ok. 43%), a około 1,4 km (tj. ok. 19%) wykonano w technologii preizolacji. Rurociągi ciepłownicze tego systemu mają średnice w przedziale od 32 do 250 mm. Długości czynnych ciepłociągów na poszczególnych



średnicach zgodnie z aktualizacją „Założeń...” uchwaloną w 2013 r. przedstawiono w tabeli poniżej.

**Tabela 4-29. Długość czynnych ciepłociągów PEC S.A. (licząc osobno zasilanie i powrót) – sieci z Ciepłowni Rymer**

Średnica nominalna	Sieci w kanałach podziemnych	Sieci prowadzone nad terenem	Sieci w technologii preizolacji	Suma
<i>mm</i>	<i>m</i>			
<b>250</b>	80	872		952
<b>200</b>	754	1 021	32	1 807
<b>150</b>	334	252	547	1 133
<b>125</b>	960	240		1 200
<b>100</b>	410	206	320	936
<b>80</b>	440	110		550
<b>65</b>	122	30	53	205
<b>50</b>	4		114	118
<b>40</b>			277	277
<b>32</b>		10		10
<b>Razem</b>	<b>3 104</b>	<b>2 741</b>	<b>1 353</b>	<b>7 198</b>

Rurociągi w technologii preizolowanej występują na sieciach o średnicach DN 40 (wszystkie sieci), DN 50 (prawie wszystkie), DN 150 (prawie połowa), DN 100 (ponad 1/3), DN 65 (ok. 25%) oraz DN 200 (ok. 2%). Rurociągi o pozostałych średnicach wykonane są tylko jako kanałowe i/lub napowietrzne.

### **System zasilany z Kotłowni przy ul. Mościckiego**

Sieć ciepłownicza, zasilana ze zlokalizowanej na południowym zachodzie obszaru miasta, własnej kotłowni PEC przy ul. Mościckiego 5d, zasila obiekty w dzielnicy Niewiadom – południowo-zachodnia część jednostki bilansowej **R5**. Szczytowe zapotrzebowanie mocy przez odbiorców przyłączonych do sieci kształtowało się w roku 2015 na poziomie 2,5 MW. Omawiana sieć pochodzi z 1968 roku.

Parametry obliczeniowe nośnika ciepła w tym lokalnym systemie ciepłowniczym PEC wynoszą 120/75<sup>0</sup>C.

Łączna długość rurociągów ciepłowniczych PEC S.A. Jastrzębie-Zdr. - ZC w Rybniku na tej sieci wynosiła wg stanu na grudzień 2012 roku około 3,8 km (licząc zasilanie + powrót), z czego długość ciepłociągów napowietrznych wynosi ok. 1,2 km (tj. ok. 32% ogólnej długości sieci) a około 2 km (tj. ok. 53 %) wykonano w technologii preizolacji. Sieć kanałowa o długości ok. 0,6 km stanowi pozostałe 15% długości sieci w systemie. Rurociągi ciepłownicze tego systemu mają średnice w przedziale od 20 do 125 mm. Długości czynnych ciepłociągów na poszczególnych średnicach zgodnie z aktualizacją „Założeń...” uchwaloną w 2013 r. przedstawiono w poniższej tabeli.

**Tabela 4-30. Długość czynnych ciepłociągów PEC S.A. (licząc osobno zasilanie i powrót) – sieci z Kotłowni PEC przy ul. Mościckiego**

Srednica nominalna	Sieci w kanałach podziemnych	Sieci prowadzone nad terenem	Sieci w technologii preizolacji	Suma
<i>mm</i>	<i>m</i>			
<b>125</b>		958	176	1 134
<b>100</b>		60		60
<b>80</b>	320	40		360
<b>65</b>	100	100	1 372	1 572
<b>50</b>	160		74	234
<b>40</b>			130	130
<b>32</b>			236	236
<b>25</b>			26	26
<b>20</b>		28		28
<b>Razem</b>	<b>580</b>	<b>1 186</b>	<b>2 014</b>	<b>3 780</b>

Rurociągi w technologii preizolowanej występują na sieciach o średnicach DN: 125, 65, 50, 40, 32 i 25 (wszystkie sieci 25, 32 i 40, a DN 65 – ok. 87% i DN 50 – ok. 32%). Ciepłociągi DN 100 i DN 20 wykonane są tylko jako napowietrzne.

Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. Jastrzębie-Zdrój w latach 2012-15 wykonało ujętą w „Założeniach...” uchwalonych w 2013 r., w ramach Kompleksowej modernizacji sieci ciepłowniczej na terenie Rybnika, zgodnie z projektem pn. „Przebudowa sieci ciepłowniczych na terenie aglomeracji rybnickiej w aspekcie poprawy efektywności energetycznej” współfinansowanym ze Środków Spójności w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2007-2013, przebudowę sieci ciepłowniczej w rejonie ul. Mościckiego (2xDN200÷50 – ok. 1 006 mb.).

#### **4.4.1.4. Węzły ciepłownicze PEC**

Węzły ciepłownicze – elementy systemu ciepłowniczego stanowiące połączenie między siecią ciepłowniczą a instalacjami odbiorczymi budynków – służą do przetwarzania parametrów nośnika ciepła. PEC S.A. Jastrzębie-Zdr. eksploatuje węzły dostarczające ciepło na potrzeby centralnego ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej.

Przedsiębiorstwo obsługuje w Rybniku łącznie ok. 350 węzłów ciepłowniczych. W tym: 173 węzły własne – 36 grupowych i 138 indywidualnych.

PEC - ZC Rybnik posiada węzły wymiennikowe płytowe (19 grupowych + 115 indywidualnych), płaszczowo-rurowe (odpowiednio: 17 + 23) oraz dwufunkcyjne (odpowiednio: 7 + 29). W tego typu węzłach obiegi pierwotny i wtórny są rozdzielone, co daje większe możliwości regulacji sieci i jej sterowania.

25% węzłów grupowych PEC-u zostało zabudowanych ponad 20 lat temu, a 70% ich stanu jest eksploatowanych w przedziale 10÷20 lat. Natomiast w grupie węzłów indywidualnych PEC-u tylko ich 9% zabudowanych zostało ponad 20 lat temu, a 20% jest eksploatowanych mniej niż 5 lat.

Wszystkie należące do PEC-u węzły ciepłownicze pracujące w centralnym miejskim systemie ciepłowniczym (m.s.c.) zostały wyposażone w układy automatycznej regulacji pogodowej. Pracę węzłów eksploatator ocenia jako dobrą.



Wszystkie węzły ciepłownicze będące własnością PEC-u w systemie zasilanym z C. Rymer” są zautomatyzowane i pracują w scentralizowanym układzie monitoringu i sterowania.

PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój - ZC Rybnik na sieci z elektrowni EDF Polska S.A. Oddział Rybnik nie posiada własnych węzłów ciepłych – nie posiada wpływu na ich pracę

#### 4.4.1.5. Odbiorcy ciepła

Strukturę odbiorców ciepła z systemu ciepłowniczego w poszczególnych jednostkach bilansowych przedstawiono w tablicach bilansowych stanowiących **Załącznik A** do niniejszego opracowania. Poniżej przedstawiono wielkości sumaryczne sprzedaży ciepła z PEC wg stanu na 2015 r. dla obszaru całego miasta.

**Tabela 4-31. Struktura odbioru ciepła z PEC Jastrzębie-Zdrój ZC Rybnik**

Rodzaj odbiorcy	Moc zamówiona [MW]			Sprzedaż ciepła ogółem [GJ]
	c.o.	c.w.u.	Ogółem	
Budownictwo mieszkaniowe wielorodzinne	67,866	2,501	70,367	372 506,9
Budownictwo mieszkaniowe jednorodzinne	2,799	0,055	2,854	17 777,2
Budynki użyteczności publicznej	14,323	0,143	14,466	84 117,8
Obiekty usług komercyjnych i wytwórczości	11,113	0,030	11,143	50 874,1

*Źródło: opracowanie własne na podst. informacji z PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój*

Jak wynika z powyższego zestawienia głównym odbiorcą ciepła z PEC-u Jastrzębie-Zdrój jest w Rybniku budownictwo mieszkaniowe – ok. 73% mocy zamówionej.

#### 4.4.1.6. Ocena stanu istniejącego systemu ciepłowniczego PEC-u

##### **System zasilany z EC „Chwałowice”**

*Rezerwy systemu* – miejski system ciepłowniczy Rybnika, wg obecnego stanu, posiada rezerwy, zarówno w mocy źródła zasilającego go, jak i w przepustowości sieci. Całkowita rezerwa mocy w źródle wynosi wg stanu obecnego ok. 70 MW. Z uwagi na ciągły proces działań oszczędnościowych i modernizacyjnych (termomodernizacja budynków, modernizacja źródła, automatyzacja węzłów ciepłowniczych itp.) stan tej rezerwy, mimo podłączania do sieci nowych obiektów, przy dyspozycji źródła na stałym poziomie, ulegać może corocznie powiększeniu – dotyczy to także pozostałych opisanych poniżej systemów.

Wykazane w uchwalonych w 2013 r. „Założeniach...” niedostatki systemu (m.in. występujące w ekstremalnych warunkach pogodowych występowanie niedotrzymania parametrów temperaturowych na krańcowych odbiorach, wynikające z niewydolności hydraulicznej na końcówce magistrali) zostały częściowo zniwelowane w ramach kompleksowej modernizacji sieci ciepłowniczej zgodnie z projektem pn. „Przebudowa sieci ciepłowniczych na terenie aglomeracji rybnickiej w aspekcie poprawy efektywności energetycznej” współfinansowanym ze Środków Spójności w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2007-2013 (przebudowa sieci ciepłowniczej od EC Chwałowice do sieci nadziemnej przy ul. Krupińskiego 54 i od komory K2 do komory K3 przy ul. Obwiednia Południowa oraz przebudowa sieci ciepłowniczej od komory K6 wzdłuż ul. Reymonta do komory K23 i od komory K0 wzdłuż ul. Kościuszki do komory K5).





Otwartą sprawą pozostaje konieczność wspomnianej w ww. „Założeniach...” modernizacji źródła zasilającego system, co w kontekście decyzji Kompanii Węglowej S.A. (obecnie Polska Grupa Górnicza sp. z o.o.), właściciela źródła EC Chwałowice, zawartej w pismach do Prezydenta Rybnika P/PTP/PPE.LL/270/0/6142/15 z 5.08.2015 r. i P/PTP/PPE.LL/0/262000/15 z 21.09.2015 r. o zamiarze dostarczania ciepła dla miasta Rybnika tylko do końca 2022 r. , sprowadza się do budowy nowego źródła.

*Stan techniczny sieci* – uważany jest przez właściciela i jednocześnie eksploatatora za dobry. W latach 2012-2015 zanotowano na omawianej sieci 2 awarie – w dniach: 2-3 marca 2013 r. i w dniu 9 kwietnia 2014 r.

Wiek omawianej sieci ciepłowniczej PEC-u zgodnie z aktualizacją „Założeń...” uchwaloną w 2013 r. w większości wynosi ponad 30 lat. W perspektywie docelowej opracowania, mimo prowadzonych sukcesywnie przedsięwzięć na tym systemie (ok. 36% łącznej długości sieci w tym systemie wykonanych jest jako preizolowane), należy liczyć się z koniecznością dalszej modernizacji tego układu, która może przynieść wzrost kosztów przesyłu.

*Straty przesyłowe* – straty ciepła na omawianej sieci w 2015 r. wynosiły ok. 10,5%. Wg praktyki eksploatacji systemów ciepłowniczych na terenie aglomeracji śląskiej wielkość strat na poziomie zbliżonym do 10% stanowi poprawny wynik. Ubytki wody sieciowej za rok 2015 wynosiły ok. 10,7 tys. m<sup>3</sup>. PEC prowadzi ciągłe działania modernizacyjne na systemie ciepłowniczym – m.in. działania w zakresie wymiany izolacji sieci i wymiany sieci.

*Stan techniczny węzłów* – uważany jest przez właściciela i jednocześnie eksploatatora (PEC) za dobry. Sieć miejska PEC jest opomiarowana w zakresie zakupu i sprzedaży ciepła. Wszystkie węzły PEC są zaopatrzone w automatyczne układy regulacji pogodowej. W systemie występują węzły grupowe, które ograniczają możliwości sterowania i rzetelne rozliczenie kosztów ogrzewania względem odbiorców końcowych – zalecana byłaby dalsza modernizacja tych układów do rozwiązań indywidualnych węzłów wymiennikowych.

### **System zasilany z Elektrowni EDF Polska S.A. Oddział w Rybniku**

*Rezerwy systemu* – system ciepłowniczy z Elektrowni „Rybnik”, wg obecnego stanu, posiada rezerwy, zarówno w przepustowości sieci, jak i w mocy źródła zasilającego (na stacji ciepłowniczej na bloku nr 1 w Elektrowni – obecnie prawdopodobnie ok. 8,5 MW). Moc osiągalna stacji, z uwagi na uwarunkowania zasilanej sieci ciepłowniczej jest jednak niższa.

*Stan techniczny sieci* – uważany jest przez właściciela i jednocześnie eksploatatora za dobry. Na bieżąco usuwane są ubytki elementów izolacji termicznej napowietrznej części ciepłociągu, która biegnie przez las. Zgodnie z aktualizacją „Założeń...” uchwaloną w 2013 r. ok. 56% łącznej długości sieci w tym systemie wykonanych jest jako preizolowane. Wiek pozostałych odcinków sieci ciepłowniczej PEC-u dochodzi do 30 lat (1988 r.).

ZC Rybnik nie ma wpływu na sterowanie pracą sieci (brak również automatyki w źródle ciepła), a regulacja przepływu dokonywana jest ręcznie na zasuwach sieciowych. Warunki dostarczania i odbioru ciepła zostały dotrzymane zarówno przez dostawcę, jak i odbiorcę ciepła.

*Straty przesyłowe* – straty ciepła na omawianej sieci w 2015 r. wynosiły średnio ok. 21%. W okresie letnim, gdy występuje niedociążenie magistrali oraz z powodu wysokiej zmien-



ności przepływu czynnika spowodowanej pracą układów automatyki i brakiem zasobników ciepła c.w.u. w węzłach cieplnych, notuje się większe względne straty ciepła.

Ubytki wody sieciowej nie zostały określone, ponieważ Elektrownia Rybnik nie prowadzi z PEC-em rozliczenia za wodę uzupełniającą – brak licznika wody uzupełniającej.

*Stan techniczny węzłów* – PEC nie jest właścicielem węzłów cieplnych na omawianej sieci i nie ma wpływu na ich pracę.

### **System zasilany z Elektrociepłowni „Jankowice”**

*Rezerwy systemu* – system ciepłowniczy zasilany od 2004 roku z EC „Jankowice”. Wg obecnego stanu, w warunkach jego normalnej pracy (przy optymalnej pracy turbozespołu) brak jest w źródle rezerwy mocy cieplnej. W warunkach szczytowych obniżana jest produkcja energii elektrycznej. Wydolność cieplną, jak i hydrauliczną magistrali ocenia się jako wystarczającą na poziomie aktualnego zapotrzebowania ciepła.

*Stan techniczny sieci* – oceniany jest przez właściciela i jednocześnie eksploatatora za dobry. Zgodnie z aktualizacją „Założeń...” uchwaloną w 2013 r. ok. 22% łącznej długości sieci w tym systemie wykonanych jest jako preizolowane. Wiek omawianej sieci ciepłowniczej wynosi ok. 30 lat (1986 r.).

*Straty przesyłowe* – straty ciepła na omawianej sieci w roku 2015 wynosiły średnio ok. 12%. Straty wynikają z pracy sieci obliczonej na potrzeby c.o. a w okresie letnim pracującej wyłącznie na potrzeby c.w.u. Wg praktyki eksploatacji systemów ciepłowniczych na terenie aglomeracji śląskiej wielkość strat na poziomie zbliżonym do 10% stanowi poprawny wynik. Ubytki wody sieciowej za rok 2015 wynosiły ok. 127 m<sup>3</sup>.

*Stan techniczny węzłów* – uważany jest przez właściciela i jednocześnie eksploatatora (PEC) za bardzo dobry. Zamontowane przez administratorów budynków podpijonowe zawory regulacyjne znacznie poprawiły rozdział ciepła w ogrzewanych obiektach. Węzły są opomiarowane i zaopatrzone w automatyczne układy regulacji pogodowej.

### **System zasilany z Ciepłowni „Rymer”**

*Rezerwy systemu* – system ciepłowniczy z C. „Rymer”, wg obecnego stanu, posiada rezerwy, zarówno w mocy źródła zasilającego, jak i w przepustowości sieci. Całkowita rezerwa mocy w źródle wynosi wg stanu obecnego ok. 12 MW.

*Stan techniczny sieci* – stan samych rurociągów uważany jest przez właściciela i jednocześnie eksploatatora za dość dobry. Problemem jest niska efektywność pracy przewymiarowanej sieci w rejonie ulic: Wrębowa/Boczna i Paderewskiego (adaptacja sieci niskich parametrów na potrzeby wysokich parametrów). Zgodnie z aktualizacją „Założeń...” uchwaloną w 2013 r. ok. 15% łącznej długości sieci w tym systemie wykonanych jest jako preizolowane. Wiek omawianej sieci ciepłowniczej PEC-u wynosi ok. 30 lat (1985 r.). PEC ocenia prawidłowość eksploatacji sieci na bardzo dobrą.

*Straty przesyłowe* – straty ciepła na omawianej sieci w 2015 r. wynosiły średnio ok. 16%. Wysokie straty ciepła związane były szczególnie z przesyłaniem siecią niskoparametrową czynnika o wysokich parametrach na terenie osiedli Paderewskiego i Korfantego oraz ze zmiennością przepływu na skutek pracy automatyki węzłów przy braku regulacji przepływu

w źródle, jak również słabej izolacyjności sieci. Ubytki wody sieciowej za rok 2015 wynosiły ok. 4,2 tys. m<sup>3</sup>.

*Stan techniczny węzłów* – praca węzłów określona jest przez właściciela i jednocześnie eksploatatora (tj. PEC) jako bardzo dobra. Wszystkie węzły są zautomatyzowane i pracują w scentralizowanym układzie monitoringu i sterowania.

#### **System zasilany z Kotłowni Mościckiego**

*Rezerwy systemu* – system ciepłowniczy z tego źródła, wg obecnego stanu, posiada rezerwy w przepustowości sieci. Całkowita moc cieplna źródła wynosi obecnie 3,2 MW. Na koniec 2015 r. moc zamówiona w systemie kształtowała się na poziomie 2,5 MW.

*Stan techniczny sieci* – stan sieci PEC uważany jest przez właściciela jako dobry – po wykonaniu przebudowy sieci ciepłowniczej w rejonie ul. Mościckiego (w ramach kompleksowej modernizacji sieci ciepłowniczej na terenie Rybnika – projekt pn. „Przebudowa sieci ciepłowniczych na terenie aglomeracji rybnickiej w aspekcie poprawy efektywności energetycznej” współfinansowany ze Środków Spójności w ramach POIiŚ 2007-2013). Zgodnie z aktualizacją „Założeń...” uchwaloną w 2013 r. ok. 2 km (53% łącznej długości sieci w tym systemie) wykonanych jest jako preizolowane.

*Straty przesyłowe* – straty ciepła na omawianej sieci w latach 2013-2015 wynosiły średnio ok. 10%.

*Stan techniczny węzłów* – praca węzłów PEC-u określona jest przez właściciela i jednocześnie eksploatatora jako dobra.

#### **4.4.1.7. Ocena struktury organizacyjnej i formy własności przedsiębiorstwa**

Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Spółka Akcyjna w Jastrzębiu-Zdroju prowadzi działalność ciepłowniczą na terenie szeregu gmin województwa śląskiego, tj.: w Jastrzębiu-Zdroju, Rybniku, Czerwionce-Leszczynach, Knuruwie, Kuźni Raciborskiej, Pawłowicach, Raciborzu, Wodzisławiu Śl. i Żorach.

W dniu 20 grudnia 2011 r. nastąpiła prywatyzacja Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej S.A. w Jastrzębiu-Zdroju. Spółka Energetyczna „Jastrzębie” S.A. z siedzibą w Jastrzębiu-Zdroju na mocy umowy prywatyzacyjnej stała się właścicielem 85% akcji tego przedsiębiorstwa. „SEJ” S.A. od kwietnia 2013 r. prowadziła proces dobrowolnego odkupu akcji pracowników PEC oraz zawarła w dniu 24 czerwca 2015 r. ze Skarbem Państwa umowę sprzedaży akcji PEC, które nie zostały objęte przez uprawnionych pracowników. W wyniku powyższego oraz w związku z przeprowadzeniem przymusowego wykupu akcji akcjonariuszy mniejszościowych z dniem 17.09.2015 r. Spółka Energetyczna „Jastrzębie” S.A. w Jastrzębiu-Zdroju stała się 100% akcjonariuszem Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej S.A.

Natomiast z dniem 28.04.2016 r. PGNiG TERMIKA S.A. w wyniku zakupu 100% akcji spółki stała się właścicielem Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej S.A. w Jastrzębiu-Zdroju.

Obecna forma własności przedsiębiorstwa PEC S.A. i jego struktura organizacyjna, nie daje władzom gminnym narzędzi do prowadzenia ewentualnej praktyki interwencyjnej wobec podmiotu będącego głównym właścicielem majątku ciepłowniczego, służącego zaopatrzeniu odbiorców z terenu gminy. Ponadto układ własności uzależnia realizację wymaganych działań odtworzeniowych od kondycji finansowej przedsiębiorstwa.



#### 4.4.2 Polska Grupa Górnicza sp. z o.o. – Oddział Zakład Elektrociepłownie

Przedsiębiorstwo Polska Grupa Górnicza sp. z o.o. - Oddział Zakład Elektrociepłownie prowadzi działalność gospodarczą w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła oraz obrotu ciepłem, na podstawie udzielonych przez Prezesa URE koncesji opisanych w rozdziale 4.3.1. Główna siedziba PGG sp. z o.o. - Oddz. Z-d Elektrociepłownie zlokalizowana jest pod adresem: 44-270 Rybnik, ul. Rymera 4. Przedsiębiorstwo, oprócz Rybnika, prowadzi działalność ciepłowniczą na terenie szeregu innych miast ROW-u, tj. w Radlinie, Pszowie, Wodzisławiu Śl. i Markłowicach.

Na terenie Rybnika zakład zajmuje się dystrybucją ciepła z własnych źródeł: Elektrociepłowni „Chwałowice” i „Jankowice” oraz ciepłowni: „Rymer” za pomocą własnych lokalnych sieci ciepłowniczych. Wielkość mocy zamówionych z własnych sieci ciepłowniczych w roku 2015, z podziałem na poszczególne źródła (z potrzebami kopalń), przedstawia się następująco:

- sieci z EC Chwałowice 25,7 MW,
- sieci z EC Jankowice 31,1 MW,
- sieci z C. Rymer 8,3 MW.

##### 4.4.2.1. System sieci ciepłowniczych

System sieci ciepłowniczych przedsiębiorstwa został pokazany na dołączonej do opracowania mapie sytemu ciepłowniczego miasta.

Parametry wody grzewczej w systemach ciepłowniczych ww. źródeł wynoszą 135/75<sup>0</sup>C. Regulacja jakościowo-ilościowa wody sieciowej odbywa się w EC „Chwałowice” oraz w Ciepłowni „Rymer”. Natomiast w EC „Jankowice” występuje regulacja jakościowa wody sieciowej.

Podstawowe informacje na temat sieci ciepłowniczych należących do PGG sp. z o.o. Oddział Zakład Elektrociepłownie podano poniżej.

**Tabela 4-32. Długość czynnych ciepłociągów PGG sp. z o.o. Oddział Zakład Elektrociepłownie (licząc osobno zasilanie i powrót) – sieć nr 1 (z EC Chwałowice)**

Średnica nominalna	Sieci preizolowane	Sieci napowietrzne	Sieci w kanałach	Suma
<i>mm</i>	<i>m</i>			
<b>200</b>	370	2 860	430	3 660
<b>150</b>	100	710	30	840
<b>125</b>			100	100
<b>100</b>		1 820		1 820
<b>80</b>		1 250	600	1 850
<b>65</b>		1 450	150	1 600
<b>50</b>		2 080	800	2 880
<b>40</b>		500	100	600
<b>32</b>		240		240
<b>Razem</b>	<b>470</b>	<b>10 910</b>	<b>2 210</b>	<b>13 590</b>

Źródło: PGG sp. z o.o. (d. Kompania Węglowa S.A.)

Łączna długość rurociągów ciepłowniczych na sieci z EC „Chwałowice” wynosi około 13,6 km (licząc zasilanie i powrót), z czego ciepłociągi napowietrzne wynoszą ok. 10,9 km (80% ogólnej długości sieci), a ok. 2,2 km wykonano jako kanałowe (około 16%). Pozostałe niecałe 4% sieci wykonanych jest w technologii preizolacji. Rurociągi ciepłownicze systemu mają średnice w przedziale od 32 do 200 mm. Sieć w technologii preizolowanej występuje jedynie na rurociągach DN 150 (ok. 12% całkowitej długości rurociągów tej średnicy) i DN 200 (ok. 10%).

**Tabela 4-33. Długość czynnych ciepłociągów PGG sp. z o.o. Oddział Zakład Elektrociepłowni (licząc osobno zasilanie i powrót) – sieć nr 6 (z EC Jankowice)**

Srednica nominalna	Sieci preizolowane	Sieci napowietrzne	Sieci w kanałach	Suma
<i>mm</i>	<i>m</i>			
350			496	496
300		490		490
250	2 697		850	3 547
200			584	584
150	3 214	652	238	4 104
125		955	130	1 085
100	700	728	584	2 012
80	455	425	222	1 102
65	720	260	200	1 180
50	800	593	20	1 413
40		895		895
32		126	166	292
20		70		70
<b>Razem</b>	<b>8 586</b>	<b>5 194</b>	<b>3 490</b>	<b>17 270</b>

Zródło: PGG sp. z o.o. (d. Kompania Węglowa S.A.)

Łączna długość rurociągów na tej sieci wynosi 17,3 km (licząc zasilanie + powrót), z czego długość ciepłociągów napowietrznych wynosi około 5,2 km (tj. ok. 30% ogólnej długości sieci), a ok. 3,5 km (20%) wykonanych jest jako tradycyjne, ułożone w kanałach. Pozostałe 50% wykonano w technologii preizolacji. Rurociągi ciepłownicze tego systemu mają średnice w przedziale od 20 do 350 mm. Sieci w technologii preizolowanej występują na rurociągach o średnicach DN250 (76% ich długości), DN 150 (78%) oraz od DN 50 do DN 100 (od 35 do 60%). W latach 2013-15 w systemie Zakładu Elektrociepłowni z EC Jankowice zmodernizowano część sieci ciepłowniczej DN 125 o długości 167 mb. oraz DN 100 (167 mb.) zasilającej odbiorców komunalnych przy ul. Patriotów.

**Tabela 4-34. Długość czynnych ciepłociągów PGG sp. z o.o. Oddział Zakład Elektrociepłowni (licząc osobno zasilanie i powrót) – sieć nr 8 (z C. Rymer)**

Srednica nominalna	Sieci preizolowane	Sieci napowietrzne	Sieci w kanałach	Suma
<b>Razem</b>	<b>6 710</b>	<b>2 270</b>	<b>1 158</b>	<b>10 138</b>

Zródło: PGG sp. z o.o. (d. Kompania Węglowa S.A.)

Łączna długość rurociągów ciepłowniczych na sieci z Ciepłowni „Rymer” wynosi ok. 10,1 km (licząc zasilanie i powrót), z czego długość ciepłociągów wykonanych w technologii preizolacji wynosi ok. 6,7 km (66% ogólnej długości sieci) a napowietrznych ok. 2,3 km



(ok. 23%), a około 1,2 km (tj. prawie 12%) wykonano jako kanałowe. Rurociągi ciepłownicze tego systemu mają średnice w przedziale od 25 do 125 mm. Dodatkowo odcinki sieci w preizolacji wykonano w latach 2014-15.

#### **4.4.2.2. Węzły ciepłownicze**

Przedsiębiorstwo nie posiada własnych węzłów na swoich zewnętrznych sieciach ciepłowniczych na terenie Rybnika. Węzły ciepłownicze na omawianych sieciach są własnością odbiorców ciepła.

#### **4.4.2.3. Odbiorcy energii cieplnej**

PGG Oddz. Z-d Elektrociepłownie sprzedaje ciepło innym dystrybutorom oraz z własnych sieci zewnętrznych do budownictwa mieszkaniowego oraz innych odbiorców zlokalizowanych w pobliżu źródeł zakładu.

#### **4.4.2.4. Ocena techniczna systemu ciepłowniczego**

*Stan techniczny sieci* – oceniony jest przez właściciela i jednocześnie eksploatatora (PGG sp. z o.o. Oddz. Z-d Elektrociepłownie) za ogólnie dobry. Sieci pochodzą w większości z lat siedemdziesiątych i początku lat 80-tych. Przedsiębiorstwo prowadzi sukcesywną wymianę najstarszych odcinków ciepłociągów na rurociągi preizolowane. Okresowo dokonywane są przeglądy sieci, w wyniku których usuwane są zauważone usterki – np. ubytki w izolacji termicznej.

##### *System zasilany z EC „Chwałowice”*

Sieć pochodzi w znacznej części z lat 1978-1982. Jej stan techniczny eksploatator określa jako dobry. Na bieżąco usuwane są ubytki blachy i izolacji termicznej części napowietrznej ciepłociągów oraz wymieniana jest uszkodzona armatura odpowietrzająca i odwadniająca. Odcinki sieci w technologii preizolowanej zostały wykonane w 2001 i 2011 roku – niecałe 4% łącznej długości sieci w tym systemie.

##### *System zasilany z Elektrociepłowni „Jankowice”*

Sieć w znacznej części pochodzi z lat 1970-1975. Stan techniczny sieci eksploatator ocenił jako dobry. Uzupełnienia blachy oraz izolacji termicznej rurociągów napowietrznych są dokonywane na bieżąco. Wymieniana jest uszkodzona armatura odpowietrzająca i odwadniająca. Odcinki sieci w technologii preizolowanej zostały wykonane w latach 1998-2011 – ok. 50% łącznej długości sieci tego systemu oraz w 2013 r.

##### *System zasilany z Ciepłowni „Rymer”*

Sieć ciepłownicza wybudowana w znacznej części w latach 1980-1985. Jej stan techniczny jest oceniony jako dobry. Na bieżąco są uzupełniane ubytki blachy i izolacji termicznej na ciepłociągach napowietrznych oraz wymieniana jest uszkodzona armatura odpowietrzająca i odwadniająca. Odcinki sieci w technologii preizolowanej zostały wykonane w okresie 1998-2012 oraz dodatkowo w latach 2014-15.

*Straty przesyłowe* – Wielkości rocznych strat ciepła oraz ubytków wody sieciowej kształtowały się dla poszczególnych systemów w następującej wielkości:

- system EC Chwałowice:



- straty ciepła od 2 do 3,2 TJ,
- ubytki nośnika od 225 do 318 m<sup>3</sup>;
- system EC Jankowice:
  - straty ciepła od 8,8 do 9,6 TJ,
  - ubytki nośnika od 1 680 do 1 867 m<sup>3</sup>;
- system C. Rymer:
  - straty ciepła od 4,6 do 5 TJ,
  - ubytki nośnika od 1 042 do 1 095 m<sup>3</sup>.

Istotny problem stanowi zróżnicowany układ własności sieci, który w niektórych wypadkach generuje „składankę” kilku taryf przesyłowych.

*Stan techniczny węzłów* – przedsiębiorstwo nie posiada i nie eksploatuje węzłów cieplnych na swych zewnętrznych sieciach ciepłowniczych na terenie Rybnika.

#### **4.4.2.5. Planowane działania inwestycyjne i rozwojowe**

PGG sp. z o.o. Oddział Zakład Elektrociepłowni aktualnie planuje modernizację sieci ciepłowniczych:

- ➔ na obszarze Osiedla Boguszowice – w obrębie systemu EC Jankowice,
- ➔ nitki sieci w kierunku rejonu byłych Rybnickich zakładów Naprawczych – w obrębie systemu Ciepłowni Rymer.

Obecnie Plan Rozwoju Zakładu na lata 2016-2020 jest w trakcie aktualizacji.

#### **4.4.2.6. Ocena struktury organizacyjnej i formy własności przedsiębiorstwa**

Ocena struktury organizacyjnej i formy własności przedsiębiorstwa Polska Grupa Górnicza sp. z o.o. Oddział Zakład Elektrociepłowni została przedstawiona w podrozdziale 4.3.1.6.

Forma własności przedsiębiorstwa i jego struktura organizacyjna, nie daje władzom gminnym narzędzi do prowadzenia ewentualnej praktyki interwencyjnej wobec podmiotu będącego głównym właścicielem majątku ciepłowniczego, służącego zaopatrzeniu odbiorców z terenu gminy. Ponadto układ własności uzależnia realizację wymaganych działań odtworzeniowych od kondycji finansowej PGG sp. z o.o.

#### **4.4.3 Spółdzielnia Mieszkaniowa przy Elektrowni „Rybnik”**

Spółdzielnia Mieszkaniowa przy Elektrowni Rybnik (SM ER) prowadzi również działalność gospodarczą w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła oraz obrotu ciepłem, na podstawie udzielonych przez Prezesa URE koncesji:

- na przesyłanie i dystrybucję ciepła – nr PCC/1069/4528/W/OKA/2003/PS z dnia 5 listopada 2003 r.;
- na obrót ciepłem – nr OCC/316/4528/W/OKA/2003/PS z dnia 5 listopada 2003 r.

Siedziba Spółdzielni Mieszkaniowej przy Elektrowni Rybnik zlokalizowana jest pod adresem: 44-207 Rybnik, ul. Podmiejska 48. Przedsiębiorstwo prowadzi działalność ciepłowniczą w Rybniku, na terenie dzielnicy Rybnicka Kuźnia – jednostka bilansowa **R6**.

SM ER zakupuje ciepło w celu jego dystrybucji od elektrowni EDF Polska S.A. Oddział Rybnik. W roku 2015 wielkość mocy zamówionej w elektrowni wynosiła ok. 6 MW, a zakup energii cieplnej kształtował się na poziomie 35,8 TJ.

#### **4.4.3.1. System sieci ciepłowniczych**

Magistrala ciepłownicza sieci ciepłej SM ER-u, zasilana ze źródła jw., przebiega w kierunku południowym, zasilając obiekty w rejonie ulic Podmiejskiej i św. Maksymiliana w dzielnicy Kuźnia Rybnicka – jednostka bilansowa **R6**. Ciepło dostarczane jest do 44 węzłów cieplnych. Omawiana sieć pochodzi z końca lat osiemdziesiątych. Parametry wody grzewczej w sieci wynoszą 135/70°C.

Łączna długość rurociągów ciepłowniczych wysokich parametrów należących do Spółdzielni Mieszkaniowej przy Elektrowni Rybnik wynosi ok. 6,1 km, o średnicach DN w przedziale od 32 do 220 mm. Jako napowietrzne wykonane są ciepłociągi o średnicy DN 200 (693 mb. – ok. 11% ogólnej długości sieci) i część rurociągów DN 65 (225 mb. – ok. 4% ogólnej długości sieci).

W latach 2012-15 Spółdzielnia Mieszkaniowa przy Elektrowni „Rybnik” zrealizowała następujące przedsięwzięcia inwestycyjne i remontowe na sieciach c.o.:

- wymiana sieci c.o. na rury preizolowane DN 160 w rejonie budynków mieszkalnych Mglista 13 do Mglista 21 – 56 mb.;
- wykonanie przyłącza z rur preizolowanych 2xDN 20 do budynku mieszkalnego przy ul. Kuźnickiej 18 – 25 mb.;
- wykonanie przyłącza z rur preizolowanych 2xDN 20 do budynku mieszkalnego przy ul. Podmiejskiej 30a – ok. 58 mb.;
- wymiana przyłącza z rur preizolowanych 2xDN 25 do budynku mieszkalnego przy ul. Mglistej 21 – 12 mb.

Obecnie w technologii preizolacji wykonanych jest około 2 325 mb. ciepłociągów.

#### **4.4.3.2. Węzły ciepłownicze**

Zakład dostarcza ciepło z 43 sztuk węzłów cieplnych. W tej liczbie znajduje się:

- 13 węzłów kompaktowych,
- 29 węzłów wymiennikowych rurowych (typu JAD).

We wszystkich węzłach kompaktowych oraz w 23 węzłach JAD istnieją układy automatycznej regulacji.

#### **4.4.3.3. Odbiorcy energii cieplnej**

Spółdzielnia Mieszkaniowa przy Elektrowni Rybnik zasila ciepłem z elektrowni obiekty w rejonie ulic Podmiejskiej i św. Maksymiliana w dzielnicy Kuźnia Rybnicka, poprzez ww. węzły cieplne na łączną moc zamówioną 6,03 MW. W 2015 roku zużycie ciepła przez tych odbiorców wyniosło 30 383 GJ.

Moce zamówione w SM ER przez odbiorców oraz roczny zakup i sprzedaż energii cieplnej przez spółdzielnię w latach 2012-15 przedstawiono w tabeli poniżej.



**Tabela 4-35. Moce zamówione, zakup i sprzedaż energii cieplnej – BUDWEX sp. z o.o.**

Wyszczególnienie	Jedn.	Rok			
		2012	2013	2014	2015
Moc zamówiona przez odbiorców	MW	6,637	6,502	6,343	6,034
Zakup ciepła	GJ	40 370	40 640	36 011	35 830
Sprzedaż ciepła		35 769	35 384	29 776	30 383

*Źródło: opracowanie własne na podst. informacji ze SM ER*

W ciągu ostatnich 4 lat moc zamówiona przez odbiorców spadła o ok. 0,6 MW (ok. 9%). Sprzedaż ciepła utrzymywała się w przedziale 29,8 do 35,8 TJ i uzależniona była głównie od warunków atmosferycznych oraz stanu zaawansowania działań termomodernizacyjnych realizowanych przez odbiorców.

#### **4.4.3.4. Ocena techniczna systemu ciepłowniczego**

*Rezerwy systemu* – system ciepłowniczy SM ER posiada rezerwy, zarówno w mocy zasilającego go źródła, jak i w przepustowości sieci. Z uwagi na ciągły proces działań oszczędnościowych i modernizacyjnych (termomodernizacja budynków, automatyzacja węzła ciepłowniczych itp.) stan tych rezerw, przy dyspozycji źródeł na stałym poziomie, ulegać może corocznie powiększeniu.

Obecnie rezerwa mocy cieplnej w źródle zasilającym sieci ciepłownicze w tym rejonie (stacja ciepłownicza na bloku nr 1 Elektrowni Rybnik) wynosi prawdopodobnie około 10 MW. Jednakże moc osiągalna ww. stacji, z uwagi na uwarunkowania zasilanej sieci ciepłowniczej jest prawdopodobnie znacznie niższa od zainstalowanej.

*Stan techniczny sieci* – uważany jest przez właściciela i jednocześnie eksploatatora za ogólnie dobry. Sieć pochodzi z końca lat osiemdziesiątych. Nowe odcinki sieci wykonane są już z rur preizolowanych, resztę przewiduje się do sukcesywnej wymiany.

*Straty przesyłowe* – wielkości strat ciepła określone jako stosunek ilości ciepła sprzedanego odbiorcom do zakupionego w ER SA w okresie 2012-15 średnio mieścił się granicach 11 do 17%.

*Stan techniczny węzłów* – system jest opomiarowany w zakresie zakupu i sprzedaży energii cieplnej. Stan techniczny wszystkich węzłów znajdujących się w systemie został określony przez eksploatatora jako dobry. W 36 węzłach (na 43) zabudowane są układy automatycznej regulacji.

#### **4.4.3.5. Ocena struktury organizacyjnej i formy własności przedsiębiorstwa**

Spółdzielnia Mieszkaniowa przy Elektrowni Rybnik jako przedsiębiorstwo przesyłowe stanowi połączenie interesów klasycznego przedsiębiorstwa energetycznego i przedstawiciela odbiorców. Efektem tego układu są relatywnie niskie koszty przesyłu (w porównaniu z PEC) – tak więc należy przyjąć, że układ ten stanowi rozwiązanie korzystne dla odbiorcy końcowego.



#### 4.4.4 BUDWEX sp. z o.o.

Przedsiębiorstwo BUDWEX sp. z o.o. w Rybniku prowadzi działalność w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła oraz obrotu ciepłem, na podstawie udzielonych przez Prezesa URE koncesji z dnia 17 listopada 1998 r.:

- na przesyłanie i dystrybucję ciepła – nr PCC/666/758/U/OT-2/98/JS wraz z późniejszymi zmianami;
- na obrót ciepłem – nr OCC/149/758/U/OT-2/98/JS wraz z późniejszymi zmianami.

Siedziba przedsiębiorstwa BUDWEX zlokalizowana jest pod adresem: 44-253 Rybnik, ul. Jastrzębska 36. Przedsiębiorstwo prowadzi działalność ciepłowniczą na terenie dzielnicy Boguszowice – teren Osiedla „Południe” oraz rejon ulic Jastrzębskiej i Węglowej – jednostka bilansowa **R7**.

Całość zakupu ciepła odbywa się z EC Jankowice (Oddział Z d Elektrociepłowni przy Polskiej Grupie Górniczej sp. z o.o.) zlokalizowanej w Rybniku-Boguszowicach. Parametry wody grzewczej w systemie wynoszą 135/75°C.

Moce zamówione w źródle EC „Jankowice”, zapotrzebowanie mocy przez odbiorców oraz roczny zakup i sprzedaż energii cieplnej przez BUDWEX w latach 2012-15 przedstawiono w tabeli poniżej.

**Tabela 4-36. Moce zamówione, zakup i sprzedaż energii cieplnej – BUDWEX sp. z o.o.**

Wyszczególnienie	Jedn.	Rok			
		2012	2013	2014	2015
Moc zamówiona u dostawcy	MW	9,658	9,658	9,658	9,658
Moc zamówiona przez odbiorców		9,586	9,575	9,562	9,535
Zakup ciepła	GJ	70 372	67 200	59 027	61 274
Sprzedaż ciepła		70 105	66 981	58 724	60 953

*Źródło: opracowanie własne na podst. informacji z BUDWEX sp. z o.o.*

W ciągu ostatnich 4 lat moc zamówiona u dostawców utrzymuje się na prawie stałym poziomie. Zakup ciepła również utrzymuje się na porównywalnym poziomie i uzależniony jest głównie od warunków atmosferycznych, jak również od stanu zaawansowania działań termomodernizacyjnych realizowanych przez odbiorców.

##### 4.4.4.1. System sieci ciepłowniczych

Ciepło przesyłane jest poprzez sieć ciepłowniczą eksploatowaną przez Zakład Elektrociepłowni PGG sp. z o.o., własną sieć ciepłowniczą BUDWEXu oraz węzły cieplne (indywidualne i grupowe) i zewnętrzne instalacje odbiorcze eksploatowane przez BUDWEX Sp. z o.o.

Przedsiębiorstwo jest właścicielem sieci ciepłowniczych, węzłów cieplnych i zewnętrznych instalacji odbiorczych na terenie os. „Południe”, a właścicielem węzłów cieplnych i zewnętrznych instalacji odbiorczych w obrębie ulic Jastrzębskiej i Węglowej jest SM „Południe”. Długość sieci ciepłowniczej firmy (bez zewnętrznych instalacji odbiorczych) wynosi około 770 m. Jest ona wykonana z rur preizolowanych.

W chwili obecnej BUDWEX Sp. z o.o. nie planuje budowy lub rozbudowy istniejącej sieci przesyłowej. Podejmowane przedsięwzięcia mają jedynie charakter odtworzeniowy i są

realizowane w przypadku poważnych awarii, których częstość i zakres jest nie do przewidzenia, lub też wynikają one z bieżącej działalności przedsiębiorstwa.

#### **4.4.4.2. Węzły ciepłownicze**

BUDWEX eksploatuje węzły dostarczające ciepło na potrzeby centralnego ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej.

Przedsiębiorstwo eksploatuje 35 węzłów cieplnych (32 własne), w tym 3 grupowe. Z tej liczby węzły wielofunkcyjne stanowią 14 szt. (ok. 40%), węzły płytowe stanowią 80% (28 sztuk). We wszystkich węzłach cieplnych eksploatowanych przez ten zakład istnieją układy automatycznej regulacji.

W latach 2012-15 BUDWEX dokonał zakupu i montażu 15 szt. węzłów cieplnych w budynkach przy ulicach Jastrzębskiej i Węglowej oraz przebudował układ ciepłowniczy w budynkach na Os. Południe nr: 1, 2, 3-5, 6-8 i 13 w Boguszowicach poprzez montaż 5 szt. węzłów cieplnych.

#### **4.4.4.3. Odbiorcy energii cieplnej**

BUDWEX sp. z o.o. zasilą ciepłem z elektrowni obiekty zlokalizowane na obszarze opisanym powyżej. Są to spółdzielcze budynki mieszkaniowe oraz obiekty usług publicznych. Łączna zamówiona moc cieplna przez odbiorców wynosi obecnie ok. 9,5 MW. W 2015 roku zakup ciepła przez tych odbiorców wyniósł 60 953 GJ.

#### **4.4.4.4. Ocena techniczna systemu ciepłowniczego**

*Rezerwy systemu* – stan rezerwy w źródle zasilającym system został opisany w punkcie 4.3.3.5. W efekcie analizy mocy na potrzeby c.w.u. przez SM Południe od sezonu grzewczego 2017/18 na wniosek odbiorcy nastąpi zmiana mocy zamówionej – do poziomu 7,192 MW.

*Stan techniczny sieci* – uważany jest przez właściciela i jednocześnie eksploatatora za dobry. Sieci ciepłownicze firmy (bez zewnętrznych instalacji odbiorczych) wykonane są z rur preizolowanych.

*Straty przesyłowe* – straty ciepła na systemie w latach 2012-15 wynosiły średnio ok.  $0,22 \pm 0,32$  TJ, tj.  $0,3 \pm 0,5\%$  ogólnej ilości zakupionej energii cieplnej, co stanowi wielkość na niskim poziomie. W analizowanym okresie nie zanotowano znaczących awarii na sieciach cieplnych i zewnętrznych instalacjach odbiorczych. Występujące zakupy wody sieciowej wynikały głównie z awarii na instalacjach odbiorczych w budynkach odbiorców.

*Stan techniczny węzłów* – System jest opomiarowany w zakresie zakupu i sprzedaży energii cieplnej. Jak wspomniano powyżej – we wszystkich węzłach cieplnych eksploatowanych przez zakład istnieją układy automatycznej regulacji. Węzły ciepłe eksploatowane przez przedsiębiorstwo, zdaniem ich właściciela, znajdują się w dobrym stanie technicznym.

#### **4.4.4.5. Ocena struktury organizacyjnej i formy własności przedsiębiorstwa**

Firma „BUDWEX” jest spółką z ograniczoną odpowiedzialnością, która rozpoczęła swoją działalność 1 lutego 1991 r., w drodze prywatyzacji działu remontowo-budowlanego KWK



„Jankowice”. W listopadzie 1998 r. zostały firmie przyznane przez Urząd Regulacji Energetyki koncesje na obrót, przesyłanie i dystrybucję ciepła. Firma zakupiła sieci ciepłownicze os. „Południe” w Rybniku-Boguszowicach wraz z wymiennikownikami i następnie wykonała inwestycje ciepłownicze polegające na rozbudowie sieci ciepłych i montażu indywidualnych węzłów w budynkach w postaci wymiennikowni kompaktowych.

#### **4.4.4.6. Planowane działania inwestycyjne i rozwojowe**

W swoim aktualnym Planie rozwoju firma „BUDWEX” nie przewiduje podejmowania inwestycji w zakresie budowy lub rozbudowy istniejących sieci ciepłowniczych, jedynie w przypadkach uzasadnionych spółka będzie podejmowała działania modernizacyjne tych części sieci, które niezwłocznie będą tego wymagać ze względów eksploatacyjnych.

## **4.5 Charakterystyka paliw do produkcji energii cieplnej na terenie miasta**

### **Węgiel kamienny**

Paliwem stałym stosowanym w źródłach ciepła na terenie Rybnika jest węgiel różnej granulacji i miał węglowy. Pochodzi on z miejscowych kopalń Polskiej Grupy Górniczej sp. z o.o. – „Chwałowice” i „Jankowice”.

Podstawowymi wielkościami określającymi jakość stosowanego węgla są jego wartość opałowa, zawartość siarki i popiołu oraz sortyment. Wielkości te osiągają wartości:

- wartość opałowa:
  - dla różnego sortymentu 25÷27 MJ/kg,
  - dla miału węglowego 19÷27 MJ/kg;
- zawartość popiołu:
  - dla różnego sortymentu 7÷14%,
  - dla miału 7÷30%;
- zawartość siarki:
  - dla różnego sortymentu 0,6÷0,8%,
  - dla miału 0,6÷1,0%.

### **Gaz ziemny**

Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział w Zabrze dostarcza swoimi sieciami w Rybniku gaz ziemny wysokometanowy typu E (dawna nazwa GZ-50), spełniającym wymagania normy PN-C-04750. Dostarczany gaz posiada ciepło spalania nie mniejsze od 34,0 MJ/m<sup>3</sup> i wartość opałową nie mniejszą od 31,0 MJ/m<sup>3</sup>.

Dla obszaru rozliczeniowego (ORCS) ciepła spalania dla Rybnika średnia jego wartość za m-c kwiecień 2016 r. wynosiła 40,756 MJ/m<sup>3</sup>, a wynikający z niej współczynnik konwersji konieczny do wyliczania zużycia gazu w obowiązujących obecnie jednostkach rozliczeniowych, tj. jednostkach energii – 11,321 kWh/m<sup>3</sup>.

### **Gaz z odmetanowania kopalń**

Gaz z odmetanowania kopalń jest ujmowany w postaci mieszanki metanowo-powietrznej, a jego ilość jest ściśle związana z zakresem prowadzonych robót wydobywczych, w wyniku których uwalniany jest metan.

Ujmowana mieszanka metanowo-powietrzna nadaje się przede wszystkim (ze względu na nieustabilizowany skład chemiczny) do wykorzystania przemysłowego (w tym do skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepła – w przystosowanych do spalania takiej mieszanki paliwowej urządzeniach). Wartość opałowa tego gazu kształtuje się na poziomie do ok. 30 MJ/m<sup>3</sup>.

### **Gaz płynny**

Gaz płynny uzyskuje się głównie jako produkt uboczny podczas rafinacji ropy naftowej i dalszego przerabiania półproduktów w procesach reformowania benzyn, krakowania olejów, hydrokrakowania, odsiarczania gudronu i pirolizy benzyn, w ilości około 2% przerebowanej masy ropy. Produkuje się go również z gazu ziemnego. Gaz płynny (LPG) znajduje bardzo szerokie zastosowanie w przemyśle, rolnictwie, chemii, jak i gospodarstwach domowych. Możliwe jest również jego zastosowanie do napędu pojazdów samochodowych różnych typów, jak i innych maszyn i urządzeń napędzanych silnikami spalinowymi. Gaz płynny jest transportowany i magazynowany w postaci ciekłej, ale jego eksploatacja następuje w postaci gazowej.

Gaz płynny są to w rzeczywistości 3 różne paliwa:

- propan handlowy (o zawartości minimum 90% propanu);
- propan-butan (o zawartości 18 do 55% propanu i minimum 45% butanu);
- butan handlowy (o zawartości minimum 95% butanu).

W praktyce najczęściej spotykana jest mieszanina propan-butan, ale zaletą propanu technicznego jest to, że może być składowany na zewnątrz i że łatwo odparowuje nawet przy mrozach, stąd wzrost jego znaczenia jako paliwa dla ogrzewania.

### **Olej opałowy**

Jako olej opałowy występują dwie grupy paliw pochodzących z przeróbki ropy naftowej.

Olej opałowy lekki jest paliwem niskoemisyjnym, przeznaczonym głównie do celów grzewczych, do ogrzewania obiektów użytkowych i domów mieszkalnych.

Parametry techniczne olejów lekkich są następujące:

- wartość opałowa - około 42,0 MJ/kg,
- gęstość - 0,83 do 0,86 g/ml,
- punkt zapłonu - ok. 86°C,
- lepkość - 4 do 6 mm<sup>2</sup>/s,
- temperatura zamarzania - poniżej (-)20°C,
- zawartość siarki - poniżej 0,5% (dla oleju Ecoterm Plus nawet poniżej 0,175%).

Oleje opałowe ciężkie stosowane są jako paliwo w obiektach przemysłowych.

Parametry techniczne olejów ciężkich są bardziej zróżnicowane i osiągają wartości:



- wartość opałowa - powyżej 39,7 MJ/kg,
- gęstość - ponad 0,88 g/ml,
- punkt zapłonu - ponad 110°C (nawet do 270°C),
- lepkość - ponad 11 mm<sup>2</sup>/s,
- temperatura zamarzania - (-)3°C do (+)35°C,
- zawartość siarki - poniżej 1,5%, ale może sięgać nawet 3%.

### **Inne paliwa proekologiczne**

Paliwa takie jak: słoma, drewno, biogaz itp. zostały szczegółowo opisane w Rozdziale 11, dotyczącym wykorzystania energii odnawialnej.

## **4.6 Ocena stanu systemu zaopatrzenia miasta w ciepło**

Zaopatrzenie Rybnika w ciepło (prawie 75% zapotrzebowanej mocy cieplnej) zależne jest od ciągłości dostaw i wydobycia węgla kamiennego, na co składają się rozwiązania indywidualne zaopatrzenia w ciepło wykorzystujące węgiel (ok. 43%) oraz system ciepłowniczy, którego źródła spalają przede wszystkim węgiel kamienny (ok. 32% w bilansie miasta).

Rozwiązania indywidualne zaopatrzenia w ciepło z wykorzystaniem węgla kamiennego stanowią w znacznej części źródło powstawania „niskiej emisji”. Istotne jest zatem dla miasta planowanie nowych i kontynuacja podjętych działań zmierzających do racjonalizacji w tym zakresie. Najważniejsze z nich to kontynuacja działań związanych z modernizacją kotłowni ogrzewających obiekty gminne. W pozostałym zakresie indywidualnych węglowych źródeł ciepła możliwe działania gminy są ograniczone i powinny polegać na stwarzaniu zachęty dla podejmujących działania racjonalizacyjne.

System sieci ciepłowniczych Rybnika to przede wszystkim układ zasilany z EC „Chwałowice” (miejski system ciepłowniczy – msc) oraz lokalne (wyspowe) systemy ciepłownicze zasilane z Elektrociepłowni „Jankowice” i ciepłowni „Rymer” oraz z Elektrowni EDF Rybnik, obsługiwane przez PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój, PPG sp. z o.o. Zakład Elektrociepłowni, BUDWEX sp. z o.o. oraz Spółdzielnię Mieszkaniową przy Elektrowni Rybnik.

Według danych bilansowych zdalaczynne źródła ciepła jw. posiadają obecnie następujące rezerwy mocy zainstalowanej:

- EC „Chwałowice” – ok. 70 MW,
- Elektrownia EDF Rybnik – ok 10 MW w stacji ciepłowniczej na bloku nr 1 dla odbiorców zewnętrznych. Zachodzi jednakże podejrzenie, że moc osiągalna zabudowanych w źródle stacji ciepłowniczych, z uwagi na uwarunkowania zasilanej sieci ciepłowniczej, jest znacznie niższa. W źródle istnieją wielkie rezerwy ciepła odpadowego towarzyszącego produkcji energii elektrycznej,
- EC „Jankowice” – obecnie w warunkach normalnej pracy źródła (przy optymalnej pracy turbozespołu) brak jest rezerwy mocy – w warunkach szczytowych obniżana jest produkcja energii elektrycznej,
- Ciepłowni „Rymer” – ok. 12 MW,
- Kotłownia Mościckiego (w miejsce C. „Ignacy”) – ok. 0,7 MW.



Z uwagi na stan techniczny, jak i wiek urządzeń źródła należące do PGG sp. z o.o. Zakład Elektrociepłowni będą wymagać modernizacji i odbudowy potencjału wytwórczego.

Kluczową kwestią jest jednakże sprawa przyszłego zasilania w ciepło miejskiego systemu ciepłowniczego Rybnika w związku z decyzją właściciela EC „Chwałowice” o zamiarze dostarczania ciepła dla miasta Rybnika z tego źródła jedynie do końca 2022 r. – zgodnie z obowiązującą obecnie umową zawartą pomiędzy Kompanią Węglową S.A. a Przedsiębiorstwem Energetyki Ciepłej S.A. Jastrzębie-Zdrój. Przedmiotowe źródło, wg aktualnych planów, po modernizacji zostanie przekształcone z elektrociepłowni w ciepłownię pracującą na potrzeby odbiorców zlokalizowanych w dzielnicy Chwałowice.

**W chwili obecnej plany rozwoju przedsiębiorstw energetycznych z terenu Rybnika w zakresie zasilania w ciepło odbiorców zaopatrywanych zdalacznynie, szczególnie z centralnego miejskiego systemu ciepłowniczego (m.s.c.), nie zapewniają dostawy ciepła po 2022 roku. W związku z powyższym przed władzami miasta oraz przedsiębiorstwami energetycznymi zaangażowanymi w zaopatrzenie miasta w ciepło stoi pilna konieczność podjęcia niezbędnych znaczących decyzji oraz przedsięwzięć organizacyjno-inwestycyjno-modernizacyjnych, dotyczących szczególnie zasilania centralnego systemu ciepłowniczego miasta, jak i poszczególnych jego elementów.**

**Miasto, prowadząc świadomie swoją lokalną politykę energetyczną, winno niezwłocznie ukierunkować działania związane z organizacją sposobu zasilania m.s.c., tak by w 2022 uzyskać efekt optymalny z punktu widzenia odbiorców i dalszego rozwoju miasta.**

Właścicielem sieci ciepłowniczych Rybnika są: PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój, PGG sp. z o.o. Z-d Oddział Elektrociepłowni, BUDWEX sp. z o.o. i SM ER.

W systemie dystrybucji ciepła większość sieci to rurociągi tradycyjne kanałowe, jak również napowietrzne (w wieku 20, 25 i więcej lat), które w miarę nasilania się awarii będą wymagały modernizacji.

W ramach kompleksowej modernizacji sieci ciepłowniczej na terenie Rybnika zgodnie z projektem pn. „Przebudowa sieci ciepłowniczych na terenie aglomeracji rybnickiej w aspekcie poprawy efektywności energetycznej” współfinansowanym ze Środków Spójności w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2007-2013, PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój w ostatnim czasie wykonał przebudowę głównych sieci ciepłowniczych z EC Chwałowice do centrum Rybnika. Skutkiem realizacji rzeczony inwestycji winna być poprawa stanu sieci ciepłowniczej, poprawa efektywności energetycznej systemu, a co za tym idzie redukcja strat energii i w konsekwencji redukcja emisji zanieczyszczeń do atmosfery.

W zależności od właściciela i lokalizacji systemu ciepłego różnie przedstawia się stopień modernizacji węzłów cieplnych – wymiana węzłów przestarzałych typów na nowoczesne węzły kompaktowe stanowi zadanie realizowane stopniowo przez przedsiębiorstwa energetyczne.

Ocena stanu majątku przedsiębiorstw przesyłających ciepło wskazuje na konieczność podjęcia dalszych działań organizacyjnych i planistycznych zmierzających do odbudowy i modernizacji poszczególnych zamortyzowanych elementów majątku sieciowego miasta, w szczególności w zakresie sieci przesyłowych.



Istotnym mankamentem systemu sieci ciepłych Rybnika jest ich wymieszany układ własnościowy i wiążące się z nim znaczne zróżnicowanie cenowe, które przekłada się na niezadowolenie odbiorców (np. średnie koszty przesyłu ciepła w systemie zasilanym z EI. EDF Polska S.A. Oddz. Rybnik kształtują się brutto na poziomie od ok. 5 zł/GJ dla sieci EDF do 24,80 zł/GJ dla sieci PEC).

Układ właścicielski przedsiębiorstwa PEC – z dniem 28.04.2016 r. PGNiG TERMIKA S.A. stała się 100% akcjonariuszem Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej S.A. – nie daje samorządom miast ROW-u możliwości realizacji lokalnej polityki energetycznej i nie stanowi dostatecznej gwarancji bezpieczeństwa zaopatrzenia odbiorców w ciepło w perspektywie docelowej „Założeń...”.

Pozostałe przedsiębiorstwa dystrybucyjne to spółki o znacznie mniejszym obszarze działania.

**Gmina jako odpowiedzialna za organizację zaopatrzenia w ciepło winna dążyć we wszystkich procesach przekształceń własnościowych majątku ciepłowniczego do pozyskania narzędzi do prowadzenia ewentualnej polityki właścicielskiej i interwencyjnej wobec przedsiębiorstw energetycznych eksploatujących majątek na jej terenie.**

W pozostałym zakresie (ponad 24%) zaopatrzenie miasta w ciepło zależy od dostaw gazu ziemnego, oleju opałowego, gazu płynnego, drewna opałowego itp. Ww. stanowią rozwiązania ekologicznie poprawne. System gazowniczy gwarantuje niezawodność i rezerwę dostaw. Możliwy kierunek działań miasta stanowi racjonalizacja użytkowania ukierunkowana na obniżenie kosztów eksploatacyjnych.



## 5 System zaopatrzenia w energię elektryczną

### 5.1 Wprowadzenie

Eksploatacją poszczególnych elementów krajowego systemu elektroenergetycznego zlokalizowanych na terenie miasta Rybnika zajmują się następujące przedsiębiorstwa energetyczne:

- EDF Polska SA Oddział Rybnik – w zakresie wytwarzania energii elektrycznej;
- Polska Grupa Górnicza Sp. z o.o. – w zakresie wytwarzania energii elektrycznej;
- Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. – w zakresie stacji NN/WN oraz linii najwyższych i wysokich napięć;
- Tauron Dystrybucja S.A. – w zakresie stacji WN/SN i SN/nN oraz linii wysokiego, średniego i niskiego napięcia;
- PKP Energetyka S.A. Oddział w Warszawie - Dystrybucja Energii Elektrycznej – w zakresie stacji SN/nN oraz linii średniego i niskiego napięcia;
- Zakład Dostaw Nośników Energetycznych Sp. z o.o. – w zakresie stacji WN/SN i SN/nN oraz linii średniego i niskiego napięcia;
- KLP Polska Sp. z o.o. – w zakresie stacji SN/nN oraz linii średniego i niskiego napięcia.

Sprzedawcą energii elektrycznej który zawarł z TAURON Dystrybucja S.A. umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej dla usługi kompleksowej, umożliwiającą świadczenie usługi kompleksowej odbiorcom biznesowym jest dla odbiorców z regionu Górnego Śląska TAURON Sprzedaż GZE Sp. z o.o., z siedzibą w Gliwicach przy ul. Barlickiego 2. Lista sprzedawców energii elektrycznej, którzy zawarli z TAURON Dystrybucja SA umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej dla usługi kompleksowej tzw. generalną umowę dystrybucji dla usługi kompleksowej (GUD-K), umożliwiającą tym podmiotom świadczenie usługi kompleksowej odbiorcom w gospodarstwach domowych przyłączonych do sieci elektroenergetycznej TAURON Dystrybucja SA o napięciu do 1 kV, obejmuje:

1. ENIGA Edward Zdrojek - ul. Nowowiejska 6, 76-200 Słupsk
2. POLKOMTEL Spółka z o.o. - ul. Postępu 3, 02-676 Warszawa
3. ENERGA - OBRÓT S.A. - Al. Grunwaldzka 472, 80-309 Gdańsk
4. Corrente Sp. z o.o. - ul. Konotopskiej 4, 05-850 Ożarów Mazowiecki
5. Gaspol S.A. - Al. Jana Pawła II 80, 00-175 Warszawa
6. ENEA S.A. ul. Górecka 1, 60-201 Poznań
7. ECOERGIA Sp. z o.o. ul. Zabłocie 23, 30-701 Kraków
8. Orange Polska S.A. Al. Jerozolimskie 160, 02-326 Warszawa



9. Elektrociepłownia Andrychów Sp. z o.o. - ul. Krakowska 83, 34-120 Andrychów
10. Energia Polska sp. z o.o. - ul. Myszowska 3/2, 52-019 Wrocław
11. GOEE ENERGIA Sp. z o.o. - ul. Prosta 32, 00-838 Warszawa
12. Multimedia Polska Energia Sp. z o.o. - ul. Tadeusza Wendy 7/9, 81-341 Gdynia
13. Elektrix Sp. z o.o. - Bukietowa 5, 02-650 Warszawa
14. RWE Polska S.A. ul. Wybrzeże Kościuszkowskie 41, 00-347 Warszawa
15. PGE Obrót S.A. ul.8-go Marca 6, 35-959 Rzeszów

Na powyższej liście, podmioty wymienione pod pozycjami: 1, 2, 3, 9, 10, 11, 12, 13 i 14 wyraziły w zawartych generalnych umowach dystrybucji dla usługi kompleksowej gotowość do pełnienia roli sprzedawcy rezerwowego, o którym mowa w art. 5 ust. 2a pkt 1 lit. b ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne.

Lista sprzedawców energii elektrycznej, którzy zawarli z TAURON Dystrybucja S.A. umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej tzw. generalną umowę dystrybucji (GUD), umożliwiającą tym podmiotom sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców na terenie działania wszystkich oddziałów TAURON Dystrybucja S.A. obejmuje:

- |  |   |
|--|---|
| 1. PKP Energetyka SA                       | 21. Slovenske Elektrarne. as Spółka Akcyjna         |
| 2. TAURON Sprzedaż Sp z o.o.               | 22. Przedsiębiorstwo Energetyczne ESV SA            |
| 3. TAURON Sprzedaż GZE Sp. z o.o.          | 23. 3 WINGS Sp. z o.o.                              |
| 4. EDF Polska SA                           | 24. Energia dla Firm SA                             |
| 5. ENERGETYKA CIEPLNA OPOLSZCZY-<br>ZNY SA | 25. Grupa Polskie Składy Budowlane SA               |
| 6. ENGIE Energia Polska SA                 | 26. ENEA S.A.                                       |
| 7. RWE Polska SA                           | 27. PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.              |
| 8. ENERGA-OBROT SA                         | 28. PGE Obrót S.A.                                  |
| 9. ALPIQ ENERGY SE                         | 29. ENERGETYCZNE CENTRUM SA                         |
| 10. ZOMAR SA                               | 30. INTER ENERGIA S A                               |
| 11. Veolia Energia Polska SA               | 31. ERGO ENERGY Sp. z o o                           |
| 12. CEZ Trade Polska Sp z o.o.             | 32. CORRENTE Sp. z o.o.                             |
| 13. FITEN S.A.                             | 33. Przedsiębiorstwo Obrotu Energią<br>Sp. z o.o.   |
| 14. Axpo Polska Sp. z o.o.                 | 34. Axpo Trading AG                                 |
| 15. JES ENERGY Sp. z o.o.                  | 35. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownic-<br>two SA |
| 16. DUON Marketing and Trading SA          | 36. Tradea Sp. z o.o                                |
| 17. TAURON Polska Energia S.A.             | 37. Novum SA  |
| 18. Elektrociepłownia Andrychów Sp. z o.o. | 38. TAURON Wytwarzanie S A                          |
| 19. ATALIAN ENERGY Sp z o.o.               | 39. Green SA  |
| 20. TELEZET Edward Zdrojek                 |   |



40. ENERGY POLSKA Sp. z o.o.
41. DUON Sprzedaż Sp. z o.o.
42. Nida Media Sp. z o.o.
43. Zakłady Górniczo-Hutnicze "Bolesław" SA
44. POWERPOL Sp. z o.o.
45. ELEKTRIX Sp. z o.o.
46. ENERGO OPERATOR Sp. z o.o.
47. PAK-Volt SA
48. RE ALLOYS Sp. z o.o.
49. PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA
50. PCC Rokita SA
51. Energomedia Sp. z o.o.
52. Polska Energetyka Pro Sp. z o.o.
53. Energie2 Sp. z o.o.
54. Ecoergia Sp. z o.o.
55. Terawat Dystrybucja Sp. z o.o.
56. Synergia Polska Energia Sp. z o.o.
57. Deltis Sp. z o.o.
58. EWE energia sp z o.o.
59. Towarzystwo Inwestycyjne "ELEKTROWNIA - WSCHÓD" SA
60. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.
61. FUNTASTY Sp. z o.o.
62. JWM Energia Sp. z o.o.
63. Polski Prąd SA
64. GALON Sp. z o.o.
65. ENERGIA EURO PARK Sp. z o.o.
66. Energy Match Sp. z o.o.
67. InfoEngine SA
68. GASPOL SA
69. POLKOMTEL Sp. z o.o.
70. Elektrociepłownia Mielec Sp. z o.o.
71. GMW Sp. z o.o.
72. GPEC ENERGIA Sp. z o.o.
73. Barton Energia Sp. z o.o.
74. Multimedia Polska Energia Sp. z o.o.
75. JSW KOKS SA
76. Świat Sp z o.o.
77. VERVIS Sp z o.o.
78. Boryszew SA
79. Polska Grupa Górnicza Sp. z o.o.
80. Orange Polska SA
81. PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.
82. PROPOWER 21 Sp. z o.o.
83. Szczecińska Energetyka Ciepła Sp. z o.o.
84. TAURON Ciepło sp. z o.o.
85. PKN ORLEN SA
86. ENESTA Sp. z o.o.
87. ENERGA Oświetlenie Sp. z o.o.
88. GOEE ENERGIA Sp z o.o.
89. PNB Sp. z o.o.
90. Ekovoltis Sp. z o.o.
91. Energia Polska Sp. z o.o.
92. WM MALTA Sp. z o.o.
93. i-Energia Sp. z o.o.
94. IRL Polska Sp. z o.o.
95. ENERGIAOK Sp. z o.o.
96. EIN Energy Sp. z o.o.
97. Zespół Ciepłowni Przemysłowych Carbo-Energia Sp. z o.o.
98. Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o.
99. Energogas Sp. z o.o.
100. EDON Sp. z o.o.
101. ESV Wisłosan Sp. z o.o.
102. PGB Dystrybucja Sp. z o.o.
103. Enrex Energy Sp. z o.o.



- |   |   |
|---|---|
| 104. Intelligent Technologies SA                      | 115. Logistyka Paliwa i Energia Sp. z o.o.              |
| 105. ORLEN Paliwa Sp. z o.o.                          | 116. Polskie Przedsiębiorstwo Energetyczne Konerg SA    |
| 106. Vattenfall Energy Trading GmbH                   | 117. Utylis Sp. z o.o.                                  |
| 107. Zakład Dostaw Nośników Energetycznych Sp. z o.o. | 118. D-Energia Sp z o.o.                                |
| 108. SOUTH ENERGY PARTNERS Sp. z o.o.                 | 119. VORTEX ENERGY POLSKA Sp. z o.o.                    |
| 109. CORRENTE Sp. z o.o. Sp.k.                        | 120. HANDEN Sp. zoo.                                    |
| 110. FARMY WIATROWE Sp. z o.o.                        | 121. ENGIE Zielona Energia Sp. z o.o.                   |
| 111. ArcelorMittal Warszawa Sp. z o.o.                | 122. Zakład Energetyczny Użyteczności Publicznej SA     |
| 112. Caldoris Polska Sp. z o.o.                       | 123. Aluform Sp. z o.o.                                 |
| 113. ENERHA Sp. z o.o.                                | 124. Tańsza Energia Konsultanci Energetyczni Sp. z o.o. |
| 114. GAS AND ENERGY TRADING Sp. z o.o.                |   |

Natomiast lista sprzedawców energii elektrycznej, z którymi PKP Energetyka S.A. posiada zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej kształtuje się jak następuje:

- |  |  |
|--|--|
| 1. CEZ Trade Polska Sp. z o.o.             | 18. Dalkia Polska S.A.                           |
| 2. ENERGA - OBRÓT Spółka Akcyjna           | 19. Energetyczne Centrum S.A.                    |
| 3. PGE Obrót S.A.                          | 20. DUON Marketing and Trading S.A.              |
| 4. IDEON Spółka Akcyjna                    | 21. CORRENTE Sp. z o.o.                          |
| 5. EDF Polska S.A.                         | 22. ERGO ENERGY Sp. z o.o.                       |
| 6. JES ENERGY Spółka z o.o.                | 23. GOEE Energia Sp. z o.o.                      |
| 7. POWERPOL Sp. z o.o.                     | 24. NOVUM S.A.                                   |
| 8. TAURON Sprzedaż GZE Sp. z o.o.          | 25. INTER ENERGIA S.A.                           |
| 9. ENEA S.A.                               | 26. Elektrociepłownia Andrychów Sp. z o.o.       |
| 10. RWE Polska SA.                         | 27. Amber Energia Sprzedaż Sp. z o.o.            |
| 11. TAURON Sprzedaż sp. z o.o.             | 28. 3 Wings Sp. z o.o.                           |
| 12. Przedsiębiorstwo Energetyczne ESV S.A. | 29. ENERGY POLSKA Sp. z o.o.                     |
| 13. FITEN S.A.                             | 30. INTRENCO Sp. z o.o.                          |
| 14. Slovenske Elektrarne a. s., S.A.       | 31. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. |
| 15. Oddział w Polsce                       | 32. GDF SUEZ Energia Polska SA                   |
| 16. .KOPEX" S.A.                           | 33. Mirowski i Spółka "KAMIR" Sp. j.             |
| 17. ENERGIA DLA FIRM Sp. z o.o.            | 34. Polenergia Obrót S.A.                        |



- |  |   |
|--|---|
| 35. POLENERGIA Dystrybucja Sp. z o.o.        | 47. Energy Match Sp. z o.o.                                   |
| 36. Szczecińska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. | 48. JWM ENERGIA Sp. z o.o.                                    |
| 37. Grupa Energia Obrót GE Sp. z o.o. Sp. k. | 49. Energomedia Sp. z o.o.                                    |
| 38. Grupa Energia GE Sp. z o.o. Sp. k.       | 50. ECOERGIA Sp. z o.o.                                       |
| 39. NRG Trading Sp. z o.o.                   | 51. E-Star Elektrociepłownia Mielec Sp. z o.o.                |
| 40. Energie2 Sp. z o.o.                      | 52. GALON Sp. z o.o.  |
| 41. ENERGO OPERATOR Sp. z o.o.               | 53. Kontakt Energia Sp. z o.o.                                |
| 42. Polski Prąd S.A.                         | 54. GASPOL S.A.   |
| 43. TELEZET Edward Zdrojek                   | 55. MEM Metro Group Energy Production & Management Sp. z o.o. |
| 44. ELEKTRIM - VOLT S.A.                     | 56. POLKOMTEL sp. z o.o.                                      |
| 45. FUNTASTY Sp. z o.o.                      | 57. RE ALLOYS Sp. z o.o.                                      |
| 46. Polska Energetyka Pro Sp. z o.o.         |   |

Aktualna lista sprzedawców energii elektrycznej z którymi Zakład Dostaw Nośników Energetycznych Spółka z o.o. zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji przedstawia się następująco:

1. TAURON Sprzedaż Sp. z o.o.
2. ENEA S.A.
3. Green S.A.
4. Ecoergia Sp. z o.o.
5. DUON Marketing and Trading S.A.

Ponadto Zakład Dostaw Nośników Energetycznych Sp. z o.o. oferuje sprzedaż energii elektrycznej na podstawie umów kompleksowych z odbiorcami w gospodarstwach domowych.

Ocena pracy istniejącego systemu elektroenergetycznego została oparta na informacjach uzyskanych od ww. przedsiębiorstw energetycznych. Pozostałe informacje zestawiono na podstawie ankiet rozesłanych do przedsiębiorstw oraz instytucji będących odbiorcami energii elektrycznej na terenie miasta.

## 5.2 Prezentacja przedsiębiorstw energetycznych

**EDF Polska S.A. Oddział w Rybniku** – d. Elektrownia Rybnik SA – przedsiębiorstwo eksploatuje elektrownię kondensacyjną, wytwarzającą energię elektryczną na potrzeby Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. EDF Polska S.A. jest spółką akcyjną należącą do Grupy EDF. Struktura własności akcji na 31 grudnia 2015 r. była następująca:

- |  |            |
|--|------------|
| ➤ Electricité de France International S.A.S. | - 71,426 % |
| ➤ EDF Investment II B.V.                     | - 16,616 % |



- Akcjonariusze mniejszościowi - 2,319 %
- Akcje własne Spółki (podlegające umorzeniu) - 9,639 %

Przedsiębiorstwo to zgodnie z decyzjami Prezesa URE posiada koncesje na:

- ➔ wytwarzanie energii elektrycznej - nr WEE/29/1262/U/98/EB z dnia 29 października 1998 r. z późniejszymi zmianami;
- ➔ dystrybucję energii elektrycznej - nr DEE/85/1262/W/2/2008/BT z dnia 29 grudnia 2008 r. z późniejszymi zmianami
- ➔ wytwarzanie ciepła - nr WCC 470/1262/U/2/98/EB z dnia 29 października 1998 r. z późniejszymi zmianami
- ➔ na przesyłanie i dystrybucję ciepła - nr PCC/845/1262/W/3/99/AD z dnia 28 lipca 1999 r. z późniejszymi zmianami

**Polska Grupa Górnicza sp. z o.o.** – spółka powstała w wyniku zawartego w dniu 26 kwietnia 2016 r. porozumienia inwestorów: PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna, Energa Kogeneracja, PGNiG Termika, Węglkokoks, Fundusz Inwestycji Polskich Przedsiębiorstw (FIPP), Towarzystwo Finansowe Silesia, a także banków: Alior Bank, Bank BGŻ BNP Paribas, Bank Gospodarstwa Krajowego, Bank Zachodni WBK oraz PKO BP, posiada na obszarze miasta Rybnik Oddział Zakład Elektrociepłowni, będący specjalistyczną jednostką organizacyjną zajmującą się działalnością energetyczną, głównie w zakresie wytwarzania ciepła, energii elektrycznej, sprężonego powietrza oraz przesyłania i dystrybucji tych mediów. Podstawowymi paliwami wykorzystywanymi do produkcji energii są węgiel kamienny i metan z odmetanowania kopalń. W ramach Zakładu funkcjonują następujące źródła: Elektrociepłownia „Chwałowice” w Rybniku Chwałowicach, Elektrociepłownia „Jankowice” w Rybniku Boguszowicach i Elektrociepłownia „Markłowice” w Markłowicach, a także Ciepłownia „Rymer” w Rybniku Niedobczycach, Ciepłownia „Anna” w Pszowie oraz Ciepłownia „1 Maja” w Wodzisławiu Śl. Łączna moc zainstalowana wynosi: w kotłach 357 MWt, w generatorach 23,8 MWe. Wydajność zainstalowanych sprężarek wynosi 190,3 tys. m<sup>3</sup>/h. Przedsiębiorstwo to zgodnie z decyzjami Prezesa URE posiada koncesje na wytwarzanie energii elektrycznej - nr WEE/170/4407/W/OKA/2003/KR ze zm., z dnia 30 lipca 2003 r. na okres od 1 sierpnia 2003 r. do 1 sierpnia 2023 r., oraz na obrót energią elektryczną - nr OEE/350/4407/W/1/2003/MS ze zm., z dnia 29 kwietnia 2003 r. na okres od 29.04.2003 r. do 1 sierpnia 2023 r.

**Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.** – funkcję operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego pełni Polskie Sieci Elektroenergetyczne Spółka Akcyjna, z siedzibą w Konstancinie-Jeziornej, przy ul. Warszawskiej 165, wyznaczone przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki operatorem systemu przesyłowego w dniu 16 czerwca 2014 r. na okres od 2 lipca 2014 r. do 31 grudnia 2030 r; obszar działania operatora systemu przesyłowego wynika z udzielonej temu Przedsiębiorcy koncesji na przesyłanie energii elektrycznej z dnia 15 kwietnia 2004 r. Nr PEE/272/4988/W/2/2004/MS z późn.zm., tj. przesyłanie energii elektrycznej sieciami własnymi zlokalizowanymi na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej.

**Tauron Dystrybucja SA** - funkcję operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową



pełni TAURON Dystrybucja SA Sp. z o.o. z siedzibą w Krakowie przy ul. Jasnogórskiej 11, wyznaczona przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki operatorem systemu dystrybucyjnego w dniu 31 grudnia 2008 r. na okres od 1 stycznia 2009 r. do 31 grudnia 2025 r.; obszar działania operatora systemu dystrybucyjnego wynika z udzielonej temu Przedsiębiorcy koncesji na dystrybucję energii elektrycznej z dnia 16 listopada 1998 r. Nr PEE/19/2698/U/1/98/JK z późn.zm., tj. dystrybucja energii elektrycznej sieciami własnymi zlokalizowanymi na terenie m. in. miasta Rybnika, jednostką organizacyjną wymienionej spółki zajmującą się dystrybucją w zakresie stacji WN/SN i SN/nN oraz linii wysokiego, średniego i niskiego napięcia na obszarze Rybnika jest Oddział w Gliwicach,

**PKP Energetyka S.A.** - funkcję operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową, pełni PKP Energetyka S.A. z siedzibą w Warszawie przy ul. Hożej 63/67, wyznaczona przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki operatorem systemu dystrybucyjnego w dniu 14 marca 2008 r. na okres od 17 marca 2008 r. do 31 grudnia 2030 r.; obszar działania operatora systemu dystrybucyjnego wynikający z udzielonej temu Przedsiębiorcy koncesji na dystrybucję energii elektrycznej z dnia 25 lipca 2001 r. Nr PEE/237/3158/N/2/2001/MS z późn.zm., tj. dystrybucja energii elektrycznej sieciami własnymi zlokalizowanymi na terenie Rzeczypospolitej Polskiej, jednostką organizacyjną wymienionej spółki zajmującą się dystrybucją w zakresie stacji SN/nN oraz linii średniego i niskiego napięcia na obszarze Rybnika jest PKP Energetyka S.A. Oddział w Warszawie - Dystrybucja Energii Elektrycznej Górnośląski Rejon Dystrybucji,

**Zakład Dostaw Nośników Energii Sp. z o.o.** - funkcję operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową, pełni Zakład Dostaw Nośników Energetycznych Sp. z o.o. z siedzibą w Rybniku przy ul. Przemysłowej 1, wyznaczona przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki operatorem systemu dystrybucyjnego w dniu 12 marca 2012 r. na okres od 1 lipca 2012 r. do 30 listopada 2018 r., obszar działania operatora systemu dystrybucyjnego wynika z udzielonej temu Przedsiębiorcy koncesji na dystrybucję energii elektrycznej z dnia 26 listopada 1998 r. Nr PEE/25/1381/U/OT-2/98/RK z późn.zm., tj. dystrybucja energii elektrycznej na potrzeby odbiorców zlokalizowanych na terenie Rybnika, sieciami o napięciu 110 kV i 20 kV oraz sieciami niskiego napięcia, oraz dystrybucja energii elektrycznej na potrzeby odbiorców zlokalizowanych na terenie Stanowic, sieciami o napięciu 20 kV oraz sieciami niskiego napięcia.

**KLP Polska Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością RYBNIK Spółka komandytowo-akcyjna** - funkcję operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową, pełni KLP Polska Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością RYBNIK Spółka komandytowo-akcyjna z siedzibą w Rybniku, ul. Raciborska 16, 44-200 Rybnik, wyznaczona przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki operatorem systemu dystrybucyjnego w dniu 13 lutego 2012 r. na okres od 1 maja 2012 r. do 1 maja 2018 r., obszar działania operatora systemu dystrybucyjnego wynikający z udzielonej temu Przedsiębiorcy koncesji na dystrybucję energii elektrycznej z dnia 30 kwietnia 2008 r. Nr DEE/68/13968/W/OWA/2008/AR z późn.zm., tj. dystrybucja energii elektrycznej na potrzeby odbiorców zlokalizowanych na

terenie centrum handlowo-usługowego zlokalizowanego w Rybniku przy ul. Raciborskiej 16, sieciami o napięciu 20 kV oraz sieciami niskiego napięcia.

### 5.3 System zasilania miasta w energię elektryczną

System elektroenergetyczny na obszarze miasta Rybnik przyłączony jest do krajowego systemu przesyłowego NN w stacji GSZ Wielopole. Bezpośrednia dostawa energii elektrycznej dla miasta Rybnik odbywa się za pomocą sieci rozdzielczej wysokiego napięcia (WN) zasilającej tzw. Główne Punkty Zasilania (GPZ), które posiadają w swoim wyposażeniu zespoły transformatorów i rozdzielni pozwalające przetworzyć wysokie napięcie na napięcie średnie (SN). System elektroenergetyczny miasta przedstawiony został graficznie na Załączniku D.

#### 5.3.1 Stacja elektroenergetyczna NN/WN

Zasilanie źródłowe obszaru Rybnika odbywa się z Krajowej Sieci Przesyłowej, eksploatowanej przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne Spółka Akcyjna, ze stacji elektroenergetycznej WIE 400/220/110 kV, zlokalizowanej w Rybniku, w dzielnicy Wielopole i wyposażonej w autotransformator AT1 typu ANER 3B 160000/220PN, wyprodukowany przez ELTA w 1985 r. o mocy 160 MVA oraz autotransformator AT2 typu RTdxP - 125000/200, wyprodukowany przez ELTA w 1976 r., o mocy 160 MVA, jak również w autotransformator AT3 z jednostką główną typu ATU-FS 400/400/160 oraz regulacyjną typu TTUR-FS, wyprodukowanymi przez El. Putere w 1977 r. o mocy 400 MVA. Autotransformatory AT1 i AT2 pracują przy górnym napięciu 220 kV i dolnym 110 kV, natomiast AT3 służy transformacji z 400 kV na 220 kV. Stacja Elektroenergetyczna Wielopole jest stacją przyelektrownianą, której rolą jest odbiór i wyprowadzenie mocy z Elektrowni Rybnik oraz zasilanie lokalnego operatora systemu dystrybucyjnego.

#### 5.3.2 Linie elektroenergetyczne NN

Z rozdzielni 400 kV SE Wielopole wychodzą następujące linie przesyłowe:

- napowietrzna linia elektroenergetyczna 400 kV relacji Elektrownia Rybnik blok 7 - Wielopole,
- napowietrzna linia elektroenergetyczna 400 kV relacji Elektrownia Rybnik blok 8 - Wielopole,
- napowietrzna linia elektroenergetyczna 400 kV relacji Wielopole - Rokitnica,
- napowietrzna linia elektroenergetyczna 400 kV relacji Wielopole - Joachimów,
- napowietrzna linia elektroenergetyczna 400 kV relacji Dobrzeń - Wielopole,
- napowietrzna linia elektroenergetyczna 400 kV relacji Wielopole - Nosovice (połączenie transgraniczne z Republiką Czeską).

Z rozdzielni 220 kV SE Wielopole wychodzą następujące linie przesyłowe:

- napowietrzna linia elektroenergetyczna 220 kV relacji Elektrownia Rybnik blok 4 - Wielopole,



- napowietrzna linia elektroenergetyczna 220 kV relacji Elektrownia Rybnik blok 5 - Wielopole,
- napowietrzna linia elektroenergetyczna 220 kV relacji Elektrownia Rybnik blok 6 - Wielopole,
- napowietrzna linia elektroenergetyczna 220 kV relacji Moszczenica - Wielopole,
- napowietrzna linia elektroenergetyczna 220 kV relacji Kędzierzyn - Wielopole,
- napowietrzna linia elektroenergetyczna 220 kV relacji Blachownia - Wielopole,
- napowietrzna linia elektroenergetyczna 220 kV relacji Wielopole - Kopanina/ Liskovec (połączenie transgraniczne z Republiką Czeską).

### **5.3.3 Linie elektroenergetyczne wysokiego napięcia (WN)**

Do rozdzielni 110 kV SE Wielopole przyłączone są trzy bloki EI. Rybnik o mocy osiągalnej 225 MW każdy. Ze stacji wychodzą następujące linie 110 kV pozostające w eksploatacji PSE SA:

- napowietrzna linia elektroenergetyczna 110 kV relacji Elektrownia Rybnik blok 1 - Wielopole,
- napowietrzna linia elektroenergetyczna 110 kV relacji Elektrownia Rybnik blok 2 - Wielopole,
- napowietrzna linia elektroenergetyczna 110 kV relacji Elektrownia Rybnik blok 3 - Wielopole,
- napowietrzna linia elektroenergetyczna 110 kV relacji Rybnik Pośrednia - Wielopole.

Ponadto do rozdzielni 110 kV SE Wielopole przyłączone są następujące linie 110 kV, eksploatowane przez Tauron Dystrybucja S.A.:

- napowietrzna linia elektroenergetyczna 110 kV relacji Leszczyny - Wielopole,
- napowietrzna linia elektroenergetyczna 110 kV relacji Kopalnia Szczygłowice - Wielopole,
- napowietrzna linia elektroenergetyczna 110 kV relacji Wielopole - punkt gwiazdowy Przyszowice - Kopalnia Szczygłowice,
- napowietrzna linia elektroenergetyczna 110 kV relacji Szyb Foch - Wielopole,
- napowietrzna linia elektroenergetyczna 110 kV relacji Rydułtowy - Wielopole,
- napowietrzna linia elektroenergetyczna 110 kV relacji Radlin - Wielopole,
- napowietrzna linia elektroenergetyczna 110 kV relacji Nowiny - Wielopole,
- napowietrzna linia elektroenergetyczna 110 kV relacji Paruszowice - Wielopole,
- napowietrzna linia elektroenergetyczna 110 kV relacji Huta Silesia - Wielopole,
- napowietrzna linia elektroenergetyczna 110 kV relacji Pniówek - Wielopole,
- napowietrzna linia elektroenergetyczna 110 kV relacji Borynia - Wielopole,
- napowietrzna linia elektroenergetyczna 110 kV relacji Kłokocin - Wielopole.



Oprócz linii przyłączonych do rozdzielni 110 kV SE Wielopole, na terenie Rybnika eksploatowane są przez Tauron Dystrybucja S.A. następujące linie dystrybucyjne

- napowietrzna linia elektroenergetyczna 110 kV relacji Leszczyny - Odsalanie,
- napowietrzna linia elektroenergetyczna 110 kV relacji Kłokocin - Folwarki,
- napowietrzna linia elektroenergetyczna 110 kV relacji Huta Silesia - KWK Jankowice,
- napowietrzna linia elektroenergetyczna 110 kV relacji Chwałowice - Szyb Marklowice,
- napowietrzna linia elektroenergetyczna 110 kV relacji Nowiny - Radlin,
- napowietrzna linia elektroenergetyczna 110 kV relacji Rydułtowy - Radlin,
- napowietrzna linia elektroenergetyczna 110 kV relacji Paruszowiec - Chwałowice.

Sieć elektroenergetyczna 110 kV (napowietrzna) łącząca stacje WN/SN obsługiwana jest przez TAURON Dystrybucja SA Oddział w Gliwicach i pracuje w układzie zamkniętym, w związku z czym w przypadkach awaryjnych istnieje możliwość wzajemnego połączenia stacji WN/SN. Ponadto istnieją również powiązania sieci na średnim napięciu między stacjami transformatorowymi, które mogą być odpowiednio konfigurowane w zależności od układu awaryjnego sieci.

#### 5.3.4 Stacje GPZ (WN/SN)

W układzie normalnym zasilanie odbiorców z terenu miasta odbywa się za pomocą dziewięciu stacji GPZ, których ogólna charakterystyka wygląda następująco:

- GPZ „Paruszowiec” 110/20 kV - stacja napowietrzna, stanowi własność TAURON Dystrybucja SA, a zlokalizowana jest na terenie miasta przy ul. Drzymały. Zabudowane są w niej dwa transformatory o mocy 25 MVA. Stacja ta na poziomie napięcia 110 kV posiada możliwość drugostronnego zasilania. Stacja została ostatnio zmodernizowana i przebudowana do układu H4.
- GPZ „Nowiny” 110/20 kV - stacja napowietrzna, stanowi własność TAURON DYSTRYBUCJA S.A., a zlokalizowana jest na terenie miasta przy ul. Zebrzydowskiej. Zabudowane są w niej dwa transformatory o mocy 25 MVA każdy. Stacja ta na poziomie napięcia 110 kV posiada możliwość drugostronnego zasilania. Jej stan techniczny został oceniony przez eksploatatora jako dobry.
- GPZ „Kłokocin” 110/20 kV - stacja napowietrzna, stanowi własność TAURON DYSTRYBUCJA S.A., a zlokalizowana jest na terenie miasta przy ul. Kłokocińskiej. Zabudowane są w niej dwa transformatory o mocy 16 MVA każdy. Stacja ta na poziomie napięcia 110 kV posiada możliwość drugostronnego zasilania. Jej stan techniczny został oceniony przez eksploatatora jako dobry.
- GPZ „Huta Silesia” 110/20 kV - stacja napowietrzna, stanowi własność Zakład Dostaw Nośników Energetycznych Sp. z o.o., a zlokalizowana jest na obszarze Huty Silesia. Wykonana w układzie 5H. Zabudowane są w niej dwa transformatory o mocy 10 MVA każdy. Stacja ta na poziomie napięcia 110 kV posiada możliwość drugostronnego zasilania. Jej stan techniczny został oceniony przez eksploatatora jako dobry.
- GPZ „Chwałowice” 110/6 kV - stacja napowietrzna, stanowi własność Polskiej Grupy Górniczej sp. z o.o., a zlokalizowana jest na terenie miasta przy ul. Przewozowej. Zabudowane są w niej dwa transformatory o mocach odpowiednio: 32 i 25 MVA. Została wykonana w systemie 3H i podlega stopniowej modernizacji.

Stacja ta na poziomie napięcia 110 kV posiada możliwość drugostronnego zasilania. Jej stan techniczny został oceniony przez eksploatatora jako dobry. Stacja ta pracuje tylko na potrzeby zakładów górniczych wchodzących w skład spółki oraz firm zlokalizowanych na ich terenie.

- GPZ „Jankowice Szyby Głównie” 110/20/6 kV - stacja eksploatowana przez Polską Grupę Górniczą sp. z o.o. Oddział KWK Jankowice. Stacja jest zasilana liniami 110 kV łączącymi ją z GPZ Moszczenica i GPZ Huta Silesia. GPZ Jankowice Szyby Głównie stanowi źródło zasilania kopalni w energię elektryczną.
- GPZ „Rybnik” 110/6 kV - stacja Elektrowni Rybnik S.A., zlokalizowana na terenie KSSE przy ul. Podmiejskiej. Zasilana jest linią kablową 110 kV ze SE Pośrednia. Posiada na wyposażeniu 2 transformatory: 110/6 kV, 25 MVA (własność Elektrowni Rybnik S.A.) i 110/6 kV, 31,5 MVA (własność odbiorcy energii). Stanowi źródło zasilania odbiorców zlokalizowanych na terenie ww. KSSE.

Dodatkowo miasto Rybnik zasilane jest ze stacji elektroenergetycznych WN/SN zlokalizowanych poza terenem miasta, które również stanowią własność TAURON Dystrybucja S.A. Są to:

- GPZ „Radlin” 110/20 kV - stacja ta stanowi własność TAURON DYSTRYBUCJA S.A., a zlokalizowana jest na terenie gminy Radlin przy ul. Rybnickiej. Zabudowany jest w niej jeden transformator o mocy 25 MVA. Stacja ta ma znaczenie z punktu widzenia zasilania dzielnic: Popielów, Niedobczyce i Niewiadom. Na poziomie napięcia 110 kV posiada możliwość drugostronnego zasilania. Jej stan techniczny został oceniony przez eksploatatora jako dobry.
- GPZ „Rydułtowy” 110/20/6 kV - stacja ta stanowi własność TAURON DYSTRYBUCJA S.A., a zlokalizowana jest na terenie miasta Rydułtowy. Stacja bierze udział w zasilaniu dzielnicy Niewiadom. Jej stan techniczny został oceniony przez eksploatatora jako dobry.
- GPZ „Leszczyny” 110/20 kV - stacja ta stanowi własność TAURON DYSTRYBUCJA S.A., a zlokalizowana jest na terenie gminy Czerwionka-Leszczyny na ul. Rybnickiej. Ma znaczenie z punktu widzenia zasilania dzielnicy Kamień. Zabudowane są w niej dwa transformatory o mocach odpowiednio: 25 i 16 MVA. Stacja ta na poziomie napięcia 110 kV posiada możliwość drugostronnego zasilania. Jej stan techniczny został oceniony przez eksploatatora jako dobry.

GPZ-ty biorące bezpośredni udział w zasilaniu odbiorców końcowych z terenu miasta posiadają wystarczające rezerwy mocy transformacji. Oprócz dwustronnego zasilania po stronie WN występują również powiązania sieci na średnim napięciu pomiędzy stacjami transformatorowymi, które mogą być odpowiednio konfigurowane w zależności od układu awaryjnego sieci.

## 5.4 System dystrybucji energii elektrycznej

System dystrybucji energii elektrycznej na terenie miasta jest bardzo zróżnicowany i można go podzielić ze względu na:

- poziom średniego napięcia: 20 kV i 6 kV;
- dystrybutora: TAURON Dystrybucja S.A., PKP Energetyka S.A., Zakład Dostaw Nośników Energetycznych Sp. z o. o. i KLP Polska Sp. z o. o. Rybnik s.k.-a.



#### 5.4.1 Linie elektroenergetyczne średniego i niskiego napięcia (SN i nN)

Właścicielem sieci rozdzielczej na terenie Rybnika jest głównie TAURON Dystrybucja S.A. Lokalnie występują sieci rozdzielcze średniego napięcia, których właścicielem są: Zakład Dostaw Nośników Energetycznych Sp. z o.o., PKP Energetyka Sp. z o.o. oraz Polska Grupa Górnicza Sp. z o.o. i KLP Polska Sp. z o. o. Rybnik s.k.-a.

Na terenie miasta sieci dystrybucyjne średniego napięcia pracują głównie na napięciu 20 kV (linie kablowe – centrum miasta, linie napowietrzne – pozostałe tereny). Strukturę sieci SN i nN eksploatowanej przez TAURON Dystrybucja S.A. na obszarze Rybnika przedstawia poniższa tabela.

**Tabela 5-1. TAURON Dystrybucja SA - długości linii WN, SN i nN na obszarze Miasta Rybnik**

Lp.	Wyszczególnienie	km
	<b>ogółem:</b>	<b>1 986,22</b>
1	linie napowietrzne niskiego napięcia (nN do 1 kV)	472,31
2	linie kablowe niskiego napięcia (nN do 1 kV)	400,87
3	linie napowietrzne niskiego napięcia oświetlenia ulicznego	388,57
4	linie kablowe niskiego napięcia oświetlenia ulicznego	248,94
5	linie napowietrzne średniego napięcia (SN)	153,09
6	linie kablowe średniego napięcia (SN)	218,86
7	linie napowietrzne wysokiego napięcia (WN)	103,56
8	linie kablowe wysokiego napięcia (WN)	0,02

*Źródło: Sonet, stan na dz. 2016-03-07)*

Lokalnie na terenie zakładów przemysłowych występuje sieć o napięciu 6 kV. Polska Grupa Górnicza Sp. z o.o. poprzez posiadaną sieć elektroenergetyczną SN/nN zasilają urządzenia eksploatowanych zakładów górniczych w pełni pokrywając ich potrzeby. Sieć SN należąca do Zakładu Dostaw Nośników Energetycznych sp. z o.o. biegnie od stacji 110 kV do trzech stacji pośrednich pracujących w pierścieniu.

Zakład Dostaw Nośników Energetycznych Spółka z o.o. na terenie miasta Rybnika posiada sieć dystrybucyjną w dzielnicy Paruszowiec na obszarze dawnego zakładu państwowego RZWM „Huta Silesia”. Wymienione przedsiębiorstwo energetyczne posiada sieć SN od stacji GPZ „Huta Silesia” kablami ziemnymi do trzech stacji pośrednich pracujących w pierścieniu. Sieć niskiego napięcia wymienionego operatora systemu dystrybucyjnego rozciąga się na terenie całego obszaru jego działania.

Ogólny stan techniczny istniejących sieci SN został oceniony przez TAURON Dystrybucja S.A. oraz pozostałych eksploatatorów jako dobry.

#### 5.4.2 Stacje transformatorowe SN/nN

Odbiorcy energii elektrycznej z poziomu nN zasilani są z stacji transformatorowych, których właścicielami na terenie Rybnika są: TAURON Dystrybucja S.A., Zakład Dostaw Nośników Energetycznych Sp. z o.o., PKP Energetyka i KLP Polska Sp. z o.o. Rybnik s.k.-a.

##### Stacje TAURON Dystrybucja S.A.

Do zasilania odbiorców z terenu miasta służy łącznie 535 stacji transformatorowych 20/0,4 kV z transformatorami o łącznej mocy ponad 150 MVA, z czego 516 stacji stanowi

własność wymienionego Operatora Systemu Dystrybucyjnego. Stan techniczny tych stacji został oceniony przez OSD jako dobry. Pozostałe stacje to stacje abonenckie, pozostające najczęściej własnością odbiorców.

Wykaz zainstalowanych stacji transformatorowych SN/nN eksploatowanych przez TAU-  
RON Dystrybucja S.A. stanowi **Załącznik C** do niniejszego opracowania.

#### **Stacje Zakładu Dostaw Nośników Energetycznych sp. z o.o.**

Całość infrastruktury energetycznej Zakładu Dostaw Nośników Energetycznych Sp. z o.o. zasila w energię elektryczną głównie istniejące podmioty zlokalizowane na terenie przemysłowym po byłych RZWM „Huta Silesia”. Poza tym terenem Zakład Dostaw Nośników Energetycznych Sp. z o.o. dostarcza energię elektryczną jedynie do komunalnych budynków mieszkaniowych zlokalizowanych przy ul. Przemysłowej.

Wszystkie stacje transformatorowe SN/nN eksploatowane przez ZDNE Sp. z o. o. wykonano jako wewnętrzne i wyposażono w transformatory o mocach od 400 do 1 600 kVA. Stan techniczny dobry.

#### **Stacje PKP Energetyka sp. z o.o.**

Zgodnie z informacją otrzymaną od PKP Energetyka Sp. z o. o., przedsiębiorstwo to posiada w rozpatrywanej lokalizacji podstację trakcyjną PT Rybnik , linię napowietrzną LPN 15kV relacji: podstacja trakcyjna Rybnik - podstacja trakcyjna Nędza Wieś oraz następujące stacje transformatorowe:

- OPT2 20/0,4kV z transformatorami 2x630 kVA,
- ST Lokomotywownia Rybnik 20/0,4kV z transformatorami 2x400 kVA,
- ST Rybnik Towarowy 20/0,4kV z transformatorami 2x315 kVA,
- ST Rybnik dworzec 20/0,4kV z transformatorami 250 kVA i 40 kVA,
- STS ( słupowa) – 15 kV przy RBC
- 2xSTS (słupowa) – 15 KV Rybnik Grupa „KO”.

Stan techniczny wymienionych urządzeń oceniany jest jako dobry.

#### **Stacje Kompanii Węglowej S.A. (PGG sp. z o.o.)**

Całość infrastruktury energetycznej Polskiej Grupy Górniczej sp. z o.o. zasila w energię elektryczną głównie istniejące kopalnie i podmioty zlokalizowane na ich terenie. KW SA (PGG) nie deklaruje rezerw do wykorzystania poza obszarem kopalń.

## **5.5 Źródła wytwórcze energii elektrycznej na obszarze miasta**

Na obszarze miasta zlokalizowane są trzy źródła wytwarzające energię elektryczną, są to:

- Elektrownia EDF Polska S.A. Oddział w Rybniku;
- Polska Grupa Górnicza Sp. z o.o. Zakład Elektrociepłowni - EC Chwałowice;
- Polska Grupa Górnicza Sp. z o.o. Zakład Elektrociepłowni - EC Jankowice.

Poniżej przedstawiono charakterystykę wyżej wymienionych źródeł.



### **Elektrownia EDF Polska S.A. Oddział w Rybniku**

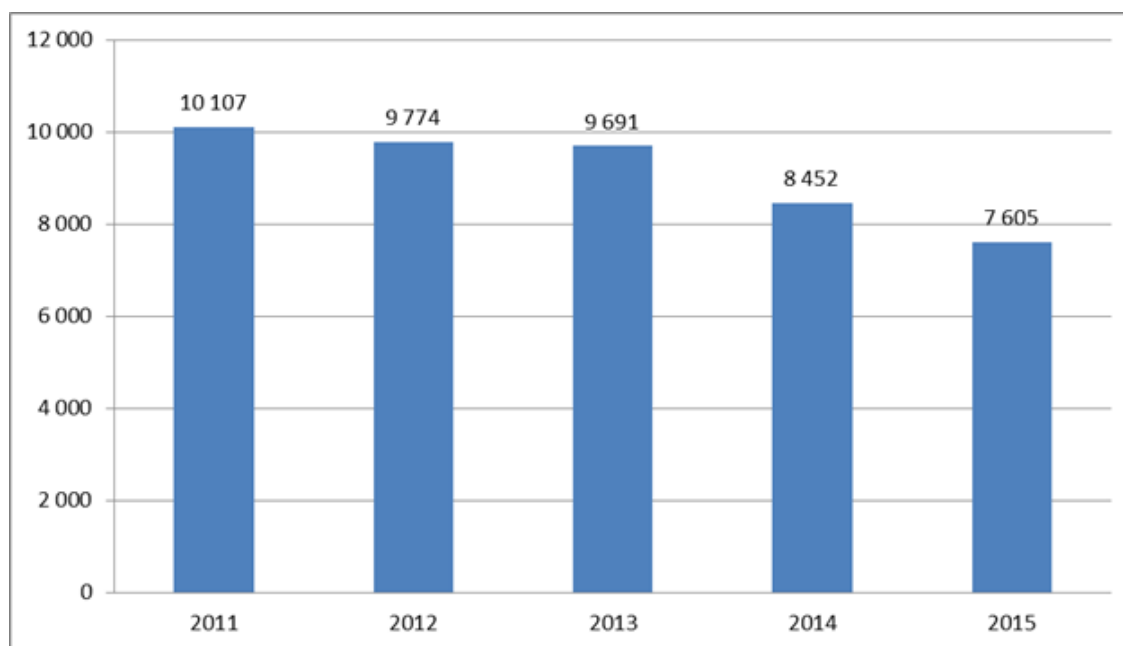
Moc elektryczna zainstalowana w ośmiu blokach energetycznych wynosi 1 840 MW, natomiast moc osiągalna 1 780 MW. Pod względem wielkości mocy zainstalowanej jest trzecią co do wielkości elektrownią w kraju (około 4,5% całkowitej mocy elektrycznej zainstalowanej w kraju). W roku 2015 produkcja energii elektrycznej brutto wyniosła 7 605 GWh (ok. 4,8% krajowej produkcji), z czego ok. 643 GWh (~8,45%) to potrzeby własne (blokowe i ogólne). Na podstawie powyższego wynika, że sprzedaż energii elektrycznej w 2015 r. wyniosła 6 962 GWh. Taka roczna produkcja stanowi około 4,6% całego zapotrzebowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Roczna produkcję energii elektrycznej w Elektrowni Rybnik przedstawiono w tabeli oraz na wykresie poniżej.

**Tabela 5-2. Produkcja energii elektrycznej w Elektrowni Rybnik w latach 2011-2015**

Rok	2011	2012	2013	2014	2015
Roczna produkcja energii elektrycznej [MWh]	10 107 039	9 773 760	9 691 140	8 451 649	7 605 262

Źródło: EDF Polska S.A. Oddział w Rybniku

**Wykres 5-1. Produkcja energii elektrycznej w EI. Rybnik [GWh]**



Źródło: EDF Polska S.A. Oddział w Rybniku

Z Krajowym Systemem Elektroenergetycznym elektrownia połączona jest poprzez stację elektroenergetyczną SE Wielopole na następujących poziomach napięć: 110 kV (bloki nr 1, 2 i 3), 220 kV (bloki nr: 4, 5 i 6) oraz 400 kV (bloki nr: 7 i 8).

W Elektrowni Rybnik urządzenia wytwórcze na bieżąco utrzymywane są w dobrym stanie technicznym, co stanowi przedmiot działania odpowiednich służb. Prowadzona jest szczegółowa dokumentacja dotycząca oceny stanu technicznego urządzeń, instalacji i gospodarek pomocniczych, która jest podstawą do działalności o charakterze konserwacyjnym, remontowym oraz inwestycyjnym.



### **Polska Grupa Górnicza Sp. z o.o. – Zakład Elektrociepłownie**

Moc zainstalowana EC Chwałowice wynosi 16,8 MW, a osiągalna 14,5 MW. W zakładzie tym zainstalowany jest jeden turbozespół upustowo-kondensacyjny ABB RK 2215 S, który został uruchomiony w 1993 r. Elektrociepłownia posiada generator o mocy 16 MWA, który wraz ze stacją z transformatorami 25 MVA i 32 MVA zasila potrzeby własne zakładu w tym rejonie oraz kopalnię „Chwałowice”. Stacje wewnętrzne służą głównie do rozdziału energii i zasilania obiektów własnych elektrociepłowni i kopalni. Całość wyprodukowanej energii elektrycznej użytkowana jest na miejscu, tzn.: na potrzeby zasilania urządzeń pobliskiej kopalni oraz na potrzeby własne elektrociepłowni.

W 2004 r. na terenie Elektrociepłowni Jankowice został uruchomiony turbozespół upustowo-kondensacyjny o mocy 5 MWe, zasilający rozdzielnię 6 kV KWK Jankowice na pokrycie potrzeb kopalni. Stan techniczny urządzeń wytwórczych Zakładu Elektrociepłownie PGG Sp. z o.o. oceniany jest jako dobry, za wyjątkiem kotłów parowych o dużym stopniu zużycia technicznego.

Dane na temat wielkości produkcji w zakładach KW S.A. (PGG sp. z o.o.) zamieszczono w poniższych tabelach.

**Tabela 5-3. Produkcja energii elektrycznej w EC Chwałowice w latach 2011-2015**

Rok	2011	2012	2013	2014	2015
Moc elektryczna zainstalowana [MW]	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8
Roczna produkcja energii elektrycznej [MWh]	57927	57587	65217,7	66230	69530

Źródło: PGG Sp. z o.o. (KW SA)

**Tabela 5-4. Produkcja energii elektrycznej w EC Jankowice w latach 2011-2015**

Rok	2011	2012	2013	2014	2015
Moc elektryczna zainstalowana [MW]	5	5	5	5	5
Roczna produkcja energii elektrycznej [MWh]	26107	23123	32658	31418	28983

Źródło: PGG Sp. z o.o. (KW SA)

## **5.6 Odbiorcy energii elektrycznej**

Największymi odbiorcami energii elektrycznej na terenie Rybnika są zakłady Polskiej Grupy Górniczej Sp. z o.o. Pewną część zużywanej przez te zakłady energii elektrycznej stanowi produkcja EC Chwałowice i EC Jankowice, która w całości zużywana jest na miejscu.

Pozostali odbiorcy energii elektrycznej z terenu Rybnika zaopatrywani są głównie z sieci rozdzielczej SN i nN będącej własnością TAURON Dystrybucja S.A., jak również przez PKP Energetyka SA i Zakład Dostaw Nośników Energetycznych Sp. z o.o. Ogólną charakterystykę tych odbiorców przedstawiono w poniższej tabeli.

**Tabela 5-5. Struktura odbiorców energii elektrycznej**

Grupa taryfowa	Rok 2013			Rok 2015			Zmiana	
	Ilość odbiorców	roczne zużycie [MWh/rok]	średnie zużycie [MWh/odb]	Ilość odbiorców	roczne zużycie [MWh/rok]	średnie zużycie [MWh/odb]	ilości odb. [%]	rocznego zużycia [%]
A	1	45 536	45 535.78	1	52 289	52 288.82	0.00	14.83
B	56	70 628	1 261.21	58	72 984	1 258.34	3.57	3.34



Grupa taryfowa	Rok 2013			Rok 2015			Zmiana	
	Ilość odbiorców	roczne zużycie	średnie zużycie	Ilość odbiorców	roczne zużycie	średnie zużycie	ilości odb.	rocznego zużycia
		[MWh/rok]	[MWh/odb]		[MWh/rok]	[MWh/odb]		
C+R	5 698	74 918	13.15	6 782	78 803	11.62	19.02	5.19
G	53 738	119 410	2.22	52 803	112 518	2.13	-1.74	-5.77
<b>Ogółem:</b>	<b>59 493</b>	<b>310 491</b>	<b>5.22</b>	<b>59 644</b>	<b>316 593</b>	<b>5.31</b>	<b>0.25</b>	<b>1.97</b>

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych TAURON Dystrybucja SA

Według informacji uzyskanych od TAURON Dystrybucja S.A., dotyczących zużycia energii elektrycznej przez odbiorców z terenu miasta można wyciągnąć wniosek, że na przestrzeni ostatnich trzech lat liczba odbiorców energii elektrycznej w mieście w rozważanych grupach taryfowych utrzymuje się na w przybliżeniu stałym poziomie, za wyjątkiem odbiorców w grupie taryfowej C, których ilość wzrosła o ok. 20%. Zużycie energii elektrycznej wykazywało tendencję wzrostową, za wyjątkiem gospodarstw domowych, w których notowany jest nieznaczny spadek – w granicach ok. 5%.

Znaczącym odbiorcą jest miasto, zużywające energię m.in. na potrzeby **oświetlenia ulic**. Właścicielami oświetlenia ulicznego na obszarze Rybnika są wg stanu na dzień 31 grudnia 2015 r.:

- Miasto Rybnik – właściciel 3 121 punktów świetlnych,
- TAURON Dystrybucja S.A. – właściciel 9 520 punktów świetlnych.

Całość spraw związanych z eksploatacją oświetlenia prowadzi Urząd Miasta. Modernizacje istniejącego oświetlenia każdy z właścicieli urządzeń prowadzi we własnym zakresie, wyjątkiem są inwestycje Miasta, w ramach których istniejące oświetlenie przedsiębiorstwa energetycznego jest demontowane i zastąpione nowym oświetleniem będącym własnością Miasta. Usługi konserwacji oświetlenia ulicznego świadczą:

- TAURON Dystrybucja S.A. – w odniesieniu do 9 910 punktów świetlnych, w tym 375 punktów świetlnych Miasta,
- firma zewnętrzna wybierana w trybie przewidzianym ustawą Prawo zamówień publicznych – w odniesieniu do 2 028 punktów świetlnych,
- wykonawcy w ramach udzielonej gwarancji – w przypadku 718 punktów świetlnych.

Moc umowna zainstalowana dla celów oświetleniowych wg stanu na dzień 31 grudnia 2015 r. wynosi 1 834 kW. Zużycie energii elektrycznej na cele oświetlenia ulicznego oraz jego koszty w latach 2012-15 podano w tabelach poniżej.

Tabela 5-6. Zużycie energii elektrycznej na cele oświetlenia dróg i miejsc publicznych

Rok	Zużycie energii elektrycznej [MWh]
2012	5 015
2013	4 936
2014	5 650
2015	5 544

Źródło: Urząd Miasta Rybnika





**Tabela 5-7. Koszty oświetlenia ulicznego z podziałem na koszty zakupu energii elektrycznej i koszty eksploatacji**

Rok	Koszty oświetlenia ulicznego [zł]	
	Energia + Dystrybucja	Konserwacja
2012	2 744 354 zł	2 710 739 zł
2013	2 358 850 zł	1 646 691 zł
2014	2 718 909 zł	1 683 074 zł
2015	2 625 538 zł	1 902 745 zł

Źródło: Urząd Miasta Rybnika

Poniżej zestawiono ilości punktów świetlnych z podziałem na poszczególne rodzaje dróg:

- Drogi krajowe: 567 szt. opraw sodowych o mocach 100 ÷ 250 W,
- Drogi wojewódzkie: 1 326 szt. opraw sodowych o mocach 70 ÷ 250 W,
- Drogi powiatowe: 2 476 szt. – w tym: 2 439 szt. opraw sodowych o mocach 70 ÷ 250 W oraz 37 szt. opraw LED o mocy 139 W,
- Drogi gminne, wewnętrzne, parki i place: 8 272 szt. – w tym: 8 212 szt. opraw sodowych o mocach 70 ÷ 250 W i 60 szt. opraw LED o mocach 41 ÷ 102 W.

Stan oświetlenia będącego własnością Miasta jest bardzo dobry. Natomiast ogólny stan infrastruktury oświetleniowej TAURON jest dobry, jednak stale pogarsza się stan techniczny infrastruktury oświetleniowej (kable i słupów) wybudowanej ponad 30 lat temu. Problem dotyczy głównie oświetlenia usytuowanego przy ulicach: Władysława Reymonta, Budowlanych, Grunwaldzkiej na odcinku od ul. Stalmacha do Dąbrówki, Zebrzydowickiej od skrzyżowania z ulicą Budowlanych w kierunku Zebrzydowic, Żużlowej, Karłowicza oraz na Osiedlu Północ. W ramach modernizacji w 2017 roku będzie wymienione przez Miasto oświetlenie przy ulicy Budowlanych (dalsze odcinki) oraz przy ulicy Władysława Reymonta (całość).

W latach 2012-2015 spółka TAURON Dystrybucja S.A. wymieniła wyeksploatowane oświetlenie na osiedlu Chabrowa, a ponadto w ramach przebudowy sieci nN wymieniono część oświetlenia przy ulicach: Pod Wałem, Strzelecka, Olszowa.

W analogicznym okresie Miasto Rybnik, w ramach przebudowy ulic: Żorskiej na odcinku od ronda Boguszowickiego do granicy Miasta, Wodzisławskiej na odcinku od ulicy Hetmańskiej do granicy Miasta, Podmiejskiej na odcinkach od ulicy Gliwickiej do Strefowej przy W.O.R.D. oraz od ulicy Rudzkiej do budynku nr 40, Raciborskiej od ulicy Lektorskiej w kierunku granicy Miasta, Prostej oraz Rudzkiej, wybudowano wydzielone oświetlenie kablowe Miasta wraz z równoczesnym demontażem istniejącego na sieciach skojarzonych oświetlenia TAURON. Ponadto w całości (słupy, kable i oprawy) wymieniono wyeksploatowane oświetlenie ulicy Przemysłowej na odcinku od ulicy Mikołowskiej do Karola Miarki, ulicy Małachowskiego i Jastrzębskiej na odcinku od budynku Małachowskiego 130 do skrzyżowania z ulicą Patriotów, ulicy Jana Kotucza oraz ulicy Gliwickiej od ulicy Jana Kotucza do Piasta z równoczesnym wydzieleniem nowego oświetlenia z sieci oświetleniowej TAURON. W miejsce zlikwidowanej przez TAURON sieci napowietrznej z oświetleniem, Miasto Rybnik wybudowało nowe oświetlenie kablowe przy ul. Jankowickiej, Młyńskiej, Jana Matejki, Żwirki i Wigury, Jana Kochanowskiego. Wita Stwosza, Wojska Polskiego, Maksymiliana Basisty, Pawła Cierpiotła, Alfonsa Zgrzebnioka i Komuny Paryskiej. Miasto wymieniło również wyeksploatowane oświetlenie sodowe TAURON na nowe oświetlenie



Miasta z zastosowaniem opraw LED, przy ulicy Budowlanych na odcinku od ronda Mazamet do ronda Solidarności, przy ulicach Jana III Sobieskiego oraz Powstańców Śląskich od skrzyżowania z ulicą Sobieskiego do ulicy Tadeusza Kościuszki.

Wśród planowanych działań modernizacyjnych w zakresie oświetlenia ulicznego należy wymienić: wymianę wyeksploatowanego oświetlenia TAURON na nowe oświetlenie Miasta z zastosowaniem opraw LED przy ulicy Budowlanych – na odcinkach od ronda Wileńskiego do ronda Mazamet oraz od ronda Solidarności do ronda Lievin, przy ulicy Władysława Reymonta wraz z Placem Armii Krajowej oraz przy ulicy 3 Maja, a także wymianę opraw na oprawy LED przy ulicy Józefa Piłsudskiego na odcinku od ulicy 3 Maja do Tadeusza Kościuszki oraz przy ulicy Tadeusza Kościuszki. Planowane jest też wprowadzenie systemu sterowania i zarządzania oświetleniem dla modernizowanego oświetlenia ulicy Budowlanych, Reymonta, 3 Maja, Piłsudskiego i Kościuszki. Docelowo wymieniony system ma objąć całość oświetlenia w Rybniku.

Inwestycją w trakcie realizacji jest budowa wydzielonego oświetlenia Miasta w trakcie robót związanych z przebudową bądź budową nowych dróg, w tym: przebudowa dalszych odcinków ulicy Rudzkiej oraz budowa drogi Racibórz - Pszczyna (z oświetleniem tylko w obrębie węzłów). Ponadto w trakcie opracowania jest dokumentacja projektowa przebudowy ulicy Mikołowskiej od skrzyżowania z ulicą Wielopolską do granicy miasta z oprawami sodowymi wyposażonymi w układ redukcji mocy oraz projekt budowy ścieżki rowerowej wzdłuż rzeki Nacyna na odcinku od ulicy Wierzbowej do Raciborskiej z oświetleniem LED.

## **5.7 Ocena stanu aktualnego zaopatrzenia w energię elektryczną**

Zaopatrzenie odbiorców z terenu miasta Rybnika realizowane jest przede wszystkim za pomocą systemu dystrybucyjnego eksploatowanego przez TAURON Dystrybucja S.A. Przedsiębiorstwo to systematycznie prowadzi modernizację sieci oraz urządzeń elektroenergetycznych w celu zapewnienia jak najlepszych warunków zasilania dla obecnych odbiorców oraz prace inwestycyjne mające na celu stworzenie warunków do zasilania nowych odbiorców, zgodnie z potrzebami rozwojowymi miasta Rybnika.

Układ zasilania miasta w energię elektryczną (linie NN, WN i stacje GPZ) posiada znaczne rezerwy przesyłowe stanowiące o możliwości technicznej pokrycia pełnego zapotrzebowania na moc elektryczną odbiorców z obszaru miasta. Stan techniczny linii 110 kV i stacji GPZ został oceniony przez eksploatujące je podmioty jako dobry. Sieć elektroenergetyczna 110 kV pracuje w układzie zamkniętym, w związku z czym w przypadkach awaryjnych istnieje możliwość drugostronnego zasilania poszczególnych stacji GPZ. Ponadto istnieją również powiązania sieci między tymi stacjami na średnim napięciu, które mogą być odpowiednio konfigurowane w zależności od stanu awaryjnego sieci.

Układ dystrybucji energii elektrycznej na obszarze miasta także posiada rezerwy przesyłowe. W centrum miasta sieci średniego i niskiego napięcia są wykonane jako kablowe i ich stan techniczny jest dobry. Natomiast eksploatowane sieci napowietrzne w dużym stopniu narażone są na uszkodzenia w wyniku działania sił przyrody. W celu zwiększenia bezpieczeństwa zasilania w energię elektryczną odbiorców z terenu miasta zasadnym wydaje się być dążenie do pełnego stworzenia układów pętlowych na poziomie średniego

napięcia, dających (w przypadku awarii) możliwość dwustronnego zasilania na tym poziomie napięcia.

Opublikowane przez TAURON Dystrybucja S.A. Oddział w Gliwicach, na podstawie § 41 ust. 3 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4.05.2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. Nr 93, poz. 623 z późn.zm.) wskaźniki niezawodności zasilania wyznaczone za 2015 rok, kształtowały się jak następuje:

**Tabela 5-8. Wskaźniki jakościowe TAURON Dystrybucja S.A.**

TAURON Dystrybucja SA	Dla przerw planowanych	Dla przerw nieplanowanych	
		bez katastrofalnych	z katastrofalnymi
SAIDI (minuty / odbiorcę / rok)	69,42	207,35	238,67
SAIFI (ilość przerw / odbiorcę / rok )	0,46	3,08	3,10
MAIFI (ilość przerw)	3,12		
Łączna liczba obsługiwanych odbiorców, do której odniesiono powyższe wskaźniki wynosi 5 332 731			

*Źródło: TAURON Dystrybucja SA*

Opublikowane na podstawie § 41 ust. 3 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4.05.2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. Nr 93, poz. 623 z późn.zm.) przez PKP Energetyka SA, wskaźniki niezawodności zasilania wyznaczone za 2015 rok, kształtowały się jak poniżej.

**Tabela 5-9. Wskaźniki jakościowe PKP Energetyka S.A.**

PKP Energetyka SA	Dla przerw planowanych	Dla przerw nieplanowanych	
		bez katastrofalnych	z katastrofalnymi
SAIDI (minuty / odbiorcę / rok)	6,65	23,41	33,39
SAIFI (ilość przerw / odbiorcę / rok )	0,05	0,13	0,13
MAIFI (ilość przerw)	0,04		
Łączna liczba obsługiwanych odbiorców (suma WN, SN i nN) wynosi 44 040			

*Źródło: PKP Energetyka SA*

Natomiast opublikowane na podstawie § 41 ust. 3 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4.05.2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. Nr 93, poz. 623 z późn.zm.) przez Zakład Dostaw Nośników Energetycznych Spółka z o.o., wskaźniki niezawodności zasilania wyznaczone za 2015 rok kształtowały się następująco.

**Tabela 5-10. Wskaźniki jakościowe ZDNE sp. z o.o.**

Zakład Dostaw Nośników Energetycznych Sp. z o.o.	Dla przerw planowanych	Dla przerw nieplanowanych	
		bez katastrofalnych	z katastrofalnymi
SAIDI (minuty / odbiorcę / rok)	203,2	104,3	104,3
SAIFI (ilość przerw / odbiorcę / rok )	0,44	0,2	0,2
MAIFI (ilość przerw)	0,88		
Łączna liczba obsługiwanych odbiorców przyjęta do wyznaczenia wskaźników wynosi 25			

*Źródło: ZDNE Sp. z o.o.*

Przy wyznaczaniu wskaźników uwzględniono następujące definicje wg ww. rozporządzenia:

- ➔ wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej (SAIDI) – wyrażony w minutach na odbiorcę na rok, stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w ciągu roku, podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców;



- wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich (SAIFI) – stanowi liczbę odbiorców narażonych na skutki tych przerw w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców;
- wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI) – stanowi liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw krótkich w ciągu roku, podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców.

Wskaźniki SAIDI i SAIFI wyznaczone są oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych, z uwzględnieniem przerw katastrofalnych oraz bez uwzględnienia tych przerw.

W § 40 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 roku w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. Nr 93, poz. 623 z późn.zm.) ustalono następujące rodzaje przerw w dostarczaniu energii elektrycznej:

- przerwy planowane – wynikające z programu prac eksploatacyjnych sieci elektroenergetycznej; czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu otwarcia wyłącznika do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej,
- przerwy nieplanowane – spowodowane wystąpieniem awarii w sieci elektroenergetycznej, przy czym czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu uzyskania przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej informacji o jej wystąpieniu do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej.

Ponadto wprowadzono podział przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, w zależności od czasu ich trwania:

- przerwy krótkie – trwające dłużej niż 1 sekundę i nie dłużej niż 3 minuty,
- przerwy długie – trwające dłużej niż 3 minuty i nie dłużej niż 12 godzin,
- przerwy bardzo długie – trwające dłużej niż 12 godzin i nie dłużej niż 24 godziny,
- przerwy katastrofalne – trwające dłużej niż 24 godziny.

Na terenie Rybnika istnieje możliwość niemal w każdym rejonie miasta wykorzystania energii elektrycznej na cele grzewcze – z uwagi na znaczne rezerwy mocy w sieciach SN.

## **5.8 Plany rozwoju przedsiębiorstw energetycznych**

### **Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA Oddział Rybnik**

Zgodnie z uzgodnionym w 2016 r. z Prezesem URE Planem Rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2016-2025 (Plan Rozwoju Sieci Przesyłowej), PSE S.A. planują realizację niżej wymienionych zadań inwestycyjnych w rejonie Miasta Rybnik. Inwestycje te m in. Będą miały pozytywny wpływ na pewność zasilania również dla samego miasta Rybnika. Planowane do realizacji zadania to:

- modernizacja linii 220 kV Wielopole-Moszczzenica.
- rozbudowa stacji 400/220/110 kV Wielopole w celu przyłączenia FW Silesia,
- modernizacja stacji 400/220/110 kV Wielopole w celu przyłączenia transformatora potrzeb ogólnych TR 4 w Elektrowni Rybnik,
- przystosowanie stacji Wielopole do zdalnego sterowania i nadzoru.



### **TAURON Dystrybucja SA Oddział w Gliwicach**

Wykaz zadań inwestycyjnych planowanych na terenie Gminy Rybnik w latach 2016-2018 zgodnie z Planem rozwoju TAURON Dystrybucja S.A. Oddział w Gliwicach, kształtuje się jak następuje:

<b>CHARAKTERYSTYKA PRZEDSIĘWZIĘCIA</b> (nazwa zadania, zakres, typy urządzeń, linii, stacji itp.)	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>
Przebudowa sieci nN zasilanej ze stacji R0685. R0684 – Rybnik ul. Wypoczynkowa. Komisji Edukacji Narodowej, Jarzębinowa. Północna			P
Przebudowa sieci nN zasilanej ze stacji R0121, RC039 - Rybnik ul. Grzybowa, Jankowicka, Wolnego			P
Przebudowa stacji R0350-Rybnik ul. Żołnierza		P	R
Przebudowa starli R031 - Rybnik ul. Buhła			P
Przebudowa stacji R0022 • Rybnik ul. Klasztorna, Miejska			P
Przebudowa sieci nN zasilanej ze stacji R0020, R0022, R0159, R0203, R0218 - Rybnik ul. Młyńska, Klasztorna, Miejska, Jankowicka			P
Przebudowa sieci nN zasilanej ze stacji R0060, R0131 - Rybnik ul. Andersa, Obrońców Pokoju, Paderewskiego.			P
Przebudowa sieci nN zasilanej ze stacji 0069, R0030, R0066, R0108 - Rybnik ul. Sławików, Wodzisławska		P	R
Przebudowa stacji R0638 oraz sieci nN - Rybnik ul. Rudzka, Łączna		P	R
Modernizacja zabezpieczeń i telemechaniki SE Nowiny (NOW)		P	R
Przebudowa sieci nN zasilanej ze stacji R0122, R0655 Rybnik ul. Józefa, Borki (fragmenty sieci nN)			P
Przebudowa linii napowietrznej SN Jankowice oraz przebudowa stacji R0841 - Rybnik ul. Nalazków			P
Przebudowa stacji R0648 oraz sieci nN zasilanej ze stacji R0648, R0731 - Rybnik ul. Gruntowa, Stanisława Leszczyńskiego			P
Przebudowa linii kablowej SN R0228-R0051, stacji R0051, sieci nN zasilanej ze stacji R0051 - Rybnik ul Radziejowska, Obywatelska, Śliwki, Nowa			P
Przebudowa stacji R0008 oraz sieci nN - Rybnik ul. Gliwicka			P
Przebudowa sieci nN zasilanej ze stacji R0047, R0048. R0049, R0085, R0212, R0231 - Rybnik ul. Śląska, Pukowca, Górnicza, Krupińskiego, Zwycięstwa			P
Przebudowa sieci nN zasilanej ze stacji R0072, R0073 - Rybnik ul. Zielona, Tuwima, Józefa			P
Przebudowa sieci nN zasilanej ze stacji R0057, R0126 - Rybnik ul. Golejowska, Kuźnicka			P
Wymiana rozdzielnic nN w stacjach R0021, R0024, R0025, R0026, R0029, R0035, R0113, R0260 - Rybnik ul. Armii Krajowej, Dworcowa, Kościuszki, Chalotta, Opałowa, Gospodarcza, Maksymiliana			P
Przebudowa stacji R0067 wraz siecią nN - Rybnik ul. Szkolna, Poprzeczna, Krzyżowa, Raciborska			P
Modernizacja zabezpieczeń i telemechaniki - stacja R0911 RS Na cyna - Rybnik ul Rudzka			P
Modernizacja zabezpieczeń i telemechaniki w stacji R0101 RS Sławików -- Rybnik ul. Sławików			P
Przebudowa linii kablowej SN R0067-R0108 Rybnik ul. Krzyżowa, Reymonta			P
Przebudowa linii kablowej SN NOW - R0162 Rybnik ul. Zebrzydowicka			P
Wymiana izolatorów linii napowietrznej SN "Okrężna" - Rybnik ul. Brzezińska			P
Przebudowa złączy kablowych nN - Rybnik ul. Powstańców Ślą-			P



<b>CHARAKTERYSTYKA PRZEDSIĘWZIĘCIA</b> (nazwa zadania, zakres, typy urządzeń, linii, stacji itp.)	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>
skich, Jana III Sobieskiego, Kościelna, Plac Kościelny			
Automatyzacja linii 20kV Chwałęcice - Rybnik ul. Rudzka, Bratków			P
Automatyzacja linii napowietrznej SN Popielów			P
Automatyzacja linii napowietrznej 20kV Kamień 1			P
Automatyzacja lini napowietrznej 20kV Boguszowice z GPZ Paruszwiec			P
Legenda: P - projekt, R - realizacja			

Źródło: TAURON Dystrybucja SA Oddział w Gliwicach

Wykonanie przedstawionych w ww. wykazie zadań inwestycyjnych finansowane jest ze środków własnych TAURON Dystrybucja SA Oddział w Gliwicach, przy czym ich realizacja uzależniona jest od wyniku finansowego przedsiębiorstwa energetycznego. W związku z tym TAURON Dystrybucja SA Oddział w Gliwicach rezerwuje sobie prawo do wprowadzenia korekt rzeczowo-finansowych w planie inwestycyjnym w trakcie jego realizacji w bieżącym roku i w ramach aktualizacji na kolejne lata.

### **EDF Polska S.A. Oddział Rybnik**

EDF Polska S.A. poinformowała Urząd Miasta o całkowitym zaprzestaniu wszelkich przedsięwzięć inwestycyjno-remontowych mających na celu zasilenie m.c.s.c. Rybnika w związku z otrzymanym ze strony PEC S.A. potwierdzeniem ostatecznego wyboru KW SA (obecnie PGG sp. z o.o.) jako dostawcy ciepła do m.c.s.c. Rybnika. Wstrzymano proces inwestycyjny budowy nowego bloku na parametry nadkrytyczne o mocy 907 MW. Brak w planie rozwoju Elektrowni budowy nowego bloku nie przekreśla technicznych możliwości zabezpieczenia ciepła z istniejących bloków w perspektywie do roku 2030. Powyższe wymaga podjęcia stosownych negocjacji z Miastem i PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój.

## 6 System zaopatrzenia w gaz ziemny

### 6.1 Wprowadzenie

Na terenie miasta Rybnika funkcjonuje jeden system zaopatrzenia odbiorców w paliwa gazowe. Jest to system sieci gazu ziemnego wysokometanowego rozprowadzanego przez:

- Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. - Oddział w Świerklanach – w zakresie sieci wysokiego ciśnienia i stacji redukcyjno-pomiarowych I-go stopnia;
- Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział w Zabrze – w zakresie sieci gazowych średniego podwyższonego, średniego i niskiego ciśnienia oraz stacji redukcyjno-pomiarowych II-go stopnia;
- Zakład Dostaw Nośników Energetycznych sp. z o.o. w Rybniku – w zakresie sieci gazowych niskiego ciśnienia oraz stacji redukcyjno-pomiarowej II-go stopnia na terenie dawnej RZWM „Huta Silesia”.

Niezależnie na terenie kopalń ujmowany jest gaz o niższej zawartości metanu. Eksploatacją i wykorzystaniem tego paliwa w całości zajmuje się Kompania Węglowa S.A. (PGG).

Ocena pracy istniejących na terenie Rybnika systemów dystrybucji paliw gazowych oparta została na informacjach uzyskanych od:

- ➔ OGP GAZ-SYSTEM S.A. w Warszawie – pismo znak PR.402.18.2016/1 z dnia 29 lutego 2016 r.,
- ➔ Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. Oddział w Zabrze – pismo znak ODK/OA-018/193/16 z dnia 21 marca 2016 r.,
- ➔ ZDNE sp. z o.o. w Rybniku - pismo znak L.dz. 187/2016 z dnia 10 marca 2016 r.

Pozostałe informacje zestawiono na podstawie ankiet rozesłanych do przedsiębiorstw oraz instytucji będących odbiorcami gazu na terenie gminy.

Przebieg sieci gazowniczych na terenie Rybnika przedstawia załączona do niniejszego opracowania mapa systemu gazowniczego miasta (Załącznik E). Na mapie systemu gazowniczego przedstawione są:

- sieci zasilające wysokiego ciśnienia;
- sieci zasilające średniego podwyższonego ciśnienia;
- sieci przesyłowe i rozdzielcze średniego ciśnienia;
- główne sieci niskiego ciśnienia;
- stacje redukcyjno-pomiarowe I-go stopnia;
- stacje redukcyjno-pomiarowe II-go stopnia.

### 6.2 Charakterystyka przedsiębiorstw gazowniczych

Przedsiębiorstwami gazowniczymi, których działanie związane jest z zaopatrzeniem Gminy Rybnik w gaz sieciowy są:



- w zakresie przesyłania gazu ziemnego – Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.,
- w zakresie technicznej dystrybucji i obrotu gazu ziemnego – PSG sp. z o.o. oraz ZDNE sp. z o.o.

**Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.** z siedzibą w Warszawie, przy ul. Mszczonowskiej 4, został wyznaczony przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki operatorem systemu przesyłowego gazowego w dniu 23 czerwca 2006 r. na okres od 1 lipca 2006 r. do 31 grudnia 2030 r., na obszarze działania wynikającym z udzielonej temu Przedsiębiorcy koncesji na przesyłanie paliw gazowych z dnia 30 czerwca 2004 r. nr PPG/95/6154/W/2/2004/MS z późn.zm., tj. przesyłanie paliw gazowych na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej sieciami, do których Przedsiębiorca posiada tytuł prawny. Ponadto, na podstawie decyzji z dnia 17 listopada 2010 r. Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. został wyznaczony operatorem systemu przesyłowego gazowego na okres do 31 grudnia 2025 r., na obszarze działania wynikającym z koncesji na przesyłanie paliw gazowych udzielonej Przedsiębiorcy SGT EuRoPol GAZ S.A. z siedzibą w Warszawie z dnia 18 lipca 2008 r. nr PPG/102/3863/W/2/2008/BP, tj. obejmuje wykonywanie funkcji operatora na odcinku gazociągu przesyłowego Jamał - Europa Zachodnia znajdującym się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i przebiegającym przez następujące województwa: podlaskie, mazowieckie, kujawsko-pomorskie, wielkopolskie i lubuskie, w celu ich dostarczenia do sieci przesyłowych odbiorcy.

Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. jest firmą strategiczną dla polskiej gospodarki oraz bezpieczeństwa energetycznego kraju. Kluczowym zadaniem GAZ-SYSTEM S.A. jest transport paliw gazowych siecią przesyłową na terenie całego kraju, w celu ich dostarczenia do sieci dystrybucyjnych oraz do odbiorców końcowych podłączonych do systemu przesyłowego. Do obowiązków spółki należy:

- prowadzenie ruchu sieciowego w sposób skoordynowany i efektywny, z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania paliw gazowych oraz ich jakości,
- zapewnienie równoprawnego dostępu do sieci przesyłowej podmiotom uczestniczącym w rynku gazu,
- konserwacja, remonty oraz rozbudowa instalacji przesyłowych, magazynowych przy należnym poszanowaniu środowiska naturalnego,
- dostarczanie każdemu operatorowi systemu: przesyłowego, magazynowego, dystrybucyjnego oraz systemu LNG dostatecznej ilości informacji gwarantujących możliwość prowadzenia transportu i magazynowania gazu ziemnego w sposób właściwy dla bezpiecznego i efektywnego działania połączonych systemów,
- dostarczanie użytkownikom systemu informacji potrzebnych dla uzyskania skutecznego dostępu do systemu,
- realizacja innych obowiązków wynikających ze szczegółowych przepisów wykonawczych oraz z Ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 roku Prawo energetyczne z późniejszymi zmianami.

**Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.**, z siedzibą w Warszawie, przy ul. Marcina Kasprzaka 25, została wyznaczona przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki operatorem systemu dystrybucyjnego gazowego w dniu 30 czerwca 2007 r. na okres od 1 lipca 2007 r.





do 31 grudnia 2030 r., na obszarze działania operatora systemu dystrybucyjnego wynikającym z udzielonej temu Przedsiębiorcy koncesji na dystrybucję paliw gazowych z dnia 30 kwietnia 2001 r. nr PPG/59/2822/W/1/2/2001/MS z późn.zm., tj. dystrybucja paliw gazowych sieciami dystrybucyjnymi o ciśnieniu niskim, średnim i wysokim na potrzeby odbiorców zlokalizowanych na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej.

Rolę sprzedawców paliwa gazowego mogą pełnić przedsiębiorstwa energetyczne, z którymi Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. posiada zawarte umowy na świadczenie usługi dystrybucji paliwa gazowego, których lista przedstawia się następująco:

1. Alpiq Energy SE Spółka europejska  
Oddział w Polsce
2. AOT Energy Poland Sp. z o.o.
3. ArcelorMittal Poland S.A.
4. AVRIO MEDIA Sp. z o.o.
5. Axpo Polska Sp. z o.o.
6. Axpo Trading AG
7. Barter S.A.
8. Boryszew S.A.
9. Ceramika Końskie Sp. z o.o.
10. CEZ TRADE POLSKA Sp. z o.o.
11. CRYOGAS M&T POLAND S.A.
12. DELTIS Sp. z o.o.
13. DUON Marketing and Trading
14. Ecoergia Sp. z o.o.
15. EDF Paliwa Sp. z o.o.
16. EDON Sp. z o.o.
17. ELEKTRIX Sp. z o.o.
18. Elgas Energy Sp. z o.o.
19. ELSEN S.A.
20. ENEA S.A.
21. Energa - Obrót S.A.
22. Energy Match Sp. z o.o.
23. Energetyczne Centrum S.A.
24. ESV WISŁOSAN Sp. z o.o.
25. Energia dla firm S.A.
26. ENERGIA PARK TRZEMOSZNA  
Sp. z o.o.
27. ENERGIE2 Sp. z o.o.
28. ENERGOGAS Sp. z o.o.
29. Energomedia Sp. z o.o.
30. ENESTA Sp. z o.o.
31. ENIGA Edward Zdrojek
32. ENIGAZ Sp. z o.o.
33. ENREX ENERGY Sp. z o.o.
34. Enteneo Energy Trading Sp. z o.o.
35. EWE Polska Sp. z o.o.
36. FITEN SA
37. Gas and Energy Trading Sp. z o.o.
38. Gaspol S.A.
39. Green Investment Sp. z o.o.
40. Green Spółka Akcyjna
41. Hadex-Gaz Ziemny Sp. z o.o.
42. HANDEN SP. z o.o.
43. Hermes Energy Group S.A.
44. Hexa Telecom Sp. z o.o.
45. INTER ENERGIA S.A.
46. Multimedia Polska Energia Sp. z o.o.
47. Nida Media Sp. z o.o.
48. NOVUM S.A.
49. Onico Energia Sp. z o.o. S.K.A.
50. PGE Obrót S.A.
51. PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.
52. ORLEN Paliwa Sp. z o.o.
53. PGNiG S.A.
54. PKP ENERGETYKA S.A.
55. Polenergia Obrót SA



- |   |                                    |
|---|------------------------------------|
| 56. Polkomtel Business Development<br>Sp. z o.o.                    | 63. SIME POLSKA Sp. z o.o.         |
| 57. Polkomtel Sp. z o.o.  | 64. SIME Polska Trading Sp. z o.o. |
| 58. Polska Energetyka PRO Sp. z o.o.                                | 65. TAURON Polska Energia S.A.     |
| 59. Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A.                               | 66. Tauron Sprzedaż Sp. z o.o.     |
| 60. Polskie Przedsiębiorstwo Energetyczne<br>Koneerg Spółka Akcyjna | 67. UNIMOT S.A.                    |
| 61. RE Alloys Sp. z o.o.  | 68. UTYLIS Sp. z o.o.              |
| 62. RWE Polska Spółka Akcyjna                                       | 69. Vattenfall Energy Trading GmbH |
|   | 70. Veolia Energia Polska S.A.     |
|   | 71. VERVIS Sp. z o.o.              |

Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. świadczy usługę transportu paliwa gazowego przedsiębiorstwom, które zajmują się jego sprzedażą oraz realizuje przyłączenia do sieci gazowej. Do kompetencji spółki nie należy sprzedaż gazu ziemnego oraz obsługa bieżących rozliczeń za paliwo gazowe.

**Zakład Dostaw Nośników Energetycznych Sp. z o.o.**, z siedzibą przy ul. Przemysłowej 1, w Rybniku został wyznaczony OSD przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki operatorem systemu dystrybucyjnego gazowego w dniu 12 marca 2012 r., na okres od 1 maja 2012 r. do 30 czerwca 2019 r., na obszarze działania operatora systemu dystrybucyjnego wynikający z udzielonej temu Przedsiębiorcy koncesji na dystrybucję paliw gazowych z dnia 15 czerwca 1999 r. Nr PPG/17/1381/U/1/2/99/BK z późn.zm., tj. dystrybucja paliw gazowych na potrzeby odbiorców zlokalizowanych na terenie dzielnicy Rybnik-Paruszowiec, sieciami o ciśnieniu od 5 kPa do 10 kPa.

### 6.3 System przesyłowy gazu ziemnego

Przez teren miasta Rybnika przebiega przesyłowa sieć gazowa eksploatowana przez Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A., w postaci gazociągu wysokiego ciśnienia relacji Oświęcim - Radlin, z odgałęzieniem DN 80 mm do SG (stacji gazowej) Boguszowice. Gazociąg do transportu gazu rodzaju E, o ciśnieniu PN 2,5 MPa i średnicy DN 200 mm, na chwilę obecną pozostaje w dobrym stanie technicznym i nie wymaga działań modernizacyjnych lub remontowych. Stacja Gazowa Boguszowice, zlokalizowana przy ul. Patriotów, została wybudowana w 1992 r. i po modernizacji w roku 2008 posiada obecnie przepustowość techniczną 3 000 Nm<sup>3</sup>/h. Dodatkowo istnieje możliwość awaryjnego zasilania miasta z obiektu systemu przesyłowego - Węzeł Radlin, ul. Letnia (53 000 nm<sup>3</sup>/h) położonego na terenie miasta Radlin za pośrednictwem sieci średniego ciśnienia DN 400. Węzeł stanowi własność OGP GAZ-SYSTEM S.A. w Warszawie Oddział w Świerklanach.

### 6.4 Sieć rozdzielcza gazu ziemnego

Na teren miasta od strony wschodniej wchodzi gazociąg średniego podwyższonego ciśnienia DN 300 mm i PN 1,6 MPa relacji Szopienice-Przegędza zasilający odgałęzieniem DN 200 i PN 1,6 MPa stację redukcyjno-pomiarową I stopnia „Przegędza”. Gazociągi te

i stacja stanowią własność PSG sp. z o.o. Oddział w Zabrze. W chwili obecnej sieć i stacja stanowią jedno z dwu podstawowych źródeł zasilania miasta. Przepustowość tej SRP I-go st. wynosi 10 000 Nm<sup>3</sup>/h. Według informacji uzyskanej od eksploatatora sieci rozdzielczej PSG Oddział w Zabrze szczytowe zapotrzebowanie mocy w Rybniku w okresie zimowym wynosi ok. 5 532 Nm<sup>3</sup>/h. Stan techniczny całości urządzeń zasilających miasto oceniany jest przez eksploatatorów jako dobry. Oprócz ww. sieci i stacji przez teren Rybnika przebiega sieć średniego podwyższonego ciśnienia DN 500 CN 1,6 MPa relacji Szobiszowice - Świerklany, która nie bierze udziału w zasilaniu miasta. Właścicielem sieci jest PSG Oddział w Zabrze.

Na terenie miasta pracowało w 2015 r. ogółem 457,8 km sieci dystrybucyjnej i 14 stacji redukcyjno-pomiarowych II stopnia. W poniższych tabelach zestawiono długości sieci (bez czynnych przyłączy) oraz liczbę przyłączy w układzie podziału ze względu na ciśnienie.

**Tabela 6-1. Długość gazociągów bez przyłączy**

ROK	Długość gazociągów bez przyłączy				
	Ogółem	wg podziału ciśnienia			
		niskie	średnie	podwyższone	wysokie
	[m]				
2012	426 678	318 535	94 016	14 127	
2013	441 469	319 011	108 331	14 127	
2014	452 264	319 824	118 313	14 127	
2015	457 773	320 222	123 424	14 127	

Źródło: PSG sp. z o.o. Oddz. w Zabrze

**Tabela 6-2. Długość przyłączy gazowych**

ROK	Długość przyłączy gazowych				
	Ogółem	wg podziału ciśnienia			
		niskie	średnie	podwyższone	wysokie
	[m]				
2012	90 161	70 206	19 955		
2013	91367	70 562	20 805		
2014	92 642	71212	21430		
2015	94 199	71640	22 559		

Źródło: PSG sp. z o.o. Oddz. w Zabrze

**Tabela 6-3. Liczba przyłączy gazowych**

ROK	Liczba przyłączy gazowych			
	Ogółem	wg podziału ciśnienia		
		niskie	średnie	w tym do budynków mieszkalnych
	[szt.]			
2012	8 042	6 996	1046	7 495
2013	8149	7 024	1125	7 590
2014	8 270	7 073	1197	7 691
2015	8 403	7110	1293	7 813

Źródło: PSG sp. z o.o. Oddz. w Zabrze

Sieci dystrybucyjne Rybnika to przede wszystkim sieci niskiego ciśnienia. Występują one głównie w starej centralnej części miasta, jak również w dzielnicach Chwałowice, Bogu-



szowice i Niewiadom. Sprzedaż gazu z sieci średnioprężnej odbywa się głównie poza obszarami skoncentrowanej zabudowy. Daje się zauważyć stały niewielki rozwój systemu gazowniczego w Rybniku w przedstawionych latach. Wzrost ilości przyłączy na średnim ciśnieniu wskazuje na zainteresowanie gazem w zabudowie rozproszonej, gdzie powstaje nowe budownictwo jednorodzinne. W latach 2013-2015 rozwój sieci gazowej koncentrował się w rejonie ulic: Hetmańskiej, Jabłoniowej, Boguszowickiej, Jaśminowej. Pochylej, Górnośląskiej, Janasa. Orzechowej, Borki, św. Józefa, Łącznej, Sosnowej, Lipowej, Granicznej, Grota Roweckiego, Raciborskiej, Sygnały, Rejtana, Sienkiewicza, Piwonii, Energetyków, Tulipanowej, Długiej, Jaśminowej i Boguszowickiej. Ponadto zmodernizowano sieć gazową w rejonie ulic: Za Torem, Szkolnej oraz Żołnierzy Września od ul. Chwałowickiej.

Sieci stalowe w strukturze systemu gazowniczego Rybnika stanowią zdecydowaną większość. W układach niskiego ciśnienia istniejące do niedawna sieci gazowe wykonane z rur żeliwnych wymieniono na PE. Także wszystkie nowo wybudowane na terenie Rybnika sieci niskiego i średniego ciśnienia wykonano w technologii PE.

Sieci niskoprężne miasta zasilane są z rurociągów średnioprężnych za pośrednictwem 14 stacji redukcyjnych II stopnia. Zestawienie stacji zaprezentowane zostało w tabeli poniżej.

**Tabela 6-4. Charakterystyka stacji gazowych**

Lp.	Lokalizacja	Przepustowość [Nm <sup>3</sup> /h]	Wykorzystanie przepustowości	Maksymalne zapotrzebowanie [Nm <sup>3</sup> /h]	Potencjalna rezerwa [Nm <sup>3</sup> /h]
1	Rybnik ul. 3 Maja	5 000	24%	1 200	3 800
2	Rybnik ul. Reymonta	1 500	31%	470	1 030
3	Rybnik ul. Grunwaldzka	3 000	18%	550	2 450
4	Rybnik ul. Bogusławskiego	1 200	35%	420	780
5	Rybnik ul. A. Stefek	3 000	5%	160	2 840
6	Rybnik ul. Pukowca	1 500	15%	225	1 275
7	Rybnik ul. Jasna	1 500	11%	170	1 330
8	Rybnik ul. Żużłowa	1 500	37%	550	950
9	Rybnik ul. Sztolniowa	1 500	9%	130	1 370
10	Rybnik ul. Barbórki (Górnośląska)	1 500	5%	75	1 425
11	Rybnik ul. Energetyków (Żołędziowa)	3 000	18%	550	2 450
12	Rybnik os. Piaski ul. Przemysłowa	1 600	25%	400	1 200
13	Rybnik ul. Żorska	1 600	13%	200	1 400
14	Rybnik ul. Stawowa	1 600	Stacja wyłączona z eksploatacji, z uwagi na zły stan techniczny; przeznaczona do modernizacji		

Źródło: PSG sp. z o.o. Oddz. w Zabrze

Większość układów lokalnych sieci niskoprężnych zasilanych jest wieloźródłowo, ze stacji jak w zestawieniu powyżej, co stanowi o wysokim poziomie bezpieczeństwa zasilania. Wg PSG sp. z o.o. (właściciela i eksploatatora) stacje II stopnia wykorzystane są w ok. 20%, a ich stan techniczny jest dobry.

Sieć Zakładu Dostaw Nośników Energetycznych sp. z o.o. zaopatruje tylko odbiorców gazu rodzaju E zlokalizowanych na obszarze byłych Rybnickich Zakładów Wyrobów Metalowych „Huta Silesia”, w dzielnicy Paruszowiec. Wymieniony operator systemu dystrybucyjnego gazowego dostarcza gaz ziemny wysokometanowy o nadciśnieniu 5 kPa ze stacji

redukcyjno-pomiarowej II-go st. będącej jego własnością. Stacja posiada 2 nowoczesne ciągi redukcyjne firmy Tartarini, które zostały oddane do użytku w latach 2006-2007. Stan techniczny stacji określono jako bardzo dobry, a pracują one obecnie na 30% obciążenia nominalnego. Dostawa gazu odbywa się istniejącymi gazociągami niskiego ciśnienia o średnicach od 50 do 300 mm. Głównie są to rurociągi stalowe, oprócz nowych instalacji - wykonanych z PE. Sieć posiada duże rezerwy przepustowości - jest w stanie zapewnić dostawę 1 700 Nm<sup>3</sup>/h bez zmiany ciągów redukcyjnych. Dostawy uzależniona jest od stopnia zasilania (odbior gazu powyżej 417 Nm<sup>3</sup>/h).

Działalność energetyczna ZDNE Sp. z o.o. w ramach dystrybucji ogranicza się do terenu przemysłowego dzielnicy Paruszowiec, na dawnym obszarze RZWM „Huta Silesia”. Wyjście poza obecny obszar działania nic jest w tej chwili brany pod uwagę. Wymieniony operator systemu dystrybucyjnego nie posiada sieci średniego ciśnienia i zajmuje się dystrybucją gazu ziemnego wysokometanowego rodzaj E o nadciśnieniu 5 kPa. Pozostałe parametry jakościowe paliwa gazowego odpowiadają parametrom w sieci PSG Sp. z o.o.

Eksploatowana sieć gazowa niskiego ciśnienia składa się z gazociągów o średnicach w przedziale od 50 do 300 mm, głównie wykonanych ze stali. Jedynie nowe instalacje wykonane są w technologii PE. Przedsiębiorstwo eksploatuje stację gazową redukcyjno-pomiarową gazu II stopnia, zlokalizowaną na działce 2240/256 i składającą się z dwóch nowoczesnych ciągów redukcyjnych firmy TARTARINI, które zostały oddane do użytku w 2006 i 2007 roku. Ciągi pracują w układzie równoległym. Stan techniczny stacji jest bardzo dobry. Wymieniona stacja obecnie pracuje przy ok. 30% obciążenia nominalnego.

## 6.5 Charakterystyka odbiorców i zużycie gazu ziemnego

### 6.5.1 Odbiorcy PSG sp. z o.o.

Odbiorcy gazu ziemnego podzieleni są na grupy taryfowe wg schematu przedstawionego w poniższej tabeli.

Tabela 6-5. Grupy taryfowe dla odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na obszarze działania PSG sp. z o.o. Oddziału w Zabrze

Grupa taryfowa	Moc umowna b [kWh/h]	Roczna ilość odbieranego paliwa gazowego a [kWh/rok]	Wskaźnik nierówności poboru c	Liczba odczytów układu pomiarowego w roku
Ciśnienie paliwa gazowego w miejscu jego odbioru nie wyższe niż 0,5 MPa				
W-1.1	b < 110	a < 3 350	-	1
W-1.2				2
W-2.1		3 350 < a < 13 350	-	1
W-2.2				2
W-3.6		13 350 < a < 88 900	-	6
W-3.9				9
W-4		a > 88 900	-	12
W-5.1	110 < b < 710	-	-	12
W-5.2				
W-6.1	710 < b < 6 580	-	-	12
W-6.2				
W-7A.1	b > 6 580	-	c < 0,571	12
W - 7A.2				
W-7B.1	b > 6 580	-	c > 0,571	12
W-7B.2				



Grupa taryfowa	Moc umowna b [kWh/h]	Roczna ilość odbieranego paliwa gazowego a [kWh/rok]	Wskaźnik nierównomierności poboru c	Liczba odczytów układu pomiarowego w roku
Ciśnienie paliwa gazowego w miejscu jego odbioru wyższe niż 0,5 MPa				
W-8.1	b < 16 460	-	-	12
W-8.2				
W-9.1	16 460 < b < 36210	-	-	12
W-9.2				
W-10.1	3 6210 < b < 109 720	-	-	12
W-10.2				
W-11.1	109 720 < b < 274 300	-	-	12
W-11.2				
W-12.1	274 300 < b < 713 180	-	-	12
W-12.2				
W-13.1	b > 713 180	-	-	12
W-13.2				

Źródło: PSG Sp. z o.o.

Jako kategorie odbiorców w sprawozdawczości przyjmuje się: gospodarstwa domowe, przemysł, usługi i handel oraz pozostali. Kwalifikacja odbiorców do poszczególnych grup podyktowana jest zapotrzebowaniem mocy i rocznym zużyciem gazu. Bazując na powyższym można założyć że:

- gospodarstwa domowe nie wykorzystujące gazu na ogrzewanie pomieszczeń należeć będą do grup W-1 i W-2;
- gospodarstwa domowe wykorzystujące gaz na ogrzewanie pomieszczeń oraz drobne usługi i handel należeć będą do grup W-3 i W-4;
- ogrzewania gazowe zbiorowe (kotłownie wbudowane), obiekty usługowe, handlowe, drobna wytwórczość – to grupy W-4 i W-5;
- przemysłowi odbiorcy gazu to grupy W-6 i W-7.

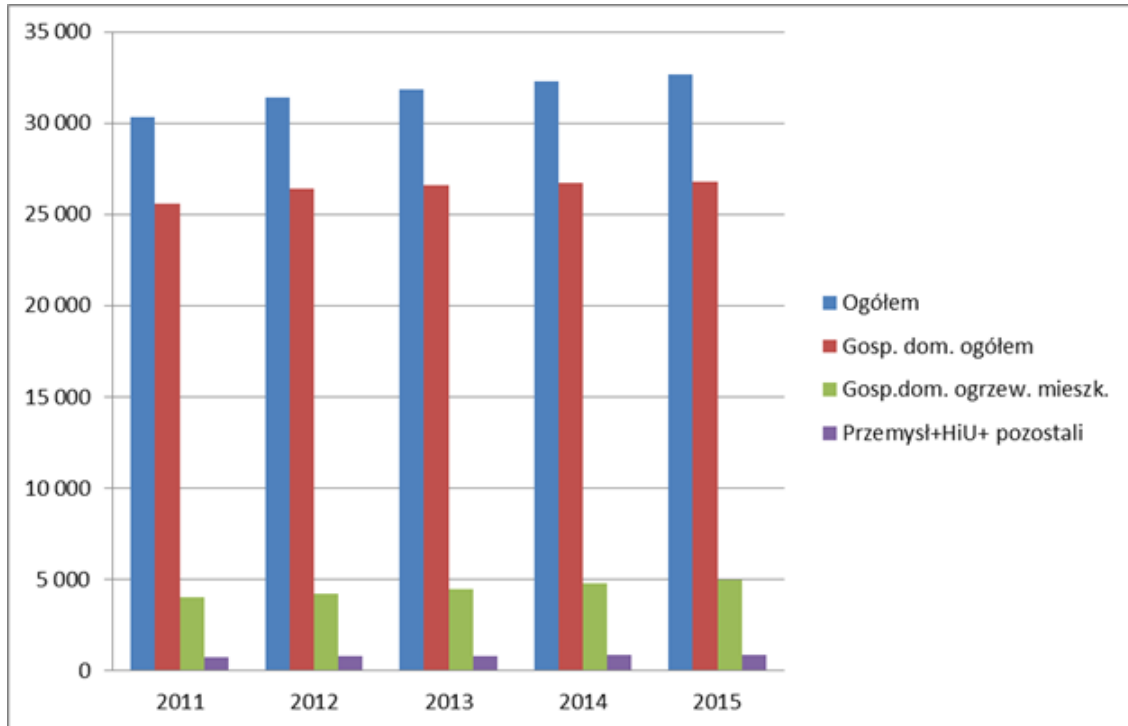
W poniższym zestawieniu przedstawiono dane charakteryzujące odbiorców w Rybniku, tzn. ich ilość oraz zużycie przez nich gazu w poszczególnych grupach taryfowych w latach 2011 do 2015.

Tabela 6-6. Liczba odbiorców oraz sprzedaż gazu w latach 2011-2015

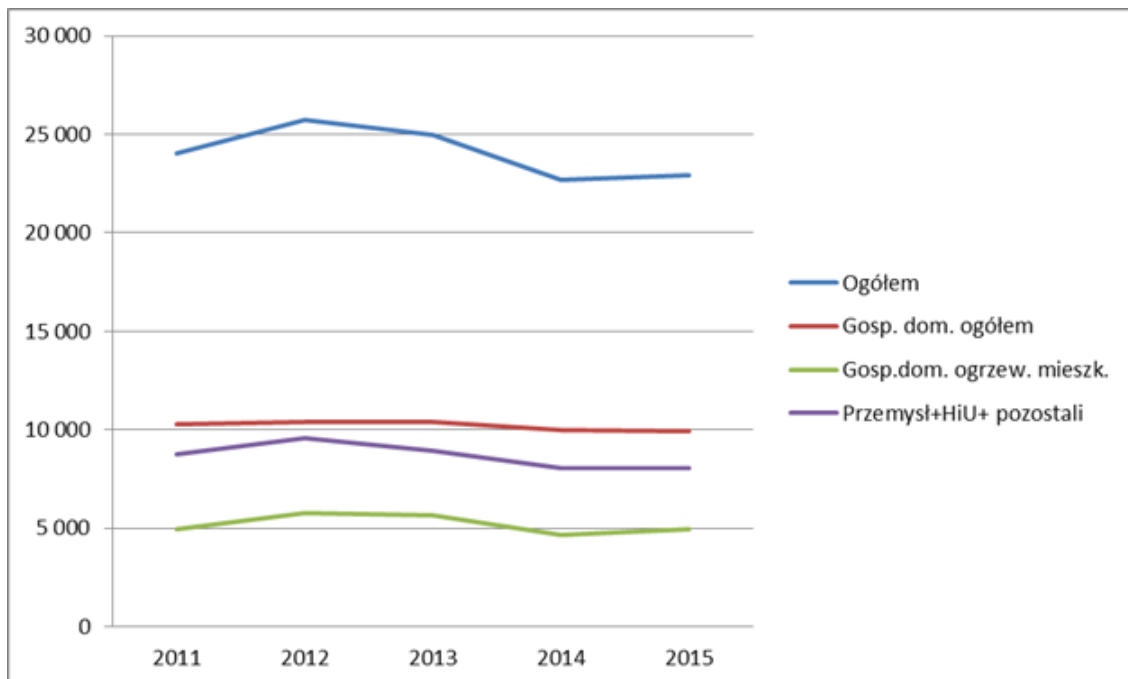
Rok	Razem	Gospodarstwa domowe		Przemysł	Handel i usługi	Pozostali
		Ogółem	w tym: ogrzewający mieszkania			
<b>Liczba użytkowników paliwa gazowego, stan na koniec grudnia</b>						
2011	26 341	25 589	4 005	147	604	1
2012	26 436	25 665	4 221	146	624	1
2013	26 571	25 766	4 478	148	655	2
2014	26 724	25 889	4 757	156	675	4
2015	26 801	25 939	4 979	172	687	3
<b>Sprzedaż paliwa gazowego [tys. Nm<sup>3</sup>]</b>						
2011	19 039,6	10 265,4	4 974,9	4 048,4	4 724,9	0,9
2012	19 945,8	10 384,2	5 791,3	4 399,1	5 161,3	1,2
2013	19 304,4	10 391,7	5 644,7	3 894,8	5 016,6	1,3
2014	18 045,1	9 983,7	4 679,8	3 860,1	4 198,3	3,0
2015	17 977,9	9 936,7	4 934,8	3 706,6	4 327,7	6,9

Źródło: PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. Region Górnośląski

Wykresy poniżej obrazują zmiany ilości odbiorców i zużycia gazu sieciowego w Rybniku w latach 2011 do 2015.

**Wykres 6-1. Struktura zmian liczby odbiorców gazu w Rybniku w latach 2011-2015**


Źródło: opracowanie własne na podst. danych PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. Region Górnośląski

**Wykres 6-2. Struktura zmian poziomu zużycia gazu w Rybniku w latach 2011-2015**


Źródło: opracowanie własne na podst. danych PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. Region Górnośląski

Jak wynika z powyższego wykresu liczba odbiorców gazu w skali gminy w okresie 2011-2015 systematycznie wzrasta, głównie z powodu wzrostu liczby gospodarstw domowych podłączonych do systemu. Natomiast ogólne zużycie gazu w gminie charakteryzuje się tendencją malejącą.



## 6.5.2 Odbiorcy ZDNE sp. z o.o.

Dystrybucja gazu ziemnego świadczona jest przez Zakład Dostaw Nośników Energetycznych Sp. z o.o. na rzecz 12 odbiorców. Odbiorcy gazu ziemnego podzieleni są na grupy taryfowe wg schematu przedstawionego w poniższej tabeli.

Tabela 6-7. Grupy taryfowe w taryfie ZDNE Sp. z o.o.

GRUPA TARYFOWA	MOC UMOWNA b [kWh/h]
G-1	b < 110
G-2	110 < b < 715
G-3	b > 715

Źródło: ZDNE sp. z o.o.

Wielkości zużycia gazu w podziale na grupy taryfowe kształtują się jak w poniższej tabeli.

Tabela 6-8. Zużycie gazu w sieci ZDNE Sp. z o.o. w latach 2012-2015

Grupa taryfowa	2012	2013	2014	2015
	tys. Nm <sup>3</sup>			
G1	72	70	80	86
G2	127	83	55	50
G3	2378	2423	2315	2511
RAZEM	2577	2576	2450	2647

Źródło: ZDNE sp. z o.o.

Do największych odbiorców wymienionego operatora systemu należą:

- RETTIG HEATING Sp. z o.o.
- TENNECO AUTOMOTIVE POLAND Sp. z o.o.
- GREIF POLAND Sp. z o.o.
- GAL Sp. J.
- PAMTRANS Henryk Krzyżanowski

Odbiorcy nie posiadają własnych stacji redukcyjnych.

## 6.6 Ocena stanu aktualnego zaopatrzenia w gaz sieciowy

Na terenie Rybnika zużywany jest głównie gaz ziemny wysokometanowy, którego roczne zużycie wyniosło w 2015 roku ok. 17 978 tys. Nm<sup>3</sup>. Przyjmując średnią wartość opałową gazu na poziomie 36 MJ/Nm<sup>3</sup> otrzymamy ok. 645 TJ energii chemicznej zawartej w paliwie.

Przy wydajności stacji I stopnia zasilających miasto na poziomie 13 000 Nm<sup>3</sup>/h oraz obecnie notowanym przez operatora systemu dystrybucyjnego, szczytowym zapotrzebowaniu mocy w gazie ziemnym istnieją znaczące rezerwy w zakresie możliwości zasilania systemów dystrybucyjnych na obszarze miasta. Dodatkowo możliwość awaryjnego zasilania miasta gazociągami średniego ciśnienia z obiektu systemu przesyłowego – Węzeł Radlin przy ul. Letniej, o nominalnej wydajności 53 000 nm<sup>3</sup>/h, zlokalizowanego w mieście Radlin, zwiększa wysokie rezerwy w zakresie możliwości zasilania obszaru miasta w paliwo gazowe. Układ dwuźródłowy gazu z awaryjną ścieżką zasilania w postaci sieci gazowej



średniego ciśnienia dają podstawę do stwierdzenia o wysokim poziomie bezpieczeństwa zasilania miasta w gaz ziemny wysokometanowy.

W układach niskiego ciśnienia stacje redukcyjno-pomiarowe II st. posiadają znaczne rezerwy przepustowości (ok. 80%) i w pełni zabezpieczają istniejące i ewentualne przyszłe zapotrzebowanie na gaz ziemny. Wieloźródłowy charakter układu zasilania poszczególnych systemów gwarantuje ciągłość dostaw. Na terenach, gdzie rozbudowana jest dystrybucyjna sieć gazowa średniego i niskiego ciśnienia istnieje możliwość zapewnienia pokrycia zwiększonego zapotrzebowania na gaz dla potrzeb odbiorców istniejących i nowych na bazie istniejącej infrastruktury. Do największych mankamentów systemu gazowniczego Rybnika zaliczyć należy dominujący udział sieci gazowych wykonanych w latach przeszłych w technologii stalowej, w tym znaczący udział sieci eksploatowanych dłużej niż 20 lat, które mogą stać się źródłem nasilających się awarii i wymagają wymiany na sieci wykonane z PE. Teren gminy jest w dużym stopniu uzbrojony w sieci gazowe.

Sieć gazowa eksploatowana przez Polską Spółkę Gazownictwa sp. z o.o. jest w dobrym stanie technicznym i może być źródłem gazu dla potencjalnych odbiorców znajdujących się na terenie objętym niniejszymi założeniami do planu. Gazociągi są systematycznie kontrolowane pod względem bezpieczeństwa i na bieżąco są usuwane awarie. Całodobowe pogotowie gazowe czuwa nad bezpieczeństwem oraz nad ciągłością dostawy paliwa gazowego. Sieci gazowe, których stan techniczny budzi wątpliwości są na bieżąco remontowane lub wymieniane w miarę pozyskiwania środków finansowych. Wszelkie inwestycje związane z rozbudową sieci gazowej na terenie objętym niniejszymi założeniami do planu będą realizowane w miarę występowania przyszłych potencjalnych odbiorców o warunki techniczne przyłączenia do sieci gazowej i spełniające warunek opłacalności ekonomicznej.

## 6.7 Plany rozwoju przedsiębiorstw energetycznych

Aktualny plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwo gazowe **PSG Sp. z o.o.** nie obejmuje zadań imiennych z zakresu rozbudowy sieci gazowej. Przewiduje się przyłączanie nowych odbiorców w zabudowie rozproszonej z uwagi na nowopowstające budownictwo jednorodzinne m.in. w dzielnicach: Piaski-Ligota, Smolna, Kamień, Zebrzydowice, Gotartowice, Orzepowice, Wielopole/ Ochojec/ Golejów. Największe zamierzenia inwestycyjne na lata następne obejmują sieci gazowe w rejonie ulic: Malinowej, Zdrzałka, Buchła, Głuchej, Dalekiej, Granicznej, Równej, Kasztanowej i Zebrzydowickiej oraz przebudowę gazociągów n/c wraz z przyłączami gazu przy ulicy 1-go Maja w Rybniku.

**Zakład Dostaw Nośników Energetycznych Sp. z o.o.** obecnie nie planuje przyłączania nowych odbiorców. Głównym celem wymienionego przedsiębiorstwa jest obecnie zapewnienie niezawodności dostaw i jakości dostarczanego paliwa gazowego, wraz z zapewnieniem bezpieczeństwa stosowania tegoż paliwa. Dlatego też wymieniona spółka planuje: wymianę głównego ciągu zasilającego firmę Rettig, w postaci rurociągu stalowego DN 250 na PE, uruchomienie dodatkowej nitki zasilającej górny Zakład, uruchomienie nowego systemu pozyskania danych pomiarowych, wymianę sieci teletechnicznej, uruchomienie centralnego zabezpieczenia odcinającego gaz w przypadku zagrożenia pożarowego lub wy-



buchowego, a wreszcie budowę nowego oddziału w Stanowicach do zasilania firmy TENNECO.

Wymiana rurociągu stalowego DN 250 na PE podyktowana jest złym stanem technicznym obecnego gazociągu. Uruchomienie dodatkowej nitki zasilającej Górny Zakład umożliwi podłączenie gazu do pustych obecnie hal w celu ich ogrzewania lub uruchomienia ewentualnej produkcji. Uruchomienie nowego systemu pozyskania danych pomiarowych, opartego na łączności radiowej i kablowej umożliwi monitoring i rozliczanie gazu w czasie rzeczywistym. Obecnie istniejąca sieć teletechniczna służąca do zbierania danych z układów pomiarowych i monitorowania stanu sieci wymaga wymiany. Zostaną zlikwidowane odcinki naziemne i wszystkie kable będą umieszczone w ziemi. Ponadto zostaną pociągnięte kable do uruchomienia zabezpieczeń przeciwpożarowych. Sieć dystrybucyjna gazu przebiega przez bardzo mocno zurbanizowany teren. Ochrona przeciwpożarowa wymaga zabudowywania zaworów szybkozamykających przed budynkami, które jednak nie zapewniają całkowitego bezpieczeństwa w przypadku rozprzestrzenienia się pożaru poza budynek. Dlatego też planowane jest uruchomienie centrali przeciwpożarowej na stacji gazu, która w przypadku zagrożenia za pomocą wymienionej linii teletechnicznej odetnie całkowicie dostawę gazu do zagrożonego odcinka rurociągu. Rozbudowa zakładu produkcyjnego Tenneco Automotive Polska ze względu na ograniczone tereny została skierowana do nowej lokalizacji w Stanowicach. ZDNE Sp. z o.o. podjął się zapewnienia dostawy mediów, w związku z czym podjęto decyzję o utworzeniu nowego oddziału. Inwestycja będzie polegała na wykonaniu sieci dystrybucyjnej, posadowieniu stacji redukcyjno-pomiarowej gazu oraz jej przyłączeniu do sieci średniego ciśnienia PSG Sp. z o.o. Finansowanie inwestycji realizowane będzie z odpisów amortyzacyjnych, zakładanego zysku na działalności dystrybucyjnej oraz nadwyżek finansowych z lat poprzednich. Obecnie nie przewiduje się finansowania inwestycji z kredytów bankowych. W celu realizacji zadań inwestycyjnych konieczne jest zachowanie odpowiedniego poziomu zysku w zakresie dystrybucji.

## 7 Analiza porównawcza cen energii i jej nośników (Taryfy)

Analiza cen energii przyjęta w niniejszym rozdziale obejmuje taryfy zatwierdzone przez Prezesa URE wg stanu na dzień 25 kwietnia 2016 r.

### 7.1 Taryfy dla ciepła

Na terenie Rybnika koncesjonowaną działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania ciepła prowadzą:

- Kompania Węglowa S.A. (od 1.05.2016 r. Polska Grupa Górnicza sp. z o.o.) źródło ciepła Z-1 EC „Chwałowice”, zasilająca własne sieci ciepłownicze oraz istniejący w Rybniku miejski system ciepłowniczy należący do PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój,
- EDF Polska S.A. Oddział Rybnik, zasilająca lokalne systemy ciepłownicze PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój oraz Spółdzielni Mieszkaniowej przy Elektrowni Rybnik S.A.,
- Kompania Węglowa S.A. (od 1.05.2016 r. Polska Grupa Górnicza sp. z o.o.) źródło ciepła Z-3 Elektrociepłownia „Jankowice” oraz źródło ciepła Z-5 ciepłownia „Rymer”, zasilające własne lokalne systemy ciepłownicze, lokalne sieci PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój oraz BUDWEX sp. z o.o.,
- Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. z siedzibą w Jastrzębiu-Zdroju w lokalnych kotłowniach przy ulicach: Karłowicza 2a, Obywatelskiej 5 i Mościckiego 5d.

Natomiast koncesjonowaną działalność gospodarczą w zakresie przesyłania i dystrybucji lub obrotu ciepłem na omawianym terenie prowadzą:

- Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. z siedzibą w Jastrzębiu-Zdroju posiadające aktualną taryfę dla ciepła zatwierdzoną decyzją Prezesa URE o nr OKA-4210-71(14)/2015/163/XV/CW z dnia 10 czerwca 2015 r.
- Kompania Węglowa S.A. (od 1.05.2016 r. Polska Grupa Górnicza sp. z o.o.) posiadająca taryfę dla ciepła zatwierdzoną decyzją Prezesa URE o nr OKA-4210-11(10)/2015/4407/IX/RZ z dnia 16 czerwca 2015 r. oraz zmiana z dnia 1 lipca 2015 r.,
- EDF Polska S.A. Oddział Rybnik posiadająca taryfę dla ciepła zatwierdzoną decyzją Prezesa URE o nr OKA-4210-7(9)/2015/1262/X/PS z dnia 12 maja 2015 r.,
- BUDWEX Sp. z o.o. posiadająca taryfę dla ciepła zatwierdzoną decyzją Prezesa URE o nr OKA-4210-46(14)/2015/758/X/CW z dnia 11 grudnia 2015 r. oraz zmiana z dnia 10 lutego 2016 r.

Na terenie Rybnika działalność w zakresie przesyłu, dystrybucji i obrotu ciepłem prowadzi również Spółdzielnia Mieszkaniowa przy Elektrowni Rybnik, która z uwagi na niewielką skalę działalności nie posiadania taryfy zatwierdzonej przez Prezesa URE. Spółdzielnia posiada natomiast aktualną taryfę dla ciepła na rok 2016.

Tabela poniżej podaje zestawienie składników taryfowych za wytwarzanie ciepła i jego przesył dla poszczególnych grup taryfowych. W tabeli podano również tzw. „uśredniony

koszt ciepła” (w źródle, za przesył oraz łącznie u odbiorcy). Wielkość ta została obliczona przy następujących założeniach:

- zamówiona moc cieplna 1 MW
- statystyczne roczne zużycie ciepła 6 200 GJ \*
- nie uwzględniono ceny nośnika ciepła.

*\* obliczone na podstawie danych PEC S.A. z siedzibą w Jastrzębiu-Zdroju za 2015 r.*

Dla zobrazowania poziomu kosztów ciepła ponoszonych przez odbiorcę za ogrzewanie pomieszczeń w kolejnej tabeli zestawiono uśredniony koszt 1 GJ ciepła z wybranych systemów ciepłowniczych województwa śląskiego. Koszt ciepła został obliczony wg zasad omówionych powyżej i przy założeniu, że odbiorcy zaopatrywani są w ciepło w postaci ciepłej wody siecią ciepłowniczą sprzedawcy, do węzła cieplnego należącego do odbiorcy, czyli na „wysokim parametrze”. Wartości w tabeli zestawiono rosnąco wg uśrednionego kosztu łącznie u odbiorcy.

Wartości w tabelach zawierają podatek od towarów i usług VAT w wysokości 23%.



**Tabela 7-1. Wyciąg z taryf dla ciepła PEC S.A. Jastrzębie Zdrój, Kompanii Węglowej S.A. (od 1.05.2016 r. Polska Grupa Górnicza sp. z o.o.), EDF Polska S.A. Oddział Rybnik, BUDWEX Sp. z o.o. oraz Spółdzielni Mieszkaniowej przy Elektrowni Rybnik S.A. (w cenach brutto) dla miasta Rybnik**

Przedsiębiorstwo energetyczne	Źródło	Grupa odbiorców	Stawka za moc zamówioną	Cena za ciepło	Uśredniony koszt ciepła w źródle	Opłata za usługi przesyłowe		Uśredniony koszt za przesył ciepła	Uśredniony koszt ciepła dla odbiorcy	
			zł/MW/rok	zł/GJ	zł/GJ	stała	zmienna	zł/GJ	zł/GJ	
			zł/MW/rok	zł/GJ	zł/MW/rok	zł/GJ	zł/GJ	zł/GJ		
PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój	źródło ciepła zlokalizowane w Rybniku przy ul. Karłowicza 2a	W-24	Odbiorcy, dla których dostarczane jest ciepło wytworzone w źródłach ciepła zlokalizowanym w Rybniku ul. Karłowicza 2a, zasilającym bezpośrednio zewnętrzną instalację odbiorczą, źródło ciepła i zewnętrzna instalacja odbiorcza stanowią własność i są eksploatowane przez PEC Jastrzębie; nośnik ciepła woda	174 939,06	95,78	124,00	0,00	0,00	0,00	124,00
	Źródło ciepła zlokalizowane w Rybniku przy ul. Obywatelska 5	W-26	Odbiorcy, dla których dostarczane jest ciepło wytworzone w źródle ciepła, stanowiącym własność i eksploatowanym przez PEC Jastrzębie, zlokalizowanym w Rybniku ul. Obywatelska 5, nośnik ciepła – woda	177 483,69	107,90	136,52	36 449,19	8,41	14,29	150,81
	Źródło ciepła zlokalizowane w Rybniku przy ul. Mościckiego	W-27-B1	Odbiorcy, dla których dostarczane jest ciepło wytworzone w źródle ciepła zlokalizowanym w Rybniku ul. Mościckiego, poprzez sieć ciepłowniczą; źródło i sieć stanowią własność i są eksploatowane przez PEC Jastrzębie; nośnik ciepła - woda	161 152,76	58,41	84,41	17 480,16	8,31	11,13	95,54
	Źródło ciepła zlokalizowane w Rybniku przy ul. Mościckiego	W-27-B2	Odbiorcy, dla których dostarczane jest ciepło wytworzone w źródle ciepła zlokalizowanym w Rybniku ul. Mościckiego, poprzez sieć ciepłowniczą i węzeł cieplny; źródło, sieć i węzeł cieplny stanowią własność i są eksploatowane przez PEC Jastrzębie; nośnik ciepła - woda	161 152,76	58,41	84,41	61 932,43	21,06	31,05	115,45



Przedsiębiorstwo energetyczne	Źródło	Grupa odbiorców		Stawka za moc zamówioną	Cena za ciepło	Uśredniony koszt ciepła w źródle	Opłata za usługi przesyłowe		Uśredniony koszt za przesył ciepła	Uśredniony koszt ciepła dla odbiorcy
				zł/MW/rok	zł/GJ	zł/GJ	stała	zmienna	zł/GJ	zł/GJ
							zł/MW/rok	zł/GJ		
	Źródło ciepła zlokalizowane w Rybniku przy ul. Mościckiego	W-27-B5	Odbiorcy, dla których dostarczane jest ciepło wytworzone w źródle ciepła zlokalizowanym w Rybniku ul. Mościckiego, poprzez sieć ciepłowniczą, grupowy węzeł cieplny i zewnętrzną instalację odbiorczą; źródło, sieć, grupowy węzeł cieplny i zewnętrzna instalacja odbiorcza stanowią własność i są eksploatowane przez PEC Jastrzębie; nośnik ciepła - woda	161 152,76	58,41	84,41	88 109,57	14,34	28,55	112,96
PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój	Elektrociepłownia "Chwałowice"	RC-C1	Odbiorcy, dla których dostarczane jest ciepło wytworzone przez KW - (źródło ciepła - Elektrociepłownia "Chwałowice") poprzez sieć ciepłowniczą stanowiącą własność i eksploatowaną przez PEC Jastrzębie	57 615,91	33,67	42,96	59 415,19	12,67	22,25	65,21
	Elektrociepłownia "Chwałowice"	RC-C2	Odbiorcy, dla których dostarczane jest ciepło wytworzone przez KW - (źródło ciepła - Elektrociepłownia "Chwałowice") poprzez sieć ciepłowniczą i węzeł cieplny stanowiące własność i eksploatowaną przez PEC Jastrzębie	57 615,91	33,67	42,96	80 702,01	19,38	32,40	75,36
	Elektrociepłownia "Chwałowice"	RC-C4	Odbiorcy, dla których dostarczane jest ciepło wytworzone przez KW - (źródło ciepła - Elektrociepłownia "Chwałowice") poprzez sieć ciepłowniczą i grupowy węzeł cieplny stanowiące własność i eksploatowaną przez PEC Jastrzębie	57 615,91	33,67	42,96	80 643,71	17,81	30,82	73,78
	Elektrociepłownia "Chwałowice"	RC-C5	Odbiorcy, dla których dostarczane jest ciepło wytworzone przez KW - (źródło ciepła - Elektrociepłownia "Chwałowice") poprzez sieć ciepłowniczą, grupowy węzeł cieplny i zewnętrzną instalację odbiorczą stanowiące własność i eksploatowaną przez PEC Jastrzębie	57 615,91	33,67	42,96	90 611,57	18,75	33,36	76,32
	Elektrociepłownia "Chwałowice"	RC-C6	Odbiorcy, dla których dostarczane jest ciepło wytworzone przez KW - (źródło ciepła - Elektrociepłownia "Chwałowice") poprzez sieć ciepłowniczą eksploatowaną przez KW oraz grupowy węzeł cieplny i zewnętrzną instalację odbiorczą stanowiące własność i eksploatowaną przez PEC Jastrzębie	57 615,91	33,67	42,96	44 590,55	10,50	17,70	60,65



Przedsiębiorstwo energetyczne	Źródło	Grupa odbiorców		Stawka za moc zamówioną	Cena za ciepło	Uśredniony koszt ciepła w źródle	Opłata za usługi przesyłowe		Uśredniony koszt za przesył ciepła	Uśredniony koszt ciepła dla odbiorcy
				zł/MW/rok	zł/GJ	zł/GJ	stała	zmienna	zł/GJ	zł/GJ
							zł/MW/rok	zł/GJ		
	Ciepłownia "Rymer"	RR-C1	Odbiorcy, dla których dostarczane jest ciepło wytworzone przez KW - (źródło ciepła - Ciepłownia "Rymer") poprzez sieć ciepłowniczą stanowiącą własność i eksploatowaną przez PEC Jastrzębie	87 258,73	32,96	47,04	44 794,12	14,75	21,97	69,01
	Ciepłownia "Rymer"	RR-C2	Odbiorcy, dla których dostarczane jest ciepło wytworzone przez KW - (źródło ciepła - Ciepłownia "Rymer") poprzez sieć ciepłowniczą i węzeł cieplny stanowiące własność i eksploatowaną przez PEC Jastrzębie	87 258,73	32,96	47,04	91 054,71	16,33	31,02	78,06
	Elektrownia "Rybnik"	ER-C1	Odbiorcy, dla których dostarczane jest ciepło wytworzone przez Elektrownię "Rybnik" S.A. - (źródło ciepła - Elektrownia "Rybnik") poprzez sieć ciepłowniczą stanowiącą własność i eksploatowaną przez PEC Jastrzębie	38 759,86	13,04	19,29	71 771,34	13,26	24,84	44,13
PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój	Elektrociepłownia "Jankowice"	RN-C2	Odbiorcy, dla których dostarczane jest ciepło wytworzone przez KW - (źródło ciepła - Elektrociepłownia "Jankowice") poprzez sieć ciepłowniczą eksploatowaną przez KW oraz sieć ciepłowniczą i węzeł cieplny stanowiące własność i eksploatowaną przez PEC Jastrzębie	86 779,08	34,40	48,40	84 301,95	17,48	31,08	79,48
	Elektrociepłownia "Jankowice"	RN-C5	Odbiorcy, dla których dostarczane jest ciepło wytworzone przez KW - (źródło ciepła - Elektrociepłownia "Jankowice") poprzez sieć ciepłowniczą eksploatowaną przez KW oraz sieć ciepłowniczą, grupowy węzeł cieplny i zewnętrzną instalację odbiorczą stanowiące własność i eksploatowaną przez PEC Jastrzębie	86 779,08	34,40	48,40	100 031,09	19,46	35,59	83,99
Kompania Węglowa S.A. (Polska Grupa Górnicza sp.	Elektrociepłownia "Chwałowice"	Z1/P	Odbiorcy pobierający ciepło z sieci ciepłowniczej nr 1; nośnik ciepła - gorąca woda o temperaturze 135/75 °C	57 615,91	33,67	42,96	12 329,63	4,24	6,23	49,19
	Elektrociepłownia "Jankowice"	Z3/P	Odbiorcy pobierający ciepło z sieci ciepłowniczej nr 6; nośnik ciepła - gorąca woda o temperaturze 135/75 °C	86 779,08	34,40	48,40	9 931,57	3,20	4,80	53,20



Przedsiębiorstwo energetyczne z o.o.)	Źródło	Grupa odbiorców		Stawka za moc zamówioną	Cena za ciepło	Uśredniony koszt ciepła w źródle	Opłata za usługi przesyłowe		Uśredniony koszt za przesył ciepła	Uśredniony koszt ciepła dla odbiorcy
				zł/MW/rok	zł/GJ	zł/GJ	stała	zmienna	zł/GJ	zł/GJ
							zł/MW/rok	zł/GJ		
	Ciepłownia "Rymer"	Z5/P	Odbiorcy pobierający ciepło z sieci ciepłowniczej nr 8; nośnik ciepła - gorąca woda o temperaturze 135/75 °C	87 258,73	32,96	47,04	18 015,76	7,27	10,18	57,21
EDF Polska S.A. Oddział Rybnik	Elektrownia "Rybnik"	G1	Odbiorcy, którzy pobierają ciepło w postaci gorącej wody wytworzone w źródle ciepła zlokalizowanym w Rybniku przy ul. Podmiejskiej bezpośrednio ze źródła ciepła. Źródło ciepła jest eksploatowane przez przedsiębiorstwo energetyczne	38 759,86	13,04	19,29	0,00	0,00	0,00	19,29
	Elektrownia "Rybnik"	G2	Odbiorcy, którzy pobierają ciepło w postaci gorącej wody wytworzone w źródle ciepła zlokalizowanym w Rybniku przy ul. Podmiejskiej bezpośrednio z sieci ciepłowniczej. Źródło ciepła i sieć ciepłownicza są eksploatowane przez przedsiębiorstwo energetyczne	38 759,86	13,04	19,29	8 017,04	3,70	5,00	24,28
	Elektrownia "Rybnik"	G3	Odbiorcy, którzy pobierają ciepło w postaci gorącej wody wytworzone w źródle ciepła zlokalizowanym w Rybniku przy ul. Podmiejskiej poprzez sieć ciepłowniczą oraz grupowy węzeł cieplny. Źródło ciepła, sieć ciepłownicza i grupowy węzeł cieplny są eksploatowane przez przedsiębiorstwo energetyczne	38 759,86	13,04	19,29	16 593,78	7,86	10,54	29,83
	Elektrownia "Rybnik"	G4	Odbiorcy, którzy pobierają ciepło w postaci gorącej wody wytworzone w źródle ciepła zlokalizowanym w Rybniku przy ul. Podmiejskiej poprzez sieć ciepłowniczą, grupowy węzeł cieplny oraz zewnętrzną instalację odbiorczą. Źródło ciepła, sieć ciepłownicza, grupowy węzeł cieplny oraz zewnętrzna instalacja odbiorcza są eksploatowane przez przedsiębiorstwo energetyczne	38 759,86	13,04	19,29	23 334,50	9,00	12,77	32,06
	Elektrownia "Rybnik"	G5	Odbiorcy, którzy pobierają ciepło w postaci pary wodnej wytworzone w źródle ciepła zlokalizowanym w Rybniku przy ul. Podmiejskiej bezpośrednio ze źródła ciepła. Źródło ciepła jest eksploatowane przez przedsiębiorstwo energetyczne	38 759,86	13,04	19,29	0,00	0,00	0,00	19,29





Przedsiębiorstwo energetyczne	Źródło	Grupa odbiorców	Stawka za moc zamówioną	Cena za ciepło	Uśredniony koszt ciepła w źródle	Opłata za usługi przesyłowe		Uśredniony koszt za przesył ciepła	Uśredniony koszt ciepła dla odbiorcy	
			zł/MW/rok	zł/GJ	zł/GJ	stała	zmienna	zł/GJ	zł/GJ	
						zł/MW/rok	zł/GJ			
„BUDWEX” Sp. z o.o.	Elektrociepłownia „Jankowice”	GR1	Odbiorcy, dla których ciepło wytworzone przez Kompanię Węglową S.A. w źródle ciepła - Ciepłownia „Jankowice”, dostarczone jest poprzez sieć ciepłowniczą eksploatowaną przez Kompanię Węglową S.A. oraz węzły cieplne eksploatowane przez „BUDWEX” Sp. z o.o.; nośnik ciepła - gorąca woda	86 779,08	34,40	48,40	41 415,39	10,91	17,59	65,99
	Elektrociepłownia „Jankowice”	GR2	Odbiorcy, dla których ciepło wytworzone przez Kompanię Węglową S.A. w źródle ciepła - Ciepłownia „Jankowice”, dostarczone jest poprzez sieć ciepłowniczą eksploatowaną przez Kompanię Węglową S.A. oraz grupowe węzły cieplne i zewnętrzne instalacje odbiorcze eksploatowane przez „BUDWEX” Sp. z o.o.; nośnik ciepła - gorąca woda	86 779,08	34,40	48,40	52 773,36	17,05	25,56	73,96
	Elektrociepłownia „Jankowice”	GR3	Odbiorcy, dla których ciepło wytworzone przez Kompanię Węglową S.A. w źródle ciepła - Ciepłownia „Jankowice”, dostarczone jest poprzez sieć ciepłowniczą eksploatowaną przez Kompanię Węglową S.A. oraz sieć ciepłowniczą i węzły cieplne eksploatowane przez „BUDWEX” Sp. z o.o.; nośnik ciepła - gorąca woda	86 779,08	34,40	48,40	53 579,32	13,30	21,94	70,34
SM przy Elektrowni Rybnik S.A.	Elektrownia „Rybnik”	S	odbiorcy końcowi: RSM , szkoła, przedszkole, KMK... -	38 759,86	13,04	19,29	39 444,03	12,90	19,26	38,55
	Elektrownia „Rybnik”	SW	odbiorcy końcowi: lokale użytkowe z węzła grupowego	38 759,86	13,04	19,29	44 769,15	15,67	22,89	42,18

Źródło: Opracowanie własne na podstawie aktualnych taryf dla ciepła



Tabela 7-2. Uśredniony koszt ciepła do węzła odbiorcy uszeregowany wg kosztu brutto ciepła u odbiorcy

Miasto	Przedsiębiorstwo energetyczne / Źródło	Uśredniony koszt w źródle	Uśredniony koszt za przesył	Uśredniony koszt u odbiorcy
		[zł/GJ]	[zł/GJ]	[zł/GJ]
Rybnik	EDF Polska S.A. Oddział Rybnik / Elektrownia „Rybnik”	19,29	5,00	24,28
Rybnik	Spółdzielnia Mieszkaniowa przy Elektrowni Rybnik S.A. / Elektrownia „Rybnik”	19,29	22,89	42,18
Rybnik	PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój / Elektrownia „Rybnik”	19,29	24,84	44,13
Rybnik	Kompania Węglowa S.A. / Elektrociepłownia „Chwałowice”	42,96	6,23	49,19
Rybnik	Kompania Węglowa S.A. / Elektrociepłownia „Jankowice”	48,40	4,80	53,20
Żory	PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój / kotłownie zlokalizowane w Żorach ul. Pszczyńska 54 i ul. Wojska Polskiego 8	42,79	11,54	54,34
Rybnik	Kompania Węglowa S.A. / Ciepłownia „Rymer”	47,04	10,18	57,21
Racibórz	PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój / kotłownia zlokalizowana w Raciborzu ul. Studzienna 3	40,23	19,54	59,77
Rybnik	PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój / Elektrociepłownia „Chwałowice”	42,96	22,25	65,21
Rybnik	BUDWEX Sp. z o.o. / Elektrociepłownia „Jankowice”	48,40	17,59	65,99
Jastrzębie Zdrój	PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój / SEJ S.A. EC „Zofiówka”	53,26	14,29	67,56
Gliwice	PEC Gliwice / Ciepłownia Gliwice	50,85	16,93	67,78
Rybnik	PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój / Ciepłownia „Rymer”	47,04	21,97	69,01
Wodzisław Śląski	PEC Jastrzębie-Zdrój S.A. / kotłownie zlokalizowane w Wodzisławiu Śląskim ul. Radlińska 72 i ul. Kubsza 28	59,00	14,19	73,20
Czerwionka-Leszczyny	PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój / źródło ciepła zlokalizowane w Czerwionce-Leszczynach przy ul. Polnej 1c	63,28	16,61	79,89
Jastrzębie Zdrój	PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój oraz SEJ S.A. / SEJ S.A. EC „Moszczenica”	58,35	25,12	83,47
Rybnik	PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój / Źródło ciepła zlokalizowane w Rybniku przy ul. Mościckiego własności PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój	84,41	11,13	95,54

Źródło: Opracowanie własne na podstawie aktualnych taryf dla ciepła

Z przeprowadzonych analiz wynika, że najniższym uśrednionym kosztem wytworzenia ciepła w źródle, spośród rozpatrywanych przedsiębiorstw, charakteryzuje się ciepło oferowane odbiorcom z obszaru Rybnika wytworzone w Elektrowni Rybnik S.A., gdzie uśredniony koszt ciepła w źródle wynosi ok. 19 zł/GJ brutto. Natomiast najwyższym kosztem wytworzenia charakteryzuje się ciepło wytworzone w kotłowni zlokalizowanej w Rybniku przy ul. Mościckiego (ok. 84 zł/GJ brutto).

Najniższy uśredniony koszt za przesył 1 GJ ciepła, spośród przedsiębiorstw energetycznych poddanych analizie, oferuje Kompania Węglowa S.A. (Polska Grupa Górnicza



sp. z o.o.) z Elektrociepłowni „Jankowice”. Uśredniony koszt przesyłu 1 GJ ciepła wynosi tam ok. 4,80 zł/GJ brutto. Natomiast najwyższy uśredniony koszt przesyłu 1 GJ ciepła oferowany jest klientom z terenu Jastrzębia-Zdroju dla ciepła wytwarzanego przez SEJ S.A. EC „Moszczenica” i przesyłanego siecią ciepłowniczą PEC Jastrzębie-Zdrój S.A., który wynosi ok. 25 zł/GJ brutto.

Na całkowity koszt ciepła u odbiorcy składa się koszt wytworzenia ciepła oraz jego przesył do odbiorcy. Z powyższej analizy wynika, że najniższym poziomem uśrednionego kosztu ciepła u odbiorcy charakteryzuje się ciepło oferowane odbiorcom z obszaru Rybnika zaopatrywanych w ciepło wytworzone w Elektrowni Rybnik i przesyłanego siecią ciepłowniczą EDF Polska S.A. Oddział Rybnik, które wynosi ok. 24 zł/GJ brutto. Najwyższy uśredniony koszt ciepła u odbiorcy oferowany jest odbiorcom kotłowni zlokalizowanej w Rybniku przy ul. Mościckiego własności PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój, który wynosi ok. 96 zł/GJ brutto.

Rozbieżności w uśrednionych kosztach ciepła wynikają m.in.: z wielkości źródła, stanu technicznego urządzeń wytwórczych i sieci, rozległości sieci, dopasowania źródła do obecnych potrzeb ciepłowniczych, obszaru działania, struktury organizacyjnej itp.

Dla porównania z kosztami ciepła z systemów ciepłowniczych, obliczono uśredniony koszt 1 GJ ciepła z kotłowni gazowej, zakładając poziom mocy zamówionej w wysokości 1 MW (grupa taryfowa W-6A, PSG Sp. z o.o. Oddział w Zabrze) i zużyciu 6 200 GJ/rok. Sprawność urządzenia przetwarzającego przyjęto na poziomie 90%, zaś wartość opałową 35,5 MJ/Nm<sup>3</sup>. Przy tak sformułowanych założeniach jednostkowy koszt ciepła z kotłowni gazowej kształtuje się na poziomie 63 zł/GJ brutto.

Dla zobrazowania wysokości kosztów ponoszonych przez odbiorców ciepła w tabeli poniżej przedstawiono porównanie kosztów energii cieplnej pozyskiwanej z paliw dostępnych na rynku w układzie zł za jednostkę energii (zł/GJ) dla poniżej przyjętych założeń:

- koszty biomasy zostały wyliczone na podstawie średnich kosztów jej pozyskania i składowania;
- koszt gazu ziemnego wyliczono na podstawie aktualnych taryf PGNiG S.A. oraz PSG Sp. z o.o. Taryfy określają ceny gazu oraz stawki opłat za usługi przesyłowe, przy założeniu, że roczne zużycie gazu kształtuje się na poziomie 4 000 Nm<sup>3</sup> (wg grupy taryfowej W-3.6);
- koszt ogrzewania energią elektryczną wyliczono dla domu jednorodzinnego o powierzchni 120 m<sup>2</sup> na podstawie aktualnej Taryfy TAURON Dystrybucja S.A. Oddział w Gliwicach oraz TAURON Sprzedaż Sp. z o.o. przy założeniu korzystania z taryfy G-12, zużycia rocznego na poziomie 9 600 kWh oraz 70% wykorzystywania energii w nocy i 30% w dzień;
- koszty zostały podane w kwotach brutto.

**Tabela 7-3. Porównanie kosztów brutto energii cieplnej z różnych paliw (z uwzględnieniem sprawności urządzeń przetwarzających)**

Nośnik energii	Cena paliwa	Wartość opałowa	Sprawność	Koszt ciepła
	zł/Mg	GJ/Mg	%	zł/GJ
Węgiel flot	390	22	60	29,55
Ekogroszek	800	26	80	38,46
Pellet biomasowy	725	18	75	53,70



Nośnik energii	Cena paliwa	Wartość opałowa	Sprawność	Koszt ciepła
	zł/Mg	GJ/Mg	%	zł/GJ
Gaz ziemny (W-3.6 PSG)	1,9817*	35,5***	95	58,41
System ciepłowniczy	-	-	-	65,21
Olej opałowy lekki	2700	43	95	66,10
Gaz płynny	2980	46	95	68,19
Energia elektryczna (G-12)	0,39**	-	-	107,19

Zródło: Opracowanie własne

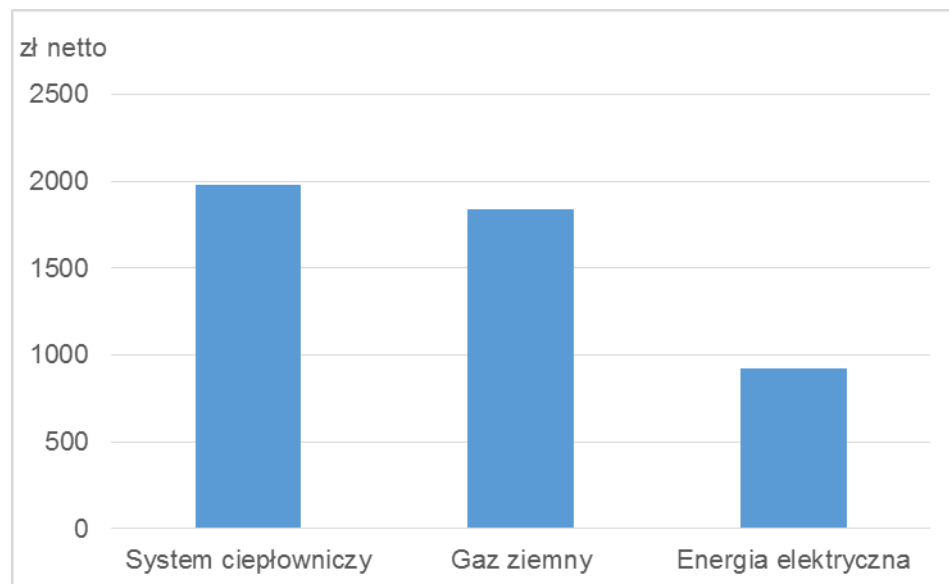
\* - [zł/Nm<sup>3</sup>], \*\* - [zł/kWh], \*\*\* - [MJ/Nm<sup>3</sup>],

Z powyższego zestawienia wynika, że istnieje duża rozbieżność pomiędzy jednostkowymi kosztami energii w [zł/GJ] uzyskanymi z poszczególnych nośników energii. Należy jednak pamiętać, że jednostkowy koszt ciepła przedstawiony w powyższej tabeli to tylko jeden ze składników całkowitej opłaty za zużycie energii. W jej skład wchodzi również m.in.: koszt urządzenia przetwarzającego energię powyższych nośników na ciepło wraz z kosztami obsługi i konserwacji, koszty dostawy itp. W związku z powyższym koszty podane w tabeli nie są wystarczające do porównywania ich w prosty sposób z ciepłem sieciowym.

Na poniższym wykresie pokazano dodatkowo porównanie kosztów przyłączenia do poszczególnych systemów przy następujących założeniach:

- długość przyłączy do 15 metrów;
- średnica sieci ciepłowniczej DN25, koszt wg taryfy PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój;
- dla energii elektrycznej, dla przyłącza o mocy 15 kV.

**Wykres 7-1. Koszty przyłączenia do sieci**



## 7.2 Taryfa dla energii elektrycznej

Odbiorcy za dostarczoną energię elektryczną i świadczone usługi przesyłowe rozliczani są według cen i stawek opłat właściwych dla grup taryfowych. Podział odbiorców na grupy taryfowe dokonywany jest ze szczególnym uwzględnieniem kryteriów takich jak: poziom napięcia sieci w miejscu dostarczenia energii, wartość mocy umownej, system rozliczeń, zużycie roczne energii i liczba stref czasowych. Kryteria te zostały określone w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 7 czerwca 2013 r. (tekst jednolity: Dz.U.

2013, poz. 1200) w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną. W celu dokonania obliczeń uśrednionych kosztów energii elektrycznej, do cen za dystrybucję doliczono ceny energii pochodzące ze spółek obrotu, które zostały wydzielone ze spółek dystrybucyjnych i są z nimi powiązane kapitałowo.

Działalność polegającą na dystrybucji energii elektrycznej, w chwili obecnej, na terenie miasta Rybnika świadczy TAURON Dystrybucja S.A. Oddział w Gliwicach. Spółka posiada aktualną taryfę dla energii elektrycznej na rok 2016 zatwierdzoną decyzją Prezesa URE z dnia 17 grudnia 2015 r. o nr DRE-4211-67(11)/2015/2698/IX/DK. Taryfa obowiązuje do dnia 31 grudnia 2016 r.

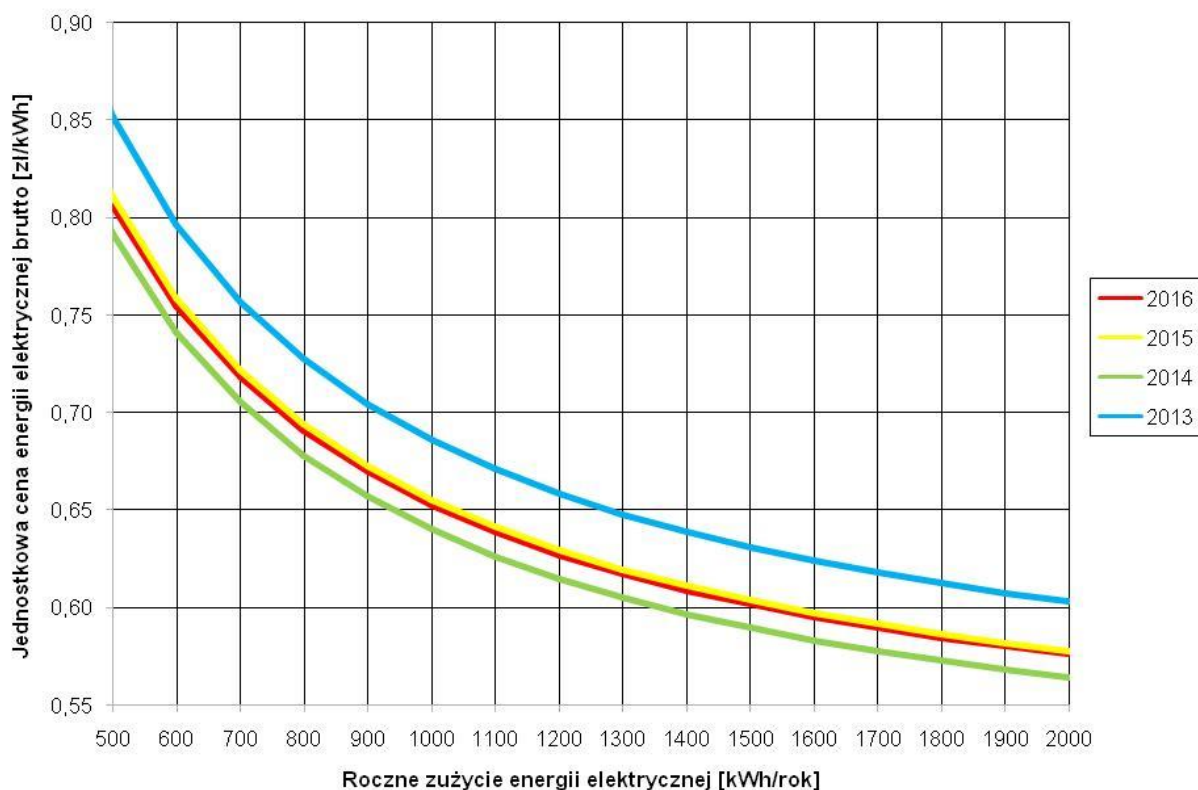
Sprzedazą energii elektrycznej na omawianym terenie zajmuje się TAURON Sprzedaż Sp. z o.o. Ostatnia taryfa dla energii elektrycznej dla odbiorców z grup taryfowych G obowiązująca do dnia 31 grudnia 2016 r. została zatwierdzona Decyzją Prezesa URE o nr DRE-4211-54(10)/2015/13851/V/DK z dnia 17 grudnia 2015 r.

Na poniższym wykresie przedstawiono zmiany jednostkowego kosztu energii elektrycznej brutto w grupie taryfowej G11 (układ 1-faz. bezpośredni) przy danym rocznym zużyciu w latach 2013-2016 dla klientów korzystających z usług dystrybucyjnych TAURON Dystrybucja S.A. Oddział w Gliwicach oraz kupujących energię elektryczną od TAURON Sprzedaż Sp. z o.o.

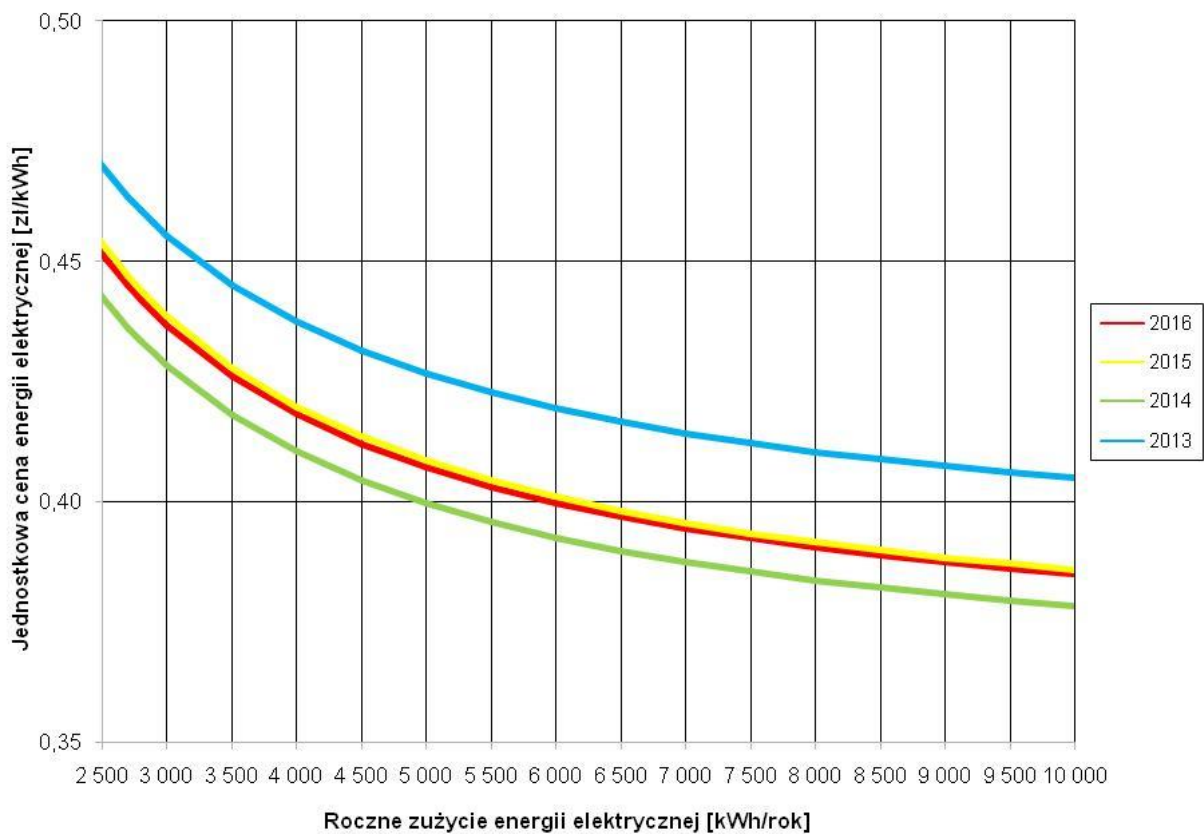
Natomiast na kolejnym przedstawiono zmiany jednostkowego kosztu energii elektrycznej brutto w grupie taryfowej G12 (układ 3-faz. bezpośredni) przy danym rocznym zużyciu w latach 2013-2016 dla klientów korzystających z usług dystrybucyjnych TAURON Dystrybucja S.A. Oddział w Gliwicach oraz kupujących energię elektryczną od TAURON Sprzedaż Sp. z o.o. Założono wykorzystanie energii na poziomie 70% w nocy i 30% w dzień.

Analizując poniższe wykresy można zauważyć, że w latach 2013-2016 wzrosty, a następnie spadki jednostkowego kosztu energii elektrycznej. Obniżka cen energii dla klientów indywidualnych związana jest ze spadkiem cen na rynku hurtowym i odwrotnie.

**Wykres 7-2. Porównanie jednostkowych kosztów brutto energii elektrycznej w grupie G11**



**Wykres 7-3. Porównanie jednostkowych kosztów brutto energii elektrycznej w grupie G12**



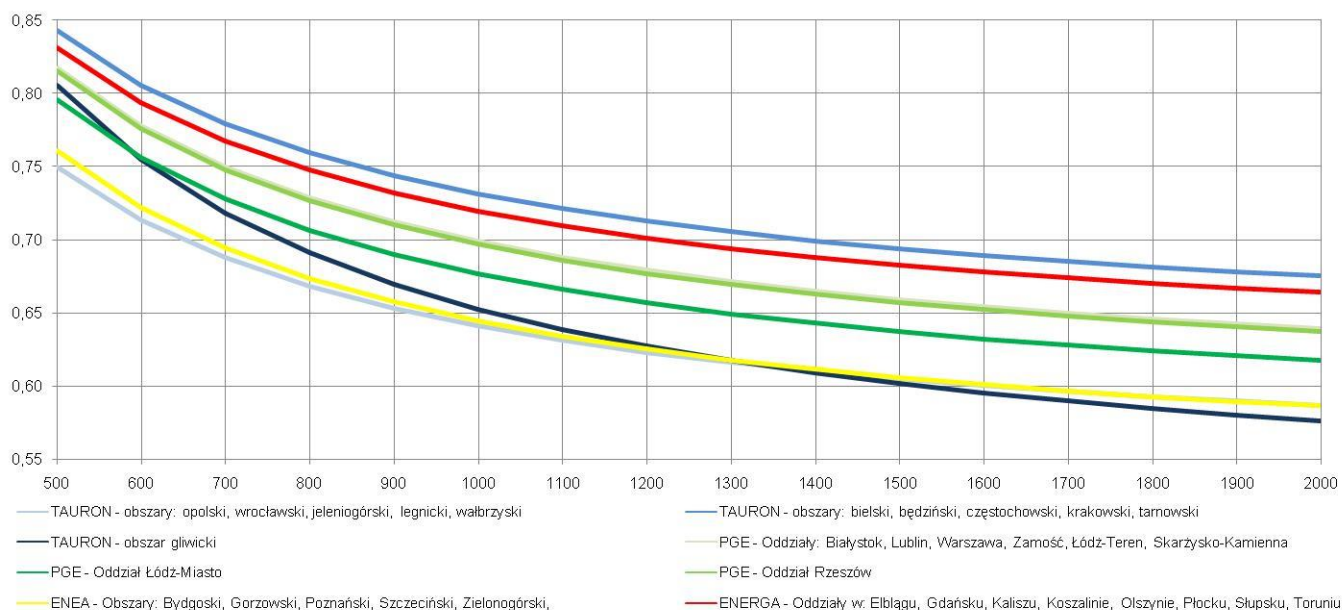
Koncesjonowaną działalność gospodarczą, w zakresie wytwarzania, dostawy i sprzedaży energii elektrycznej, na omawianym terenie prowadzą również:

- EDF Polska S.A. Oddział w Rybniku (dawniej Elektrownia Rybnik S.A.) zajmująca się wytwarzaniem i dystrybucją energii elektrycznej. Aktualna taryfa dla energii elektrycznej dla tego przedsiębiorstwa energetycznego została zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr OKA-4211-36(8)/2015/1262/V/AZa z dnia 4 listopada 2015 r. ze zmianami (ostatnia zmiana z dnia 22 grudnia 2015 r.) W chwili obecnej, zakres działalności EDF Rybnik S.A. nie obejmuje dostaw energii elektrycznej do gospodarstw domowych na obszarze Rybnika;
- PKP Energetyka S.A. z siedzibą w Warszawie, Południowy Rejon Dystrybucji. Aktualna taryfa dla energii elektrycznej dla tego przedsiębiorstwa energetycznego została zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DTA-4211-6(6)/2015/3158/XIVI/JSz z dnia 17 marca 2015 r. ze zmianami (ostatnia zmiana z dnia 17 grudnia 2015 r.). W chwili obecnej zakres działalności PKP Energetyka S.A. obejmuje również (na mniejszą skalę) dostawę energii elektrycznej do gospodarstw domowych zlokalizowanych na terenie Rybnika;
- Zakład Dostaw Nośników Energetycznych Sp. z o.o. z siedzibą w Rybniku przy ul. Przemysłowej 1 zajmujący się przesyłem i obrotem energią elektryczną na terenie przemysłowym Rybnika w dzielnicy Paruszowiec (dawny obszar RZWM „Huta Silesia”). Aktualna taryfa dla energii elektrycznej dla tego przedsiębiorstwa energetycznego została zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr OKA-4211-61(8)/2013/2014/1381/VIII/AM z dnia 30 stycznia 2014 r. ze zmianami (ostatnia zmiana dnia 15 grudnia 2015 r.). W chwili obecnej zakres działalności ZDNE Sp. z o.o. obejmuje również (w małym stopniu) dostawę energii elektrycznej do gospodarstw domowych zlokalizowanych na terenie Rybnika;
- KLP Polska Sp. z o.o. Rybnik Spółka Komandytowo-Akcyjna zlokalizowana w Rybniku przy ul. Raciborskiej 16 zajmująca się dystrybucją i obrotem energii elektrycznej. Aktualna taryfa dla energii elektrycznej dla tego przedsiębiorstwa energetycznego została zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr OKA-4211-50(19)/2015/2016/13968/V/KT z dnia 5 maja 2016 r. Zakres działalności przedsiębiorstwa nie obejmuje dostaw energii elektrycznej do gospodarstw domowych na obszarze Rybnika.

Ponadto z dniem 10 maja 2013 r. upłynął termin ważności koncesji na dystrybucję energii elektrycznej dla przedsiębiorstwa Kompania Węglowa S.A. z siedzibą w Katowicach przy ul. Powstańców 30 (obecnie PGG sp. z o.o.). Spółka wystąpiła do URE z wnioskiem o zakończenie działalności koncesjonowanej związanej z dystrybucją energii elektrycznej z dniem wygaśnięcia koncesji. Aktualnie PGG sp. z o.o. Oddział Zakład Elektrociepłowni prowadzi w dzielnicy Niedobczyce drobną odsprzedaż energii elektrycznej na zasadach refakturowania podmiotom prowadzącym działalność gospodarczą na terenie byłej KWK Rymer. Odsprzedaż prowadzona jest w związku z przedłużającymi się przełączeniami odbiorców do sieci TAURON Dystrybucja S.A.

Poniżej przedstawiono porównanie jednostkowych kosztów energii elektrycznej brutto w grupie taryfowej G11 z wybranych zakładów elektroenergetycznych w kraju.

**Wykres 7-4. Porównanie jednostkowych kosztów brutto energii elektrycznej w grupie G11 na tle innych przedsiębiorstw**



Jednostkowy koszt zakupu energii elektrycznej oferowany przez TAURON Dystrybucja S.A. i TAURON Sprzedaż Sp. z o.o. w grupie taryfowej G11 (kolor ciemnoniebieski) jest na niskim poziomie w porównaniu z prezentowanymi przedsiębiorstwami energetycznymi w kraju i w zależności od rocznego zapotrzebowania wynosi: na poziomie 500 kWh – 81 gr/kWh brutto, natomiast na poziomie 2 000 kWh - 58 gr/kWh brutto.

### 7.3 Taryfa dla paliw gazowych

Obecnie gaz ziemny dostarczany jest odbiorcom na terenie miasta Rybnika przez Polską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział w Zabrze, która zajmuje się techniczną dystrybucją gazu, zaś handlową obsługą klientów zajmuje się PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.

Aktualną wysokość opłat za gaz ziemny wysokometanowy dla poszczególnych grup taryfowych przedstawiono w „Taryfie PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi Nr 3” zatwierdzonej decyzją Prezesa URE o nr DRG-4212-4(13)/2016/23213/III/PD z dnia 15 marca 2016 r. oraz w „Taryfie nr 3 PSG Sp. z o.o. dla usług dystrybucji paliw gazowych i usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego” zatwierdzonej decyzją Prezesa URE o nr DRG-4212-49(10)/2014/22378/III/AIK/KGa z dnia 16 grudnia 2014 r. wraz ze zmianą z dnia 16 grudnia 2015 r.

Odbiorcy za dostarczone paliwo gazowe i świadczone usługi dystrybucji rozliczani są według cen i stawek opłat właściwych dla grup taryfowych. Kwalifikacja odbiorców do grup taryfowych dokonywana jest odrębnie dla każdego miejsca odbioru w oparciu m.in. o następujące kryteria: rodzaj paliwa gazowego, moc umowną, roczną ilość pobieranego paliwa gazowego oraz system rozliczeń. Kryteria te zostały określone w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 28 czerwca 2013 r. (Dz.U. 2013, poz. 820) w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi.

Opłata za dostarczony gaz stanowi sumę:





- opłaty za pobrane paliwo, będącej iloczynem ilości energii zawartej w odebranych paliwie gazowym [kWh] i ceny za paliwo gazowe [zł/kWh],
- opłaty stałej za usługę przesyłową:
  - ➔ dla odbiorców z grup W-1.1 do W-4 jest ona stała i określona w zł/m-c,
  - ➔ dla odbiorców z grup W-5 do W-7C jest ona iloczynem zamówionej mocy umownej, liczby godzin w okresie rozliczeniowym i stawki za usługę przesyłową,
- opłaty zmiennej za usługę przesyłową, będącej iloczynem ilości energii zawartej w odebranych paliwie gazowym [kWh] i stawki zmiennej za usługę przesyłową [zł/kWh],
- miesięcznej stałej opłaty abonamentowej [zł/m-c].

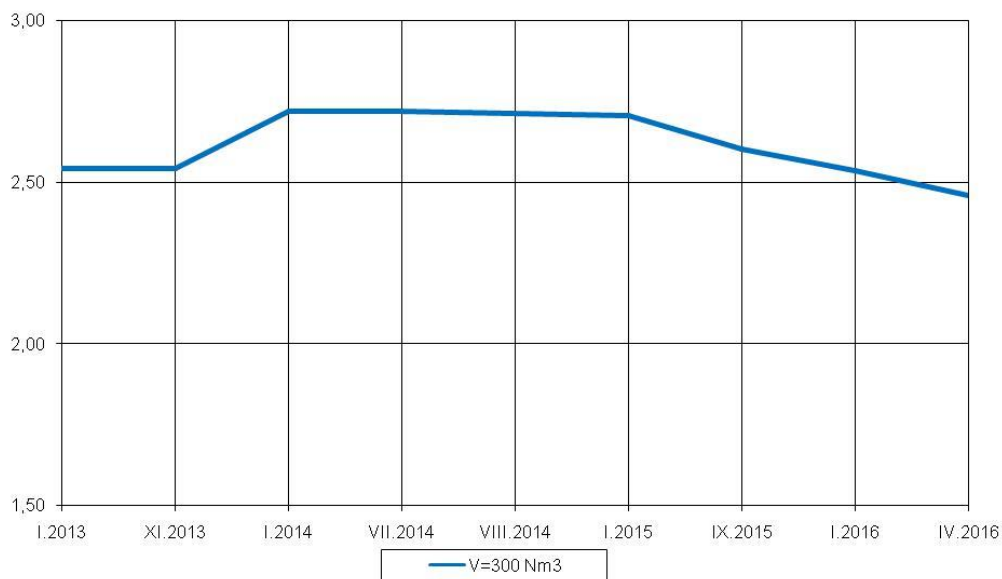
Zgodnie z postanowieniami ustawy z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym (Dz.U. 2014, poz. 752), począwszy od dnia 1 listopada 2013 r. sprzedaż paliwa gazowego podlega opodatkowaniu akcyzą. Stawki akcyzy dla paliwa gazowego są zróżnicowane ze względu na jego przeznaczenie. Istotne z punktu widzenia konsumenta jest zwolnienie z akcyzy sprzedaży paliwa gazowego przeznaczonego do celów opałowych przez gospodarstwa domowe. Celem opałowym jest np. wykorzystanie paliwa gazowego do ogrzewania pomieszczeń, ogrzewania wody użytkowej lub podgrzewania posiłków.

Ponadto od dnia 1 sierpnia 2014 r. zmianie uległa jednostka rozliczenia zużycia gazu ziemnego, w związku z czym przedsiębiorstwa obrotu paliwami gazowymi oraz wykonujące usługę przesyłu i dystrybucji dokonują rozliczenia z odbiorcami w jednostkach energii – kilowatogodzinach [kWh]. Ilość energii zawartej w paliwie gazowym stanowi iloczyn ilości paliwa gazowego [ $m^3$ ] i współczynnika konwersji [kWh/ $m^3$ ], który dla gazu ziemnego wysokometanowego grupy E wynosi 10,972 kWh/ $m^3$ .

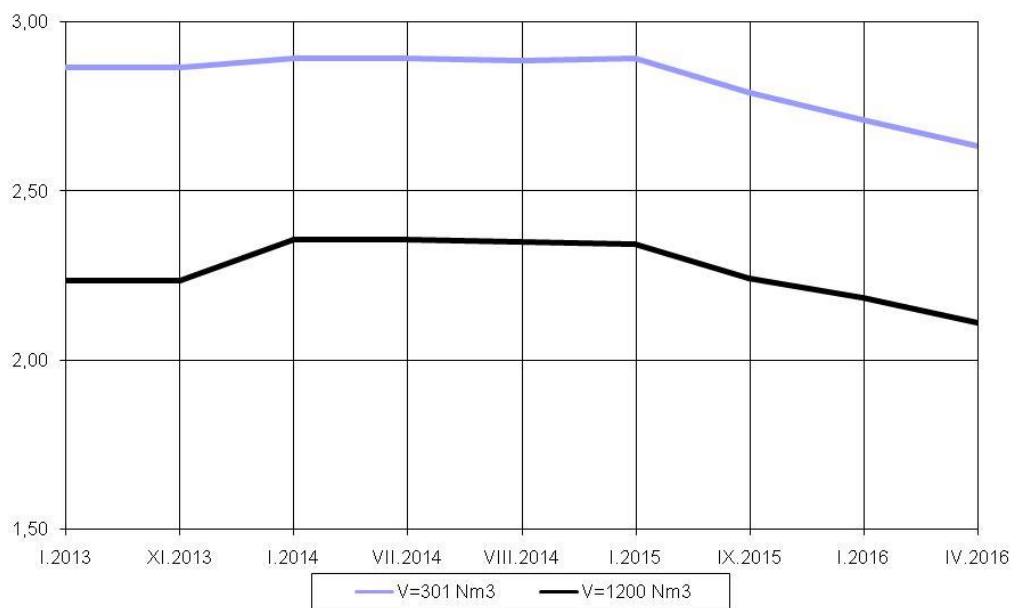
Pomimo ww. zmian jakie nastąpiły w ostatnim czasie, na wykresach poniżej (w celu porównania z wcześniejszymi latami) przedstawiono jednostkowy koszt zakupu gazu w latach 2013-2016 w jednostkach objętości [zł/ $Nm^3$ ]. Na poniższych wykresach przedstawiono jednostkowy koszt zakupu gazu (w zł/ $Nm^3$ ) od roku 2013 dla grup taryfowych W-1.1 do W-4 (dla gospodarstw domowych zwolnionych z akcyzy) dla wartości granicznych rocznego zużycia gazu w poszczególnych grupach. Wartości na wykresach uwzględniają podatek od towarów i usług VAT w wysokości 23%.

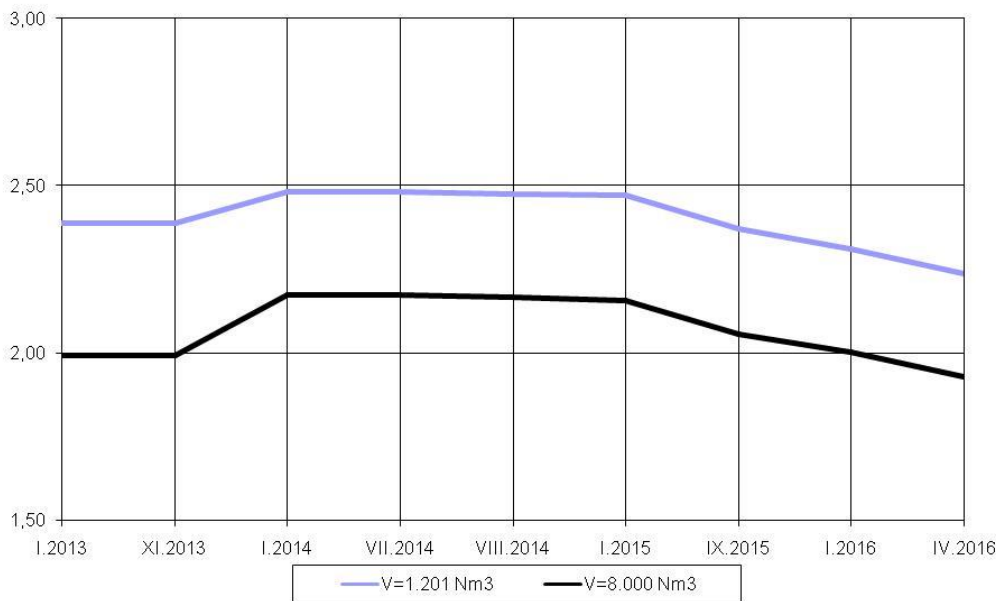
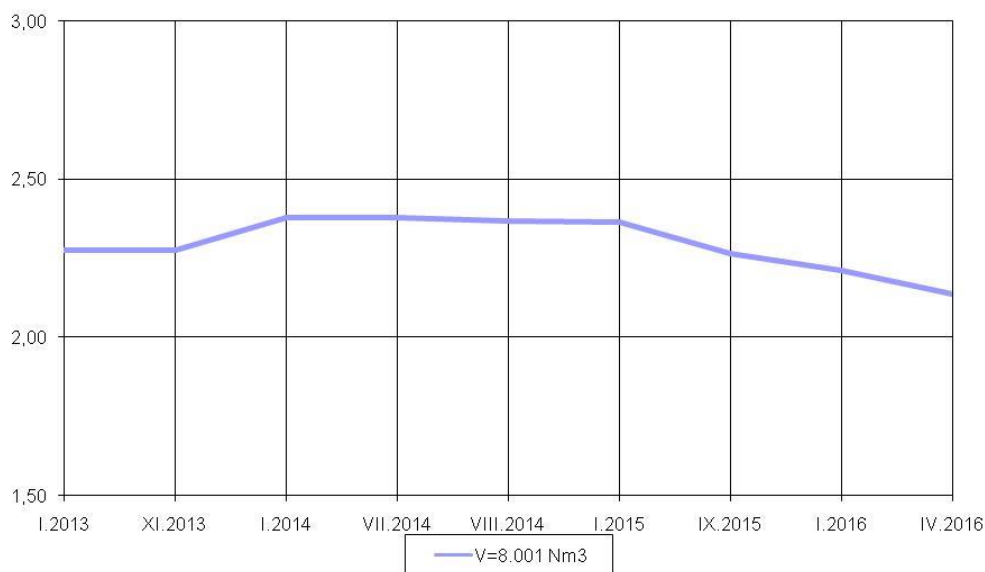


**Wykres 7-5. Jednostkowa cena zakupu gazu w grupie W-1.1 [zł/Nm<sup>3</sup>]**



**Wykres 7-6. Jednostkowa cena zakupu gazu w grupie W-2.1 [zł/Nm<sup>3</sup>]**



**Wykres 7-7. Jednostkowa cena zakupu gazu w grupie W-3.6 [zł/Nm<sup>3</sup>]**

**Wykres 7-8. Jednostkowa cena zakupu gazu w taryfie W-4 [zł/Nm<sup>3</sup>]**


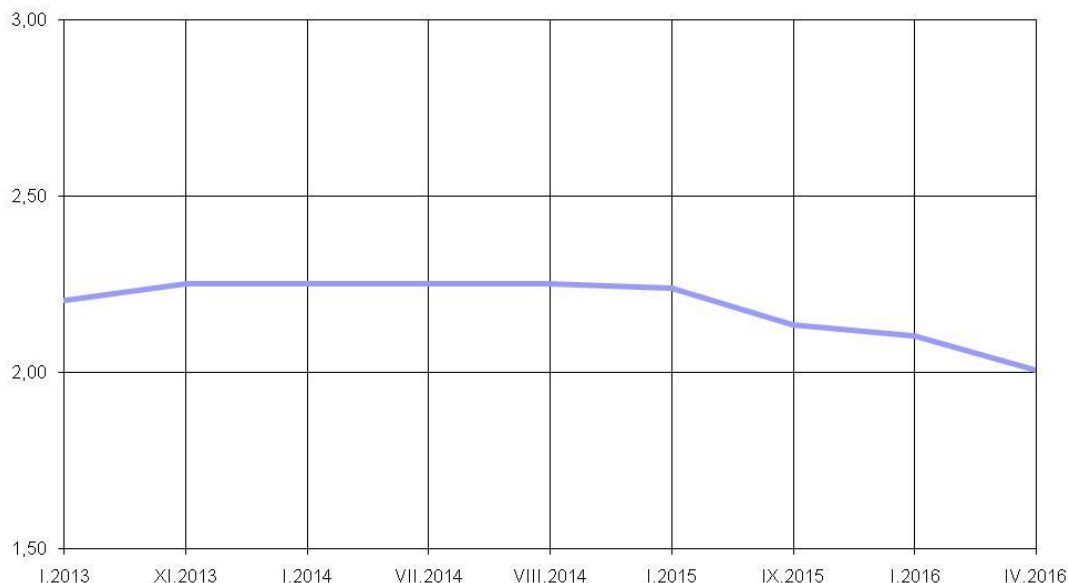
Powyższe wykresy odzwierciedlają obserwowane w ostatnich latach wzrosty i spadki kosztów za paliwa gazowe. Wynika z nich, że jednostkowy koszt gazu w rozpatrywanym okresie spadł średnio o ok. 5% – od blisko 8% dla najniższego zużycia w grupie W-2.1 do ok. 3% dla najwyższego zużycia w grupie W-3.6. Należy zwrócić uwagę na fakt, że spadek kosztów za paliwa gazowe utrzymuje się od połowy 2014 r.

Kolejnym wnioskiem nasuwającym się po analizie powyżej przedstawionych wykresów jest zauważalna różnica w opłatach za gaz przez odbiorców, którzy znajdują się „na granicy” grup taryfowych – np. odbiorca będący w grupie taryfowej W-3.6 i zużywający rocznie 8 tys. Nm<sup>3</sup> gazu zapłaci rocznie ok. 1,7 tys. zł mniej (brutto) niż odbiorca z grupy W-4 zużywający 8 001 Nm<sup>3</sup> gazu. Zasadnym jest więc, aby odbiorcy gazu, którzy rocznie zużywają taką ilość gazu, że znajdują się „na granicy” grup taryfowych, dokładnie przeanalizowali swoje zużycie i jeżeli jest taka możliwość, tak je ograniczyli, by znaleźć się w niższej grupie taryfowej.



Na następnym wykresie pokazano zmiany jednostkowego kosztu gazu brutto dla kotłowni gazowej (moc zamówiona na poziomie 1 MW i roczne zużycie ciepła ok. 6 200 GJ), grupa taryfowa W-6A (wg ww. ustawy o podatku akcyzowym z przeznaczeniem na cele opałowe – stawka akcyzy wynosi 1,28 zł/GJ).

**Wykres 7-9. Jednostkowa cena zakupu gazu w grupie W-6A [zł/Nm<sup>3</sup>]**



Również ten wykres obrazuje obserwowane w ostatnich spadki kosztów za paliwa gazowe. Jednostkowy koszt gazu (w zł/Nm<sup>3</sup>) dla tego przypadku spadł w rozpatrywanym czasie o ok. 9%.

Ponadto dostawą gazu ziemnego wysokometanowego na rzecz 12 odbiorców na terenie przemysłowym Rybnika w dzielnicy Paruszowiec (dawny obszar RZWM „Huta Silesia”) zajmuje się Zakład Dostaw Nośników Energetycznych Sp. z o.o. z siedzibą w Rybniku przy ul. Przemysłowej 1. Przedsiębiorstwo posiada koncesje na dystrybucję i obrót paliwami gazowymi. Spółka posiada aktualną „Taryfę dla gazu ziemnego wysokometanowego” zatwierdzoną przez Prezesa URE decyzją nr OKA-4212-16(9)/2015/1381/X/AZA z dnia 9 września 2015 r. Taryfa wyróżnia trzy grupy odbiorców w zależności od wielkości mocy umownej. W tabeli poniżej przedstawiono wyciąg z ww. taryfy ZDNE Sp. z o.o.

**Tabela 7-4. Ceny i stawki opłat brutto dla odbiorców gazu wg taryfy Zakładu Dostaw Nośników Energetycznych Sp. z o.o.**

Grupa taryfowa	Moc umowna b [kWh/h]	Cena za gaz		Stawki opłaty abonamentowej [zł/m-c]	Stawki opłat za usługę dystrybucji		
		Z zerową stawką akcyzy lub uwzgl. zwolnienie od akcyzy [gr/kWh]	Przeznaczone do celów opałowych [gr/kWh]		stała		zmienna
		[gr/kWh]	[gr/kWh]		[zł/m-c]	[gr/(kWh/h) za h]	[gr/kWh]
G-1	b ≤ 110	13,7814	14,2253	13,94	109,72	-	5,6670
G-2	110 < b ≤ 715	13,7814	14,2253	166,33	-	0,7995	5,0017
G-3	b > 715	13,7813	14,2252	203,10	-	1,0245	4,3284

## 8 Przewidywane zmiany zapotrzebowania na nośniki energii

### 8.1 Wprowadzenie. Metodyka prognozowania zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe

W celu określenia przyszłościowego zapotrzebowania na nośniki energii w okresie docelowym przeprowadzona została analiza rozwoju w zakresie wielkości i lokalizacji nowej zabudowy – z uwzględnieniem jej charakteru oraz istotnych zmian w zabudowie istniejącej, która skutkować będzie przyrostami i zmianami zapotrzebowania na nośniki energii na terenie miasta.

W ramach niniejszych założeń uwzględniono zapisy z aktualizowanych dokumentów lokalnych, regionalnych i krajowych, które zostały opracowane i przyjęte uchwałami odpowiednich organów w okresie 2012 - grudzień 2015. W analizie uwzględniono:

- dokumenty planistyczne kraju i województwa:
  - ➔ Koncepcję Przestrzennego Zagospodarowania Kraju 2030;
  - ➔ Strategię Rozwoju Województwa Śląskiego „Śląskie 2020+” przyjętą uchwałą Sejmiku Województwa Śląskiego Nr IV/38/2/2013 z dnia 1 lipca 2013 r.;
  - ➔ Zmianę Planu zagospodarowania przestrzennego Województwa Śląskiego przyjętą uchwałą Sejmiku Województwa Śląskiego nr III/56/1/2010 z dnia 22.09.2010 r.;

oraz:

- dokumenty planistyczne miasta;
- publikacje Głównego Urzędu Statystycznego;
- materiały z innych źródeł (internet, prasa, informacje od spółdzielni, deweloperów itp.).

Podstawę do określenia kierunków rozwoju gminy Rybnik stanowią aktualnie obowiązujące dokumenty planistyczne i strategiczne, tj.:

- ➔ Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego miasta rybnika (uchwała Nr 370/XXIII/2016 Rady Miasta Rybnika z dnia 30.06.2016 r.);
- ➔ Strategia Zintegrowanego Rozwoju Miasta Rybnika do roku 2020 (uchwała Nr 140/XI/2015 Rady Miasta Rybnika z dnia 18.06.2015 r.);
- ➔ obowiązujące miejscowe plany zagospodarowania przestrzennego.

Podane w opracowaniu wielkości bilansowe mają określony szacunkowy stopień dokładności wynikający z uzyskanych informacji. Dotyczy to głównie wielkości związanych z możliwościami terenowymi i oceną realności ich wykorzystania. Ten szacunkowy bilans jest wystarczającą podstawą do oceny, czy nie występują zagrożenia ze strony źródeł zasilania oraz zdolności przesyłowych głównych systemów.

Głównym czynnikiem warunkującym zaistnienie zmian w zapotrzebowaniu na wszelkiego typu nośniki energii jest dynamika rozwoju miasta ukierunkowana w wielu płaszczyznach. Elementami bezpośrednio wpływającymi na rozwój miasta są:

- zmiany demograficzne uwzględniające zmiany w ilości oraz strukturze wiekowej i zawodowej ludności, migracja ludności;



- rozwój zabudowy mieszkaniowej;
- rozwój szeroko rozumianego sektora usług obejmującego między innymi:
  - działalność handlową, usługi komercyjne i komunikacyjne,
  - działalność kulturalną i sportowo-rekreacyjną,
  - działalność w sferze nauki i edukacji,
  - działalność w sferze ochrony zdrowia;
- rozwój przemysłu i wytwórczości;
- wprowadzenie rozwiązań komunikacyjnych umożliwiających dostęp do tworzonych centrów usługowych oraz ruch tranzytowy dla miasta;
- konieczność likwidowania zagrożeń ekologicznych.

Długoterminowe analizy i prognozy zapotrzebowania energii odgrywają ważną rolę w planowaniu budowy przyszłych jednostek wytwórczych oraz rozwoju sieci dystrybucyjnej i przesyłowej. Określenie przypadków maksymalnego zapotrzebowania jest ważnym elementem zarządzania energetycznego. Zapotrzebowanie energii w danym czasie zależne jest od wielu czynników – takich jak: temperatura zewnętrzna, niedawny stan pogody, pora dnia, dzień tygodnia, sezony wakacyjne, warunki ekonomiczne itd. W znaczeniu długoterminowym należy ująć ogląd probabilistyczny poziomów zapotrzebowania szczytowego na podstawie prognoz przyrostu gęstości zabudowy, dokonując pełnej oceny możliwych rozkładów przyszłych wartości zapotrzebowania, ważnych tak z punktu widzenia prognozy, jak również niezbędnych dla oceny i zabezpieczenia ryzyka finansowego związanego ze zmiennością zapotrzebowania i niepewnością prognozy. Określone szczytowe zapotrzebowanie mocy w danym czasie jest związane z zakresem niepewności, spowodowanym błędami prognoz rozwoju następujących czynników: wielkość populacji, przemiany technologiczne, warunki ekonomiczne, przeważające warunki pogodowe (oraz rozkład tych warunków), jak również z ogólną przypadkowością, właściwą dla określonego zjawiska.

Prognozy krótkoterminowe sporządzane są na okres jednego roku lub krótszy. Nie są one nadmiernie obciążone ryzykiem regulacyjnym lub technologicznym, jednakże pojawienie się, lub tym bardziej nagła upadłość, dużego odbiorcy przemysłowego może mieć znaczny wpływ na ten typ prognozy. W dodatku nadzwyczajne uwarunkowania mogą skutkować ryzykiem dla trafności przewidywań krótkoterminowych. Prognozy średnioterminowe sporządzane są na okres od roku do 5 lat. Mogą być wykorzystywane do określenia niezbędnych aktywów cechujących się krótkim czasem niezbędnym do ich zaprojektowania i budowy, takich jak źródła szczytowe. Prognozy te są nieprzydatne do określenia wymagań stawianych źródłom podstawowym, albowiem czas potrzebny do budowy dużych, nowoczesnych źródeł podstawowych najczęściej przekracza 5 lat. Prognozy długoterminowe dotyczą okresów dłuższych niż 5 lat. Ważnym polem zastosowania tego typu prognoz jest planowanie zasobów.

W trakcie prognozowania należy uwzględnić m.in. następujące elementy niepewności: określenie wielkości zapotrzebowania, ocena wpływu rozwoju technik energooszczędnych, programów wzrostu sprawności energetycznej. Wynikają z tego dwie kwestie: kiedy dany program wpłynie na wartość zapotrzebowania i w jakim stopniu wpłynie na zachowanie odbiorców. Okresowo elementem decydującym jest cena energii (nośników energii). Jeśli

ceny te wykazują w znaczącym stopniu ciągły wzrost, odbiorcy mogą być motywowani do odpowiedzialności za efektywność wykorzystania energii i chętniej przyłączą się do udziału w realizacji programów oszczędnościowych. Jeżeli konsekwentnie wprowadzi się opłaty zależne od pory dnia, większość odbiorców podejmie starania, aby zużyć jak najwięcej energii, w okresach o niższych cenach. Uwzględnienie modyfikacji zachowań odbiorców oddziaływać będzie również na trafność prognozy. Zastrzec należy, że prognozy długoterminowe zawsze obciążone są wyższym poziomem ryzyka niż prognozy średnioterminowe. Tak więc trudność oceny wpływu przedsięwzięć oszczędnościowych wzrasta z wydłużeniem horyzontu czasowego prognozy. W praktyce dla potrzeb opracowywanych gminnych projektów założeń do planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe wysoce przydatna okazała się kompilacja metody scenariuszowej z metodą modelowania odbiorcy końcowego.

Bilansowanie potrzeb energetycznych Miasta Rybnika, wynikających z rozwoju budownictwa mieszkaniowego oraz zagospodarowania nowych terenów przewidzianych pod usługi i wytwórczość przeprowadzono dla dwóch okresów:

- do roku 2031, tj. perspektywicznego (długoterminowego) – horyzont czasowy 15 lat, zgodnie z wymaganiami ustawy Prawo energetyczne;
- do roku 2022 – średnioterminowego – wynikającego z końca umownego okresu dostarczania ciepła do m.s.c. Rybnika z EC Chwałowice.

Tereny rozwoju miasta, na których przewiduje się do roku 2031 potencjalny wzrost zapotrzebowania na media energetyczne, zostały pokazane na załączonej mapie (Załącznik G).

## **8.2 Uwarunkowania do określenia wielkości zmian zapotrzebowania na nośniki energii**

### **8.2.1 Prognoza demograficzna**

Ruch naturalny ludności Polski na początku XXI wieku wszedł na drogę zbliżoną do obserwowanej w krajach zachodnich, która charakteryzuje się m.in. spadkiem liczby urodzeń i małżeństw, przesuwaniem średniego wieku rodzenia i tworzenia związków (w kierunku starszych roczników), wzrostem liczby rozwodów i związków nieformalnych. Powyższe oznacza dalsze zmiany w strukturze wieku ludności. Przewiduje się:

- postępujący proces starzenia się społeczeństwa, zwłaszcza w miastach,
- zmniejszenie się udziału ludności w wieku przedprodukcyjnym,
- stopniowy spadek liczby ludności w wieku produkcyjnym.

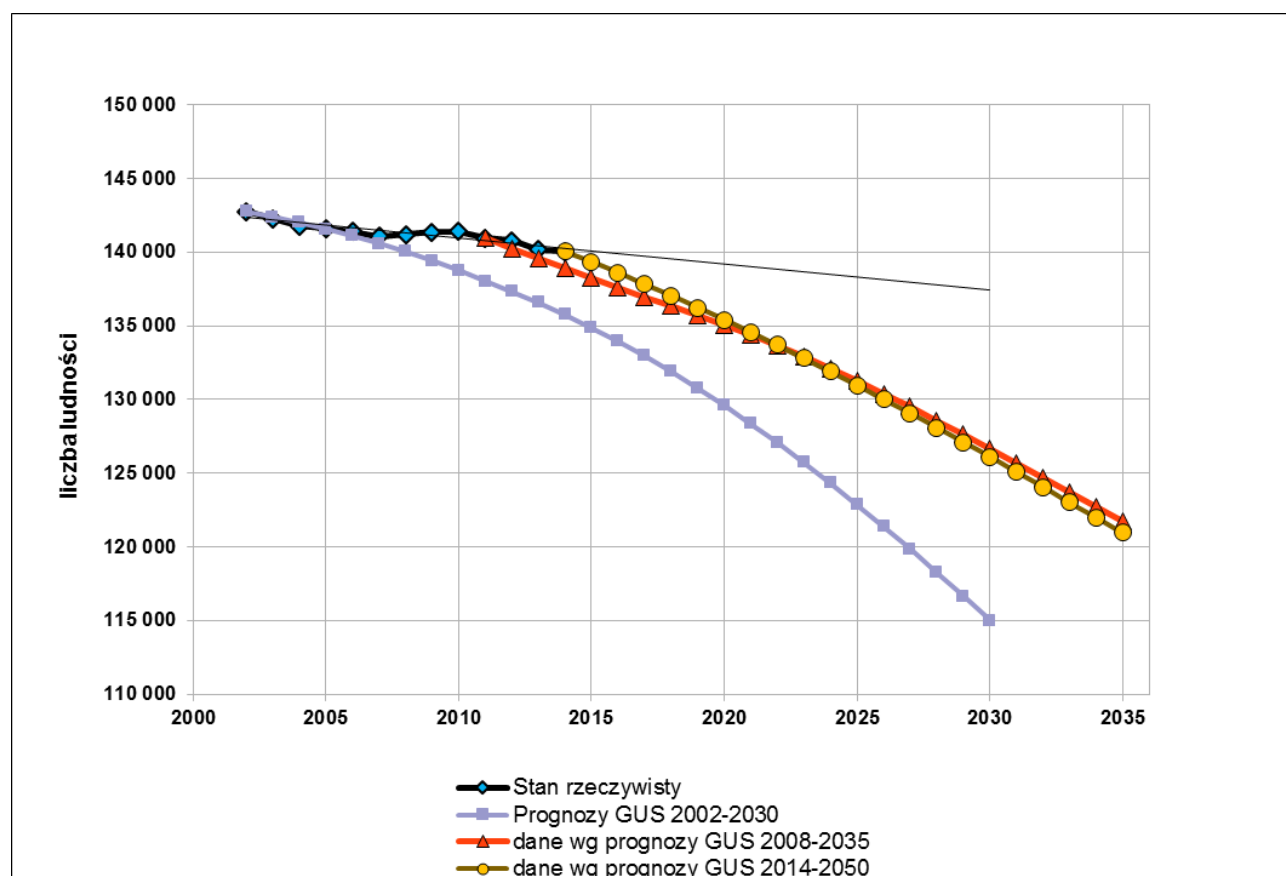
Prowadzone badania wskazują, że trwający od kilkunastu lat spadek rozrodczości nie jest jeszcze procesem zakończonym i dotyczy w coraz większym stopniu kolejnych roczników młodzieży. Wśród szczegółowych przyczyn tego zjawiska wymienia się m.in.: rosnący poziom wykształcenia, trudności na rynku pracy, ograniczone świadczenia socjalne na rzecz rodziny, braki w polityce społecznej filozofii umacniania rodziny, trudne warunki społeczno-ekonomiczne.

Główny Urząd Statystyczny opracował „Prognozę ludności na lata 2003-2030”, która podawała przewidywane stany ludności faktycznie zamieszkałej na danym terenie (mieszkańcy stali oraz przebywający czasowo powyżej dwóch miesięcy) w dniu 31 grudnia każdego roku w podziale administracyjnym z dnia 1 stycznia 2003 r. Stan wyjściowy 31 grudnia 2002 r. został oparty na wynikach Narodowego Spisu Powszechnego 2002 i ujęty w ww. podziale administracyjnym. Kolejna prognoza GUS sporządzona została na okres 2008-2035 i uwzględniała zaistniałe w minionym okresie tendencje i sporządzona została jako uśredniona prognoza dla miast i obszarów wiejskich województwa.

Opracowana przez GUS w 2014 roku „Prognoza ludności na lata 2014-2050” zawiera założenia i analizę przewidywanych trendów zmian w przebiegu procesów demograficznych (płodności i umieralności), kierunków i rozmiarów ruchów migracyjnych definitywnych oraz wyniki prognozy ludności do 2050 r. sporządzonej na podstawie przyjętych wariantów założeń. W Prognozie zawarto wyniki długookresowej prognozy do 2050 r. według płci, pojedynczych roczników wieku oraz grupowania w 5-letnie i funkcjonalne grupy wieku dla Polski i województw, w miastach i na terenach wiejskich.

Porównanie prognoz GUS-owskich na lata 2003-2030, 2008-2035 oraz 2014-2050 oraz trendu zmian ludności zamieszkałej w Rybniku według stanu rzeczywistego przedstawiono na poniższym wykresie.

**Wykres 8-1. Prognoza liczby ludności w Rybniku**



Liczba ludności w Rybniku od szeregu lat systematycznie nieznacznie maleje – w tempie średniorocznie o ok. 0,15%, osiągając w 2014 roku wielkość ok. 140,05 tys. mieszkańców.



Prognoza na lata 2003-2030 przewidywała wystąpienie znaczniejszego spadku liczby ludności do roku 2030. Kolejne edycje prognozy GUS wprowadziły korektę, według której spadek ten przebiegać będzie dla miast woj. śląskiego w sposób mniej drastyczny.

**Tabela 8-1. Prognoza liczby ludności w Rybniku – stan na lata 2022 i 2031**

Okres	Prognoza GUS na lata 2014-2050	Prognoza wg linii trendu
Stan - rok 2014	140 052	
Rok 2022	132 410	138 830
Rok 2031	123 850	137 240

Przyjęto, że w okresie docelowym ilość mieszkańców miasta Rybnika wahać się będzie w granicach od 124 do 137 tysięcy.

Nadmienić należy, że zmiany liczby ludności nie przekładają się wprost na rozwój budownictwa mieszkaniowego – mają na to również wpływ inne czynniki – m.in. takie jak: postępujący proces poprawy standardu warunków mieszkaniowych i rosnąca ilość gospodarstw jednoosobowych.

### 8.2.2 Rozwój zabudowy mieszkaniowej

Realizacja celów polityki przestrzennej Miasta Rybnika, zgodnie z nowo uchwalonym Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego, następuje poprzez główne kierunki zmian w strukturze przestrzennej miasta, a także w przeznaczeniu terenów, pozwalających na osiągnięcie celów tej polityki. Działania w zakresie zmian funkcjonalnych i przestrzennych, zmierzające do poprawy ładu przestrzennego i bardziej efektywnego wykorzystania walorów przestrzeni obejmują określone części miasta – w szczególności centrum i jego bezpośrednie otoczenie, ośrodki dzielnicowe i lokalne oraz węzły i pasma rozwoju usług poza centrum, a także obszary przekształceń w zakresie zmiany dotychczas przyjętych ustaleń planistycznych, w tym tereny przemysłowe i niektóre niezagospodarowane dotychczas obszary. Kierunki kształtowania struktury przestrzennej zachowują dotychczasowy, zasadniczy typ struktury przestrzennej miasta – w różnych wymiarach mono- lub policentrycznej i wieloogniskowej.

Czynnikami decydującymi o wielkości zapotrzebowania na nowe budownictwo mieszkaniowe są potrzeby mieszkaniowe nowych rodzin, jak również poprawa standardu warunków mieszkaniowych, co wyraża się z jednej strony wielkością wskaźników związanych z oceną zapotrzebowania na mieszkania, określających:

- ➔ ilość osób przypadających na mieszkanie,
- ➔ wielkość powierzchni użytkowej przypadającej na osobę,

a z drugiej strony stopniem wyposażenia mieszkań w niezbędną infrastrukturę techniczną.

Dla budownictwa mieszkaniowego w gminie Rybnik, zgodnie z nowo uchwalonym Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego miasta Rybnika, zakłada się ograniczony rozwój na zasadzie wykorzystania łatwo dostępnych rezerw terenów, położonych w sąsiedztwie terenów dotychczas zabudowanych i przeznaczonych pod zabudowę.

Studium wyróżnia obszary zabudowy mieszkaniowej: wielorodzinnej, mieszanej (wielo- i jednorodzinnej), jednorodzinnej, z dominacją jednorodzinnej, mieszkaniowo-usługowej

oraz usługowo-mieszkaniowej. Lokalizacja nowej zabudowy mieszkaniowej na terenach dotychczas nie przeznaczonych pod zabudowę powinna dotyczyć przede wszystkim terenów stanowiących enklawy w obrębie obszarów już przeznaczonych pod zabudowę lub też stanowić kontynuację istniejącej zabudowy w jej bliskim sąsiedztwie, tak by w maksymalnym stopniu wykorzystać w sytuowaniu nowej zabudowy istniejące już lub dotychczas planowane sieci komunikacyjne i infrastrukturę techniczną, bez konieczności ponoszenia dodatkowych wydatków związanych z lokalizacją nowej zabudowy.

Ważnym celem w sferze budownictwa mieszkaniowego w mieście będzie zapewne także zapewnienie minimum bezpieczeństwa mieszkaniowego najmniej zasobnym osobom i rodzinom, jak również rewitalizacja starej zabudowy z wymaganym zachowaniem ich zażytkowego charakteru. Działania te obejmują równocześnie konieczność rozbudowy lub modernizacji infrastruktury technicznej, tj. sieci gazowych, kabli elektroenergetycznych itd.

Zapotrzebowanie na energię występujące przy realizacji uzupełnienia ulic zabudową „plombową” redukowane będzie przez działania renowacyjne i modernizacyjne, w trakcie których dąży się między innymi do zminimalizowania potrzeb energetycznych. Wystąpią natomiast zmiany co do charakteru odbioru i nośnika energii, uwzględniające poprawę standardu warunków mieszkaniowych. Wielkości te są trudne do określenia ze względu na sprecyzowanie odpowiedzi na pytania w jakiej skali miejscowej i czasowej, tj. gdzie i kiedy realizowane będą te zamierzenia. Związane jest to bowiem głównie z możliwościami finansowymi właścicieli budynków, a także Miasta – w przypadku własności komunalnej.

Dla zbilansowania przyszłych potrzeb cieplnych miasta przyjęto następujące założenia:

- realizację zabudowy, z którą wiążą się przyrosty zapotrzebowania energii przyjęto na następujące okresy rozwoju miasta:
  - ➔ do roku 2022,
  - ➔ w latach 2023 do 2031;
- przyrost zapotrzebowania na energię w zabudowie mieszkaniowej w ramach zabudowy uzupełniającej i na nowych terenach dla przedstawionych powyżej perspektyw czasowych przyjęto na podstawie źródeł informacji określonych w rozdziale 8.1.

Aktualną krótką charakterystykę obszarów rozwoju w budownictwie mieszkaniowym na terenie poszczególnych jednostek bilansowych przedstawiono w poniższej tabeli.

**Tabela 8-2. Tereny przeznaczone pod zabudowę mieszkaniową**

Jedn. bilans.	Rodzaj zabudowy	Oznaczenie terenu rozwoju na mapie	Łączna powierzchnia do zainwest. [ ha ]	Oszacowany stopień zainwestow. *	Pozostała powierzchnia do zainwestow. [ ha ]	Przewidywany stopień zagospodarowania w perspektywie czasowej [ % ]:		Max możliwa łączna liczba mieszkań do wybudowania
				do 2015		2016-2022	2023-2031	
R1	zorganizowana	R1.MZ1 do R1.MZ2	18,5	75	5,5	10	15	102
		R1.MW1	0,7	70	0,2	30	0	26
	uzupełniająca	bez oznaczeń na mapie	24,6	70	9,7	10	15	97
R2	zorganizowana	R2.MZ1 do R2.MZ8	73,4	80	14,7	13	7	180



Jedn. bilans.	Rodzaj zabudowy	Oznaczenie terenu rozwoju na mapie	Łączna powierzchnia do zainwest. [ ha ]	Oszacowany stopień zainwestow. *	Pozostała powierzchnia do zainwestow. [ ha ]	Przewidywany stopień zagospodarowania w perspektywie czasowej [ % ]:		Max możliwa łączna liczba mieszkań do wybudowania
				do 2015		2016-2022	2023-2031	
		R2.MZ9 do R2.MZ10	7,7	60	3,1	13	17	31
		R2.MZ11	1,3	-	1,3	40	60	48
		R2.MZ12	1,1	-	1,1	40	60	41
		R2.MZ13	1	-	1	30	50	36
	uzupełniająca	bez oznaczeń na mapie	12,1	60	6,1	12	18	61
<b>R3</b>	zorganizowana	R3.MZ1 do R3.MZ6	20,1	50	10,1	10	20	107
		R3.MW1	3,4	30	2,4	15	25	158
		R3.MW2	0,6	-	0,6	25	35	83
		R3.MZ7	3,7	-	3,7	20	30	134
	uzupełniająca	bez oznaczeń na mapie	59,8	40	38,6	15	25	386
<b>R4</b>	zorganizowana	R4.MZ1 do R4.MZ2	13,3	70	4	7	13	46
		R4.MZ3	2,9	-	2,9	40	60	120
		R4.MZ4	1,2	-	1,2	40	60	51
		R4.MW1	0,6	55	0,3	45	0	128
		R4.MW2	1,7	-	1,7	40	60	259
	uzupełniająca	bez oznaczeń na mapie	20,2	80	5,5	8	12	54
<b>R5</b>	zorganizowana	R5.MZ1 do 6, R5.MZ8 do 9, R5.MZ12, R5.MZ15 do 21, R5.MZ23, 25 i 27	82	60	32,8	15	25	364
		R5.MZ28 i R5.MZ32 do R5.MZ33	7,1	40	4,3	10	15	345
		R5.MZ13a, 22a i 24a	63,6	75	15,9	8	12	
		R5.MZ34 do R5.MZ45	32,8	50	16,4	20	30	45
		R5.MZ46	1,1	-	1,1	20	30	
		R5.MW1 i 2	16,8	40	10,1	20	30	
		R5.MW3	0,5	-	0,5	40	60	86
	uzupełniająca	bez oznaczeń na mapie	168,7	60	72	10	20	720
<b>R6</b>	zorganizowana	R6.MZ1 do R6.MZ4	13,7	60	5,5	15	25	187
		R6.MZ5 do R6.MZ7	3,5	-	3,5	15	25	126
	uzupełniająca	bez oznaczeń na mapie	20,8	70	9,3	5	10	92
<b>R7</b>	zorganizowana	R7.MZ1 do R7.MZ6 i R7.MZ8	41,5	70	12,5	12	18	238
		R7.MZ9 do R7.MZ11	10,3	55	4	20	25	
		R7.MZ12 do R7.MZ15	14,5	-	14,5	20	30	527
		R7.MZ16 do R7.MZ18	5,2	-	5,2	22	35	192



Jedn. bilans.	Rodzaj zabudowy	Oznaczenie terenu rozwoju na mapie	Łączna powierzchnia do zainwest. [ ha ]	Oszacowany stopień zainwestow. *	Pozostała powierzchnia do zainwestow. [ ha ]	Przewidywany stopień zagospodarowania w perspektywie czasowej [ % ]:		Max możliwa łączna liczba mieszkań do wybudowania
				do 2015		2016-2022	2023-2031	
		R7.MW1	1,3	-	1,3	25	35	205
	uzupełniająca	bez oznaczeń na mapie	84,9	40	56,8	20	40	567
R8	zorganizowana	R8.MZ1 do R8.MZ6	30,2	60	12,1	15	25	115
		R8.MZ7 do R8.MZ10	4,7	-	4,7	25	25	171
	uzupełniająca	bez oznaczeń na mapie	85,5	55	41,5	20	25	414
R9	zorganizowana	R9.MZ1 do R9.MZ2	4,6	70	1,4	10	20	13
		R9.MZ3	12	35	7,8	20	30	78
		R9.MZ4	1,5	-	1,5	20	30	53
		R9.MZ5 do R9.MZ8	12,9	-	12,9	25	35	468
		R9.MZ9	1,4	-	1,4	20	30	51
	uzupełniająca	bez oznaczeń na mapie	75,9	70	29,5	12	18	295
R10	zorganizowana	R10.MZ1, R10.MZ11 i 14	32,2	65	11,3	15	20	199
		R10.MZ2 do 10, R10.MZ12 i 13	45,8	80	9,2	10	10	
		R10.MZ15 do R10.MZ19	9	40	5,4	20	40	47
		R10.MZ20 do R10.MZ21	6,6	-	6,6	25	35	241
		R10.MZ22	1,2	-	1,2	20	30	48
		R10.MZ23	1,2	-	1,2	30	50	48
		R10.MZ24 do R10.MZ26	4,1	-	4,1	25	35	172
	R10.RP1	4	25	3	20	30	14	
uzupełniająca	bez oznaczeń na mapie	77,7	50	49,7	15	25	497	
R11	zorganizowana	R11.MZ1	2,2	-	2,2	20	40	22
		R11.MZ2 do R11.MZ8	21,6	-	21,6	20	40	786
		R11.RP1	3,2	20	2,6	15	25	11
	uzupełniająca	bez oznaczeń na mapie	75,6	60	33,5	15	25	334
<b>RAZEM:</b>			<b>1 349</b>	<b>-</b>	<b>644</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>12 905</b>

\* - dane z UM Rybnik -Wydz.Arch.

Możliwy łączny przyrost zasobów mieszkaniowych, wynikający z rezerw chłonności terenów wytypowanych w niniejszych „Założeniach...”, może wynieść około:

- 8 975 budynków jednorodzinnych;
- 3 930 mieszkań w zabudowie wielorodzinnej.

Co daje łącznie ok. 12 905 mieszkań.

Wg informacji z Banku Danych Lokalnych GUS-u za lata 2000-2014 w Rybniku oddano do użytkowania 4 025 mieszkań, co przekłada się średnio na około 270 mieszkań rocznie (w ostatnich 10 latach średnio ok. 320 mieszkań, a w 5 latach – ok. 350 na rok).

Na podstawie powyższego, dla dalszych analiz przyjęto, że w wariancie zrównoważonym przyrost zabudowy mieszkaniowej odbywać się będzie ze średnim tempem 310 oddanych rocznie mieszkań. Utrzymanie takiego tempa rozwoju przełoży się na oddanie do użytku 4 650 mieszkań w okresie docelowym, wykorzystując ok. 36% łącznego możliwego przyrostu zasobów mieszkaniowych wynikającego z rezerw chłonności terenów wytypowanych powyżej.

Analizując dynamikę zmian ilości mieszkań oddawanych do użytku w ostatnich latach przyjęto w wariancie optymistycznym, że możliwe przyspieszenie rozwoju zabudowy mieszkaniowej przyniesie wzrost o ok. 20% w stosunku do wariantu zrównoważonego osiągając wielkość do 370 mieszkań rocznie. Łączny przyrost substancji mieszkaniowej w okresie docelowym ocenia się w tym wariancie na 5 550 mieszkań. Należy liczyć się również z możliwością wystąpienia spowolnienia tempa realizacji zabudowy mieszkaniowej, które oceniono na poziomie 80% wariantu zrównoważonego, tj. ok. 250 mieszkań oddawanych rocznie do użytku w perspektywie długoterminowej, co w wariancie pesymistycznym (stagnacyjnym) przełoży się na około 3 750 nowych mieszkań do 2031 roku.

Decydującym o tempie rozwoju budownictwa mieszkaniowego będzie popyt na mieszkania wynikający z zasobności mieszkańców.

Rezerwa terenowa przewidywana pod budownictwo mieszkaniowe, zarówno dotycząca zabudowy jednorodzinnej, jak i wielorodzinnej, stanowi o trudności w jednoznacznym wskazaniu, które obszary i w jakim stopniu będą zagospodarowywane w analizowanym przedziale czasowym. Przewidywane zainwestowanie terenów rozwoju zabudowy mieszkaniowej w poszczególnych jednostkach bilansowych w analizowanych przedziałach czasowych zawarte w tabeli umieszczonej w Załączniku F należy traktować jako szacunkowe.

Z uwagi na fakt, że z terenami zabudowy mieszkaniowej ściśle związana jest sfera tzw. usług bezpośrednich (takich jak m.in.: usługi handlu detalicznego, zakwaterowania, gastronomii, związane z obsługą nieruchomości), przy prowadzeniu analiz związanych z zapotrzebowaniem na nośniki energii potrzeby tej grupy usług uwzględniono przy bilansowaniu potrzeb budownictwa mieszkaniowego.

### **8.2.3 Rozwój zabudowy usługowej**

Szeroko rozumiana zabudowa usługowa obejmuje obiekty: handlowe, hotele, obiekty użyteczności publicznej itp. Obiekty mogą mieć charakter punktowy, charakter zwartego kompleksu lub tworzyć zespół budynków i budowli należących do grupy (kategorii) usług. Rozwój sektora usług realizowany będzie wielokierunkowo i obejmować będzie między innymi:

- dalsze uzupełnianie zabudowy usługowej w poszczególnych dzielnicach miasta,
- rozszerzenie bazy usług kulturalnych i edukacyjnych,
- rozbudowę infrastruktury rekreacyjnej,
- rozwój centrów usługowo-komercyjnych.



Celem Miasta jest więc w wymiarze ośrodków usługowych wykreowanie typu aglomeracji z dominującym ośrodkiem centralnym (centrum miasta i śródmieściem funkcjonalnym) oraz układem satelitarnych ośrodków dzielnicowych i lokalnych, o różnej randze i wielkości, stanowiących centra aktywności społecznej (koncentracja usług społecznych, głównie podstawowych, w rejonach istniejących obiektów usługowych, m.in. kultury, oświaty, kościołów, strażnic OSP, sportu i rekreacji) w poszczególnych dzielnicach miasta lub ich zespołach, w dostosowaniu do wielkości dzielnic i ich charakteru.

W tabeli poniżej przedstawiono krótką charakterystykę obszarów rozwoju zabudowy usługowej na terenie poszczególnych jednostek bilansowych. Dokładniejsze określenie czasu zagospodarowania terenu, określenie rodzaju zabudowy i charakteru działalności, i związane z tym sprecyzowanie wielkości zapotrzebowania na energię, będzie zależne od decyzji inwestorów i uzależnione od przyszłej sytuacji gospodarczej.

**Tabela 8-3. Tereny przeznaczone pod zabudowę usługowo-handlową**

Jedn. bilans.	Oznaczenie terenu rozwoju na mapie	Łączna powierzchnia [ ha ]	Oszacowany stopień zainwestowania *	Pozostała powierzchnia do zainwestow. [ ha ]	Przewidywany stopień zagospodarowania w perspektywie czasowej [ % ]:		Uwagi
			do 2015		2016-2022	2023-2031	
R1	R1.UC1a, UC4, UC9, UC11, UC16a i UC22	51,6	40	27,9	15	25	
	R1.UC5		50		8	12	
	R1.UC8		30		15	25	Kampus
	R1.UC13 i UC13'		20		20	30	Handel wielkopowierzchniowy
	R1.UC14		80		10	10	
	R1.UC17, UC18, UC21 i UC23		70		10	20	
	R1.UC19 i UC20		20		20	30	
R2	R2.UC1 do UC4 i UC7, UC9 i UC10 oraz R2.UC8(MZ)*	37,3	80	9,6	8	12	* dopuszczalne budownictwo mieszkaniowe zorganizowane
	R2.UC6		30		15	25	
	R2.UC11		-		25	50	
	R2.UC12		-		50	50	
	R2.UC13		-		40	60	
R3	R3.UC1 do UC9	52,2	80	12	8	12	
	R3.UC10		20		20	30	
	R3.UC11		-		25	40	
R4	R4.UC2 do UC5 i UC7	52,2	60	26,2	12	18	
	R4.UC6 i UC8 do UC11		40		20	30	
	R4.UC12		30		15	25	
	R4.UC13		-		50	50	
	R4.UC14 do UC15		-		40	60	
R5	R5.UC1, UC2, UC5 do UC9, UC14a, UC15 do 16, UC24a, UC25, UC29 do UC34, UC35a, UC36 i UC37	58	30	40,8	20	30	
	R5.UC38 do UC39		-		20	30	
R6	R6.UC1** i UC4 do UC8 oraz UC10	23,2	20	18,6	20	30	**Handel wielkopowierzchniowy



Jedn. bilans.	Oznaczenie terenu rozwoju na mapie	Łączna powierzchnia [ ha ]	Oszacowany stopień zainwestowania * [ % ]	Pozostała powierzchnia do zainwestow. [ ha ]	Przewidywany stopień zagospodarowania w perspektywie czasowej [ % ]:		Uwagi
			do 2015		2016-2022	2023-2031	
	R6.UC3a		30		30	40	
	R6.UC9		-		8	12	
<b>R7</b>	R7.UC3, UC5 do 7***, UC9 do 11, UC15 i 17	58	40	36,5	25	35	***Teren KSSE
	R7.UC1 i UC2		40		15	25	
	R7.UC12 do UC14 i UC16		30		12	18	
	R7.UC18		25		15	25	
	R7.UC19		-		25	35	
<b>R8</b>	R8.UC1	40,9	30	26,3	25	35	Handel wielkopowierzchniowy
	R8.UC2 do UC4, UC6 do UC7 i UC9 do UC11		40		25	35	
<b>R9</b>	R9.UC1	2	20	1,6	20	30	
<b>R10</b>	R10.UC7	84,1	40	39,8	25	35	Pawilon handlowy
	R10.UC1 do UC6, UC8 do UC9, UC11 do UC14 i UC19 do UC21		60		8	12	
	R10.UC15 do UC17		40		15	25	
	R10.UC18		30		15	25	
	R10.UC22		30		25	35	
	R10.UC23		-		25	35	
<b>R11</b>	R11.UC1 do UC3	9,2	40	5,6	15	25	
	R11.UC4		30		20	30	
<b>RAZEM:</b>		<b>468</b>		<b>245</b>	-	-	

\* - dane z UM Rybnik -Wydz.Arch.

#### 8.2.4 Zmiany w sektorze przemysłowym

Obszary pod działalność gospodarczą winny być atrakcyjne jako oferty przestrzenne, a wznoszone na nich obiekty nie mogą być uciążliwe dla otoczenia i środowiska. Rozwój przemysłu z jednej strony ma służyć rozwojowi gospodarczemu miasta, z drugiej zaś realizacji idei „przeniesienia” działalności przemysłowo-składowej z obszarów śródmiejskich do rejonów oddalonych od osiedli mieszkaniowych (zminimalizowanie ich uciążliwego oddziaływania) – lecz dobrze powiązanych komunikacyjnie. Przewiduje się, że w Rybniku rozwój sfery wytwórczej nie spowoduje istotniejszych zmian w strukturze przestrzenno-funkcjonalnej miasta.

Określa się, przy utrzymaniu dotychczasowych, tradycyjnych skupisk działalności produkcyjno-usługowych, nowe obszary rozwoju funkcji produkcyjno-usługowych, położone w różnych rejonach miasta, pozwalające na zwiększenie zasobów terenów inwestycyjnych, przeznaczonych pod zabudowę produkcyjną lub produkcyjno-usługową, w tym również na obszarach wymagających istotnych przekształceń funkcjonalno-przestrzennych, m.in. polegających na przyjęciu innego niż dotychczasowy sposobu ich użytkowania oraz wymagające rehabilitacji (rewitalizacji) istniejącego zagospodarowania.



Ostatnie lata charakteryzują się spadkiem zapotrzebowania na nośniki energii dla potrzeb przemysłu (głównie ciepła). Wynika to szczególnie z ograniczenia działalności przedsiębiorstw wytwórczych. Drugim czynnikiem obniżającym potrzeby energetyczne jest wprowadzanie nowych energooszczędnych technologii. Przewiduje się, że tendencja obniżania potrzeb energetycznych w przemyśle utrzyma się do momentu osiągnięcia takiego stopnia przemian w gospodarce, kiedy czynnikiem decydującym o charakterze i wielkości produkcji będą warunki ekonomiczne jej opłacalności. Oszacowanie wielkości potrzeb energetycznych przemysłu dla okresu docelowego utrudnione jest również z tego względu, że zakłady produkcyjne nie chcą, lub nie są w stanie określić przewidywanych zmian dla dłuższego okresu czasu. Wg pozyskanych informacji zlokalizowane w Rybniku podmioty sfery przemysłowej nie planują w najbliższym czasie znacznych zmian w zapotrzebowaniu na nośniki energii. Mając powyższe na uwadze, zakłada się utrzymanie pozostałych potrzeb tej sfery na aktualnym poziomie.

Dla założonych perspektyw czasowych, na podstawie źródeł informacji określonych w rozdziale 8.1., zostały określone tereny rozwoju w sektorze przemysłu i wytwórczości, które przedstawiono w poniższej tabeli. Dokładniejsze określenie czasu zagospodarowania terenu, określenie rodzaju zabudowy i charakteru działalności i związane z tym sprecyzowanie wielkości zapotrzebowania na energię, będzie zależne od decyzji inwestorów i uzależnione od przyszłej sytuacji w gospodarce.

**Tabela 8-4. Tereny przeznaczone pod rozwój przemysłowy**

Jedn. bi-lans.	Oznaczenie terenu rozwoju na mapie	Łączna powierzchnia [ ha ]	Oszacowany stopień zainwestowania	Pozostała powierzchnia do zainwestow. [ ha ]	Przewidywany stopień zagospodarowania w perspektywie czasowej [ % ]:		Uwagi
			do 2015		2016-2022	2023-2031	
<b>R1</b>	R1.PW1 do PW2	13,8	30	9,7	25	35	Tereny przemysłowo-wytwórcze
<b>R3</b>	R3.PW2 do PW3	2,8	30	2	10	20	Tereny przemysłowo-wytwórcze
<b>R4</b>	R4.PW1 do PW3	63,1	40	47,3	15	25	Tereny przemysłowo-wytwórcze
	R4.PW5		50		20	30	
	R4.PW6		35		15	25	
	R4.PW7		-		30	50	Tereny produkcyjno-usługowe
	R4.PW8		-		40	50	
	R4.PW9		-		30	60	
<b>R5</b>	R5.PW2, PW5a, PW6 do PW7	15,3	30	10,7	20	30	Tereny przemysłowo-wytwórcze
<b>R6</b>	R6.PW1a, PW3 do PW5	112,8	35	71,9	15	25	Tereny przemysłowo-wytwórcze
	R6.PW6a		40		10	15	
	R6.PW7 i PW8		30		20	30	
	R6.PW9 i PW10		40		15	25	
	R6.PW11 i PW12		-		30	40	
<b>R7</b>	R7.PW1	173	30	147,1	8	12	Obiekty wysypiska odpadów
	R7.PW5		40		25	35	Teren KSSE
	R7.PW2 do PW4, PW6 i PW7		40		20	30	Tereny przemysłowo-wytwórcze
	R7.PW8(U)		30		25	35	Dopuszczalna zabudowa usługowo-handlowa
	R7.PW9		-		10	20	Tereny przemysłowo-wytwórcze



Jedn. bilans.	Oznaczenie terenu rozwoju na mapie	Łączna powierzchnia [ ha ]	Oszacowany stopień zainwestowania	Pozostała powierzchnia do zainwestow. [ ha ]	Przewidywany stopień zagospodarowania w perspektywie czasowej [ % ]:		Uwagi
			do 2015		2016-2022	2023-2031	
	R7.PW10		-		20	30	
	R7.PW11		-		10	20	Tereny produkcyjno-usługowe
	R7.PW12		-		40	60	Tereny przemysłowo-wytwórcze
	R7.PW13 i PW14		-		20	30	Tereny produkcyjno-usługowe
<b>R8</b>	R8.PW2	1,4	20	1,1	12	18	Tereny przemysłowo-wytwórcze
<b>R10</b>	R10.PW1	16,7	30	16,3	12	18	Tereny przemysłowo-wytwórcze
	R10.PW2		20		20	30	
	R10.PW3		-		15	25	Tereny produkcyjno-usługowe
<b>R11</b>	R11.PW2	4,9	30	3,7	12	18	Tereny przemysłowo-wytwórcze
	R11.PW4		20		15	25	
<b>RAZEM:</b>		<b>404</b>	-	<b>310</b>	-	-	-

\* - dane z UM Rybnik -Wydz.Arch.

### 8.2.5 Tereny sportowo-rekreacyjne

Obciążające mieszkańców miast warunki pracy oraz jej intensyfikacja rodzą potrzebę i konieczność czynnego wypoczynku, o który mogą częściowo zadbać władze miasta. Stworzenie warunków do realizacji różnych form wypoczynku – w zależności od społecznego zapotrzebowania – leży w interesie Miasta. W nowo uchwalonym Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego miasta ustala się konieczność zachowania (ochrony) istniejących terenów zieleni urządzonej i sportowo-rekreacyjnych oraz kształtowania niewielkich powierzchniowo terenów zieleni urządzonej i rekreacyjnych w obrębie różnych obszarów, w tym zabudowanych i przeznaczonych pod zabudowę. W celu poprawy możliwości rekreacji, wypoczynku i uprawiania sportu Studium wskazuje na możliwość wykorzystania na te funkcje różnych rodzajów terenów, z koniecznością dostosowania skali ich rekreacyjno-sportowego wyposażenia do ograniczeń w zagospodarowaniu terenów, wynikających w szczególności z ochrony wartości przyrodniczych, zasięgu obszarów szczególnego zagrożenia powodzią, ochrony zabytków oraz niekorzystnych warunków gruntowych związanych z dawnym, obecnym lub przewidywanym deponowaniem odpadów wydobywczych.

Tereny usług wypoczynku, turystyki, sportu i rekreacji, które mogą stanowić w Rybniku źródło przyrostu zapotrzebowania energii zostały przedstawione w tabeli poniżej. Dokładniejsze określenie czasu zagospodarowania terenu, określenie rodzaju i charakteru zabudowy i związane z tym sprecyzowanie wielkości zapotrzebowania na energię, będzie zależne od decyzji inwestorów i uzależnione od przyszłej sytuacji gospodarczej.

**Tabela 8-5. Tereny przeznaczone pod rozwój usług sportu i rekreacji**

Jedn. bilans.	Oznaczenie terenu rozwoju na mapie	Łączna powierzchnia [ ha ]	Oszacowany stopień zainwestowania *	Pozostała powierzchnia do zainwestow. [ ha ]	Przewidywany stopień zagospodarowania w perspektywie czasowej [ % ]:		Uwagi
			do 2015		2016-2022	2023-2031	
<b>R1</b>	R1.UT1	6,1	10	5,5	15	25	Obiekt sportowy (lodowisko, sala sportowa)
<b>R2</b>	R2.UT2	2,5	20	2,0	15	25	



Jedn. bilans.	Oznaczenie terenu rozwoju na mapie	Łączna powierzchnia [ ha ]	Oszacowany stopień zainwestowania *	Pozostała powierzchnia do zainwestow. [ ha ]	Przewidywany stopień zagospodarowania w perspektywie czasowej [ % ]:		Uwagi
			do 2015		2016-2022	2023-2031	
	R2.UT3(HW)	16,5	30	11,6	30	40	Dopuszcz. zabudowa handlowa wielkopowierzchniowa
<b>R3</b>	R3.UT1	3,6	30	2,5	30	40	
<b>R5</b>	R5.UT1	9,3	10	8,4	8	12	
	R5.UT2		-		20	30	
<b>R6</b>	R6.UT1	3,4	10	3,3	15	25	
	R6.UT2		-		20	30	
<b>R7</b>	R7.UT1	1,8	20	1,4	15	25	
<b>R10</b>	R10.UT1 do UT7, UT9, UT10 i UT15	136,9	50	89,8	12	18	
	R10.UT11 i UT14		30		8	12	
	R10.UT13 i UT16 do UT20		30		20	30	
	R10.UT21		-		15	25	
	R10.UT22		-		20	30	
	R10.UT23 i UT24		-		20	30	
	R10.UT25		-		15	25	
<b>R11</b>	R11.UT1 i UT2	32,1	30	25,3	20	30	
	R11.UT3 i UT4		30		12	18	
	R11.UT5		-		20	40	
<b>RAZEM:</b>		<b>212</b>	<b>-</b>	<b>150</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

\* - dane z UM Rybnik -Wydz.Arch.

### 8.3 Wskaźniki energetyczne nowej zabudowy. Zakres przewidywanych zmian zapotrzebowania na energię

Dla przedstawionych powyżej kierunków rozwoju zabudowy mieszkaniowej oraz rozwoju usług i przemysłu na obszarze miasta przyjęto wskaźniki, które pozwoliły na określenie przedstawionych poniżej potrzeb energetycznych. Zakłada się, że lokalizowana na przedmiotowym obszarze zabudowa zarówno mieszkaniowa, jak i obiektów użyteczności publicznej, będzie realizowana zgodnie z tendencjami w zakresie rozwoju technologii energooszczędnych.

29 sierpnia 2014 r. weszła w życie ustawa o charakterystyce energetycznej budynków (Dz.U. 2014 poz. 1200 z późn.zm.), która wdraża postanowienia dyrektywy Unii Europejskiej w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (dyrektywa 2010/31/UE z dnia 19 maja 2010). Zgodnie z ww. ustawą właściciele bądź zarządcy budynku, którzy chcą je sprzedać albo wynająć, będą mieli obowiązek zlecić sporządzenie świadectwa charakterystyki energetycznej. Obowiązek ten będzie dotyczył również osób posiadających spółdzielcze własnościowe prawo do lokalu. Świadectwo charakterystyki energetycznej ważne jest przez 10 lat. Po upływie tego czasu należy sporządzić nowe. Podobna sytuacja ma miejsce, gdy w wyniku przebudowy lub remontu budynku jego charakterystyka energetyczna ulegnie zmianie.

W lipcu 2013 r. zostało podpisane rozporządzenie Ministra Transportu, Budownictwa i Gospodarki Morskiej zmieniające rozporządzenie ws. warunków technicznych jakim powinny

odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz.U. 2013, poz. 926). We wrześniu 2015 r. ogłoszono tekst jednolity rozporządzenia (Dz.U. 2015 poz. 1422). Zmiana stanowi o wdrożeniu art.: 4 do 8 Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/31/UE z dnia 19.05.2010 r. ws. charakterystyki energetycznej budynków. Nowelizacja rozporządzenia wskazuje między innymi nowe wymagania dotyczące izolacyjności cieplnej, jak również „ścieżkę” dojścia do wymagań stawianych w roku 2021, tj. okresu, kiedy wszystkie nowo wznoszone budynki, w myśl zapisów art. 9 ww. dyrektywy powinny charakteryzować się niemal „zerowym zużyciem energii”. Dla budynków zajmowanych przez władze publiczne i będących ich własnością rokiem dojścia do wymaganych parametrów jest rok 2019. Ponadto przepisy znowelizowanego rozporządzenia określają maksymalne wartości wskaźnika energii pierwotnej (EP) na potrzeby ogrzewania, wentylacji oraz przygotowania c.w.u. i potrzeby chłodzenia oraz potrzeby oświetlenia.

Dla zobrazowania skali zmian, jakie winny nastąpić w najbliższych latach, poniżej zestawiono wybrane kryteria izolacyjności przegród zewnętrznych, porównując stan według przepisów dotychczasowych i wprowadzonych do obowiązywania.

**Tabela 8-6. Przykładowe zmiany współczynnika przenikania ciepła**

L.p.	Rodzaj przegrody	Współczynnik przenikania ciepła $UC_{(max)}$ [W/m <sup>2</sup> K]			
		do 31.12.2013	od 01.01.2014	od 01.01.2017	od 01.01.2021*
1	Ściany zewnętrzne	0,30	0,25	0,23	0,20
2	Dachy, stropodachy i stropy pod nieogrzewanymi poddaszami lub nad przejazdami	0,25	0,20	0,18	0,15
3	Stropy nad pomieszczeniami nieogrzewanymi i zamkniętymi przestrzeniami podpodłogowymi	0,45/0,8	0,25	0,25	0,25
4	Okna, drzwi balkonowe, powierzchnie przezroczyste nieotwieralne	1,8/1,7	1,3	1,1	0,9
5	Okna połaciowe	1,8	1,5	1,3	1,1

Wartość współczynnika określona dla temperatury obliczeniowej ogrzewanego pomieszczenia  $t_i \geq 16^\circ\text{C}$ ,  
 \* - dla budynków zajmowanych przez władze publiczne i będących ich własnością od 01.01.2019 r.

Ocenę poziomu potrzeb energetycznych Gminy Rybnik, uwzględniającą zarówno zagospodarowanie nowych terenów pod zabudowę mieszkaniową i terenów strefy usług i wytwórczości, jak i przewidywane zmiany wielkości zapotrzebowania przez odbiorców istniejących, przeprowadzono dla przyjętych poniżej horyzontów czasowych:

- ➔ horyzontu krótkoterminowego – na okres do 2022,
- ➔ horyzontu długoterminowego – na lata 2023 do 2031;

oraz dla pełnej chłonności obszarów wytypowanych pod przewidywany sposób zagospodarowania.

Do określenia potrzeb energetycznych dla potencjalnej nowej zabudowy zlokalizowanej na analizowanym terenie przy założeniu spełnienia wymagań podwyższonego standardu przyjęto następujące założenia:

- średnia powierzchnia użytkowa (ogrzewana) mieszkania:
  - ➔ 125 m<sup>2</sup> – dla budownictwa jednorodzinnego,



- 60 m<sup>2</sup> – dla budownictwa wielorodzinnego;
- dla określenia zapotrzebowania na ciepło:
  - nowe budownictwo mieszkaniowe i usługowe realizowane będzie jako energooszczędne, tzn. zgodnie z obowiązującymi warunkami technicznymi jakimi powinny odpowiadać budynki ze wskaźnikiem jednostkowego zapotrzebowania mocy cieplnej na ogrzewaną powierzchnię użytkową dla budownictwa mieszkaniowego:
    - ✓ 70 W/m<sup>2</sup> do roku 2018;
    - ✓ 50 W/m<sup>2</sup> od roku 2019 – wynikający z przewidywanego dążenia do podwyższenia klasy energetycznej budynku;
    - ✓ 55 W/m<sup>2</sup> – jako wielkość uśrednioną do oceny zapotrzebowania na ciepło przy potencjalnym wykorzystaniu pełnej chłonności terenów zabudowy mieszkaniowej;
  - nowe budownictwo mieszkaniowe z uwzględnieniem przyspieszenia osiągnięcia wskaźników jednostkowego zapotrzebowania mocy cieplnej dla umożliwienia wymaganego dojścia w 2020 roku do parametrów budynku zeroenergetycznego – wariant „zeroenergetyczny”:
    - ✓ 60 W/m<sup>2</sup> – do roku 2018,
    - ✓ 40 W/m<sup>2</sup> – do roku 2020,
    - ✓ 15 W/m<sup>2</sup> – od roku 2021 do 2027;
  - potrzeby energetyczne na przygotowanie ciepłej wody użytkowej określono w oparciu o PN-92/B-01706 - Instalacje wodociągowe;
  - dla zabudowy strefy usługowej i wytwórczej przyjęto wskaźniki zapotrzebowania mocy cieplnej na poziomie:
    - ✓ 140 kW/ha dla terenów przemysłowych,
    - ✓ 130 kW/ha dla terenów usług komercyjnych i usług publicznych,
    - ✓ 50 kW/ha dla terenów rozwoju usług sportu i rekreacji;
- dla określenia zapotrzebowania na gaz sieciowy:
  - prognoza potencjalnego zapotrzebowania na gaz sieciowy dla nowych odbiorców określona została dla zabudowy mieszkaniowej na pokrycie potrzeb ogrzewczych, przygotowanie c.w.u. oraz posiłków, a dla strefy usług i przemysłu wyłącznie na pokrycie potrzeb ogrzewczych;
  - wskaźnik zapotrzebowania gazu na c.w.u. i posiłki określono na poziomie 0,27 m<sup>3</sup>/h/mieszkanie;
  - zapotrzebowanie gazu jako nośnika energii cieplnej wyznaczono przy założeniu wartości opałowej 34,33 MJ/Nm<sup>3</sup> i wysokiej sprawności urządzeń (90%);
- dla określenia zapotrzebowania na energię elektryczną:
  - zapotrzebowanie na moc elektryczną dla zabudowy mieszkaniowej wyliczono w oparciu o normę N SEP-E-002:
    - ✓ dla pokrycia zapotrzebowania na sprzęt, oświetlenie i wytworzenie c.w.u. – 30,0 kVA/mieszkanie;
    - ✓ dla pokrycia zapotrzebowania na sprzęt i oświetlenie – 12,5 kVA/mieszkanie;

- dla budownictwa mieszkaniowego określono dwa warianty:
  - ✓ minimalny – przy wykorzystaniu potrzeb na oświetlenie i korzystanie ze sprzętu gospodarstwa domowego,
  - ✓ maksymalny – dodatkowo energia elektryczna wykorzystywana jest przez 50% mieszkań na wytwarzanie c.w.u.;
- dla obszarów przeznaczonych pod usługi i przemysł zapotrzebowanie na energię elektryczną wyznaczono wskaźnikowo wg przewidywanej powierzchni zagospodarowywanego obszaru i potencjalnego charakteru odbioru w zakresie od 50÷200 kW/ha;

(powyższe wielkości przyjęto na podstawie analizy istniejących obiektów tego typu w mieście oraz podobnych w innych miastach, gdzie wykonano analogiczne opracowania).

Na podstawie przedstawionych powyżej wskaźników oraz w oparciu o wskazane uprzednio tempo rozwoju zabudowy, oszacowano przyszłe potrzeby na ciepło, gaz sieciowy oraz energię elektryczną nowej zabudowy. Prognozowane wielkości są wielkościami szczytowego zapotrzebowania liczonego u odbiorcy (bez uwzględniania współczynników jednoczesności).

Szczegółowe dane dotyczące oszacowanej prognozowanej wielkości przyrostu zapotrzebowania na ciepło dla nowych odbiorców w poszczególnych obszarach rozwojowych przedstawiono w Załączniku F do niniejszego opracowania.

Sumaryczne wielkości potrzeb energetycznych nowych odbiorców na terenach rozwoju określonych w niniejszych „Założeniach...” w skali całego miasta (moc szczytowa bez uwzględnienia współczynników jednoczesności), z wyszczególnieniem głównych grup odbiorców przedstawiono w poniższych tabelach.

**Tabela 8-7. Potrzeby energetyczne dla obszarów rozwoju – dla pełnej chłonności terenów**

Charakter odbiorcy	Ilość odbiorców (mieszkań)		Zapotrzebowanie na			
	jednorodz.	wielorodz.	ciepło MW	gaz ziemny m <sup>3</sup> /h	energię elektryczną kW	
					min	max (+50% cwu)
<b>Budownictwo mieszkaniowe</b>	8 974	3 931	74,5	12 425	161 315	274 230
<b>Strefa usług</b>	-	-	41	4 885	59 045	
<b>Strefa przemysłu</b>	-	-	43	5 200	61 935	

**Tabela 8-8. Zestawienie zbiorcze potrzeb energetycznych dla perspektywy średnio- i długoterminowej (do roku 2031) dla wariantu zrównoważonego**

Okres rozwoju	Zapotrzebowanie ciepła [ MW ]	Zapotrzebowanie na gaz ziemny [ m <sup>3</sup> /h ]	Zapotrzebowanie na energię elektryczną [ kW ]	
<b>dla nowych zasobów budownictwa mieszkaniowego</b>				
			<b>min</b>	<b>max (+50% cwu)</b>
<b>do 2022</b>	10.8	1 798	22 988	39 079
<b>2023-2031</b>	14.9	2 543	35 125	59 713
<b>Sumarycznie do 2031</b>	<b>25,7</b>	<b>4 341</b>	<b>58 113</b>	<b>98 791</b>



Okres rozwoju	Zapotrzebowanie ciepła [ MW ]	Zapotrzebowanie na gaz ziemny [ m <sup>3</sup> /h ]	Zapotrzebowanie na energię elektryczną [ kW ]
<b>dla obszarów strefy usług</b>			
do 2022	3,6	434	5 289
2023-2031	5,4	651	7 909
<b>Sumarycznie do 2031</b>	<b>9,0</b>	<b>10 085</b>	<b>13 198</b>
<b>dla obszarów strefy przemysłu</b>			
do 2022	3,7	442	5 257
2023-2031	5,9	707	8 412
<b>Sumarycznie do 2031</b>	<b>9,6</b>	<b>1 149</b>	<b>13 669</b>

## 8.4 Prognoza zmian zapotrzebowania na ciepło

Przedstawione powyżej wielkości potrzeb energetycznych określają potrzeby u odbiorcy, w wariacie zrównoważonym, przewidywanym do pojawienia się na terenie miasta w analizowanym okresie. Na potrzeby określenia przyszłościowego bilansu zapotrzebowania na nośniki energii dla miasta na poziomie źródłowym przyjęto, na podstawie zaobserwowanych tendencji rozwoju miasta i uwarunkowań zewnętrznych mogących mieć wpływ na ten rozwój, zdefiniowane poniżej trzy warianty rozwoju, uwzględniające między innymi wcześniej przedstawione warianty tempa rozwoju zabudowy mieszkaniowej oraz zróżnicowane tempo rozwoju strefy usług i przemysłu. Tak przyjęte warianty obejmują:

- **wariant optymistyczny** – oddawanie 370 mieszkań rocznie, tj. w okresie docelowym 5 550 mieszkań oraz przyspieszenie tempa rozwoju strefy usług i przemysłu o 50% w stosunku do przyjętego jak dla wariantu zrównoważonego;
- **wariant zrównoważony** – utrzymanie średniego tempa rozwoju zabudowy mieszkaniowej z poziomu ostatnich lat, tj. 310 mieszkań rocznie (4 650 mieszkań w okresie docelowym) oraz tempie przyrostu zabudowy strefy usług i rozwoju przemysłu średnio w skali miasta na poziomie 50% procent sumy przewidywanego maksymalnego rozwoju;
- **wariant stagnacyjny** – przyjęto, że rozwój zabudowy mieszkaniowej będzie się kształtował na poziomie ok. 80% w stosunku do wariantu zrównoważonego (ok. 3 750 mieszkań w okresie docelowym), a usługowej i wytwórczej na poziomie 75% przyjętego dla wariantu zrównoważonego.

Dla wariantu zrównoważonego, w zakresie potrzeb cieplnych i w konsekwencji sposobu pokrycia tych potrzeb, przeprowadzono szacunki dla przypadków:

- ➔ utrzymania aktualnego standardu określania potrzeb cieplnych i tempa poprawy (obniżania) wskaźnika jednostkowego tych potrzeb – **wariant zrównoważony standardowy**,
- ➔ przyspieszonego dojścia do parametrów budynku blisko zeroenergetycznego w roku 2020 – **wariant zrównoważony zeroenergetyczny**.

#### 8.4.1 Bilans przyszłościowy zapotrzebowania na ciepło

Przyszłościowy bilans zapotrzebowania miasta na ciepło przeprowadzono przy uwzględnieniu przyjętych w powyższych podrozdziałach:

- potrzeb ciepłych nowych odbiorców z terenu miasta dla zdefiniowanych wcześniej wariantów rozwoju,
- przewidywanego tempa przyrostu zabudowy w wytypowanych okresach;

oraz

- pozostawieniu bez zmian charakteru istniejącej zabudowy,
- przyjęciu, że działania termomodernizacyjne będą prowadzone w sposób ciągły, a ich skala oszacowana została wg trendu z lat ubiegłych na poziomie: dla wariantu zrównoważonego na 0,75% średniorocznie do roku 2022 i 0,3% w skali roku w okresie 2023-2031; dla wariantu optymistycznego na 1,2% średniorocznie do roku 2022 i 0,5% w skali roku w okresie 2023-2031; dla wariantu stagnacyjnego utrzymane zostanie tempo działań termomodernizacyjnych analogicznie jak dla wariantu zrównoważonego,
- uwzględnieniu ubytku zasobów mieszkaniowych na poziomie 20 mieszkań rocznie,
- uwzględnieniu planowanych zmian potrzeb energetycznych wskazanych przez ankietowane podmioty gospodarcze,
- przyjęciu ustabilizowanych wielkości zapotrzebowania ciepła dla dotychczasowych odbiorców w grupie usług i przemysłu nie przewidujących wzrostu potrzeb.

Poniżej przedstawiono zestawienia bilansowe dla założonych wariantów rozwoju – zrównoważonego, optymistycznego i stagnacyjnego, uwzględniając zarówno przyjętą dynamikę rozbudowy nowych obszarów rozwoju, jak również zróżnicowane tempo zmian dla obiektów istniejących (np. tempo działań termomodernizacyjnych czy realizacji planów rozwoju podmiotów gospodarczych). Dodatkowo dla porównania przedstawiono skalę możliwego obniżenia potrzeb ciepłych dla tempa rozwoju jak w wariantcie zrównoważonym, jednakże przy spełnieniu warunku budynku blisko zeroenergetycznego po 2020 roku, tj. przy przyspieszonym dochodzeniu do obniżonych wskaźników potrzeb energetycznych.

W poniższych zestawieniach przedstawiono wielkość zapotrzebowania ciepła dla głównych grup odbiorców w przyjętych okresach rozwoju miasta.



**Tabela 8-9. Przyszłościowy bilans cieplny miasta [MW] – wariant zrównoważony standardowy**

Charakter zabudowy	Wyszczególnienie	do 2022	2023-2031
Budownictwo mieszkaniowe	stan na początku okresu	386,1	378,9
	spadek w wyniku działań termomodernizacyjnych i ubytków	18,1	11,0
	przyrost związany z nowym budownictwem	10,8	14,9
	<b>stan na koniec okresu</b>	<b>378,9</b>	<b>382,7</b>
Strefa usług i przemysłu	stan na początku okresu	177,2	177,2
	spadek w wyniku działań termomodernizacyjnych i ubytków	7,3	9,1
	przyrost związany z rozwojem	7,3	11,3
	<b>stan na koniec okresu</b>	<b>177,2</b>	<b>179,4</b>
Miasto Rybnik	stan na początku okresu	563,3	556,0
	spadek w wyniku działań termomodernizacyjnych i ubytków	25,4	20,1
	przyrost związany z rozwojem gminy	18,1	26,2
	<b>stan na koniec okresu</b>	<b>556,0</b>	<b>562,1</b>
<i>zmiana w stosunku do stanu z 2015 r.</i>		-1,29%	-0,21%

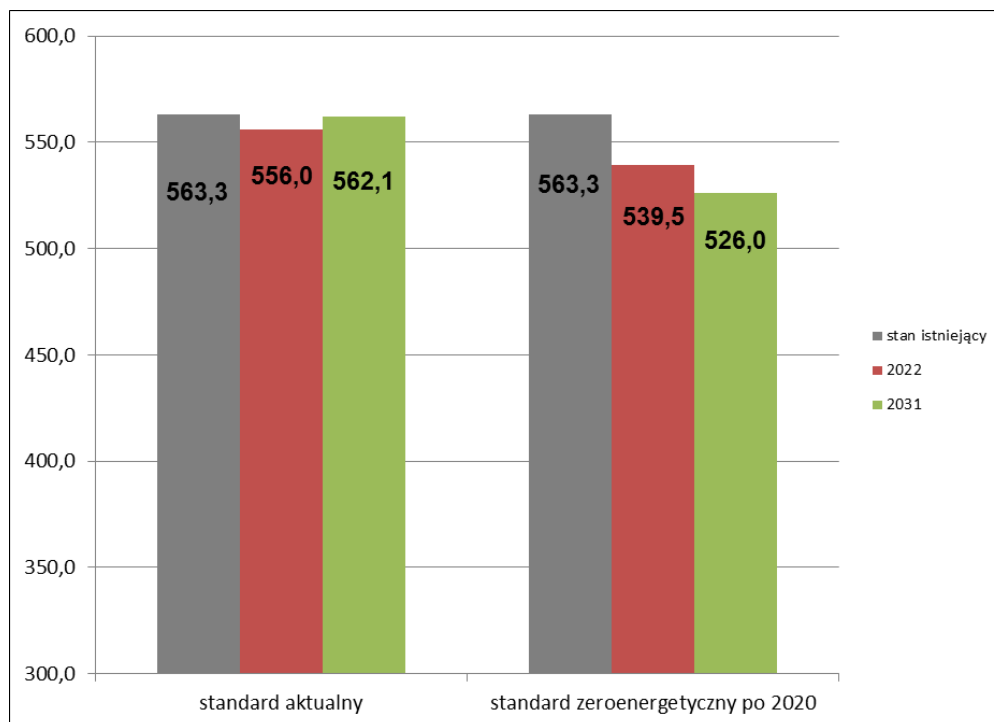
Na terenie Rybnika działania termomodernizacyjne dla zorganizowanego budownictwa wielorodzinnego są w dalszym ciągu średniozaawansowane, w mniejszym tempie prowadzone są one przez odbiorców indywidualnych. Może więc zajść sytuacja, że działania termomodernizacyjne realizowane na istniejącej zabudowie w dalszym ciągu będą równoważyć przyrost zapotrzebowania wynikający z potrzeb nowej zabudowy. Dodatkowo przewiduje się zmniejszenie zapotrzebowania ciepła w wyniku ubytku zasobów, głównie wyburzeń starych budynków. Szacuje się, że do roku 2022 może nastąpić bardzo niewielki spadek zapotrzebowania ciepła w zabudowie mieszkaniowej, jak i w całym mieście, w stosunku do stanu obecnego, o około 1%, co można traktować jako pozostawienie potrzeb bez zmian (jako wielkość mieszczącą się w granicach dokładności obliczeń prognostycznych). Również w perspektywie roku 2031 praktycznie potrzeby cieplne pozostaną prawie bez zmian w stosunku do stanu wyjściowego – jak nadmieniono powyżej przewidywane przyrosty mieścić się będą w granicach dokładności obliczeń prognostycznych.

Przewidywanie utrzymania sumarycznych potrzeb cieplnych odbiorców na terenie Rybnika w okresie docelowym, tj. do 2031 roku, potwierdza analiza potrzeb z uwzględnieniem dojścia do realizacji budynków blisko zeroenergetycznych, której podsumowanie przedstawiono poniżej, a skalę obniżenia potrzeb przedstawia zamieszczony wykres.



**Tabela 8-10. Przyszłościowy bilans ciepły miasta [MW] – wariant zrównoważony zeroenergetyczny**

Charakter zabudowy	Wyszczególnienie	do 2022	2023-2031
Budownictwo mieszkaniowe	stan na początku okresu	386,1	364,9
	spadek w wyniku działań termomodernizacyjnych i ubytków	28,5	17,2
	przyrost związany z nowym budownictwem	7,3	4,5
	<b>stan na koniec okresu</b>	<b>364,9</b>	<b>352,2</b>
Strefa usług i przemysłu	stan na początku okresu	177,2	174,5
	spadek w wyniku działań termomodernizacyjnych i ubytków w wyniku likwidacji	8,5	9,8
	przyrost związany z rozwojem	5,8	9,1
	<b>stan na koniec okresu</b>	<b>174,5</b>	<b>173,8</b>
Miasto Rybnik	stan na początku okresu	563,3	539,5
	spadek w wyniku działań termomodernizacyjnych i ubytków	37,0	26,9
	przyrost związany z rozwojem gminy	13,2	13,5
	<b>stan na koniec okresu</b>	<b>539,5</b>	<b>526,0</b>
<i>zmiana w stosunku do stanu z 2015 r.</i>		-4,23%	-6,61%

**Wykres 8-2. Prognoza zmian zapotrzebowania na ciepło. Wariant zrównoważony ze spełnieniem warunku obiektu blisko zeroenergetycznego po 2020 r.**




**Tabela 8-11. Przyszłościowy bilans ciepły miasta [MW] – wariant optymistyczny**

Charakter zabudowy	Wyszczególnienie	do 2022	2023-2031
Budownictwo mieszkaniowe	stan na początku okresu	386,1	370,5
	spadek w wyniku działań termomodernizacyjnych i ubytków	28,5	17,2
	przyrost związany z nowym budownictwem	12,9	17,7
	<b>stan na koniec okresu</b>	<b>370,5</b>	<b>371,1</b>
Strefa usług i przemysłu	stan na początku okresu	177,2	182,3
	spadek w wyniku działań termomodernizacyjnych i ubytków w wyniku likwidacji	5,8	6,0
	przyrost związany z rozwojem	10,9	17,0
	<b>stan na koniec okresu</b>	<b>182,3</b>	<b>193,2</b>
Miasto Rybnik	stan na początku okresu	563,3	552,8
	spadek w wyniku działań termomodernizacyjnych i ubytków	34,4	23,2
	przyrost związany z rozwojem gminy	23,9	34,7
	<b>stan na koniec okresu</b>	<b>552,8</b>	<b>564,3</b>
<i>zmiana w stosunku do stanu z 2015 r.</i>		<i>-1,86%</i>	<i>0,19%</i>

W wariantcie optymistycznym założono, że równolegle ze zwiększoną intensywnością realizacji inwestycji w zakresie budowy nowych obiektów (zarówno w sferze zabudowy mieszkaniowej, jak i szeroko rozumianej sferze usług i wytwórczości), zwiększone będzie również tempo działań zmierzających do obniżenia potrzeb energetycznych obiektów (procesy termomodernizacyjne). Efektem tych ww. wspólnych działań będzie – tak w perspektywie roku 2022, jak i 2031, faktyczne pozostawienie potrzeb ciepłych prawie bez zmian w stosunku do stanu wyjściowego (wielkości przewidywanych przyrostów mieszczą się w granicach dokładności obliczeń prognostycznych).

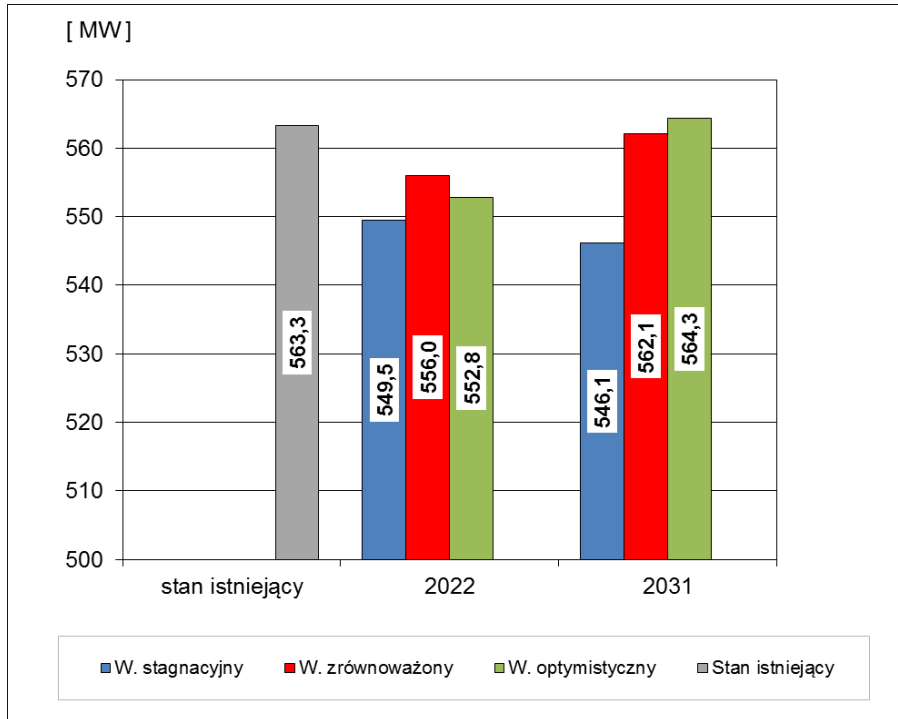
**Tabela 8-12. Przyszłościowy bilans ciepły miasta [MW] – wariant stagnacyjny**

Charakter zabudowy	Wyszczególnienie	do 2022	2023-2031
Budownictwo mieszkaniowe	stan na początku okresu	386,1	376,8
	spadek w wyniku działań termomodernizacyjnych i ubytków	18,1	11,0
	przyrost związany z nowym budownictwem	8,7	12,0
	<b>stan na koniec okresu</b>	<b>376,8</b>	<b>377,7</b>
Strefa usług i przemysłu	stan na początku okresu	177,2	172,7
	spadek w wyniku działań termomodernizacyjnych i ubytków w wyniku likwidacji	10,0	12,8
	przyrost związany z rozwojem	5,5	8,5
	<b>stan na koniec okresu</b>	<b>172,7</b>	<b>168,4</b>
Miasto Rybnik	stan na początku okresu	563,3	549,5
	spadek w wyniku działań termomodernizacyjnych i ubytków	28,1	23,8
	przyrost związany z rozwojem gminy	14,2	20,5
	<b>stan na koniec okresu</b>	<b>549,5</b>	<b>546,1</b>
<i>zmiana w stosunku do stanu z 2015 r.</i>		<i>-2,46%</i>	<i>-3,05%</i>

Sumarycznie w wariancie stagnacyjnym szacuje się, że przez cały analizowany okres wielkość zapotrzebowania na ciepło będzie miała tendencję do obniżania się – o ok. 3% do 2031 roku.

Obrazowo skalę zmian zapotrzebowania na ciepło jakie potencjalnie mogą wystąpić w analizowanym okresie, przedstawiono zbiorczo na poniższym wykresie.

**Wykres 8-3. Prognoza zmian zapotrzebowania na ciepło dla miasta Rybnika**



#### 8.4.2 Zmiany w strukturze pokrycia zapotrzebowania na ciepło

Niezależnie od zmian wynikających z zapotrzebowania na ciepło (nowe odbiory, działania termomodernizacyjne, ubytki w wyniku likwidacji) w rozpatrywanym okresie wystąpią również zjawiska zmiany struktury pokrycia zapotrzebowania na ciepło w istniejącym budownictwie na terenie miasta. W celu obniżenia poziomu zużycia energii z wykorzystaniem paliw kopalnych, obniżenia emisji gazów cieplarnianych, w tym CO<sub>2</sub>, oraz zanieczyszczeń gazowych i pyłowych do powietrza, konieczne jest systematyczne wprowadzanie zmiany sposobu wytwarzania i wykorzystania energii cieplnej z wykorzystaniem indywidualnych ogrzewań węglowych na źródła wykorzystujące proekologiczne nośniki energii i technologie. Gmina winna więc dążyć do dalszej likwidacji przestarzałych i niskosprawnych ogrzewań bazujących na spalaniu paliw stałych i niekiedy odpadów (w szczególności ogrzewań piecowych) i zamianie ich na rzecz:

- systemu ciepłowniczego
- paliw niskoemisyjnych – gaz sieciowy i płynny (LPG), olej opałowy, węgiel wysokiej jakości użytkowany wg najnowszych standardów i technologii;
- rozwiązań z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii – pomp ciepła, kolektorów słonecznych, biomasy;
- energii elektrycznej.



Obecne zapotrzebowanie mocy cieplnej pokrywane przez ogrzewania węglowe w poszczególnych grupach odbiorców kształtuje się następująco:

- budownictwo mieszkaniowe 233,4 MW,
- usługi i wytwórczość 11,2 MW;

przy czym powyższe nie uwzględnia potrzeb własnych właścicieli źródeł ciepła zasilających sieci systemu ciepłowniczego miasta.

W świetle powyższego jako odbiorców, dla których powinna nastąpić zmiana sposobu ogrzewania należy praktycznie wymienić wyłącznie zabudowę mieszkaniową. Realnie, biorąc pod uwagę fakt, że wśród zidentyfikowanych rozwiązań wykorzystujących ogrzewanie węglowe, szczególnie w zabudowie indywidualnej jednorodzinnej, część (trudną do jednoznacznego określenia) stanowią już rozwiązania węglowe niskoemisyjne, można przyjąć, że potencjalna wielkość mocy cieplnej, która podlegać będzie zastąpieniu przez podane powyżej sposoby zaopatrzenia w ciepło w związku z likwidacją przestarzałych ogrzewań węglowych, będzie nie większa niż 70% powyżej podanej wartości – to jest około 170 MW. Przy czym przeważnie działaniem wyprzedzającym lub prowadzonym równolegle winno być przeprowadzenie termomodernizacji obiektu.

Osiągnięcie powyższego poziomu zmian sposobu ogrzewania możliwe jest przy założeniu wydatnego zaangażowania władz samorządowych w proces propagowania i wspomaganie procesów modernizacji.

#### **8.4.3 Zmiany w strukturze zasilania systemu ciepłowniczego**

Źródło zasilające miejski system ciepłowniczy – EC „Chwałowice” wymaga w perspektywie roku 2022 przeprowadzenia bardzo kosztownej modernizacji. Właściciel źródła – Kompania Węglowa S.A. (obecnie Polska Grupa Górnicza sp. z o.o.) w pismach do UM Rybnika: znak P/PTP/PPE.LL/270/0/6142/15 z 5 sierpnia 2015 r. i P/PTP/PPE.LL/ 0/262000/15 z 21 września 2015 r., powołując się na umowę zawartą z Przedsiębiorstwem Energetyki Ciepłej S.A. Jastrzębie-Zdrój oraz dodatkowo motywując brakiem wystarczających środków na ww. modernizację, poinformował o zamiarze dostarczania ciepła dla miasta Rybnika do końca 2022 r.

W związku z powyższym w Rozdziale 10 niniejszego opracowania poddany został analizie stan działań związanych z rozwiązaniem problemu dalszego zasilania miasta w ciepło oraz przedstawiono problem bezpieczeństwa zaopatrzenia miasta w energię.

Elektrociepłownia „Jankowice” (PGG sp. z o.o.) z racji położenia w oddaleniu od innych systemów ciepłowniczych winna pozostać źródłem podstawowym dla zasilania obszaru jednostki bilansowej R7. Należy podjąć dalsze działania odtworzeniowe w źródle.

#### **8.4.4 Możliwości pokrycia przyszłego zapotrzebowania na ciepło**

Wielkość mocy cieplnej wytypowana do zmiany sposobu zaopatrzenia w ciepło (nieefektywne ogrzewania węglowe) wynosi ogółem około 170 MW. Z czego ok. połowę (tj. 85 MW) przewiduje się do modernizacji w perspektywie 2031 r. Przyrost potrzeb cieplnych w okresie do roku 2031, wskutek rozwoju miasta szacuje się na około 44 MW.



Sumaryczną ilość mocy cieplnej do rozdysponowania na poszczególne nośniki energii, tj. użytkowany „ekologicznie” węgiel kamienny (w tym systemy ciepłownicze), inne paliwo (gaz na terenie, w którym jest dostępny, olej opałowy, gaz płynny, biomasa, pompy ciepła i wspomagająco do przygotowania c.w.u. kolektory słoneczne) oraz energię elektryczną do roku 2028 oszacowano na około 130 MW (44 MW + 85 MW).

Należy zwrócić uwagę na fakt, że potrzeby cieplne w mieście wynikające z jego rozwoju będą w dalszym ciągu równoważone przez działania termomodernizacyjne realizowane na istniejącej zabudowie.

Dla wyliczenia orientacyjnych wielkości zapotrzebowania godzinowego na gaz ziemny przyjęto szczytowe potrzeby uwzględniające wykorzystanie paliwa gazowego na potrzeby c.o. i przygotowania c.w.u. w nowej zabudowie oraz w obiektach przewidywanych do zmian w sposobie zasilania. W przypadku zabudowy usługowej i produkcyjnej określenie zapotrzebowania na gaz ziemny sieciowy dla celów technologicznych nie jest możliwe bez znajomości rodzaju i charakteru produkcji czy usług. Informacje o potencjalnych odbiorach tego typu znane będą w momencie występowania do gminy o decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu oraz do spółki gazowniczej o warunki przyłączenia.

Maksymalny możliwy przyrost zapotrzebowania na gaz ziemny w mieście wg przedstawionych wyżej założeń wyniósłby dla całości potrzeb około 16 000 m<sup>3</sup>/h (szczytowo, bez zapotrzebowania na cele technologiczne i bez uwzględnienia współczynników jednoczesności odbioru). Lokalizacja nowych odbiorów będzie ściśle związana z warunkami, które w znacznym stopniu zostaną określone przez przyszłych inwestorów.

Biorąc pod uwagę opisane w rozdziale 7 relacje cen nośników energii należy liczyć się z faktem, że znaczna ilość energii cieplnej (określona wg powyższych szacunków) produkowana będzie nadal na bazie węgla przy założeniu jego efektywnego i ekologicznego użytkowania. Osiągnięcie ww. wskaźników zmian sposobu ogrzewania możliwe jest przy założeniu wydatnego zaangażowania władz samorządowych w proces propagowania i wspomagania procesów modernizacji.

Mając na względzie ocenę istniejącego stanu zaopatrzenia miasta w ciepło z systemów ciepłowniczych należy stwierdzić, że do końca sezonu grzewczego 2021/22 w Rybniku istnieją rezerwy jego dostępności wynikające z faktu, że źródła ciepła pracujące na potrzeby tego systemu posiadają obecnie rezerwy mocy cieplnej możliwe do wprowadzenia do sieci ciepłowniczych. Magistrale ciepłownicze posiadają rezerwy przepustowości.

Miejski system ciepłowniczy Rybnika (zasilany obecnie z EC „Chwałowice” – PGG sp. z o.o.) swoim zasięgiem obejmuje centralną, zurbanizowaną część miasta. Rozwiązanie w odpowiednio szybkim czasie kwestii odbudowy, modernizacji lub zmiany źródła zasilania msc warunkuje zaopatrzenie aktualnych oraz możliwych nowych obszarów rozwoju miasta w ciepło zdalaczynne. Kwestia powyższa jest szczegółowo rozpatrzona w rozdziale 10.

Natomiast lokalne systemy ciepłownicze istniejące przy Elektrowni EDF Rybnik oraz 2-ch pozostałych źródłach przykopalnianych, należących obecnie do PGG sp. z o.o. Zakład Elektrociepłowni (d. KW S.A.) obejmują znaczne obszary dzielnic Rybnicka Kuźnia, Boguszowice, Niedobczyce i Niewiadom. W ich sąsiedztwie istnieją, wg wskazań jw., możliwości zaopatrzenia w ciepło zdalaczynne.



System gazowniczy miasta posiada rezerwy w wykorzystaniu przepustowości stacji redukcyjno-pomiarowych (wg informacji PSG sp. z o.o. Oddział w Zabrze stacje II stopnia wykorzystane są obecnie w ok. 20%) oraz istnieje możliwość awaryjnego zasilania obszaru miasta z obiektu systemu przesyłowego – Węzeł Radlin, ul. Letnia (teren miasta Radlina) o wydajności nominalnej 53 000 nm<sup>3</sup>/h.

W celu ujęcia rozbudowy sieci ciepłowniczych i gazowniczych oraz uzbrojenia terenu przeznaczanego pod nowe budownictwo w planach rozwojowych przedsiębiorstw energetycznych, po uchwaleniu „Założeń ...”, miasto powinno sukcesywnie koordynować umieszczanie stosownych zadań w planach rozwoju przedsiębiorstw energetycznych. Przystąpienie przedsiębiorstw energetycznych do koniecznych działań inwestycyjnych na terenach przeznaczonych pod nowe budownictwo wymaga współdziałania z władzami miejskimi pod kątem przygotowania miejscowych planów zagospodarowania dla zarezerwowania lokalizacji tras prowadzenia sieci i sprecyzowania potrzeb docelowych dla danego terenu.

W przypadku odbiorców zlokalizowanych w takich odległościach od systemów ciepłowniczego i gazowniczego, że nieopłacalna jest rozbudowa sieci dla ich obsługi, należy stosować rozwiązania indywidualne (głównie gaz płynny, olej opałowy, energia elektryczna, drewno oraz dobrej jakości węgiel spalany w kotłach nowej generacji oraz odnawialne źródła energii).

Mając na uwadze ocenę stanu istniejącego systemu zaopatrzenia miasta w ciepło należy stwierdzić, że należy przede wszystkim:

- rozwiązać sprawę zaopatrzenia w ciepło systemowe obszaru zasilanego do tej pory z EC „Chwałowice”;
- w przypadku nowego budownictwa – akceptować w procesie poprzedzającym budowę tylko niskoemisyjne źródła ciepła, tj. system ciepłowniczy oraz kotłownie opalane gazem sieciowym, gazem płynnym, olejem opałowym, drewnem, dobrej jakości węglem spalonym w nowoczesnych wysokosprawnych kotłach, ogrzewanie elektryczne i pompy ciepła oraz kolektory słoneczne jako wspomaganie w wytwarzaniu ciepłej wody użytkowej;
- zachęcać mieszkańców do zmiany obecnego, często przestarzałego, ogrzewania za pomocą węgla spalanego w sposób „tradycyjny” (a czasami nawet odpadów) na wykorzystanie nośników energii, które nie powodują pogorszenia stanu środowiska (w tym dobrej jakości węgla kamiennego spalanego w wysokosprawnych kotłach);
- dążyć do modernizacji i rozbudowy systemu dystrybucyjnego ciepła zdalczego i gazu ziemnego w mieście, tak aby w przyszłości dawały one możliwość zaopatrzenia prognozowanych odbiorców, przy założeniu samofinansowania się sektora energetycznego;
- każdorazowo dla nowego odbiorcy o zapotrzebowaniu mocy cieplnej  $\geq 50$  kW zlokalizowanego w obrębie oddziaływania systemu ciepłowniczego lub gazowniczego wymagać podłączenia do tego systemu lub przeprowadzenia analizy uzasadniającej opłacalność innego rozwiązania;

- podjąć intensywne działania w kierunku likwidacji „niskiej emisji” w mieście poprzez przeanalizowanie możliwości zmiany sposobu zaopatrzenia w ciepło w najbardziej newralgicznych obiektach/obszarach.

## 8.5 Prognoza zmian zapotrzebowania na energię elektryczną

Wielkość zmian zapotrzebowania na energię elektryczną na poziomie źródłowym wyznaczono przyjmując założenie, że podstawowe zapotrzebowanie dla odbiorców pozaprzemysłowych to: oświetlenie, sprzęt gospodarstwa domowego, sprzęt elektroniczny i ewentualnie wytwarzanie c.w.u. Wzrastać może zapotrzebowanie na energię elektryczną dla celów grzewczych, szczególnie w zabudowie wielorodzinnej, gdzie dotychczas wykorzystywane było ogrzewanie piecowe, lecz z jednej strony jest to element stanowiący tylko ok. 1% zapotrzebowania na energię cieplną, a z drugiej praktycznie nie stanowi o zwiększeniu zapotrzebowania na moc zainstalowaną u odbiorcy korzystającego już z energii elektrycznej dla wytwarzania c.w.u. Składniki infrastruktury elektroenergetycznej zapewniającej dostawę energii elektrycznej do zabudowy mieszkaniowej winny zatem charakteryzować się takimi właściwościami technicznymi, aby ich użytkownicy mogli korzystać z posiadanych urządzeń gospodarstwa domowego, sprzętu RTV, teletechnicznego i innego, zarówno teraz, jak i przez okres co najmniej 25 do 30 najbliższych lat, tj. winny być tak zwymiarowane i wykonane, aby były w stanie sprostać nowym wymaganiom wynikającym ze zmian w wyposażeniu mieszkań w urządzenia elektryczne i zmian stylu życia mieszkańców. W warunkach przeprowadzanej na skalę ogólnoeuropejską transformacji zasad dostawy dóbr energetycznych do warunków rynkowych, opracowano normę N SEP-E-002 „Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych. Instalacje elektryczne w obiektach mieszkalnych. Podstawy planowania”. Celem ustaleń wymienionej normy jest zapewnienie technicznej poprawności wykonania instalacji oraz jej pożądaných walorów użytkowych w dłuższym horyzoncie czasowym, równym przewidywanemu okresowi jej eksploatacji. Określenia przyrostu szczytowego zapotrzebowania mocy dla zabudowy mieszkaniowej na poziomie źródłowym, dokonano przyjmując wskaźniki zapotrzebowania mocy stosownie do ustaleń wymienionej normy. Odrębnym problemem był dobór wartości tzw. współczynników jednoczesności – przy bardzo dużej liczbie zasilanych mieszkań (tzn. większej od 100) przyjęto wartości współczynnika jednoczesności jak dla 100 mieszkań, tj. 0,086 dla mieszkań z zaopatrzeniem w ciepłą wodę z sieci ciepłowniczej oraz 0,068 dla mieszkań z elektrycznymi podgrzewaczami ciepłej wody. Tak obliczone zapotrzebowanie mocy może stanowić podstawę dla wyznaczenia wymaganej mocy transformatorów oraz sposobu ustalania przekrojów żył kabli sieci rozdzielczej niskiego napięcia.

W niniejszym opracowaniu zakres wzrostu zapotrzebowania na szczytową moc elektryczną w budownictwie mieszkaniowym określono dla wariantów:

- ➔ minimalnego – gdzie energia elektryczna zużywana jest wyłącznie na potrzeby oświetlenia i sprzętu gospodarstwa domowego,
- ➔ maksymalnego – gdzie dodatkowo 50% odbiorców korzysta z tego nośnika energii dla potrzeb wytwarzania c.w.u.

Wielkości zapotrzebowania szczytowej mocy elektrycznej przez potencjalnych nowych inwestorów z zakresu usług i przemysłu oszacowane są wskaźnikowo i winny być skory-

gowane w chwili, kiedy możliwe będzie określenie struktury działalności takich firm. Dla tej grupy odbiorców współczynnik jednoczesności przyjmuje się również zgodnie z normą. Dla zabudowy przemysłowej oraz sektora użyteczności publicznej dokonano oszacowania zapotrzebowania mocy szczytowej, przyjmując zapotrzebowanie szczytowej mocy elektrycznej wymagane dla podobnego typu obiektów

Przedstawione w poniższej tabeli wielkości zapotrzebowania na energię elektryczną wyrażają potencjalne maksymalne potrzeby odbiorców dla zrównoważonego wariantu rozwoju miasta bez uwzględnienia współczynnika jednoczesności oraz bez uwzględniania pokrycia potrzeb grzewczych. Dodatkowo założono, że maksymalnie 5% potrzeb ciepłych nowych odbiorców w budownictwie mieszkaniowym będzie pokryte z wykorzystaniem energii elektrycznej. Sumarycznie zestawienie wynikającego z rozwoju miasta wzrostu szczytowego zapotrzebowania mocy przez poszczególne grupy odbiorców, w wariantach maksymalnym i minimalnym, przedstawiono w poniższej tabeli.

**Tabela 8-13. Szczytowe zapotrzebowanie mocy elektrycznej w nowej zabudowie**

Wyszczególnienie		Przyrost zapotrzebowania [kWe ]	
		do 2022	2023-2031
Budownictwo mieszkaniowe – oświetlenie + sprzęt (+ c.w.u.)	Wariant MIN	22 988	35 125
	Wariant MAX	39 079	59 713
Budownictwo mieszkaniowe – ogrzewanie		542	743
Strefa usług i przemysłu		5 289	7 909
<b>RAZEM</b>	<b>Wariant MIN</b>	<b>28 819</b>	<b>43 778</b>
	<b>Wariant MAX</b>	<b>44 910</b>	<b>68 365</b>

Jak wyżej wspomniano, powyższe wielkości są wielkościami szczytowego zapotrzebowania mocy u odbiorcy. W celu oszacowania wielkości zapotrzebowania na poziomie źródłowym zastosowano odpowiednie współczynniki jednoczesności:

- 0,086 – dla gospodarstw domowych wykorzystujących energię elektryczną na oświetlenie i eksploatację sprzętu gospodarstwa domowego (wariant „MIN”),
- 0,068 – dla gospodarstw domowych korzystających ponadto z elektrycznych podgrzewaczy ciepłej wody,
- 0,077 – dla gospodarstw domowych w przypadku, gdy energia elektryczna wykorzystywana jest przez 50% odbiorców na wytwarzanie c.w.u. (wariant „MAX”),
- 0,3 – dla pokrycia zapotrzebowania strefy usług i przemysłu,
- 1,0 – dla pokrycia potrzeb grzewczych.

Wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną na poziomie źródłowym, tj. zasilania z poziomu WN 110 kV średnio osiągnie maksymalnie poziom :

- ✓ (4÷5) MW<sub>e</sub> do roku 2022,
- ✓ (10÷13) MW<sub>e</sub> łącznie do roku 2031.

Wielkości powyższe wyrażają maksymalne wielkości przyrostu zapotrzebowania mocy na obszarze miasta Rybnika, co ma istotne znaczenie dla planowania rozbudowy infrastruktury energetycznej w momencie rozpoczęcia zagospodarowywania poszczególnych obszarów. Natomiast ze względu na fakt, że w chwili obecnej nie można jednoznacznie określić



terminu i tempa rozwoju zabudowy w poszczególnych obszarach przewidzianych do zagospodarowania przestrzennego, należy liczyć się z tym, że tempo rzeczywistego przyrostu zapotrzebowania mocy dla obszaru całej gminy będzie wolniejsze i nie będzie stanowić sumy maksymalnych przyrostów zapotrzebowania dla poszczególnych obszarów częściowych. Lokalizacja nowych inwestycji będzie ściśle związana z warunkami, które w znacznym stopniu określone zostaną przez przyszłych inwestorów.

Przystąpienie do koniecznych działań inwestycyjnych na terenach przeznaczonych pod nowe budownictwo wymaga od przedsiębiorstw energetycznych współdziałania z miastem pod kątem przygotowania miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego w celu zarezerwowania lokalizacji tras prowadzenia sieci i sprecyzowania potrzeb docelowych dla danego terenu.



## 9 Scenariusze zaopatrzenia miasta w nośniki energii

### 9.1 Wprowadzenie

W celu określenia potrzeb energetycznych w obszarach rozwoju miasta wykonano analizę, w której opierano się na:

- Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego miasta Rybnika uchwalonego przez Radę Miasta Rybnika w dniu 30 czerwca 2016 r. uchwałą nr 370/XXIII/2016;
- miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego miasta Rybnika;
- korespondencji i konsultacji z Wydziałem Architektury Urzędu Miasta Rybnika.

Tereny rozwoju miasta, na których przewiduje się do 2031 roku potencjalny wzrost zapotrzebowania na media energetyczne, zostały pokazane na mapie – Załącznik G.

Lokalizacja nowego budownictwa oraz tempo jego rozwoju zależą od woli inwestorów. Podane w projekcie aktualizacji „Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło,...” zestawienia wielkości bilansowych mają więc szacunkowy stopień dokładności. Ten szacunkowy bilans daje jednak podstawę do oceny, czy nie występują zagrożenia ze strony źródeł zasilania oraz zdolności przesyłowych głównych systemów. Przeprowadzone analizy pozwalają dokonać oceny atrakcyjności wskazywanych do rozwoju obszarów.

Zgodnie z art. 7 ust.: 5 i 6 ustawy Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne mają obowiązek finansowania i budowy sieci na potrzeby przyłączenia odbiorców zlokalizowanych na terenach określonych m.in. w „Założeniach do planu zaopatrzenia gminy w ciepło,...”.

W ramach analiz nad sposobem zabezpieczenia w energię oraz na podstawie przedstawionych stanowisk przedsiębiorstw energetycznych, dokonano kwalifikacji obszarów przewidzianych do rozwoju. Analiza pozwoliła na wskazanie optymalnego wariantu zaopatrzenia energetycznego dla poszczególnych terenów, przeznaczonych pod zabudowę.

Wstępne pisemne uzgodnienia zaopatrzenia obszarów rozwoju w nośniki energii wykonano z głównymi przedsiębiorstwami energetycznymi działającymi na terenie miasta Rybnika, w zasięgu oddziaływania których (wg oceny projektantów), znajdują się te tereny rozwoju, tj. z:

- TAURON Dystrybucja S.A.,
- Polską Spółką Gazownictwa Sp. z o.o. - Oddział w Zabrze,
- Przedsiębiorstwem Energetyki Ciepłej S.A. Jastrzębie-Zdrój,
- Polską Grupą Górniczą sp. z o.o. Oddział Zakład Elektrociepłowni (poprzednio Kompania Węglowa S.A. Oddział Zakład Elektrociepłowni),
- „BUDWEX” Spółka z o.o.

Stanowiska poszczególnych przedsiębiorstw odnośnie zaopatrywania w nośniki energii nowych odbiorców zostały zawarte w kartach ustaleń lub w postaci pisemnych wyjaśnień



stanowiących Załącznik H do niniejszego opracowania. Zastosowane w korespondencji kwalifikacje nowych obszarów rozwoju oznaczają:

- 0 – teren nie uzbrojony, umieszczenie w przyszłych planach rozwoju przedsiębiorstwa nie jest możliwe;
- 1 – teren nie uzbrojony, uzbrojenie terenu możliwe do ujęcia w kolejnych planach rozwoju przedsiębiorstwa;
- 2 – teren nie uzbrojony, doprowadzenie energii do obszaru ujęte w planach rozwoju przedsiębiorstwa. Po realizacji infrastruktury w oparciu o plan rozwoju – przyłączenie zgodnie z warunkami określonymi w taryfie;
- 3 – teren uzbrojony, nie wymaga inwestycji po stronie rozwoju sieci; nowi odbiorcy mogą być przyłączeni w oparciu o warunki określone w taryfie.

Stanowisko przedsiębiorstwa TAURON Dystrybucja S.A. Oddział w Gliwicach w sprawie możliwości zaopatrzenia w energię elektryczną nowych obszarów rozwoju zostało zawarte w piśmie: znak TDO11/OMR/KST/S16/059131//2016 z dn. 13.09.2016 r., w którym ww. przedsiębiorstwo informuje, że proces przyłączania do sieci nowych klientów realizowany jest zgodnie z zapisami art. 7 ustawy Prawo energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 r. (t.j. Dz. U. 2012 poz. 1059 z późn.zm.), a sposób modernizacji, rozbudowy oraz realizacji nowo budowanych urządzeń, instalacji i sieci wynika z prowadzonych analiz technicznych i ekonomicznych. W związku z powyższym przedsiębiorstwo nie podało kwalifikacji dla poszczególnych terenów. Przyjęto dla zaopatrzenia nowych terenów rozwoju w energię elektryczną kwalifikację „1”.

Przedsiębiorstwa energetyczne uzależniają ujęcie w swoich planach rozwojowych zasilania przedstawionych terenów rozwoju przede wszystkim od wielkości zapotrzebowanej mocy, a co za tym idzie – od opłacalności ekonomicznej danego przedsięwzięcia.

W znajdujących się w Załączniku F tabelach zestawiono uzgodnione z Wydziałem Architektury UM Rybnika tereny rozwoju gminy (oznaczenia zgodne z załączoną do opracowania mapą – Załącznik G).

## **9.2 Sformułowanie scenariuszy zaopatrzenia energetycznego obszaru miasta Rybnika**

Planowanie zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i gaz rozwijającego się na terenie miasta nowego budownictwa stanowi, zgodnie z ustawą Prawo energetyczne, zadanie własne gminy, którego realizacji podjąć się mają za jej przyzwoleniem odpowiednie przedsiębiorstwa energetyczne. Głównym założeniem scenariuszy zaopatrzenia w energię powinno być wskazanie optymalnych sposobów pokrycia potencjalnego zapotrzebowania na energię nowego budownictwa. Rozwój systemów energetycznych ukierunkowany na pokrycie zapotrzebowania na energię na nowych terenach rozwoju powinien charakteryzować się cechami takimi jak: zasadność ekonomiczna działań inwestycyjnych i minimalizacja przyszłych kosztów eksploatacyjnych.

Zasadność ekonomiczna działań inwestycyjnych to zgodność działań z zasadą samofinansowania się przedsięwzięcia. Jej przejawem jest np.:



- realizacja takich inwestycji, które dadzą możliwość spłaty nakładów inwestycyjnych w cenie energii jaką będzie można dodatkowo sprzedać,
- nie wprowadzanie w obszar rozwoju równoległe dwóch systemów, np. jednego jako źródła ogrzewania, a drugiego jako źródła ciepłej wody użytkowej i zaspokajania potrzeb kuchennych. Takie działanie nie daje szansy na spłatę kosztów inwestycyjnych obu systemów.

Zasadność eksploatacyjna w perspektywie stworzy przyszłemu odbiorcy energii warunki do jej zakupu za cenę atrakcyjną rynkowo.

W celu określenia scenariuszy zaopatrzenia w energię ciepłą, dla sporządzenia analizy przyjęto następujące, dostępne na terenie miasta Rybnika rozwiązania techniczne: system ciepłowniczy, gaz sieciowy oraz rozwiązania indywidualne oparte w głównej mierze o niskoemisyjne spalanie węgla, oleju opałowego, gazu płynnego i biomasy, jak również wykorzystanie odnawialnych źródeł energii, tj. m.in. kolektorów słonecznych i pomp ciepła). W niektórych przypadkach na cele grzewcze wykorzystana może być energia elektryczna. Przez ww. rozwiązania techniczne zaopatrzenia w ciepło rozumieć należy zakres działań inwestycyjnych jak poniżej:

- system ciepłowniczy:
  - budowa rozdzielczej sieci preizolowanej,
  - budowa przyłączy ciepłowniczych do budynków,
  - budowa węzłów ciepłych dwufunkcyjnych (c.o.+ c.w.u.);
- gaz sieciowy:
  - budowa sieci gazowej z przyłączami do budynków,
  - budowa kotłowni gazowych lub instalowanie dwufunkcyjnych kotłów gazowych (c.o. + c.w.u.);
- rozwiązania indywidualne oparte o olej opałowy dla każdego odbiorcy:
  - instalacja dwufunkcyjnego kotła (c.o.+ c.w.u.),
  - zabudowa zbiornika na paliwo;
- rozwiązania indywidualne oparte o węgiel kamienny spalany w nowoczesnych kotłach dla każdego odbiorcy:
  - budowa kotłowni węglowej z zasobnikiem c.w.u.;
- rozwiązania indywidualne oparte o spalanie biomasy (głównie produktów drzewnych) dla każdego odbiorcy:
  - budowa kotłowni wraz z zasobnikiem c.w.u.;
- rozwiązania indywidualne oparte o wykorzystanie energii odnawialnej:
  - pompy ciepła (niezbędne uzyskanie przez odbiorcę wyższego poziomu mocy zamówionej w systemie elektroenergetycznym),
  - kolektory słoneczne (jako element dodatkowy).

Na konkurencyjność poszczególnych rodzajów nośników energii decydujący wpływ mają następujące elementy:

- dostępność nośnika na analizowanym terenie;
- wygoda przy wykorzystaniu nośnika w zależności od charakteru zapotrzebowania;
- koszt wykonania przyłącza i instalacji wewnętrznej;
- cena i roczny koszt korzystania z nośnika energii.

Nośniki energii są wykorzystywane dla różnych celów, przy czym w zależności od przeznaczenia docelowego, w różny sposób przedstawia się możliwość wykorzystania poszczególnych systemów w celu pokrycia określonych potrzeb.

System elektroenergetyczny jest jedynym systemem, który musi być doprowadzony do wszystkich obiektów na pokrycie potrzeb oświetlenia i jako nośnik energii dla wszelkiego rodzaju napędów (w tym sprzętu gospodarstwa domowego). W tym zakresie pozostałe systemy nie stanowią dla niego konkurencji. Natomiast jako nośnik energii do celów grzewczych energia elektryczna jest traktowana w ograniczonym zakresie. Jej udział może stopniowo się zwiększać – w miarę możliwości pokrycia przez zakład energetyczny oraz wzrostu zamożności odbiorców modernizujących swoje instalacje.

Na potrzeby przygotowania ciepłej wody użytkowej wszystkie ww. nośniki energii stanowią dla siebie równorzędną konkurencję – przy występowaniu dostępu do nich na danym obszarze.

W związku z pojawiającym się występowaniem w okresie letnim coraz wyższych temperatur otoczenia i wydłużającym się okresem występowania upałów wzrasta zainteresowanie odbiorców na korzystanie z chłodu i klimatyzacji.

Atrakcyjnym i celowym, szczególnie z uwagi na wymagania stosowania rozwiązań „czystych” ekologicznie, jest wspomaganie wykorzystywania systemowych nośników energii rozwiązaniami opartymi o odnawialne źródła energii, jak np. kolektory słoneczne czy pompy ciepła.

Sposób pokrycia zapotrzebowania na energię na potrzeby procesów technologicznych jest często ściśle określony w zależności od charakteru tego zapotrzebowania oraz stopnia równomierności odbioru tej energii, np. wymagana dostawa ciepła, gdzie czynnikiem grzewczym jest para wodna. W związku z powyższym preferowane przez użytkowników jest wykorzystywanie rozwiązań indywidualnych.

W poniższych podrozdziałach przedstawiono scenariusze zaopatrzenia w energię dla poszczególnych jednostek bilansowych, w których przewidziane są obszary rozwojowe. Charakterystykę przewidywanych obszarów rozwojowych miasta Rybnika w poszczególnych jednostkach bilansowych przedstawiono w rozdziale 8.2.

### **9.2.1 Scenariusze zaopatrzenia – jednostka R1**

#### Zapotrzebowanie mocy cieplnej

Oszacowana moc cieplna do rozdysponowania w okresie docelowym (do roku 2031) w tej jednostce bilansowej jest prognozowana na poziomie około 5,5 MW. Na tę wartość składa się przyrost zapotrzebowania mocy na nowych terenach rozwojowych (łącznie z przewidywanym budownictwem mieszkaniowym uzupełniającym) w wielkości 1,5 MW oraz na



skutek zmiany sposobu zaopatrzenia w ciepło (przejęcie ogrzewań opartych na nieekologicznym spalaniu węgla przez źródła wykorzystujące ekologiczne nośniki energii i technologie) – 4 MW.

### Zapotrzebowanie na gaz ziemny

Przyrost szczytowego zapotrzebowania na gaz ziemny w jednostce wskutek rozwoju planowanej zabudowy (łącznie z przewidywanym budownictwem mieszkaniowym uzupełniającym) w perspektywie roku 2031 może osiągnąć poziom około 200 m<sup>3</sup>/h (sumarycznie szczytowo u odbiorcy, bez uwzględnienia współczynników jednoczesności).

### Zapotrzebowanie mocy elektrycznej

Przyrost szczytowego zapotrzebowania energii elektrycznej w jednostce wskutek rozwoju planowanej zabudowy (łącznie z przewidywanym budownictwem mieszkaniowym uzupełniającym) w okresie docelowym do roku 2031 może osiągnąć łącznie poziom od ok. 0,6 do 0,7 MVA (sumarycznie szczytowo u odbiorcy, ze współczynnikiem jednoczesności dla poszczególnych odbiorców na określonym poniżej poziomie):

- ✓ budownictwo mieszkaniowe min. – wykorzystanie potrzeb na oświetlenie i sprzęt gospodarstwa domowego (12,5 kW/gosp.dom.) – wsp. jednoczesności poboru mocy = 0,086;
- ✓ budownictwo mieszkaniowe max – dodatkowo energia elektryczna wykorzystywana jest przez 50% odbiorców dla wytwarzania c.w.u. (30,0 kW/g.d.) – wsp. jednoczesności poboru mocy = (0,086+0,068)/2;
- ✓ zabudowa usługowa i przemysłowa – wsp. jednoczesności poboru mocy = 0,3.

W poniższej tabeli zamieszczono dokonane przez przedsiębiorstwa energetyczne dla poszczególnych terenów rozwoju kwalifikacje (**wyróżniono** kwalifikacje nowych terenów wynikłych z aktualizacji „Założeń...”). Znaczenie kwalifikacji opisano we Wprowadzeniu do niniejszego rozdziału.

**Tabela 9-1. Scenariusze – R1**

Oznaczenie terenu rozwoju	Kwalifikacja terenu dokonana przez przedsiębiorstwo energetyczne						Uwagi
	PEC S.A.	PGG (KW)	PSG	TD S.A.	ZDNE	BUDWEX	
R1.MZ1	0	0	1	1	0	0	
R1.MZ2	1	0	1/3	3	0	0	
R1.MW1	3	0	3	--	0	--	
R1.UC1a	0	0	1/3*	--	0	--	*w zależności od odległości od istniejącej infrastruktury
R1.UC4	1	0	3	2	0	0	
R1.UC5	3	0	1/3	3	0	0	
R1.UC8	3	0	3	3	0	0	Kampus
R1.UC9	1	0	3	3	0	0	
R1.UC11	0	0	1	2	0	0	
R1.UC13	1	0	1	1	0	0	Market
R1.UC13"	1	0	3	1	0	0	
R1.UC14	1	0	1	--	0	--	
R1.UC16a	0	0	1	--	0	--	
R1.UC17	0	0	3	3	0	0	
R1.UC18	0	0	3	1	0	0	
R1.UC19	3	0	1/3	3	0	0	
R1.UC20	3	0	3	3	0	0	
R1.UC21	1	0	1	--	0	--	



Oznaczenie terenu rozwoju	Kwalifikacja terenu dokonana przez przedsiębiorstwo energetyczne						Uwagi
	PEC S.A.	PGG (KW)	PSG	TD S.A.	ZDNE	BUDWEX	
R1.UC22	3	0	1	1	0	0	
R1.UC23	0	0	1/3*	--	0	--	*w zależności od odległości od istniejącej infrastruktury
R1.UT1	0	0	1	1	0	0	Obiekt sportowy
R1.PW1	0	0	1	2	0	0	
R1.PW2	0	0	1/3	3	0	0	

### Podstawowe założenia realizacji układu zaopatrzenia w energię w jednostce

- Jako podstawowe źródło ciepła w obszarze przyjmuje się system ciepłowniczy (w rejonach jego występowania) oraz system gazowniczy.
- Tereny rozwoju na obszarze tej jednostki znajdują się częściowo w zasięgu systemu ciepłowniczego PEC-u.
- Obszar jednostki jest (za wyjątkiem zachodniego krańca) wyposażony w rozbudowaną sieć gazową..
- Alternatywnie ogrzewanie obiektów może być oparte o rozwiązania indywidualne na bazie gazu płynnego, oleju opałowego, węgla kamiennego użytkowanego w wysoko-sprawnych niskoemisyjnych kotłach, biomasy, pomp ciepła lub energii elektrycznej.
- Doprowadzenie energii elektrycznej na bazie rozwoju istniejącej sieci.

### **9.2.2 Scenariusze zaopatrzenia – jednostka R2**

#### Zapotrzebowanie mocy cieplnej

Oszacowana moc cieplna do rozdysponowania w okresie docelowym (do roku 2031) w tej jednostce bilansowej jest prognozowana na poziomie około 14,5 MW. Na tę wartość składa się przyrost zapotrzebowania mocy na nowych terenach rozwojowych (łącznie z przewidywanym budownictwem mieszkaniowym uzupełniającym) w wielkości 1,7 MW oraz na skutek zmiany sposobu zaopatrzenia w ciepło (przejęcie ogrzewań opartych na nieekologicznym spalaniu węgla przez źródła wykorzystujące ekologiczne nośniki energii i technologie) – 12,6 MW.

#### Zapotrzebowanie na gaz ziemny

Przyrost szczytowego zapotrzebowania na gaz ziemny w jednostce wskutek rozwoju planowanej zabudowy (łącznie z przewidywanym budownictwem mieszkaniowym uzupełniającym) w perspektywie roku 2031 może osiągnąć poziom około 235 m<sup>3</sup>/h (sumarycznie szczytowo u odbiorcy, bez uwzględnienia współczynników jednoczesności).

#### Zapotrzebowanie mocy elektrycznej

Przyrost szczytowego zapotrzebowania energii elektrycznej w jednostce wskutek rozwoju planowanej zabudowy (łącznie z przewidywanym budownictwem mieszkaniowym uzupełniającym) w okresie docelowym do roku 2031 może osiągnąć łącznie poziom od ok. 0,5 do 0,6 MVA (sumarycznie szczytowo u odbiorcy, ze współczynnikiem jednoczesności dla poszczególnych odbiorców na określonym poniżej poziomie):



- ✓ budownictwo mieszkaniowe min. – wykorzystanie potrzeb na oświetlenie i sprzęt gospodarstwa domowego (12,5 kW/gosp.dom.) – wsp. jednoczesności poboru mocy = 0,086;
- ✓ budownictwo mieszkaniowe max – dodatkowo energia elektryczna wykorzystywana jest przez 50% odbiorców dla wytwarzania c.w.u. (30,0 kW/g.d.) – wsp. jednoczesności poboru mocy = (0,086+0,068)/2;
- ✓ zabudowa usługowa i przemysłowa – wsp. jednoczesności poboru mocy = 0,3.

W poniższej tabeli zamieszczono dokonane przez przedsiębiorstwa energetyczne dla poszczególnych terenów rozwoju kwalifikacje (**wyróżniono** kwalifikacje nowych terenów wynikłych z aktualizacji „Założeń...”). Znaczenie kwalifikacji opisano we Wprowadzeniu do niniejszego rozdziału.

**Tabela 9-2. Scenariusze – R2**

Oznaczenie terenu rozwoju	Kwalifikacja terenu dokonana przez przedsiębiorstwo energetyczne						Uwagi
	PEC S.A.	PGG (KW)	PSG	TD S.A.	ZDNE	BUDWEX	
R2.MZ1	0	0	1	2	0	0	
R2.MZ2	0	0	1	2	0	0	
R2.MZ3	0	0	3	2	0	0	
R2.MZ4	0	0	1	2	0	0	
R2.MZ5	0	0	3	1	0	0	
R2.MZ6	0	0	3	2	0	0	
R2.MZ8	0	0	1	1	0	0	
R2.MZ9	0	0	1	--	0	--	
R2.MZ10	0	0	3	--	0	--	
<b>R2.MZ11</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>--</b>	<b>--</b>	
<b>R2.MZ12</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>--</b>	<b>--</b>	
<b>R2.MZ13</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>--</b>	<b>--</b>	
R2.UC1	0	0	1	2	0	0	
R2.UC2	0	0	1	2	0	0	
R2.UC3	0	0	1	2	0	0	
R2.UC4	0	0	1	2	0	0	
R2.UC6	0	0	1	2	0	0	
R2.UC7	0	0	3	3	0	0	
R2.UC8(MZ)	1	0	3	--	0	--	Dopuszczone bud. mieszk. zorganizowane
R2.UC9	3	0	1	2	0	0	
R2.UC10	0	0	3	1	0	0	
<b>R2.UC11</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>--</b>	<b>--</b>	
<b>R2.UC12</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>--</b>	<b>--</b>	
<b>R2.UC13</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>--</b>	<b>--</b>	
R2.UT2	0	0	1	1	0	0	
R2.UT3(HW)	0	0	1/3*	--	0	--	*w zależności od odległości od istniejącej infrastruktury (dopuszcz. handel wielkopowierzch.)

### Podstawowe założenia realizacji układu zaopatrzenia w energię w jednostce

- Niektóre nowe tereny rozwoju na obszarze jednostki znajdują się poza zasięgiem systemu ciepłowniczego. W 3 przypadkach tereny zostały zakwalifikowane przez PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój jako możliwe do ujęcia w kolejnych planach rozwoju.
- Obszar jednostki we wschodniej połowie wyposażony jest w rozbudowaną sieć gazową. Brak systemu gazowniczego w jej północno-zachodnim krańcu. Trzy z nowych terenów rozwoju uzbrojone są w infrastrukturę gazowniczą, a trzy kolejne



możliwe są do ujęcia w kolejnych planach rozwoju. Wskazana dalsza rozbudowa sieci gazowych w kierunku północnym i zachodnim.

- Jako podstawowe źródło ciepła przyjmuje się system gazowniczy.
- Alternatywnie ogrzewanie obiektów może być oparte o rozwiązania indywidualne na bazie gazu płynnego, oleju opałowego, węgla kamiennego użytkowanego w wysokosprawnych niskoemisyjnych kotłach, biomasy, pomp ciepła lub energii elektrycznej.
- Doprowadzenie energii elektrycznej na bazie rozbudowy istniejącej sieci.

### 9.2.3 Scenariusze zaopatrzenia – jednostka R3

#### Zapotrzebowanie mocy cieplnej

Oszacowana moc cieplna do rozdysponowania w okresie docelowym (do roku 2031) w tej jednostce bilansowej jest prognozowana na poziomie około 9 MW. Na tę wartość składa się przyrost zapotrzebowania mocy na nowych terenach rozwojowych (łącznie z przewidywanym budownictwem mieszkaniowym uzupełniającym) w wielkości 1,8 MW oraz na skutek zmiany sposobu zaopatrzenia w ciepło (przejęcie ogrzewań opartych na nieekologicznym spalaniu węgla przez źródła wykorzystujące ekologiczne nośniki energii i technologie) – 7,1 MW.

#### Zapotrzebowanie na gaz ziemny

Przyrost szczytowego zapotrzebowania na gaz ziemny w jednostce wskutek rozwoju planowanej zabudowy (łącznie z przewidywanym budownictwem mieszkaniowym uzupełniającym) w perspektywie roku 2031 może osiągnąć poziom około 295 m<sup>3</sup>/h (sumarycznie szczytowo u odbiorcy, bez uwzględnienia współczynników jednoczesności).

#### Zapotrzebowanie mocy elektrycznej

Przyrost szczytowego zapotrzebowania energii elektrycznej w jednostce wskutek rozwoju planowanej zabudowy (łącznie z przewidywanym budownictwem mieszkaniowym uzupełniającym) w okresie docelowym do roku 2031 może osiągnąć łącznie poziom od ok. 0,5 do 0,65 MVA (sumarycznie szczytowo u odbiorcy, ze współczynnikiem jednoczesności dla poszczególnych odbiorców na określonym poniżej poziomie):

- ✓ budownictwo mieszkaniowe min. – wykorzystanie potrzeb na oświetlenie i sprzęt gospodarstwa domowego (12,5 kW/gosp.dom.) – wsp. jednoczesności poboru mocy = 0,086;
- ✓ budownictwo mieszkaniowe max – dodatkowo energia elektryczna wykorzystywana jest przez 50% odbiorców dla wytwarzania c.w.u. (30,0 kW/g.d.) – wsp. jednoczesności poboru mocy = (0,086+0,068)/2;
- ✓ zabudowa usługowa i przemysłowa – wsp. jednoczesności poboru mocy = 0,3.

W poniższej tabeli zamieszczono dokonane przez przedsiębiorstwa energetyczne dla poszczególnych terenów rozwoju kwalifikacje (**wyróżniono** kwalifikacje nowych terenów wynikłych z aktualizacji „Założeń...”). Znaczenie kwalifikacji opisano we Wprowadzeniu do niniejszego rozdziału.



Tabela 9-3. Scenariusze – R3

Oznaczenie terenu rozwoju	Kwalifikacja terenu dokonana przez przedsiębiorstwo energetyczne						Uwagi
	PEC S.A.	PGG (KW)	PSG	TD S.A.	ZDNE	BUDWEX	
R3.MZ1	0	0	3	2	0	0	
R3.MZ2	0	0	1/3	2	0	0	
R3.MZ3	0	0	1	2	0	0	
R3.MZ4	0	0	1	2	0	0	
R3.MZ5	0	0	1	2	0	0	
R3.MZ6	0	0	1/2	2	0	0	
<b>R3.MZ7</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>--</b>	<b>--</b>	
R3.MW1	0	0	1/3 **	--	0	--	** w zależności od odległości od istniejącej infrastruktury
<b>R3.MW2</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>--</b>	<b>--</b>	
R3.UC1	0	0	3	2	1 *	0	* deklarowana możliwość zaopatrzenia w gaz ziemny i energię elektryczną
R3.UC2	0	0	1/3	2	0	0	
R3.UC3	0	0	3	2	0	0	
R3.UC4	0	0	3	2	0	0	Obiekt handlowo-usługowy
R3.UC4	0	0	3	2	0	0	Reszta obszaru UC4
R3.UC5	0	0	1/2	1	0	0	
R3.UC6	0	0	3	2	0	0	
R3.UC7	0	0	1/2	1	0	0	
R3.UC8	0	0	1	2	0	0	
R3.UC9	0	0	1	2	0	0	
R3.UC10	0	0	1/3	3	0	0	
<b>R3.UC11</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>--</b>	<b>--</b>	
R3.UT1	0	0	3	1	0	0	
R3.PW2	0	0	1/3	2	0	0	
R3.PW3	0	0	3	3	0	0	

### Podstawowe założenia realizacji układu zaopatrzenia w energię w jednostce

- Tereny rozwoju na obszarze jednostki znajdują się poza zasięgiem systemu ciepłowniczego.
- Obszar jednostki tylko w południowej części nie jest wyposażony w rozbudowaną sieć gazową. Dwa z nowych terenów rozwoju są uzbrojone w infrastrukturę gazowniczą, a teren R3.MZ7 możliwy jest do ujęcia w kolejnych planach rozwoju PSG sp. z o.o. Oddział w Zabrze.
- Jako podstawowe źródło ciepła przyjmuje się system gazowniczy. Alternatywnie ogrzewanie obiektów może być oparte o rozwiązania indywidualne na bazie gazu płynnego, oleju opałowego, węgla kamiennego użytkowanego w wysokosprawnych niskoemisyjnych kotłach, biomasy, pomp ciepła lub energii elektrycznej.
- Doprowadzenie energii elektrycznej na bazie rozbudowy istniejącej sieci.

### 9.2.4 Scenariusze zaopatrzenia – jednostka R4

#### Zapotrzebowanie mocy cieplnej

Oszacowana moc cieplna do rozdysponowania w okresie docelowym (do roku 2031) w tej jednostce bilansowej jest prognozowana na poziomie około 9,1 MW. Na tę wartość składa się przyrost zapotrzebowania mocy na nowych terenach rozwojowych (łącznie z przewidywanym budownictwem mieszkaniowym uzupełniającym) w wielkości 4,5 MW oraz na

skutek zmiany sposobu zaopatrzenia w ciepło (przejęcie ogrzewań opartych na nieekologicznym spalaniu węgla przez źródła wykorzystujące ekologiczne nośniki energii i technologie) – 4,6 MW.

#### Zapotrzebowanie na gaz ziemny

Przyrost szczytowego zapotrzebowania na gaz ziemny w jednostce wskutek rozwoju planowanej zabudowy (łącznie z przewidywanym budownictwem mieszkaniowym uzupełniającym) w perspektywie roku 2031 może osiągnąć poziom około 640 m<sup>3</sup>/h (sumarycznie szczytowo u odbiorcy, bez uwzględnienia współczynników jednoczesności).

#### Zapotrzebowanie mocy elektrycznej

Przyrost szczytowego zapotrzebowania energii elektrycznej w jednostce wskutek rozwoju planowanej zabudowy (łącznie z przewidywanym budownictwem mieszkaniowym uzupełniającym) w okresie docelowym do roku 2031 może osiągnąć łącznie poziom od 1,7 do około 2 MVA (sumarycznie szczytowo u odbiorcy, ze współczynnikiem jednoczesności dla poszczególnych odbiorców na określonym poniżej poziomie):

- ✓ budownictwo mieszkaniowe min. – wykorzystanie potrzeb na oświetlenie i sprzęt gospodarstwa domowego (12,5 kW/gosp.dom.) – wsp. jednoczesności poboru mocy = 0,086;
- ✓ budownictwo mieszkaniowe max – dodatkowo energia elektryczna wykorzystywana jest przez 50% odbiorców dla wytwarzania c.w.u. (30,0 kW/g.d.) – wsp. jednoczesności poboru mocy = (0,086+0,068)/2;
- ✓ zabudowa usługowa i przemysłowa – wsp. jednoczesności poboru mocy = 0,3.

W poniższej tabeli zamieszczono dokonane przez przedsiębiorstwa energetyczne dla poszczególnych terenów rozwoju kwalifikacje (**wyróżniono** kwalifikacje nowych terenów wynikłych z aktualizacji „Założeń...”). Znaczenie kwalifikacji opisano we Wprowadzeniu do niniejszego rozdziału.

**Tabela 9-4. Scenariusze – R4**

Oznaczenie terenu rozwoju	Kwalifikacja terenu dokonana przez przedsiębiorstwo energetyczne						Uwagi
	PEC S.A.	PGG (KW)	PSG	TD S.A.	ZDNE	BUDWEX	
R4.MZ1	0	1*	3	2	0	0	* sieć doprowadzająca - własność PEC
R4.MZ2	0	0	3	2	0	0	
<b>R4.MZ3</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	--	--	
<b>R4.MZ4</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	--	--	
R4.MW1	0	0	3	--	0	--	
<b>R4.MW2</b>	<b>3</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	--	--	
R4.UC2	0	0	3	1	0	0	
R4.UC3	0	0	1	2	0	0	
R4.UC4'	0	1*	3	2	0	0	* sieć doprowadzająca - własność PEC
R4.UC5	0	1	1	3	0	0	
R4.UC6	0	0	1	2	0	0	
R4.UC7	1	0	3	3	0	0	
R4.UC8	0	0	3	2	0	0	
R4.UC9	0	0	3	2	0	0	
R4.UC10	0	0	1	2	0	0	
R4.UC11	0	0	1	3	0	0	
R4.UC12	0	0	1	--	0	--	
<b>R4.UC13</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	--	--	



Oznaczenie terenu rozwoju	Kwalifikacja terenu dokonana przez przedsiębiorstwo energetyczne						Uwagi
	PEC S.A.	PGG (KW)	PSG	TD S.A.	ZDNE	BUDWEX	
R4.UC14	0	0	1	1	--	--	
R4.UC15	1	0	1	1	--	--	
R4.PW1	0	0	1	1	0	0	
R4.PW2	0	0	1	2	0	0	
R4.PW3	0	0	1	2	0	0	
R4.PW5	3	0	1	2	0	0	
R4.PW6	0	0	1	--	0	--	
R4.PW7	1	0	3	1	--	--	
R4.PW8	1	0	1	1	--	--	
R4.PW9	1	0	1	1	--	--	

### Podstawowe założenia realizacji układu zaopatrzenia w energię w jednostce

- Nowe tereny rozwoju na obszarze tej jednostki częściowo znajdują się w zasięgu działania systemu ciepłowniczego. PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój określiła teren R4.MW2 jako uzbrojony w sieć ciepłowniczą, a 6 obszarów zakwalifikowała do ujęcia w kolejnych planach rozwoju przedsiębiorstwa.
- Obszar jednostki tylko w zachodniej i północnej części wyposażony w rozbudowaną sieć gazową. Dwa z nowych terenów rozwoju uzbrojone są w infrastrukturę gazowniczą. Pozostałe nowe tereny rozwoju możliwe do ujęcia w kolejnych planach rozwoju przedsiębiorstwa.
- Jako podstawowe źródło ciepła w obszarze przyjmuje się systemy ciepłowniczy oraz gazowniczy (w rejonach ich występowania). Alternatywnie ogrzewanie obiektów może być oparte o rozwiązania indywidualne na bazie gazu płynnego, oleju opałowego, węgla kamiennego użytkowanego w wysokosprawnych niskoemisyjnych kotłach, biomasy, pomp ciepła lub energii elektrycznej.
- Doprowadzenie energii elektrycznej na bazie sieci istniejącej.

### **9.2.5 Scenariusze zaopatrzenia – jednostka R5**

#### Zapotrzebowanie mocy cieplnej

Oszacowana moc cieplna do rozdysponowania w okresie docelowym (do roku 2031) w tej jednostce bilansowej jest prognozowana na poziomie około 24,8 MW. Na tę wartość składa się przyrost zapotrzebowania mocy na nowych terenach rozwojowych (łącznie z przewidywanym budownictwem mieszkaniowym uzupełniającym) w wielkości 8 MW oraz na skutek zmiany sposobu zaopatrzenia w ciepło (przejęcie ogrzewań opartych na nieekologicznym spalaniu węgla przez źródła wykorzystujące ekologiczne nośniki energii i technologie) – ok. 16,8 MW.

#### Zapotrzebowanie na gaz ziemny

Przyrost szczytowego zapotrzebowania na gaz ziemny w jednostce wskutek rozwoju planowanej zabudowy (łącznie z przewidywanym budownictwem mieszkaniowym uzupełniającym) w perspektywie roku 2031 może osiągnąć poziom około 1 380 m<sup>3</sup>/h (sumarycznie szczytowo u odbiorcy, bez uwzględnienia współczynników jednoczesności).

### Zapotrzebowanie mocy elektrycznej

Przyrost szczytowego zapotrzebowania energii elektrycznej w jednostce wskutek rozwoju planowanej zabudowy (łącznie z przewidywanym budownictwem mieszkaniowym uzupełniającym) w okresie docelowym do roku 2031 może osiągnąć łącznie poziom od ok. 2,8 do 3,6 MVA (sumarycznie szczytowo u odbiorcy, ze współczynnikiem jednoczesności dla poszczególnych odbiorców na określonym poniżej poziomie):

- ✓ budownictwo mieszkaniowe min. – wykorzystanie potrzeb na oświetlenie i sprzęt gospodarstwa domowego (12,5 kW/gosp.dom.) – wsp. jednoczesności poboru mocy = 0,086;
- ✓ budownictwo mieszkaniowe max – dodatkowo energia elektryczna wykorzystywana jest przez 50% odbiorców dla wytwarzania c.w.u. (30,0 kW/g.d.) – wsp. jednoczesności poboru mocy =  $(0,086+0,068)/2$ ;
- ✓ zabudowa usługowa i przemysłowa – wsp. jednoczesności poboru mocy = 0,3.

W poniższej tabeli zamieszczono dokonane przez przedsiębiorstwa energetyczne dla poszczególnych terenów rozwoju kwalifikacje (**wyróżniono** kwalifikacje nowych terenów wynikłych z aktualizacji „Założeń...”). Znaczenie kwalifikacji opisano we Wprowadzeniu do niniejszego rozdziału.

Tabela 9-5. Scenariusze – R5

Oznaczenie terenu rozwoju	Kwalifikacja terenu dokonana przez przedsiębiorstwo energetyczne						Uwagi
	PEC S.A.	PGG (KW)	PSG	TD S.A.	ZDNE	BUDWEX	
R5.MZ1	0	0	0	2	0	0	
R5.MZ2	0	0	0	1	0	0	
R5.MZ3	0	0	0	2	0	0	
R5.MZ4	0	0	0	2	0	0	
R5.MZ5	0	0	0	2	0	0	
R5.MZ6	0	0	0	2	0	0	
R5.MZ8	0	0	1	2	0	0	
R5.MZ9	0	0	1	2	0	0	
R5.MZ12	0	0	1/3	2	0	0	
R5.MZ13a	0	0	1/3**	--	--	--	** w zależności od odległości od istniejącej infrastruktury
R5.MZ15	0	0	1/3	1	0	0	
R5.MZ16	0	0	1/3	2	0	0	
R5.MZ17	0	0	1	2	0	0	
R5.MZ18	0	0	1	2	0	0	
R5.MZ19	0	0	1	2	0	0	
R5.MZ20	0	0	1	2	0	0	
R5.MZ21	0	0	1	2	0	0	
R5.MZ22a	0	0	1/3**	--	--	--	** w zależności od odległości od istniejącej infrastruktury
R5.MZ23	0	0	1	2	0	0	
R5.MZ24a	0	0	1/3**	--	--	--	** w zależności od odległości od istniejącej infrastruktury
R5.MZ25	0	0	1	2	0	0	
R5.MZ27	0	0	1	2	0	0	
R5.MZ28	0	0	1	2	0	0	
R5.MZ32	0	0	1	1	0	0	
R5.MZ33	0	0	1	1	0	0	
R5.MZ34	0	0	3	--	--	--	
R5.MZ35	0	0	1	--	--	--	
R5.MZ36	0	0	1	--	--	--	
R5.MZ37	0	0	1/3**	--	--	--	** w zależności od odległości od istniejącej infrastruktury



Oznaczenie terenu rozwoju	Kwalifikacja terenu dokonana przez przedsiębiorstwo energetyczne						Uwagi
	PEC S.A.	PGG (KW)	PSG	TD S.A.	ZDNE	BUDWEX	
R5.MZ38	0	0	1	--	--	--	
R5.MZ39	0	0	1	--	--	--	
R5.MZ40	0	0	1/3**	--	--	--	** w zależności od odległości od istniejącej infrastruktury
R5.MZ41	0	0	1/3**	--	--	--	jw.
R5.MZ42	0	1	1/3**	--	--	--	jw.
R5.MZ43	0	0	1	--	--	--	
R5.MZ44	0	0	1	--	--	--	
R5.MZ45	0	0	1	--	--	--	
<b>R5.MZ46</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>--</b>	<b>--</b>	
R5.MW1	1	0	1	--	--	--	
R5.MW2	0	0	1	--	--	--	
<b>R5.MW3</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>--</b>	<b>--</b>	
R5.UC1	0	0	0	2	0	0	
R5.UC2	0	0	0	2	0	0	
R5.UC5	0	0	0	2	0	0	
R5.UC6	0	0	0	2	0	0	
R5.UC7	0	0	0	3	0	0	
R5.UC8	0	1*	1	2	0	0	* sieć doprowadzająca - własność PEC
R5.UC9	0	1*	1	3	0	0	jw.
R5.UC14a	0	0	1	--	--	--	
R5.UC15	0	0	1	3	0	0	
R5.UC16	0	0	1	3	0	0	
R5.UC24a	0	0	1/3**	--	--	--	** w zależności od odległości od istniejącej infrastruktury
R5.UC25	0	0	1	2	0	0	
R5.UC29	0	0	1	3	0	0	
R5.UC30	0	0	1	2	0	0	
R5.UC31	0	0	1	2	0	0	
R5.UC32	0	0	1	3	0	0	
R5.UC33	0	0	1	2	0	0	
R5.UC34	0	0	1	1	0	0	
R5.UC35a	0	0	1	--	--	--	
R5.UC36	0	0	1	--	--	--	
R5.UC37	0	0	1	--	--	--	
<b>R5.UC38</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>--</b>	<b>--</b>	
<b>R5.UC39</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>--</b>	<b>--</b>	
R5.UT1	0	1*	1	2	0	0	* sieć doprowadzająca - własność PEC
<b>R5.UT2</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>--</b>	<b>--</b>	
R5.PW2	0	0	1	2	0	0	
R5.PW5a	0	0	1	--	--	--	
R5.PW6	0	0	1	3	0	0	
R5.PW7	0	0	1	3	0	0	

### Podstawowe założenia realizacji układu zaopatrzenia w energię w jednostce

- Tereny rozwoju południowej części jednostki znajdują się w zasięgu systemu ciepłowniczego PGG sp. z o.o. i PEC S.A., jednak zaopatrzenie większości z nich w ciepło nie było dotychczas ujęte w planach rozwoju tych przedsiębiorstw. PEC S.A. widzi możliwość ujęcia w kolejnych planach jednego z wyszczególnionych nowych terenów.
- Obszar jednostki we wschodniej i środkowej części uzbrojony jest w sieć gazową średniego ciśnienia. Tereny rozwoju nie uzbrojone w infrastrukturę gazowniczą

znajdują się poza obecnym zasięgiem sieci gazowych. Wszystkie 5 nowych terenów rozwojowych zostało przez PSG Oddział w Zabrze wskazane jako możliwe do ujęcia w kolejnych planach rozwoju przedsiębiorstwa.

- Jako podstawowe źródło ciepła w obszarze przyjmuje się systemy ciepłowniczy oraz gazowniczy (w rejonach ich występowania). Alternatywnie ogrzewanie obiektów może być oparte o rozwiązania indywidualne na bazie oleju opałowego, gazu płynnego, węgla kamiennego użytkowanego w wysokosprawnych niskoemisyjnych kotłach, biomasy, pomp ciepła lub energii elektrycznej.
- Doprowadzenie energii elektrycznej na bazie rozwoju sieci istniejącej.

### 9.2.6 Scenariusze zaopatrzenia – jednostka R6

#### Zapotrzebowanie mocy cieplnej

Oszacowana moc cieplna do rozdysponowania w okresie docelowym (do roku 2031) w tej jednostce bilansowej jest prognozowana na poziomie około 5,6 MW. Na tę wartość składa się przyrost zapotrzebowania mocy na nowych terenach rozwojowych (łącznie z przewidywanym budownictwem mieszkaniowym uzupełniającym) w wielkości 3 MW oraz na skutek zmiany sposobu zaopatrzenia w ciepło (przejęcie ogrzewań opartych na nieekologicznym spalaniu węgla przez źródła wykorzystujące ekologiczne nośniki energii i technologie) – 2,6 MW.

#### Zapotrzebowanie na gaz ziemny

Przyrost szczytowego zapotrzebowania na gaz ziemny w jednostce wskutek rozwoju planowanej zabudowy (łącznie z przewidywanym budownictwem mieszkaniowym uzupełniającym) w perspektywie roku 2031 może osiągnąć poziom około 390 m<sup>3</sup>/h (sumarycznie szczytowo u odbiorcy, bez uwzględnienia współczynników jednoczesności).

#### Zapotrzebowanie mocy elektrycznej

Przyrost szczytowego zapotrzebowania energii elektrycznej w jednostce wskutek rozwoju planowanej zabudowy (łącznie z przewidywanym budownictwem mieszkaniowym uzupełniającym) w okresie docelowym do roku 2031 może osiągnąć łącznie poziom od ok. 1,2 do 1,3 MVA (sumarycznie szczytowo u odbiorcy, ze współczynnikiem jednoczesności dla poszczególnych odbiorców na określonym poniżej poziomie):

- ✓ budownictwo mieszkaniowe min. – wykorzystanie potrzeb na oświetlenie i sprzęt gospodarstwa domowego (12,5 kW/gosp.dom.) – wsp. jednoczesności poboru mocy = 0,086;
- ✓ budownictwo mieszkaniowe max – dodatkowo energia elektryczna wykorzystywana jest przez 50% odbiorców dla wytwarzania c.w.u. (30,0 kW/g.d.) – wsp. jednoczesności poboru mocy = (0,086+0,068)/2;
- ✓ zabudowa usługowa i przemysłowa – wsp. jednoczesności poboru mocy = 0,3.

W poniższej tabeli zamieszczono dokonane przez przedsiębiorstwa energetyczne dla poszczególnych terenów rozwoju kwalifikacje (**wyróżniono** kwalifikacje nowych terenów wynikłych z aktualizacji „Założeń...”). Znaczenie kwalifikacji opisano we Wprowadzeniu do niniejszego rozdziału.



Tabela 9-6. Scenariusze – R6

Oznaczenie terenu rozwoju	Kwalifikacja terenu dokonana przez przedsiębiorstwo energetyczne						Uwagi
	PEC S.A.	PGG (KW)	PSG	TD S.A.	ZDNE	BUDWEX	
R6.MZ1	3	0	0	3	0	0	
R6.MZ2	1	0	0	3	0	0	
R6.MZ3	0	0	0	2	0	0	
R6.MZ4	0	0	0	3	0	0	
<b>R6.MZ5</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>--</b>	<b>--</b>	
<b>R6.MZ6</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>--</b>	<b>--</b>	
<b>R6.MZ7</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>--</b>	<b>--</b>	
R6.UC1	0	0	0	2	0	0	Market
R6.UC3a	0	0	1	--	--	--	
R6.UC4	0	0	0	3	0	0	
R6.UC5	0	0	0	3	0	0	
R6.UC6	0	0	1	3	0	0	
R6.UC7	0	0	1	2	0	0	
R6.UC8	0	0	1	3	0	0	
R6.UC9	0	0	1	2	0	0	
R6.UT1	0	0	0	2	0	0	
<b>R6.UT2</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>--</b>	<b>--</b>	
R6.PW1a	0	0	1	--	--	--	
R6.PW3	0	0	0	2	0	0	
R6.PW4	0	0	1	3	0	0	
R6.PW5	0	0	0	2	0	0	
R6.PW6a	0	0	1/3*	--	--	--	*w zależności od odległości od istniejącej infrastruktury
R6.PW7	0	0	1	1	0	0	
R6.PW8	0	0	1	1	0	0	
R6.PW9	0	0	1	--	--	--	
R6.PW10	0	0	1	--	--	--	
<b>R6.PW11</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>--</b>	<b>--</b>	
<b>R6.PW12</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>--</b>	<b>--</b>	

#### Podstawowe założenia realizacji układu zaopatrzenia w energię w jednostce

- Tereny rozwoju w południowo-zachodniej i zachodniej części jednostki znajdują się w zasięgu sieci ciepłowniczych wyprowadzonych z Elektrowni EDF Polska S.A. Oddział Rybnik. Zabudowa dzielnicy Wielopole ma charakter rozproszony i z tego powodu nie kwalifikuje się do zasilania ciepłem z sieci – duże koszty budowy rozległej sieci przy niewielkich odbiorach ciepła. PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój widzi możliwość ujęcia w przyszłych planach rozwoju zaopatrzenia w ciepło trzech nowych terenów. O podłączeniu do sieci ciepłowniczej w zabudowie rozproszonej zadecyduje rachunek ekonomiczny wykonany po złożeniu przez potencjalnych odbiorców wniosków o przyłączenie do sieci PEC.
- Odbiory w środkowej części obszaru jednostki mogą być zasilone w gaz ziemny sieciowy z gazociągu średniego ciśnienia. PSG Oddział w Zabrze wskazała jako możliwe do ujęcia w swych kolejnych planach rozwoju wszystkie 6 nowych terenów rozwoju zlokalizowanych w tej jednostce bilansowej.
- Jako podstawowe źródło ciepła w obszarze przyjmuje się system ciepłowniczy (w rejonach jego występowania) oraz system gazowniczy. Alternatywnie ogrzewanie obiektów może być oparte o rozwiązania indywidualne na bazie gazu płynnego, oleju



opałowego, węgla kamiennego użytkowanego w wysokosprawnych niskoemisyjnych kotłach, biomasy, pomp ciepła lub energii elektrycznej.

- Doprowadzenie energii elektrycznej na bazie rozwoju sieci istniejącej.

### 9.2.7 Scenariusze zaopatrzenia – jednostka R7

#### Zapotrzebowanie mocy cieplnej

Oszacowana moc cieplna do rozdysponowania w okresie docelowym (do roku 2031) w tej jednostce bilansowej jest prognozowana na poziomie około 25,1 MW. Na tę wartość składa się przyrost zapotrzebowania mocy na nowych terenach rozwojowych (łącznie z przewidywanym budownictwem mieszkaniowym uzupełniającym) w wielkości 10 MW oraz na skutek zmiany sposobu zaopatrzenia w ciepło (przejęcie ogrzewań opartych na nieekologicznym spalaniu węgla przez źródła wykorzystujące ekologiczne nośniki energii i technologie) – 15,1 MW.

#### Zapotrzebowanie na gaz ziemny

Przyrost szczytowego zapotrzebowania na gaz ziemny w jednostce wskutek rozwoju planowanej zabudowy (łącznie z przewidywanym budownictwem mieszkaniowym uzupełniającym) w perspektywie roku 2031 może osiągnąć poziom około 1 390 m<sup>3</sup>/h (sumarycznie szczytowo u odbiorcy, bez uwzględnienia współczynników jednoczesności).

#### Zapotrzebowanie mocy elektrycznej

Przyrost szczytowego zapotrzebowania energii elektrycznej w jednostce wskutek rozwoju planowanej zabudowy (łącznie z przewidywanym budownictwem mieszkaniowym uzupełniającym) w okresie docelowym do roku 2031 może osiągnąć łącznie poziom od ok. 3,3 do 3,75 MVA (sumarycznie szczytowo u odbiorcy, ze współczynnikiem jednoczesności dla poszczególnych odbiorców na określonym poniżej poziomie):

- ✓ budownictwo mieszkaniowe min. – wykorzystanie potrzeb na oświetlenie i sprzęt gospodarstwa domowego (12,5 kW/gosp.dom.) – wsp. jednoczesności poboru mocy = 0,086;
- ✓ budownictwo mieszkaniowe max – dodatkowo energia elektryczna wykorzystywana jest przez 50% odbiorców dla wytwarzania c.w.u. (30,0 kW/g.d.) – wsp. jednoczesności poboru mocy = (0,086+0,068)/2;
- ✓ zabudowa usługowa i przemysłowa – wsp. jednoczesności poboru mocy = 0,3.

W poniższej tabeli zamieszczono dokonane przez przedsiębiorstwa energetyczne dla poszczególnych terenów rozwoju kwalifikacje (**wyróżniono** kwalifikacje nowych terenów wynikłych z aktualizacji „Założeń...”). Znaczenie kwalifikacji opisano we Wprowadzeniu do niniejszego rozdziału.

Tabela 9-7. Scenariusze – R7

Oznaczenie terenu rozwoju	Kwalifikacja terenu dokonana przez przedsiębiorstwo energetyczne						Uwagi
	PEC S.A.	PGG (KW)	PSG	TD S.A.	ZDNE	BUDWEX	
R7.MZ1	0	0	1	2	0	0	
R7.MZ2	0	1	1/3	1	0	0	
R7.MZ3	0	0	3	2	0	0	
R7.MZ4	1	1*	3	2	0	0	* sieć doprowadzająca - własność PEC



Oznaczenie terenu rozwoju	Kwalifikacja terenu dokonana przez przedsiębiorstwo energetyczne						Uwagi
	PEC S.A.	PGG (KW)	PSG	TD S.A.	ZDNE	BUDWEX	
R7.MZ5	0	0	1	2	0	0	
R7.MZ6	0	0	1	2	0	0	
R7.MZ8	0	0	2	3	0	0	
R7.MZ9	0	1	1	3	0	0	
R7.MZ10	0	0	2	1	0	0	
R7.MZ11	0	1	1	1	0	0	
<b>R7.MZ12</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>--</b>	<b>0</b>	
<b>R7.MZ13</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>--</b>	<b>0</b>	
<b>R7.MZ14</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>--</b>	<b>0</b>	
<b>R7.MZ15</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>--</b>	<b>0</b>	
<b>R7.MZ16</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>--</b>	<b>0</b>	
<b>R7.MZ17</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>--</b>	<b>0</b>	
<b>R7.MZ18</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>--</b>	<b>0</b>	
<b>R7.MW1</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>--</b>	<b>0</b>	
R7.UC1	0	0	1/3	1	0	0	
R7.UC2	0	0	1/3	1	0	0	
R7.UC3	0	0	3	3	0	0	
R7.UC5	0	1	3	3	0	0	
R7.UC6	0	0	1	2	0	0	
R7.UC7	0	0	1	1	0	0	Teren KSSE
R7.UC9	0	0	1	2	0	0	
R7.UC10	0	0	1	3	0	0	
R7.UC11	0	0	1	3	0	0	
R7.UC12	0	1	1	2	0	0	
R7.UC13	0	1	1	3	0	1	
R7.UC14	0	0	1	3	0	0	
R7.UC15	0	0	1	2	0	0	
R7.UC16	0	0	1	3	0	0	
R7.UC17	0	0	1	1	0	0	
R7.UC18	0	1**	1	--	--	0	** część sieci wł. DB Schenker
<b>R7.UC19</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>--</b>	<b>0</b>	
R7.PW1	0	0	1	1	0	0	Tereny wysypiska odpadów
R7.PW2	0	1	1	2	0	0	
R7.PW3	0	1	1	3	0	0	
R7.PW4	0	1	1	3	0	0	
R7.PW5	0	0	1	1	0	0	Teren KSSE
R7.PW6	0	0	1	1	0	0	
R7.PW7	0	0	1	1	0	0	
R7.PW8(U)	0	1**	1	--	--	0	** część sieci wł. DB Schenker (dopuszcz. zabud. ust.-handl.)
<b>R7.PW9</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>--</b>	<b>0</b>	
<b>R7.PW10</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>--</b>	<b>0</b>	
<b>R7.PW11</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>--</b>	<b>0</b>	
<b>R7.PW12</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>--</b>	<b>0</b>	
<b>R7.PW13</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>--</b>	<b>0</b>	
<b>R7.PW14</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>--</b>	<b>0</b>	
R7.UT1	0	0	1	3	0	0	

### Podstawowe założenia realizacji układu zaopatrzenia w energię w jednostce

- Tereny rozwoju zlokalizowane w południowej części jednostki znajdują się w zasięgu systemu ciepłowniczego z EC „Jankowice”. Jednak ich zaopatrzenie w ciepło nie zostało ujęte w dotychczasowych planach rozwoju przedsiębiorstw energetycznych. PGG sp. z o.o. oraz PEC S.A. wskazały po 3 nowe tereny rozwoju jako możliwe do ujęcia w przyszłych planach rozwoju.

- Obszar jednostki w południowej i środkowo-zachodniej części wyposażony w rozbudowaną sieć gazową. Nowe tereny rozwoju miasta w przedmiotowej jednostce bilansowej PSG Oddział w Zabrze wskazuje jako możliwe do ujęcia w swoich kolejnych planach rozwoju.
- Jako podstawowe źródło ciepła w obszarze przyjmuje się system ciepłowniczy (w rejonach jego występowania) oraz system gazowniczy. Alternatywnie ogrzewanie obiektów może być oparte o rozwiązania indywidualne na bazie oleju opałowego, gazu płynnego, węgla kamiennego użytkowanego w wysokosprawnych niskoemisyjnych kotłach, biomasy, pomp ciepła lub energii elektrycznej.
- Doprowadzenie energii elektrycznej na bazie rozwoju sieci istniejącej.

### 9.2.8 Scenariusze zaopatrzenia – jednostka R8

#### Zapotrzebowanie mocy cieplnej

Oszacowana moc cieplna do rozdysponowania w okresie docelowym (do roku 2031) w tej jednostce bilansowej jest prognozowana na poziomie około 9 MW. Na tę wartość składa się przyrost zapotrzebowania mocy na nowych terenach rozwojowych (łącznie z przewidywanym budownictwem mieszkaniowym uzupełniającym) w wielkości 2,6 MW oraz na skutek zmiany sposobu zaopatrzenia w ciepło (przejęcie ogrzewań opartych na nieekologicznym spalaniu węgla przez źródła wykorzystujące ekologiczne nośniki energii i technologie) – 6,3 MW.

#### Zapotrzebowanie na gaz ziemny

Przyrost szczytowego zapotrzebowania na gaz ziemny w jednostce wskutek rozwoju planowanej zabudowy (łącznie z przewidywanym budownictwem mieszkaniowym uzupełniającym) w perspektywie roku 2031 może osiągnąć poziom około 380 m<sup>3</sup>/h (sumarycznie szczytowo u odbiorcy, bez uwzględnienia współczynników jednoczesności).

#### Zapotrzebowanie mocy elektrycznej

Przyrost szczytowego zapotrzebowania energii elektrycznej w jednostce wskutek rozwoju planowanej zabudowy (łącznie z przewidywanym budownictwem mieszkaniowym uzupełniającym) w okresie docelowym do roku 2031 może osiągnąć łącznie poziom od ok. 0,8 do 0,95 MVA (sumarycznie szczytowo u odbiorcy, ze współczynnikiem jednoczesności dla poszczególnych odbiorców na określonym poniżej poziomie):

- ✓ budownictwo mieszkaniowe min. – wykorzystanie potrzeb na oświetlenie i sprzęt gospodarstwa domowego (12,5 kW/gosp.dom.) – wsp. jednoczesności poboru mocy = 0,086;
- ✓ budownictwo mieszkaniowe max – dodatkowo energia elektryczna wykorzystywana jest przez 50% odbiorców dla wytwarzania c.w.u. (30,0 kW/g.d.) – wsp. jednoczesności poboru mocy =  $(0,086+0,068)/2$ ;
- ✓ zabudowa usługowa i przemysłowa – wsp. jednoczesności poboru mocy = 0,3.

W poniższej tabeli zamieszczono dokonane przez przedsiębiorstwa energetyczne dla poszczególnych terenów rozwoju kwalifikacje (**wyróżniono** kwalifikacje nowych terenów wynikłych z aktualizacji „Założeń...”). Znaczenie kwalifikacji opisano we Wprowadzeniu do niniejszego rozdziału.



**Tabela 9-8. Scenariusze – R8**

Oznaczenie terenu rozwoju	Kwalifikacja terenu dokonana przez przedsiębiorstwo energetyczne						Uwagi
	PEC S.A.	PGG (KW)	PSG	TD S.A.	ZDNE	BUDWEX	
R8.MZ1	0	0	1	3	0	0	
R8.MZ2	0	0	1	2	0	0	
R8.MZ3	0	0	1/3	3	0	0	
R8.MZ4	0	0	1	2	0	0	
R8.MZ5	0	0	1	2	0	0	
R8.MZ6	0	0	1	1	0	0	
<b>R8.MZ7</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>--</b>	<b>--</b>	
<b>R8.MZ8</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>--</b>	<b>--</b>	
<b>R8.MZ9</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>--</b>	<b>--</b>	
<b>R8.MZ10</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>--</b>	<b>--</b>	
R8.UC1	0	0	1	1	0	0	Market
R8.UC2	0	0	1	2	0	0	
R8.UC3	0	0	1	2	0	0	
R8.UC4	0	0	1	1	0	0	
R8.UC6	0	0	1	3	0	0	
R8.UC7	0	0	1	2	0	0	
R8.UC9	0	0	1	2	0	0	
R8.UC10	0	0	1	2	0	0	
R8.UC11	0	0	1	2	0	0	
R8.UC12	0	0	1	2	0	0	
R8.PW2	0	0	1	2	0	0	

#### Podstawowe założenia realizacji układu zaopatrzenia w energię w jednostce

- Na terenie jednostki brak jest obecnie systemu ciepłowniczego. Jednostka graniczy od zachodu z C. „Rymer” (PGG sp. z o.o. Z-d Elektrociepłownie).
- Przez obszar jednostki przechodzi gazowa sieć rozdzielcza średniego ciśnienia. Nowe obszary rozwoju miasta w jednostce PSG sp. z o.o. Oddział w Zabrze wskazuje jako możliwe do ujęcia w swoich kolejnych planach rozwoju.
- Jako podstawowe źródło ciepła w obszarze przyjmuje się system gazowniczy. Alternatywnie ogrzewanie obiektów może być oparte o rozwiązania indywidualne na bazie oleju opałowego, gazu płynnego, węgla kamiennego użytkowanego w wysoko-sprawnych niskoemisyjnych kotłach, biomasy, pomp ciepła lub energii elektrycznej.
- Doprowadzenie energii elektrycznej na bazie rozwoju sieci istniejącej.

#### **9.2.9 Scenariusze zaopatrzenia – jednostka R9**

##### Zapotrzebowanie mocy cieplnej

Oszacowana moc cieplna do rozdysponowania w okresie docelowym (do roku 2031) w tej jednostce bilansowej jest prognozowana na poziomie około 6 MW. Na tę wartość składa się przyrost zapotrzebowania mocy na nowych terenach rozwojowych (łącznie z przewidywanym budownictwem mieszkaniowym uzupełniającym) w wielkości 2,4 MW oraz na skutek zmiany sposobu zaopatrzenia w ciepło (przejęcie ogrzewań opartych na nieekologicznym spalaniu węgla przez źródła wykorzystujące ekologiczne nośniki energii i technologie) – 3,5 MW.

### Zapotrzebowanie na gaz ziemny

Przyrost szczytowego zapotrzebowania na gaz ziemny w jednostce wskutek rozwoju planowanej zabudowy (łącznie z przewidywanym budownictwem mieszkaniowym uzupełniającym) w perspektywie roku 2031 może osiągnąć poziom około 380 m<sup>3</sup>/h (sumarycznie szczytowo u odbiorcy, bez uwzględnienia współczynników jednoczesności).

### Zapotrzebowanie mocy elektrycznej

Przyrost szczytowego zapotrzebowania energii elektrycznej w jednostce wskutek rozwoju planowanej zabudowy (łącznie z przewidywanym budownictwem mieszkaniowym uzupełniającym) w okresie docelowym do roku 2031 może osiągnąć łącznie poziom od ok. 0,5 do 0,7 MVA (sumarycznie szczytowo u odbiorcy, ze współczynnikami jednoczesności dla poszczególnych odbiorców na określonym poniżej poziomie):

- ✓ budownictwo mieszkaniowe min. – wykorzystanie potrzeb na oświetlenie i sprzęt gospodarstwa domowego (12,5 kW/gosp.dom.) – wsp. jednoczesności poboru mocy = 0,086;
- ✓ budownictwo mieszkaniowe max – dodatkowo energia elektryczna wykorzystywana jest przez 50% odbiorców dla wytwarzania c.w.u. (30,0 kW/g.d.) – wsp. jednoczesności poboru mocy = (0,086+0,068)/2;
- ✓ zabudowa usługowa i przemysłowa – wsp. jednoczesności poboru mocy = 0,3.

W poniższej tabeli zamieszczono dokonane przez przedsiębiorstwa energetyczne dla poszczególnych terenów rozwoju kwalifikacje (**wyróżniono** kwalifikacje nowych terenów wynikłych z aktualizacji „Założeń...”). Znaczenie kwalifikacji opisano we Wprowadzeniu do niniejszego rozdziału.

**Tabela 9-9. Scenariusze – R9**

Oznaczenie terenu rozwoju	Kwalifikacja terenu dokonana przez przedsiębiorstwo energetyczne						Uwagi
	PEC S.A.	PGG (KW)	PSG	TD S.A.	ZDNE	BUDWEX	
R9.MZ1	0	0	1	1	0	0	
R9.MZ2	0	0	1	2	0	0	
R9.MZ3	0	0	1	--	--	--	
<b>R9.MZ4</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	--	--	
<b>R9.MZ5</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	--	--	
<b>R9.MZ6</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	--	--	
<b>R9.MZ7</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	--	--	
<b>R9.MZ8</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	--	--	
<b>R9.MZ9</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	--	--	
R9.UC1	0	0	1	2	0	0	

### Podstawowe założenia realizacji układu zaopatrzenia w energię w jednostce

- Na terenie jednostki brak systemu ciepłowniczego. System gazowniczy dochodzi tylko do granicy jednostki – od południowego i północnego wschodu. Nowe tereny rozwoju wskazane zostały przez PSG Oddział w Zabrze jako możliwe do ujęcia w kolejnych planach rozwoju przedsiębiorstwa.
- Ogrzewanie obiektów winno być oparte o rozwiązania indywidualne na bazie oleju opałowego, gazu płynnego, węgla kamiennego użytkowanego w wysokosprawnych



niskoemisyjnych kotłach, biomasy, pomp ciepła lub energii elektrycznej oraz o ewentualny rozwój systemu gazowniczego.

- Doprowadzenie energii elektrycznej na bazie rozbudowy istniejącej sieci.

### 9.2.10 Scenariusze zaopatrzenia – jednostka R10

#### Zapotrzebowanie mocy cieplnej

Oszacowana moc cieplna do rozdysponowania w okresie docelowym (do roku 2031) w tej jednostce bilansowej jest prognozowana na poziomie około 13,5 MW. Na tę wartość składa się przyrost zapotrzebowania mocy na nowych terenach rozwojowych (łącznie z przewidywanym budownictwem mieszkaniowym uzupełniającym) w wielkości 5,1 MW oraz na skutek zmiany sposobu zaopatrzenia w ciepło (przejęcie ogrzewań opartych na nieekologicznym spalaniu węgla przez źródła wykorzystujące ekologiczne nośniki energii i technologie) – 8,4 MW.

#### Zapotrzebowanie na gaz ziemny

Przyrost szczytowego zapotrzebowania na gaz ziemny w jednostce wskutek rozwoju planowanej zabudowy (łącznie z przewidywanym budownictwem mieszkaniowym uzupełniającym) w perspektywie roku 2031 może osiągnąć poziom około 735 m<sup>3</sup>/h (sumarycznie szczytowo u odbiorcy, bez uwzględnienia współczynników jednoczesności).

#### Zapotrzebowanie mocy elektrycznej

Przyrost szczytowego zapotrzebowania energii elektrycznej w jednostce wskutek rozwoju planowanej zabudowy (łącznie z przewidywanym budownictwem mieszkaniowym uzupełniającym) w okresie docelowym do roku 2031 może osiągnąć łącznie poziom ok. od ok. 1,5 do 1,7 MVA (sumarycznie szczytowo u odbiorcy, ze współczynnikiem jednoczesności dla poszczególnych odbiorców na określonym poniżej poziomie):

- ✓ budownictwo mieszkaniowe min. – wykorzystanie potrzeb na oświetlenie i sprzęt gospodarstwa domowego (12,5 kW/gosp.dom.) – wsp. jednoczesności poboru mocy = 0,086;
- ✓ budownictwo mieszkaniowe max – dodatkowo energia elektryczna wykorzystywana jest przez 50% odbiorców dla wytwarzania c.w.u. (30,0 kW/g.d.) – wsp. jednoczesności poboru mocy = (0,086+0,068)/2;
- ✓ zabudowa usługowa i przemysłowa – wsp. jednoczesności poboru mocy = 0,3.

W poniższej tabeli zamieszczono dokonane przez przedsiębiorstwa energetyczne dla poszczególnych terenów rozwoju kwalifikacje (**wyróżniono** kwalifikacje nowych terenów wynikłych z aktualizacji „Założeń...”). Znaczenie kwalifikacji opisano we Wprowadzeniu do niniejszego rozdziału.

Tabela 9-10. Scenariusze – R10

Oznaczenie terenu rozwoju	Kwalifikacja terenu dokonana przez przedsiębiorstwo energetyczne						Uwagi
	PEC S.A.	PGG (KW)	PSG	TD S.A.	ZDNE	BUDWEX	
R10.MZ1	0	0	0	1	0	0	
R10.MZ2	0	0	0	2	0	0	
R10.MZ3	0	0	0	2	0	0	
R10.MZ4	0	0	0	2	0	0	



Oznaczenie terenu rozwoju	Kwalifikacja terenu dokonana przez przedsiębiorstwo energetyczne						Uwagi
	PEC S.A.	PGG (KW)	PSG	TD S.A.	ZDNE	BUDWEX	
R10.MZ5	0	0	0	1	0	0	
R10.MZ6	0	0	0	2	0	0	
R10.MZ7	0	0	0	2	0	0	
R10.MZ8	0	0	0	2	0	0	
R10.MZ9	0	0	0	2	0	0	
R10.MZ10	0	0	0	2	0	0	
R10.MZ11	0	0	0	1	0	0	
R10.MZ12	0	0	0	1	0	0	
R10.MZ13	0	0	0	2	0	0	
R10.MZ14	0	0	0	1	0	0	
R10.MZ15	0	0	1	--	--	--	
R10.MZ16	0	0	1	--	--	--	
R10.MZ17	0	0	1	--	--	--	
R10.MZ18	0	0	1	--	--	--	
R10.MZ19	0	0	1	--	--	--	
<b>R10.MZ20</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	--	--	
<b>R10.MZ21</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	--	--	
<b>R10.MZ22</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	--	--	
<b>R10.MZ23</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	--	--	
<b>R10.MZ24</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	--	--	
<b>R10.MZ25</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	--	--	
<b>R10.MZ26</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	--	--	
R10.RP1	0	0	1	--	--	--	
R10.UC1	0	0	0	2	0	0	
R10.UC2	0	0	0	2	0	0	
R10.UC3	0	0	0	2	0	0	
R10.UC4	0	0	0	2	0	0	
R10.UC5	0	0	0	2	0	0	
R10.UC6	0	0	0	2	0	0	
R10.UC7	0	0	0	2	0	0	
R10.UC8	0	0	0	2	0	0	
R10.UC9	0	0	0	3	0	0	
R10.UC11	0	0	0	3	0	0	
R10.UC12	0	0	0	2	0	0	
R10.UC13	0	0	0	2	0	0	
R10.UC14	0	0	0	1	0	0	
R10.UC15	0	0	0	2	0	0	
R10.UC16	0	0	0	2	0	0	
R10.UC17	0	0	0	2	0	0	
R10.UC18	0	0	0	2	0	0	
R10.UC19	0	0	0	2	0	0	
R10.UC20	0	0	0	2	0	0	
R10.UC21	0	0	0	2	0	0	
R10.UC22	0	0	1	--	--	--	
<b>R10.UC23</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	--	--	
R10.UT1	0	0	0	1	0	0	
R10.UT2	0	0	0	1	0	0	
R10.UT3	0	0	0	3	0	0	
R10.UT4	0	0	0	2	0	0	
R10.UT5	0	0	0	2	0	0	
R10.UT6	0	0	0	2	0	0	
R10.UT7	0	0	0	2	0	0	
R10.UT9	0	0	0	1	0	0	
R10.UT10	0	0	0	1	0	0	
R10.UT11	0	0	0	1	0	0	
R10.UT13	0	0	0	1	0	0	
R10.UT14	0	0	0	2	0	0	



Oznaczenie terenu rozwoju	Kwalifikacja terenu dokonana przez przedsiębiorstwo energetyczne						Uwagi
	PEC S.A.	PGG (KW)	PSG	TD S.A.	ZDNE	BUDWEX	
R10.UT15	0	0	0	3	0	0	
R10.UT16	0	0	0	2	0	0	
R10.UT17	0	0	0	2	0	0	
R10.UT18	0	0	0	2	0	0	
R10.UT19	0	0	0	2	0	0	
R10.UT20	0	0	0	2	0	0	
<b>R10.UT21</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>--</b>	<b>--</b>	
<b>R10.UT22</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>--</b>	<b>--</b>	
<b>R10.UT23</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>--</b>	<b>--</b>	
<b>R10.UT24</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>--</b>	<b>--</b>	
<b>R10.UT25</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>--</b>	<b>--</b>	
R10.PW1	0	0	0	2	0	0	
R10.PW2	0	0	0	2	0	0	
<b>R10.PW3</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>--</b>	<b>--</b>	

### Podstawowe założenia realizacji układu zaopatrzenia w energię w jednostce

- Na terenie jednostki brak systemu ciepłowniczego i gazowniczego. PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój kwalifikuje teren R10.PW3 jako możliwy do ujęcia w planie rozwoju w przyszłości, a wszystkie nowe tereny rozwoju w jednostce PSG sp. z o.o. Oddział w Zabrze wskazuje jako możliwe do ujęcia w kolejnych planach rozwoju przedsiębiorstwa.
- Ogrzewanie obiektów, ze względu na rozproszenie, winno być oparte o rozwiązania indywidualne na bazie gazu płynnego, oleju opałowego, węgla kamiennego użytkowanego w wysokosprawnych niskoemisyjnych kotłach oraz biomasy, pomp ciepła lub energii elektrycznej.
- Doprowadzenie energii elektrycznej na bazie rozbudowy sieci istniejącej.

### **9.2.11 Scenariusze zaopatrzenia – jednostka R11**

#### Zapotrzebowanie mocy cieplnej

Oszacowana moc cieplna do rozdysponowania w okresie docelowym (do roku 2031) w tej jednostce bilansowej jest prognozowana na poziomie około 8,5 MW. Na tę wartość składa się przyrost zapotrzebowania mocy na nowych terenach rozwojowych (łącznie z przewidywanym budownictwem mieszkaniowym uzupełniającym) w wielkości 3,7 MW oraz na skutek zmiany sposobu zaopatrzenia w ciepło (przejęcie ogrzewań opartych na nieekologicznym spalaniu węgla przez źródła wykorzystujące ekologiczne nośniki energii i technologie) – 4,7 MW.

#### Zapotrzebowanie na gaz ziemny

Przyrost szczytowego zapotrzebowania na gaz ziemny w jednostce wskutek rozwoju planowanej zabudowy (łącznie z przewidywanym budownictwem mieszkaniowym uzupełniającym) w perspektywie roku 2031 może osiągnąć poziom około 565 m<sup>3</sup>/h (sumarycznie szczytowo u odbiorcy, bez uwzględnienia współczynników jednoczesności).



### Zapotrzebowanie mocy elektrycznej

Przyrost szczytowego zapotrzebowania energii elektrycznej w jednostce wskutek rozwoju planowanej zabudowy (łącznie z przewidywanym budownictwem mieszkaniowym uzupełniającym) w okresie docelowym do roku 2031 może osiągnąć łącznie poziom od ok. 0,9 do 1,1 MVA (sumarycznie szczytowo u odbiorcy, ze współczynnikiem jednoczesności dla poszczególnych odbiorców na określonym poniżej poziomie):

- ✓ budownictwo mieszkaniowe min. – wykorzystanie potrzeb na oświetlenie i sprzęt gospodarstwa domowego (12,5 kW/gosp.dom.) – wsp. jednoczesności poboru mocy = 0,086;
- ✓ budownictwo mieszkaniowe max – dodatkowo energia elektryczna wykorzystywana jest przez 50% odbiorców dla wytwarzania c.w.u. (30,0 kW/g.d.) – wsp. jednoczesności poboru mocy =  $(0,086+0,068)/2$ ;
- ✓ zabudowa usługowa i przemysłowa – wsp. jednoczesności poboru mocy = 0,3.

W poniższej tabeli zamieszczono dokonane przez przedsiębiorstwa energetyczne dla poszczególnych terenów rozwoju kwalifikacje (**wyróżniono** kwalifikacje nowych terenów wynikłych z aktualizacji „Założeń...”). Znaczenie kwalifikacji opisano we Wprowadzeniu do niniejszego rozdziału.

**Tabela 9-11. Scenariusze – R11**

Oznaczenie terenu rozwoju	Kwalifikacja terenu dokonana przez przedsiębiorstwo energetyczne						Uwagi
	PEC S.A.	PGG (KW)	PSG	TD S.A.	ZDNE	BUDWEX	
R11.MZ1	0	0	0	2	0	0	
R11.MZ2	0	0	1	1	--	--	
R11.MZ3	0	0	1	1	--	--	
R11.MZ4	0	0	1	1	--	--	
R11.MZ5	0	0	1	1	--	--	
R11.MZ6	0	0	1	1	--	--	
R11.MZ7	0	0	1	1	--	--	
R11.MZ8	0	0	1	1	--	--	
R11.UC1	0	0	0	3	0	0	
R11.UC2	0	0	0	1	0	0	
R11.UC3	0	0	0	2	0	0	
R11.UC4	0	0	0	1	0	0	
R11.UT1	0	0	0	3	0	0	
R11.UT2	0	0	0	1	0	0	
R11.UT3	0	0	0	1	0	0	
R11.UT4	0	0	0	1	0	0	
R11.UT5	0	0	1	1	--	--	
R11.RP1	0	0	0	1	0	0	
R11.PW2	0	0	0	2	0	0	
R11.PW4	0	0	0	3	0	0	

### Podstawowe założenia realizacji układu zaopatrzenia w energię w jednostce

- Na terenie jednostki brak jest systemu ciepłowniczego.
- Przez teren jednostki przechodzi gazociąg średniego podwyższonego ciśnienia. PSG sp. z o.o. Oddział w Zabrze przewiduje, że zlokalizowane na obszarze jednostki tereny rozwoju są możliwe do ujęcia w przyszłych planach rozwoju przedsiębiorstwa. W chwili obecnej ogrzewanie obiektów winno być oparte przede wszystkim o rozwiązania indywidualne na bazie oleju opałowego, gazu płynnego, węgla



kamiennego użytkowanego w wysokosprawnych niskoemisyjnych kotłach, biomasy, pomp ciepła lub energii elektrycznej.

- Doprowadzenie energii elektrycznej na bazie rozwoju istniejącej sieci.

## 9.3 Podsumowanie

### Zaopatrzenie w ciepło

Do modernizacji starych ogrzewań wykorzystujących obecnie w nieracjonalny sposób węgiel jako paliwo do wytworzenia energii cieplnej oraz na obszarach rozwoju zabudowy miasta, w zależności od lokalizacji rekomenduje się jako podstawowe źródło ciepła system ciepłowniczy lub gazowniczy. Na obszarach przeznaczonych pod nowe budownictwo, znacznie oddalonych od systemów sieciowych, których zaopatrzenia w ciepło czy gaz przedsięwzięcia energetyczne nie zdecydują się (po przeanalizowaniu szczegółowych warunków techniczno-ekonomicznych przedsięwzięcia) ująć w swych planach rozwoju, jak również w celu modernizacji starych nieracjonalnych ogrzewań, z uwagi na zapobieżenie możliwości powstania niekorzystnego oddziaływania na środowisko zaleca się stosowanie rozwiązań indywidualnych z wykorzystaniem:

- ➔ odnawialnych źródeł energii – np. pomp ciepła czy też kolektorów słonecznych do współpracy z instalacjami c.w.u.;
- ➔ biomasy – jako źródła energii odnawialnej; także z uwzględnieniem zastosowania kominków z płaszczem grzewczym na potrzeby ogrzewania i jako rozwiązania wspomagającego wytwarzanie c.w.u.;
- ➔ oleju opałowego i gazu płynnego – z rozważeniem wykorzystania mikro- i małej kogeneracji;
- ➔ węgla kamiennego w wysokosprawnych kotłach niskoemisyjnych;
- ➔ w mniejszym stopniu energii elektrycznej na cele grzewcze;
- ➔ ciepła odpadowego (także z układów wentylacyjnych) – szczególnie w dużych obiektach usługowych i przemysłowych.

### Zaopatrzenie w chłód

Występujące w ostatnim czasie w sezonie letnim coraz wyższe temperatury otoczenia i wydłużające się okresy występowania upałów powodują wzrost zainteresowania odbiorców na korzystanie z chłodu i klimatyzacji.

Na potrzeby zaopatrzenia obiektów w chłód zaleca się m.in. następujące rozwiązania:

- ➔ klimatyzacja indywidualna – osobny klimatyzator z agregatem sprężarkowym lub absorpcyjnym dla każdego pomieszczenia, zasilany np. energią elektryczną lub gazem ziemnym;
- ➔ klimatyzacja lokalna – centrala wentylacyjno-klimatyzacyjna z agregatem sprężarkowym lub absorpcyjnym dla większych budynków, zasilana energią elektryczną, gazem ziemnym lub tp.;
- ➔ centrala chłodnicza oparta na wykorzystaniu agregatu absorpcyjnego zasilanego w ciepło z systemu ciepłowniczego – tylko w przypadku dużego i skoncentrowanego odbioru.

O wyborze konkretnego rozwiązania będzie decydował przyszły inwestor (użytkownik) po przeprowadzeniu analizy techniczno-ekonomicznej przy uwzględnieniu kosztów inwestycyjnych, jak i eksploatacyjnych, aktualnych dla momentu realizacji przedsięwzięcia.

#### Zaopatrzenie w gaz ziemny

Należy rozwijać na bazie istniejącej infrastruktury Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział w Zabrze - Rozdzielnia Gazu Rybnik, przy koordynacji ze strony Gminy, rozwój sieci gazowej w kierunku obszarów dotychczas niezaopatrzonych w gaz, tj.: w jednostkach **R9, R10 i R11** oraz północno-zachodniej części jednostki **R2** (Orzepowice).

#### Zaopatrzenie w energię elektryczną

Należy rozwiązywać na bazie istniejącej infrastruktury (zadanie realizowane przez TAU-  
RON Dystrybucja S.A. Oddział w Gliwicach przy koordynacji ze strony Gminy). Istotne jest, aby trasy nowych linii oraz lokalizacja stacji trafo były uwzględnione w planie zagospodarowania terenu. Brak powyższego – wg sygnałów z zakładów elektroenergetycznych – uniemożliwia zapewnienie dostawy energii dla nowej zabudowy z powodu coraz trudniejszego uzyskania zgód właścicieli gruntów na lokalizację urządzeń elektroenergetycznych. Problem ten dotyczy głównie terenów o zabudowie niezorganizowanej, będących prywatną własnością. Przy okazji realizacji nowych planów miejscowych lub uchwalania zmian należy miejsca włączenia nowych stacji transformatorowych do sieci SN uzgodnić na robczo z TD S.A. Linie napowietrzne prowadzić należy wzdłuż dróg.

Dodatkowy element zaopatrzenia odbiorców z terenu miasta w energię elektryczną może stanowić rozwój indywidualnych rozwiązań prosumenckich z wykorzystaniem paneli fotowoltaicznych.



## 10 Ocena bezpieczeństwa zasilania miasta w energię ze szczególnym uwzględnieniem zaopatrzenia w ciepło systemowe

Bezpieczeństwo energetyczne stanowi stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska. W przypadku systemów elektroenergetycznych ustawodawca wprowadził dodatkowe pojęcie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, rozumianego jako zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci, rozumianego jako nieprzerwaną pracę sieci elektroenergetycznej, a także spełnianie wymagań w zakresie parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi odbiorców, w tym dopuszczalnych przerw w dostawach energii elektrycznej odbiorcom końcowym, w możliwych do przewidzenia warunkach pracy tej sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, rozumianego jako zaspokojenie możliwego do przewidzenia, bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na energię elektryczną i moc, bez konieczności podejmowania działań mających na celu wprowadzenie ograniczeń w jej dostarczaniu i poborze. Natomiast zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej należy rozumieć jako stan systemu elektroenergetycznego lub jego części, uniemożliwiający zapewnienie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej lub równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.

Ujmując rzecz *per analogiam*, bezpieczeństwo dostaw gazu można zdefiniować jako zdolność systemu gazowego nieprzerwanej pracy sieci gazowej przy dotrzymaniu wymagań w zakresie parametrów jakościowych paliwa gazowego i standardów jakościowych obsługi odbiorców, w możliwych do przewidzenia warunkach pracy tej sieci oraz zaspokojenie możliwego do przewidzenia, bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwo gazowe bez konieczności podejmowania działań mających na celu wprowadzenie ograniczeń w jego dostarczaniu i poborze. Natomiast bezpieczeństwo dostaw ciepła stanowi zdolność systemu ciepłowniczego do utrzymania nieprzerwanego zaopatrzenia odbiorców w ciepło przy dotrzymaniu wymaganych parametrów nośnika i innych standardów jakościowych obsługi odbiorców, w możliwych do przewidzenia warunkach pracy sieci ciepłowniczej oraz zaspokojenie możliwego do przewidzenia, bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców ciepła bez konieczności podejmowania działań mających na celu wprowadzenie ograniczeń w jego dostarczaniu i poborze.

W warunkach polskich przyjęto podział odpowiedzialności za bezpieczeństwo energetyczne, pomiędzy administrację publiczną (rządową oraz samorządową) i operatorów energetycznych systemów sieciowych. Zakres tej odpowiedzialności został zdefiniowany następująco: Administracja rządowa, w zakresie swoich konstytucyjnych i ustawowych obowiązków, jest odpowiedzialna głównie za:

- stałe prowadzenie prac prognostycznych i analitycznych w zakresie strategii bezpieczeństwa energetycznego wraz z niezbędnymi pracami planistycznymi;



- takie realizowanie polityki energetycznej państwa, które zapewnia przede wszystkim bezpieczeństwo energetyczne, w szczególności tworzy warunki: koniecznej dywersyfikacji, utrzymania zapasów paliw, utrzymania rezerw mocy wytwórczych, zapewnienia zdolności przesyłowych umożliwiających pożądaną dywersyfikację źródeł i/lub kierunków dostaw ropy i produktów naftowych, gazu oraz energii elektrycznej;
- tworzenie mechanizmów rynkowych zapewniających rozwój mocy wytwórczych oraz zdolności przesyłowych systemu elektroenergetycznego w celu zwiększenia stopnia niezawodności dostaw i bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego;
- przygotowywanie procedur umożliwiających, w przypadku wystąpienia nagłych zagrożeń, klęsk żywiołowych i działania tzw. siły wyższej, stosowanie innych niż rynkowe mechanizmów równoważenia interesów uczestników rynku i koordynacji funkcjonowania sektora energii;
- redukcja ryzyka politycznego w stosowanych regulacjach;
- monitorowanie i raportowanie do Komisji Europejskiej stanu bezpieczeństwa energetycznego oraz podejmowanie odpowiednich środków zaradczych w przypadku zagrożenia niezawodności dostaw;
- analizę wpływu działań planowanych w ramach polityki energetycznej na bezpieczeństwo narodowe;
- koordynację i nadzór nad działalnością operatorów systemów przesyłowych w zakresie współpracy z krajami ościennymi i europejskimi systemami: elektroenergetycznym i gazowym.

Szczególną sferą aktywności administracji rządowej, wspierającą wszystkie powyższe, jest działanie na rzecz promowania konkurencji i usuwania barier ją ograniczających wraz z racjonalizacją zasad i zakresu administracyjnej ingerencji w funkcjonowanie sektora energii. Wojewodowie oraz samorządy województw odpowiedzialni są głównie za zapewnienie warunków do rozwoju infrastrukturalnych połączeń międzyregionalnych i wewnątrzregionalnych, w tym przede wszystkim na terenie województwa, i koordynację rozwoju energetyki w gminach. W szczególności samorząd województwa uczestniczy w planowaniu zaopatrzenia w energię i paliwa na obszarze województwa opiniując projekty założeń do planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe w zakresie koordynacji współpracy z innymi gminami oraz w zakresie zgodności z polityką energetyczną państwa oraz bada zgodność planów zaopatrzenia w energię i paliwa z polityką energetyczną państwa. Gminna administracja samorządowa jest odpowiedzialna za zapewnienie energetycznego bezpieczeństwa lokalnego, w szczególności w zakresie zaspokojenia zapotrzebowania na energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe, z racjonalnym wykorzystaniem lokalnego potencjału odnawialnych zasobów energii i energii uzyskiwanej z odpadów. Do zadań własnych gminy w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe należy: planowanie i organizacja zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe na obszarze gminy, planowanie oświetlenia znajdujących się na terenie gminy: miejsc publicznych i dróg znajdujących się na terenie gminy, oraz finansowanie oświetlenia ulic, placów i dróg publicznych znajdujących się na terenie gminy (za wyjątkiem autostrad i dróg ekspresowych w rozumieniu przepisów o autostradach płatnych), a wreszcie planowanie i organizacja dzia-



łań mających na celu racjonalizację zużycia energii i promocję rozwiązań zmniejszających zużycie energii na obszarze gminy. Gmina winna realizować wymienione zadania, zgodnie z polityką energetyczną państwa, miejscowymi planami zagospodarowania przestrzennego albo ustaleniami zawartymi w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy. Do zadań wójtów, burmistrzów i prezydentów miast należy opracowanie projektów założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, zaś do zadań rad gmin uchwalanie założeń do planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe. W przypadku gdy plany przedsiębiorstw energetycznych nie zapewniają realizacji wymienionych założeń, wójt, burmistrz lub prezydent miasta opracowuje projekt planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, dla obszaru gminy lub jej części. Projekt planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe opracowywany jest na podstawie uchwalonych przez radę tej gminy założeń i winien być z nim zgodny. Projekt planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe powinien zawierać: propozycje w zakresie rozwoju i modernizacji poszczególnych systemów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, wraz z uzasadnieniem ekonomicznym, propozycje w zakresie wykorzystania odnawialnych źródeł energii i wysokosprawnej kogeneracji, harmonogram realizacji zadań, przewidywane koszty realizacji proponowanych przedsięwzięć oraz źródło ich finansowania. Rada gminy uchwała plan zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe. W celu realizacji planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, gmina może zawierać umowy z przedsiębiorstwami energetycznymi. W przypadku gdy nie jest możliwa realizacja planu na podstawie umów, rada gminy – dla zapewnienia zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe – może wskazać w drodze uchwały tę część planu, z którą prowadzone na obszarze gminy działania muszą być zgodne.

Operator elektroenergetycznego systemu przesyłowego jest odpowiedzialny za:

- zapewnianie długoterminowej zdolności systemu w celu spełnienia uzasadnionych wymogów dotyczących przesyłania energii elektrycznej;
- przyczynianie się do bezpieczeństwa dostaw poprzez odpowiednią zdolność przesyłową i niezawodność systemu;
- zarządzanie przepływami energii w systemie z uwzględnieniem wymian z innymi wzajemnie połączonymi systemami; w tym kontekście, operator systemu przesyłowego jest odpowiedzialny za zapewnienie bezpiecznego, niezawodnego i wydajnego systemu przesyłowego energii elektrycznej, a także zapewnienie dostępności wszelkich niezbędnych usług pomocniczych, w zakresie, w jakim ta dostępność jest niezależna od jakiegokolwiek innego systemu przesyłowego, z którym jego system jest wzajemnie połączony;
- dostarczanie operatorowi każdego innego systemu, z którym połączony jest jego system, wyczerpujących informacji dla zapewnienia bezpiecznego i wydajnego działania, skoordynowanego rozwoju i współdziałania wzajemnie połączonego systemu;
- zapewnianie braku dyskryminacji między użytkownikami systemu lub grupami użytkowników systemu, w szczególności na korzyść przedsiębiorstw z nim powiązanych;



- dostarczanie użytkownikom systemu informacji koniecznych dla zapewnienia im skutecznego dostępu do systemu.

Ponadto operator elektroenergetycznego systemu przesyłowego jest odpowiedzialny za dysponowanie instalacjami wytwarzającymi energię elektryczną na swym obszarze i określanie użycia połączeń wzajemnych z innymi systemami. Dysponowanie instalacjami wytwarzającymi energię elektryczną i używanie połączeń wzajemnych jest ustalane na podstawie kryteriów, które muszą być obiektywne, opublikowane i stosowane w sposób niedyskryminacyjny, zapewniający właściwe funkcjonowanie rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Kryteria te uwzględniają pierwszeństwo gospodarcze energii elektrycznej pochodzącej z instalacji wytwarzających lub z przesyłania przez połączenia wzajemne, a także ograniczenia techniczne systemu. Dysponując instalacjami wytwarzającymi energię elektryczną winien przyznawać pierwszeństwo tym instalacjom, które wykorzystują odnawialne źródła energii lub odpady, lub takie, które produkują łącznie ciepło i elektryczność. Od operatora systemu przesyłowego można żądać spełnienia minimalnych standardów utrzymania i rozwoju systemu przesyłowego, łącznie ze zdolnością połączeń wzajemnych. Operator systemu przesyłowego zaopatruje się w energię zużywaną do pokrycia strat i zdolności rezerwowej w ich systemie zgodnie z przejrzystymi, niedyskryminacyjnymi procedurami opartymi na warunkach rynkowych. Reguły, przyjęte dla równoważenia systemu elektroenergetycznego, muszą być przejrzyste i niedyskryminacyjne.

Operator systemu przesyłowego, magazynowego lub LNG powinien:

- w akceptowalnych warunkach ekonomicznych eksploatować, konserwować i remontować oraz rozbudowywać bezpieczne, niezawodne i efektywne instalacje przesyłowe, magazynowe lub instalacje LNG, przy należyтым poszanowaniu środowiska naturalnego;
- powstrzymać się od działań dyskryminacyjnych wśród użytkowników systemu lub wśród kategorii użytkowników systemu, zwłaszcza na korzyść przedsiębiorstw zależnych;
- dostarczać każdemu operatorowi systemu przesyłowego, każdemu operatorowi systemu magazynowego, każdemu operatorowi systemu LNG lub każdemu operatorowi systemu dystrybucyjnego dostateczną ilość informacji gwarantujących możliwość prowadzenia transportu i magazynowania gazu ziemnego w sposób właściwy dla bezpiecznego i efektywnego działania połączonych systemów;
- dostarczać użytkownikom systemu informacji potrzebnych dla uzyskania skutecznego dostępu do systemu.

Przepisy przyjęte przez operatora systemu przesyłowego dla bilansowania gazu w systemie przesyłu powinny być obiektywne, przejrzyste i niedyskryminacyjne, z włączeniem przepisów dotyczących opłat od użytkowników ich sieci w przypadku spowodowanego przez nich niezbilansowania energetycznego. Warunki świadczenia takich usług przez operatora systemu przesyłowego łącznie z przepisami i taryfami ustalane są wg metody zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w sposób niedyskryminacyjny, odzwierciedlający koszty i powinny być opublikowane. Operatorzy systemu przesyłowego



powinni zaopatrywać się w energię wykorzystywaną do prowadzenia swych działań, zgodnie z przejrzystymi, pozbawionymi cech dyskryminacji procedurami rynkowymi.

Niewyczerpująca lista instrumentów dla wzmocnienia bezpieczeństwa dostaw gazu, obejmuje:

- możliwości składowania zapasów operacyjnych gazu,
- możliwości składowania nadwyżek gazu,
- zapewnienie takiej przepustowości sieci gazociągów, która umożliwiłaby przekierowanie dostaw gazu do dotkniętych obszarów,
- płynne i podlegające prawom handlu rynki gazu,
- elastyczność systemu,
- rozwój zmiennego zapotrzebowania,
- użycie alternatywnych paliw zapasowych w elektrowniach przemysłowych i zakładach energetycznych,
- możliwości przesyłu transgranicznego,
- współpracę pomiędzy operatorami systemów przesyłowych sąsiadujących ze sobą państw w celu skoordynowania dyspozycji,
- skoordynowane działania dyspozytorskie pomiędzy operatorami systemów dystrybucyjnych i przesyłowych,
- krajową wewnętrzną produkcję gazu,
- elastyczność produkcji,
- elastyczność przywozu,
- zróżnicowanie źródeł dostaw gazu,
- kontrakty długoterminowe na dostawy,
- inwestycje w infrastrukturę do importu gazu poprzez terminale regazyfikujące oraz rurociągi.

Operatorzy systemów sieciowych (przesyłowych i dystrybucyjnych), odpowiednio do zakresu działania, są odpowiedzialni głównie za:

- zapewnienie równoprawnego dostępu uczestników rynku do infrastruktury sieciowej;
- utrzymywanie infrastruktury sieciowej w stałej gotowości do pracy, zgodnie ze standardami bezpieczeństwa technicznego i obowiązującymi krajowymi i europejskimi standardami jakości i niezawodności dostaw oraz warunkami współpracy międzysystemowej;
- efektywne zarządzanie systemem i stałe monitorowanie niezawodności pracy systemu oraz bieżące bilansowanie popytu i podaży;
- optymalną realizację procedur kryzysowych w warunkach stosowania innych niż rynkowe, mechanizmów równoważenia interesów uczestników rynku oraz koordynację funkcjonowania sektora energii;





- planowanie rozwoju infrastruktury sieciowej, odpowiednio do przewidywanego komercyjnego zapotrzebowania na usługi przesyłowe oraz wymiany międzysystemowej;
- monitorowanie dyspozycyjności i niezawodności pracy podsystemu wytwarzania energii elektrycznej i systemu magazynowania paliw gazowych oraz systemu magazynowania paliw ciekłych.

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki jako organ regulacyjny odpowiada za ustalanie i zatwierdzanie, lub nawet ustanawianie warunków dla:

- przyłączenia i dostępu do sieci krajowych, łącznie z taryfami za przesyłanie i dystrybucję, przy czym te taryfy lub metody umożliwiają prowadzenie inwestycji w sieci w sposób zapewniający możliwość działania sieci;
- zapewniania usług równoważenia sieci.

W podziale odpowiedzialności za stan bezpieczeństwa energetycznego szczególna rola przypada tzw. sprzedawcy z urzędu. Sprzedawca z urzędu jest przedsiębiorstwem energetycznym posiadającym koncesję na obrót paliwami gazowymi lub energią elektryczną, świadczącym usługi kompleksowe odbiorcom paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, nie korzystającym z prawa wyboru sprzedawcy. Sprzedawca z urzędu jest wyłaniany w drodze przetargu przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i jest obowiązany do zapewnienia świadczenia usługi kompleksowej oraz zawarcia umowy kompleksowej, na zasadach równoprawnego traktowania, z odbiorcą paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, nie korzystającym z prawa wyboru sprzedawcy i przyłączonym do sieci przedsiębiorstwa energetycznego wskazanego w koncesji sprzedawcy z urzędu. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej jest obowiązane do zawarcia ze sprzedawcą z urzędu umowy o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej w celu dostarczania tych paliw lub energii odbiorcy paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, któremu sprzedawca z urzędu jest obowiązany zapewnić świadczenie usługi kompleksowej. Sprzedawca z urzędu jest obowiązany do zakupu energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii przyłączonych do sieci znajdujących się w obszarze działania sprzedawcy z urzędu, oferowanej przez przedsiębiorstwa energetyczne, które uzyskały koncesje na jej wytwarzanie, po średniej cenie sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim roku kalendarzowym, ogłaszanej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w terminie do dnia 31 marca każdego roku.

Operator systemu przesyłowego i operatorzy systemów dystrybucyjnych są obowiązani do opracowania odpowiednio instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej lub instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej, informując użytkowników systemu, w formie pisemnej lub za pomocą innego środka komunikowania przyjętego przez operatora systemu, o publicznym dostępie do projektu instrukcji lub jej zmian oraz o możliwości zgłaszania uwag, określając miejsce i termin ich zgłaszania, nie krótszy niż 14 dni od dnia udostępnienia projektu instrukcji lub jej zmian. Wymienione instrukcje opracowywane przez operatora systemu przesyłowego powinny także zawierać wyodrębnioną część dotyczącą bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, określającą: warunki, jakie



muszą być spełnione w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi oraz w przypadku sieci elektroenergetycznej procedury: zgłaszania i przyjmowania przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego do realizacji umów sprzedaży oraz programów dostarczania i odbioru energii elektrycznej.

Przyłączane do sieci urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne zapewniające:

- bezpieczeństwo funkcjonowania systemu gazowego, systemu elektroenergetycznego albo systemu ciepłowniczego,
- zabezpieczenie systemu gazowego, systemu elektroenergetycznego albo systemu ciepłowniczego przed uszkodzeniami spowodowanymi niewłaściwą pracą przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci;
- zabezpieczenie przyłączonych urządzeń, instalacji i sieci przed uszkodzeniami w przypadku awarii lub wprowadzenia ograniczeń w poborze lub dostarczaniu paliw gazowych lub energii;
- dotrzymanie w miejscu przyłączenia urządzeń, instalacji i sieci parametrów jakościowych paliw gazowych i energii;
- spełnianie wymagań w zakresie ochrony środowiska, określonych w odrębnych przepisach;
- możliwość dokonywania pomiarów wielkości i parametrów niezbędnych do prowadzenia ruchu sieci oraz rozliczeń za pobrane paliwa lub energię.

Przyłączane do sieci urządzenia, instalacje i sieci, muszą spełniać ponadto wymagania określone w odrębnych przepisach, w tym w szczególności: przepisach prawa budowlanego, o ochronie przeciwporażeniowej, o ochronie przeciwpożarowej, o systemie oceny zgodności oraz w przepisach dotyczących technologii wytwarzania paliw gazowych lub energii i rodzaju stosowanego paliwa.

Warunki funkcjonowania dotyczące eksploatacji poszczególnych systemów energetycznych są ponadto szczegółowo unormowane w: rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 15 stycznia 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemów ciepłowniczych (Dz. U. Nr 16, poz. 92), rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. Nr 93, poz. 623 z późn.zm.) oraz rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz. U. z 2014 r., poz. 1059).

Wyżej opisany system prawny, oparty na przepisach ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne. (Dz. U. z 2012 r., poz. 1059 ze zm.) oraz przepisach wykonawczych do powołanej ustawy, w tym w szczególności rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 lipca 2007 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła (Dz. U. Nr 133, poz. 924) oraz rozporządzenia Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 12 lutego 2003 r. w sprawie zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych (Dz. U. Nr 39, poz. 338) gwarantuje w warunkach polskich zapewnienie właściwego po-

ziomu bezpieczeństwa energetycznego rozumianego jako stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska, na szczeblu zarówno krajowym, jak również lokalnym. Warunkiem zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego jest terminowe wywiązywanie się przez podmioty zobowiązane z obowiązków nałożonych przez przytoczone przepisy. Na szczeblu gminnym obowiązek ten zależy od realizacji przez właściwe organy wcześniej omówionych zadań własnych gminy w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe.

Podstawowym narzędziem zapewnienia właściwego procesu planowania i organizacji zaopatrzenia obszaru gminy w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe jest realizacja założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, za sporządzenie projektu których odpowiedzialny jest wójt, burmistrz lub prezydent miasta. Przedmiotowy projekt założeń powinien określać: ocenę stanu aktualnego i przewidywanych zmian zapotrzebowania na ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, przedsięwzięcia racjonalizujące użytkowanie ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych, możliwości wykorzystania istniejących nadwyżek i lokalnych zasobów paliw i energii, z uwzględnieniem energii elektrycznej i ciepła wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii, energii elektrycznej i ciepła użytkowego wytwarzanych w kogeneracji oraz zagospodarowania ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych, możliwości stosowania środków poprawy efektywności energetycznej w rozumieniu ustawy o efektywności energetycznej oraz zakres współpracy z innymi gminami. Projekt założeń podlega opiniowaniu przez samorząd województwa w zakresie koordynacji współpracy z innymi gminami oraz w zakresie zgodności z polityką energetyczną państwa, podlega również wyłożeniu się do publicznego wglądu na okres 21 dni, powiadamiając o tym w sposób przyjęty zwyczajowo w danej miejscowości. Osoby i jednostki organizacyjne zainteresowane zaopatrzeniem w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe na obszarze gminy mają prawo składać wnioski, zastrzeżenia i uwagi do projektu założeń, po czym Rada gminy uchwała założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, rozpatrując jednocześnie wnioski, zastrzeżenia i uwagi zgłoszone w czasie wyłożenia projektu założeń do publicznego wglądu. W przypadku gdy plany rozwoju przedsiębiorstw energetycznych w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe nie zapewniają realizacji założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, opracowuje się wcześniej wspomniany projekt planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, dla obszaru gminy lub jej części. Projekt planu opracowywany jest na podstawie uchwalonych przez radę tej gminy założeń i winien być z nim zgodny. Projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe sporządza się dla obszaru gminy co najmniej na okres 15 lat i aktualizuje co najmniej raz na 3 lata. Zhierarchizowane planowanie przestrzenne, zapewniające realizację priorytetów polityki energetycznej, planów zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe gmin oraz planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych, jak również ustawowe działania jednostek samorządu terytorialnego, uwzględniające priorytety polityki energetycznej państwa, w tym poprzez zastosowanie partnerstwa publiczno-prywatnego, zaliczono do głównych narzędzi realizacji polityki energetycznej w obowiązującej „Polityce energetycznej Polski do 2030 roku”.



Przyjęcie niniejszego dokumentu stanowi swoiste *conditio sine qua non* zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego gminy. Kolejnym etapem będzie weryfikacja planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania przedsiębiorstw energetycznych, ze szczególnym uwzględnieniem właściwych operatorów systemów, zapewniających dostawę energii elektrycznej i paliw gazowych, jak również przedsiębiorstw ciepłowniczych dostarczających ciepło systemowe na obszarze miasta Rybnika. W przypadku gdy plany przedsiębiorstw energetycznych nie będą zapewniać realizacji niniejszych założeń, należy w trybie ustawowym opracować i uchwalić plan zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla obszaru Miasta Rybnika lub jego części.

Najpoważniejszym obecnie potencjalnym zagrożeniem bezpieczeństwa energetycznego miasta, zidentyfikowanym na etapie sporządzania projektu niniejszej aktualizacji założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe jest brak jakichkolwiek gwarancji utrzymania zasilania miejskiego systemu ciepłowniczego od roku 2023. Kluczową rolę w zapewnieniu dostaw ciepła dla odbiorców końcowych zlokalizowanych na obszarze miasta pełni Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Spółka Akcyjna Jastrzębie-Zdrój, jako przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła na obszarze miasta Rybnika i obowiązane do sporządzenia dla tego obszaru planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na ciepło, na podstawie art. 16 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne. Przejęcie Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej S.A. Jastrzębie-Zdrój w kwietniu 2016 r. przez poważnego inwestora branżowego, w postaci spółki PGNiG TERMIKA SA, dla której jednym ze strategicznych celów działania jest ekspansja geograficzna w obszarze systemów ciepłowniczych i wytwarzania ciepła, daje szansę zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego w zakresie zaopatrzenia w ciepło w perspektywie po 2022 r.

Jednakże z analizy korespondencji przeprowadzonej dotychczas na potrzeby opracowania niniejszych założeń wynika, że z planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych zaangażowanych aktualnie w sprawy zaopatrzenia Rybnika w ciepło nadal wynika brak konkretnych decyzji dotyczących odbudowy źródła zasilania w ciepło m.s.c. Rybnika po 2022 r.

Również na spotkaniach pomiędzy stronami zaangażowanymi aktualnie w sprawę zaopatrzenia miasta Rybnika w ciepło (w dniu 7.06.2016 r. z udziałem przedstawicieli: Urzędu Miasta Rybnika, PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój, PGG sp. z o.o. i Elektrowni EDF Polska S.A. Oddział w Rybniku oraz w dniu 13.10.2016 r. z udziałem UM Rybnika, PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój oraz PGG sp. z o.o.), zorganizowanych przez Prezydenta Rybnika, żadna ze stron nie przedstawiła wiążącego stanowiska ws. rozwiązania przedmiotowego problemu i umieszczeniu odpowiednich działań inwestycyjnych w planie rozwoju przedsiębiorstwa.

W sytuacji stwierdzenia braku planów dotychczas działających na terenie miasta przedsiębiorstw energetycznych w zakresie wytwarzania ciepła po 2022 roku, opracowanie planu w tym zakresie musi wziąć na siebie Miasto Rybnik.

W związku z powyższym stwierdza się, że konieczne jest opracowanie projektu planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe (zgodnie z art. 20 ust. 1 ustawy z 10.04.1997 r. - Prawo energetyczne – t.j.: Dz. U. 2012 poz. 1059 ze zm.). W ramach powyższego konieczne będzie zaproszenie do złożenia ofert zainteresowanych podmiotów co do rozwiązań systemowych (w postaci np. budowy nowego źródła ciepła zdalacynne-

go, względnie radykalnej modernizacji co najmniej jednego z istniejących źródeł), w powiązaniu z ewentualną niezbędną rozbudową systemowej infrastruktury ciepłownictwa na obszarze miasta, mających na celu zapewnienie dostaw ciepła systemowego dla odbiorców końcowych ciepła z m.s.c. zlokalizowanych na obszarze Rybnika.

Możliwą formułą działania Miasta w tym zakresie, jako odpowiedzialnego w myśl Prawa energetycznego za organizację zaopatrzenia mieszkańców w ciepło, może być postępowanie w celu wyłonienia dostawcy ciepła w warunkach rynkowych.



## 11 Ocena możliwości wykorzystania istniejących nadwyżek i lokalnych zasobów energii

Do lokalnych źródeł energii zaliczono:

- lokalnie występujące zasoby paliw kopalnych,
- odnawialne źródła energii, czyli odnawialne, niekopalne źródła energii obejmujące energię wiatru, energię promieniowania słonecznego, energię aerothermalną, energię geothermalną, energię hydrothermalną, hydroenergię, energię fal, prądów i pływów morskich, energię otrzymywaną z biomasy, biogazu, biogazu rolniczego oraz z biopłynów,
- możliwości wykorzystania zasobów energii odpadowej,
- możliwości wykorzystania odpadów komunalnych,
- skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła.

### 11.1 Możliwości wykorzystania lokalnych zasobów paliw

Naturalnym bogactwem energetycznym występującym na terenie miasta Rybnika są złoża węgla kamiennego, będącego podstawowym paliwem kopalnym stosowanym w Polsce.

Zgodnie z informacją pobraną z Systemu Gospodarki i Ochrony Bogactw Mineralnych oraz rejestru obszarów górniczych, prowadzonego przez Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy, na obszarze Rybnika występują następujące surowce energetyczne:

- węgle kamienne,
- metan pokładów węgla.

Węgiel kamienny występuje w przyrodzie w wielu typach, zależnie od właściwości technologicznych, takich jak: zawartość części lotnych, wartość opałowa i ciepło spalania, podatność przemiatowa, spiekalność i inne. Typ węgla określa przydatność węgla do określonego celu, np. spalania w paleniskach energetycznych, produkcji gazu miejskiego bądź koksu. Złoża węgla kamiennego w Polsce należą do euroamerykańskiej karbońskiej prowincji węglonośnej, która w Europie tworzy dwa pasma zagłębi: paraliczne powstałe w zapadlisku na przedpolu fałdowań górotwórczych i limniczne powstałe w bezodpływowych kotlinach i zapadliskach śródgórskich. Na obszarze Polski można wyróżnić trzy zagłębia złóż węgla kamiennego, przy czym wydobywanie jest obecnie w dwóch z nich, tj.: Górnośląskim Zagłębiu Węglowym oraz Lubelskim Zagłębiu Węglowym. Natomiast na obszarze Dolnośląskiego Zagłębia Węglowego ostatecznie zaniechano wydobywania w 2000 r., co uzasadniono jego nieopłacalnością spowodowaną trudnymi warunkami geologiczno-górnictwami. Wydobywanie skoncentrowane jest na obszarze Górnośląskiego Zagłębia Węglowego, gdzie zlokalizowane są niemal wszystkie czynne obecnie kopalnie. Powierzchnia Górnośląskiego Zagłębia Węglowego w granicach Polski szacowana jest na około 5 600 km<sup>2</sup>, przy czym złoża eksploatowane zajmują obecnie 20% powierzchni. Około 23% powierzchni zajmują obszary perspektywiczne, gdzie oszacowano zasoby wystę-

pujące w strefie głębokości do ok. 1 250 do 1 300 m. Pozostałą część zagłębia zajmują głównie obszary o zasobach prognostycznych i o nadkładzie większym od 1 000 m oraz peryferyjne części zagłębia bez perspektyw zasobowych. Państwowy Instytut Geologiczny ocenia, że obecnie 80,2% udokumentowanych zasobów bilansowych polskich węgla kamiennych występuje w Górnośląskim Zagłębiu Węglowym. W Lubelskim Zagłębiu Węglowym eksploatowana jest dotychczas wyłącznie kopalnia Bogdanka.

Zgodnie z oceną Państwowego Instytutu Geologicznego, ze względu na specyfikę budowy geologicznej oraz różnice w rozpoznaniu geologicznym i zagospodarowaniu górnictwem, głębokość oceny perspektyw zasobowych w zagłębiach węglowych w Polsce jest zróżnicowana i wynosi: w Dolnośląskim Zagłębiu Węglowym 1 600 m, w Górnośląskim Zagłębiu Węglowym 1 250/1 300 do 1 500 m, a w Lubelskim Zagłębiu Węglowym 1 250 m (J. Jurczka i inni: "Węgiel kamienny" w "Bilans perspektywicznych zasobów kopalni Polski wg stanu na 31 XII 2009 r." pod red. S. Wołkowicz, T. Smakowski, S. Speczik. PIG-PIB Warszawa 2011). Łącznie zasoby prognostyczne węgla kamiennego w Polsce wg stanu na 31.XII.2009 r. wynosiły 20 041,7 mln t, a zasoby perspektywiczne 31 652,7 mln t. W Górnośląskim Zagłębiu Węglowym zasoby prognostyczne wynosiły 9 193,4 mln t (w tym 1 081,2 mln t węgle energetyczne, a 8 112,2 mln t węgle koksowe), zaś zasoby perspektywiczne: - w interwale głębokości 1 000÷1 250 m 8 060,6 mln t (w tym 4 276,5 mln t węgle energetyczne, a 3 784,1 mln t węgle koksowe); - do głębokości 1 250/1 300 m 17 472,4 mln t (odpowiednio 14 880,3 mln t oraz 2 592,1 mln t). W Lubelskim Zagłębiu Węglowym zasoby prognostyczne wynosiły 10 847,7 mln t, a zasoby perspektywiczne 5 887,6 mln t. W Dolnośląskim Zagłębiu Węglowym za zasoby prognostyczne uznać można tylko zasoby o wielkości 0,39 mln t skreślonego z "Bilansu zasobów ..." złoża Heddi, natomiast za zasoby perspektywiczne zasoby w obszarach na przedłużeniu pól eksploatacyjnych kopalń rejonu Wałbrzycha i Nowej Rudy – wynoszą one 232 mln t.

Udokumentowane zasoby bilansowe złóż węgla kamiennego w Polsce, wg stanu na 31.12.2011 r. wynoszą 48 541 mln t. Z wymienionej wielkości około 74% zasobów stanowią węgle energetyczne, około 24% węgle koksujące, zaś inne typy węgla stanowią około 2% wszystkich zasobów węgla. Zasoby złóż zagospodarowanych stanowią obecnie 36,3% zasobów bilansowych i wynoszą 17 606 mln t.

Metan pokładów węgla występuje w postaci cząsteczek gazu zaabsorbowanych na ziarnach węgla. Pod wpływem eksploatacji górnictwem obniża się ciśnienie w górotworze, następuje desorpcja metanu i uwalnia się on do wyrobisk górniczych. Powoduje to ogromne zagrożenie dla kopalń węgla kamiennego. Głównie z tego powodu metan ujmowany jest robotami wyprzedzającymi przez zakłady odmetanowania kopalń. Ponadto znaczna ilość metanu wydziela się z pokładu do wyrobiska i jest odprowadzana z powietrzem wentylacyjnym do atmosfery, stanowiąc źródło niezwykle szkodliwej emisji, gdyż metan jest gazem cieplarnianym o potencjale tworzenia efektu cieplarnianego ponad 22 razy wyższym od dwutlenku węgla. Pozostała część metanu pozostaje w złożu bądź też jest adsorbowana w porach węgla wydobywanego na powierzchnię i wydziela się w dalszych fazach przeróbki stanowiąc źródło szkodliwej emisji. Dlatego też podejmowane są starania odprowadzenia jak największej ilości metanu ze złóż specjalnymi systemami odmetanowania. W ostatnich latach opracowano technologię odzysku metanu powierzchniowymi otworami wiertniczymi. Wykorzystując odwiercone otwory wiertnicze, używając specjalistycznych



technologii, rozszczelinowuje się pokłady węgla, wypełniając szczeliny przepuszczalnym medium (zazwyczaj piaskiem). Następnie obniża się ciśnienie, spompowując wodę złożową, co powoduje desorpcję i emisję metanu. Takie wykorzystanie metanu pokładów węgla jest traktowane jako pozyskiwanie gazu z niekonwencjonalnych źródeł. Metan pokładów węgla udokumentowany został jedynie w złożach Górnośląskiego Zagłębia Węglowego. Wykorzystanie metanu pokładów węgla podyktowane jest z jednej strony względami bezpieczeństwa prowadzenia robót górniczych, a z drugiej strony, traktowane jest jako pozyskiwanie gazu z niekonwencjonalnych źródeł, ze względu na formę jego występowania, która wymaga zastosowania specjalnych desorpcyjnych technologii odzysku.

Udokumentowane zasoby metanu pokładów węgla występują w 54 złożach w obszarze Górnośląskiego Zagłębia Węglowego. W 2011 r. przyjęta została zawiadomieniem dokumentacja nowego złoża metanu pokładów węgla kamiennego: „Żory-Warszowice”. Złoże to zostało wyodrębnione z dwóch złóż: „Warszowice-Pawłowice Północne” i „Żory”. Drugie nowe złoże metanu – Wujek - część Stara Ligota – powstało w wyniku przekazania części zasobów węgla i metanu ze złoża Staszic. Zasoby wydobywalne bilansowe według stanu na 31.12.2011 r. wynoszą 89,1 mld m<sup>3</sup>, w tym: w obszarach eksploatowanych złóż węgla – 34,3 mld m<sup>3</sup> w 29 złożach, poza obszarami eksploatacji złóż węgla – 22,6 mld m<sup>3</sup> w 17 złożach oraz w 8 złożach, w których metan występuje jako kopalina główna – 32,2 mld m<sup>3</sup>. Zasoby wydobywalne bilansowe metanu pokładów węgla zmniejszyły się o ok. 0,86 mld m<sup>3</sup> w stosunku do stanu z 2010 r. Zmiana zasobów jest wypadkową przyrostów i ubytków w poszczególnych złożach. Główny ubytek wynika z rozliczenia zasobów złóż „Warszowice-Pawłowice Północne” i „Żory”, po wyodrębnieniu z nich nowego złoża „Żory-Warszowice”. W sumie ubytek zasobów z obu tych złóż wyniósł -1,88 mln m<sup>3</sup>, natomiast zasoby złoża „Żory-Warszowice” obliczone zostały w ilości +1,30 mln m<sup>3</sup>. Stąd ubytek zasobów metanu wyniósł -0,57 mln m<sup>3</sup>. Pozostałe ubytki zasobów bilansowych spowodowane były wydobywaniem oraz emisją metanu poprzez wentylację kopalń. Zasoby przemysłowe określone zostały dla 22 złóż i wynoszą 5 601,52 mln m<sup>3</sup>.

W Polsce pozycję przodującą w dziedzinie wykorzystania gazu z odmetanowania kopalń do wytwarzania energii elektrycznej w układach skojarzonych zajmuje Jastrzębska Spółka Węglowa, która zastosowała metan do celów energetycznych w kopalni „Krupiński” w Suszcu, gdzie układ gazowy dobudowano do istniejącej kotłowni węglowej, czy w kopalni „Pniówek”, gdzie zrealizowano układ trójgeneracyjny z silnikiem i chłodziarką absorpcyjną, wytwarzający nośnik zimna na potrzeby centralnej klimatyzacji kopalni. Wg informacji otrzymanych z zakładów Polskiej Grupy Górniczej sp. z o.o., aktualnie w EC „Jankowice” i EC „Chwałowice” wykorzystywany jest metan z odmetanowania,

Poniżej zamieszczono charakterystykę złóż surowców energetycznych zalegających na obszarze Miasta Rybnika i terenów ościennych,

Złoże węgla kamiennego Chwałowice o kodzie WK 361 i udokumentowanej powierzchni 1 749,35 ha jest eksploatowane przez Polską Grupę Górniczą sp. z o.o. na podstawie koncesji nr 212/93. W złożu występują: węgiel kamienny typ 33, węgiel kamienny typ 34, węgiel kamienny typ 31 i 32 oraz metan z zagospodarowanych złóż węgla. Parametry jakościowe typów i podtypów kopaliny głównej zebrano w poniższych tabelach.





**Tabela 11-1. Parametry węgla kamiennego typ 31+32 w złożu Chwałowice**

Lp.	Nazwa parametru	Min	Maks	Jednostka miary
1	gęstość przestrzenna	1,230	1,940	g/cm <sup>3</sup>
2	wartość opałowa	14 188	31 863	kJ/kg
3	zawartość popiołu	1,130	50,850	%
4	zawartość siarki całkowitej	0,150	3,970	%

Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy

**Tabela 11-2. Parametry węgla kamiennego typ 33 w złożu Chwałowice**

Lp.	Nazwa parametru	Min	Maks	Średnia	Jednostka miary
1	gęstość przestrzenna	1,280	1,750	1,430	g/cm <sup>3</sup>
2	wartość opałowa	16 999	32 855	27 699	kJ/kg
3	zawartość popiołu	3,120	43,500	14,650	%
4	zawartość siarki całkowitej	0,180	1,060	0,560	%

Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy

**Tabela 11-3. Parametry węgla kamiennego typ 34 w złożu Chwałowice**

Lp.	Nazwa parametru	Min	Maks	Jednostka miary
1	gęstość przestrzenna	1.270	1.560	g/cm <sup>3</sup>
2	wartość opałowa	24 258	32 588	kJ/kg
3	zawartość popiołu	3.040	24.310	%
4	zawartość siarki całkowitej	0.210	1.050	%

Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy

Metan pokładów węgla posiada średnią kaloryczność 14,72 MJ/m<sup>3</sup> dla całego złoża.

Zatwierdzone zasoby geologiczne węgla kamiennych wg stanu na dzień 31.12.2014 r., zgodnie z decyzją nr DGK-VIII.4741.3.2015.AJ, wynoszą 1 374 655 tys. t, w tym zasoby bilansowe 643 753 tys. t. Zatwierdzone zasoby przemysłowe węgla kamiennych wg stanu na dzień 31.12.2014 r., wynoszą 211 976 tys. t. Natomiast zatwierdzone zasoby geologiczne metanu pokładów węgla wg stanu na dzień 31.12.2014 r., zgodnie z decyzją nr DGK-VIII.4741.3.2015.AJ, wynoszą 319,44 mln m<sup>3</sup>, w tym zasoby przemysłowe 10,06 mln m<sup>3</sup>.

Złoże węgla kamiennego Rydułtowy o kodzie WK 378 i udokumentowanej powierzchni 4 866 ha jest eksploatowane przez Polską Grupę Górniczą sp. z o.o., na podstawie koncesji nr 216/93. W złożu występują: węgiel kamienny typ 33, węgiel kamienny typ 34, węgiel kamienny typ 31 i 32 oraz węgiel sapropelowy i metan z zagospodarowanych złóż węgla. Parametry jakościowe typów i podtypów kopaliny głównej zebrano w poniższych tabelach.

**Tabela 11-4. Parametry węgla kamiennego typ 31+32 w złożu Rydułtowy**

Lp.	Nazwa parametru	Min	Maks	Jednostka miary
1	gęstość przestrzenna	1,300	1,660	g/cm <sup>3</sup>
2	wartość opałowa	19 734	31 112	kJ/kg
3	zawartość popiołu	6,000	36,000	%
4	zawartość siarki całkowitej	0,200	2,900	%

Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy



**Tabela 11-5. Parametry węgla kamiennego typ 33 w złożu Rydułtowy**

Lp.	Nazwa parametru	Min	Maks	Średnia	Jednostka miary
1	gęstość przestrzenna	1,350	1,590	1,390	g/cm <sup>3</sup>
2	wartość opałowa	27 294	31 112	28 845	kJ/kg
3	zawartość popiołu	7,000	24,000	11,000	%
4	zawartość siarki całkowitej	0,400	2,300	1,100	%

Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy

**Tabela 11-6. Parametry węgla kamiennego typ 34 w złożu Rydułtowy**

Lp.	Nazwa parametru	Min	Maks	Średnia	Jednostka miary
1	gęstość przestrzenna	1,280	1,660		g/cm <sup>3</sup>
2	wartość opałowa	23 764	33 202		kJ/kg
3	zawartość popiołu	3,000	36,000		%
4	zawartość siarki całkowitej	0,100	2,300		%

Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy

Zatwierdzone zasoby geologiczne węgla kamiennych wg stanu na dzień 31.12.2014 r. wynoszą 614 477 tys. t, zgodnie z decyzją nr DGK-VIII.4741.10.2016.AJ, w tym zasoby bilansowe 186 843 tys. t.

Metan z zagospodarowanego złoża ma średnią kaloryczność 14 720 MJ/m<sup>3</sup>, przy średniej zawartości metanu 41%. Maksymalna zawartość metanu w gazie z odmetanowania wynosi 60%. Zatwierdzone zasoby geologiczne wg stanu na dzień 31.12.2014 r., zgodnie z decyzją nr DGK-VIII.4741.10.2016.AJ wynoszą 304,21 mln m<sup>3</sup>, zaś zatwierdzone zasoby przemysłowe wg stanu na dzień 28.05.2013 r. wynoszą 71,76 mln m<sup>3</sup>.

Złoże węgla kamiennego Jankowice o kodzie WK 360 i udokumentowanej powierzchni 2 419,36 ha jest eksploatowane przez Polską Grupę Górniczą sp. z o.o. na podstawie koncesji nr 215/93. W złożu występują: węgiel kamienny typ 33, węgiel kamienny typ 34, węgiel kamienny typ 31 i 32 i węgiel kamienny typ 35 oraz metan z zagospodarowanych złóż węgla. Parametry jakościowe typów i podtypów kopaliny głównej zebrano w poniższych tabelach.

**Tabela 11-7. Parametry węgla kamiennego typ 31+32 w złożu Jankowice**

Lp.	Nazwa parametru	Min	Maks	Średnia	Jednostka miary
1	wartość opałowa	24 056	30 453		kJ/kg
2	zawartość popiołu	5,000	20,000		%
3	zawartość popiołu	1,000	34,000		%
4	zawartość siarki całkowitej	1,000	9,000		%
5	zawartość siarki całkowitej	1,000	31,000		%
6	zawartość siarki palnej			0,590	%

Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy

**Tabela 11-8. Parametry węgla kamiennego typ 33 w złożu Jankowice**

Lp.	Nazwa parametru	Min	Maks	Średnia	Jednostka miary
1	wartość opałowa	25 422	30 394	28 266	kJ/kg
2	zawartość popiołu	6,000	17,000	9,000	%
3	zawartość popiołu	4,000	33,000	12,000	%
4	zawartość siarki całkowitej	2,000	13,000	5,000	%
5	zawartość siarki całkowitej	2,000	9,000	6,000	%

Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy



**Tabela 11-9. Parametry węgla kamiennego typ 34 w złożu Jankowice**

Lp.	Nazwa parametru	Min	Maks	Średnia	Jednostka miary
1	wartość opałowa	24 056	30 453		kJ/kg
2	zawartość popiołu	3,000	26,000		%
3	zawartość popiołu	5,000	20,000		%
4	zawartość siarki całkowitej	1,000	14,000		%
5	zawartość siarki całkowitej	1,000	8,000		%

Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy

**Tabela 11-10. Parametry jakościowe metanu pokładów węgla w złożu Jankowice**

Lp.	Nazwa parametru	Min	Maks	Średnia	Jednostka miary
1	porowatość	0,000	25,000		%
2	stopień mineralizacji wody złożowej	0,200	130,000		g/l
3	wartość opałowa	0,000	0,000	33 568	kJ/m <sup>3</sup>
4	wydajność absolutna V <sub>abs</sub>	3,000	10,000		Nm <sup>3</sup> /min,
5	wykładnik gazowy	1,200	10,000		Nm <sup>3</sup> /t
6	zawartość C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,100	4,000		%
7	zawartość CH <sub>4</sub>	80,000	96,000		%
8	zawartość dwutlenku węgla	1,000	4,000		%
9	zawartość helu	0,100			%
10	zawartość N <sub>2</sub>	2,000	20,000		%

Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy

Zatwierdzone zasoby geologiczne węgla kamiennych wg stanu na dzień 31.12.2012 r. zgodnie z decyzją nr DGK-VIII-4741-8181/29/23177/14/MW, wynoszą 787 047 tys. t, w tym zasoby bilansowe 787 047 tys. t. Zatwierdzone zasoby przemysłowe węgla kamiennych wg stanu na dzień 31.12.2012 r., wynoszą 87 783 tys. t. Natomiast zatwierdzone zasoby geologiczne metanu pokładów węgla wg stanu na dzień 31.12.2012 r. zgodnie z decyzją nr DGK-VIII-4741-8181/29/23177/14/MW, wynoszą 596,34 mln m<sup>3</sup>, w tym zasoby przemysłowe 63,66 mln m<sup>3</sup>.

Złoże węgla kamiennego Dębieńsko 1 o kodzie WK 11191 i udokumentowanej powierzchni 4 547 ha jest eksploatowane przez operatora NWR KARBONIA S.A. na podstawie koncesji nr 8/2008. W złożu występują: węgiel kamienny typ 33, węgiel kamienny typ 34, węgiel kamienny typ 31 i 32, węgiel kamienny typ 41, węgiel kamienny typ 37, węgiel kamienny typ 35 i węgiel kamienny typ 36, jak również metan spoza zagospodarowanych złóż węgla oraz metan z zagospodarowanych złóż węgla. Parametry jakościowe kopaliny głównej zebrano w poniższej tabeli.

**Tabela 11-11. Parametry jakościowe węgla kamiennych w złożu Dębieńsko 1**

Lp.	Nazwa parametru	Min	Maks	Średnia	Jednostka miary
1	wartość opałowa	18 361	34 054	28 401	kJ/kg
2	zawartość popiołu	3,420	40,730	15,380	%
3	zawartość siarki całkowitej	0,250	2,220	0,850	%

Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy

Zatwierdzone zasoby geologiczne węgla kamiennych, zgodnie z decyzją nr DGiKGzk-4741-31/7891/3914/09/AW, wg stanu na dzień 31.12.2008 r., wynoszą 1 132 674 tys. t,



w tym 813 288 tys. t to zasoby bilansowe. Zasoby przemysłowe złoża wynoszą 171 582 tys. t. Zatwierdzone zasoby geologiczne metanu z zagospodarowanych złóż węgla, zgodnie z decyzją nr DGiKGkzk-4741-31/7891/3914/09/AW, wg stanu na dzień 31.12.2008 r., wynoszą 5 794 mln m<sup>3</sup>, w tym 604 mln m<sup>3</sup> to zasoby przemysłowe.

Szczegółowo rozpoznane zostało złożo węgla kamiennego Chwałowice 1, o kodzie WK 17956 i udokumentowanej powierzchni 2 690,94 ha. W złożu występują: węgiel kamienny typ 33, węgiel kamienny typ 34 i węgiel kamienny typ 31+32 oraz metan z zagospodarowanych złóż węgla.

**Tabela 11-12. Parametry węgla kamiennych energetycznych typ 31+32 w złożu Chwałowice 1**

Lp.	Nazwa parametru	Min	Maks	Średnia	Jednostka miary
1	gęstość przestrzenna	1,260	1,580	1,410	g/cm <sup>3</sup>
2	wartość opałowa	20 684	33 775	26 500	kJ/kg
3	zawartość popiołu	2,000	27,000	12,000	%
4	zawartość siarki całkowitej	0,100	1,800	1,000	%

Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy

**Tabela 11-13. Parametry węgla kamiennego typ 33 w złożu Chwałowice 1**

Lp.	Nazwa parametru	Min	Maks	Średnia	Jednostka miary
1	gęstość przestrzenna	1.320	1.550	1.420	g/cm <sup>3</sup>
2	wartość opałowa	22 922	31 506	28 815	kJ/kg
3	zawartość popiołu	5.000	22.000	11.000	%
4	zawartość siarki całkowitej	0.300	1.000	0.600	%

Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy

**Tabela 11-14. Parametry węgla kamiennego typ 34 w złożu Chwałowice 1**

Lp.	Nazwa parametru	Min	Maks	Średnia	Jednostka miary
1	gęstość przestrzenna	1,270	1,560	1,380	g/cm <sup>3</sup>
2	wartość opałowa	24 858	32 351	29 900	kJ/kg
3	zawartość popiołu	3,000	22,000	10,000	%
4	zawartość siarki całkowitej	0,200	0,800	0,400	%

Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy

Zatwierdzone zasoby geologiczne bilansowe węgla kamiennych w omawianym złożu, wg stanu na dzień 31.12.2014 r. wynoszą 1 230 131 tys. t, zgodnie z decyzją nr DGK-VIII.4741.4.2015.AJ. Zatwierdzone zasoby geologiczne metanu wg stanu na dzień 31.12.2014 r. wynoszą 865,87 mln m<sup>3</sup>, zgodnie z decyzją nr DGK-VIII.4741.4.2015.AJ. Występuje brak zasobów przemysłowych metanu i węgla kamiennych.

Szczegółowo rozpoznane zostało złożo węgla kamiennego Marcel 1, o kodzie WK 17950 i udokumentowanej powierzchni 3 080 ha. W złożu występują: węgiel kamienny typ 33, węgiel kamienny typ 34 i węgiel kamienny typ 31+32 oraz metan z zagospodarowanych złóż węgla.



**Tabela 11-15. Parametry węgla kamiennych energetycznych typ 31+32 w złożu Marcel 1**

Lp.	Nazwa parametru	Min	Maks	Jednostka miary
1	gęstość przestrzenna	1,250	1,490	g/cm <sup>3</sup>
2	wartość opałowa	23 235	32 738	kJ/kg
3	zawartość popiołu	2,000	19,000	%
4	zawartość siarki całkowitej	2,000	17,000	%

Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy

**Tabela 11-16. Parametry węgla kamiennego typ 33 w złożu Marcel 1**

Lp.	Nazwa parametru	Min	Maks	Średnia	Jednostka miary
1	gęstość przestrzenna	1,250	1,460	1.380	g/cm <sup>3</sup>
2	wartość opałowa	24 886	32 738	30 646	kJ/kg
3	zawartość popiołu	2,000	16,000	11,000	%
4	zawartość siarki całkowitej	2,000	14,000	2,700	%

Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy

**Tabela 11-17. Parametry węgla kamiennego typ 34 w złożu Marcel 1**

Lp.	Nazwa parametru	Min	Maks	Jednostka miary
1	gęstość przestrzenna	1,310	1,500	g/cm <sup>3</sup>
2	wartość opałowa	24 242	34 813	kJ/kg
3	zawartość popiołu	2,000	27,000	%
4	zawartość siarki całkowitej	3,000	14,000	%

Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy

Zatwierdzone zasoby geologiczne węgla kamiennych wg stanu na dzień 31.12.2014 r., zgodnie z decyzją nr DGK-VIII.4741.1.2016.MW, wynoszą 266 054 tys. t. Zatwierdzone zasoby geologiczne metanu wg stanu na dzień 31.12.2014 r. zgodnie z decyzją nr DGK-VIII.4741.1.2016.MW wynoszą 209,13 mln m<sup>3</sup>. Brak jest zasobów przemysłowych.

Szczegółowo rozpoznane zostało złożo węgla kamiennego Paruszowiec, o kodzie WK 359 i udokumentowanej powierzchni 2 599,24 ha. W złożu występują: węgiel kamienny typ 34 i węgiel kamienny typ 35 oraz węgiel nieklasyfikowany.

**Tabela 11-18. Parametry węgla kamiennych energetycznych typ 31 i 32 w złożu Paruszowiec**

Lp.	Nazwa parametru	Min	Maks	Jedn.	Uwagi
1	gęstość przestrzenna	1.240	1.530	g/cm <sup>3</sup>	typ 32
2	gęstość przestrzenna	1.260	1.520	g/cm <sup>3</sup>	typ 31
3	wartość opałowa	21 128	30 372	kJ/kg	typ 32
4	wartość opałowa	20 352	28 894	kJ/kg	typ 31
5	zawartość popiołu	4.000	27.000	%	typ 31
6	zawartość popiołu	4.000	26.000	%	typ 32
7	zawartość siarki całkowitej	0.400	3.300	%	typ 31
8	zawartość siarki całkowitej	0.300	4.400	%	typ 32

Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy

**Tabela 11-19. Parametry węgla kamiennego typ 34 w złożu Paruszowiec**

Lp.	Nazwa parametru	Min	Maks	Średnia	Jednostka miary
1	gęstość przestrzenna	1,360	1,360	1.360	g/cm <sup>3</sup>
2	wartość opałowa	28 240	28 240	28 240	kJ/kg
3	zawartość popiołu	11,000	11,000	11,000	%
4	zawartość siarki całkowitej	2,700	2,700	2,700	%

Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy



Zatwierdzone zasoby geologiczne wg stanu na dzień 31.12.2014 r., zgodnie z decyzją nr DGK-VIII.4741.28.2015.MW, wynoszą 486 337 tys. t.

Wstępnie rozpoznane zostało złożo węgla kamiennego Jejkowice, o kodzie WK 9525 i udokumentowanej powierzchni 5 850 ha. W złożu występują: węgiel kamienny typ 33, węgiel kamienny typ 34 i węgiel kamienny typ 31+32.

**Tabela 11-20. Parametry jakościowe węgla kamiennych w złożu Jejkowice**

Lp.	Nazwa parametru	Średnia wielkość	Jednostka miary.
1	gęstość przestrzenna	1,410	g/cm <sup>3</sup>
2	wartość opałowa	27 613	kJ/kg
3	zawartość popiołu	14,300	%
4	zawartość siarki całkowitej	1,200	%
5	zawartość siarki palnej	0,820	%

Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy

Zatwierdzone zasoby geologiczne wg stanu na dzień 31.12.2002 r. zgodnie z decyzją nr DG/kzk/EZD/489-7486/2004, wynoszą 434 025 tys. t, w tym zasoby bilansowe 309 502 tys. t. Brak zasobów przemysłowych.

Wstępnie rozpoznane zostało złożo węgla kamiennego Pilchowice, o kodzie WK 308 i udokumentowanej powierzchni 1 220 ha. W złożu występują: węgiel kamienny typ 33, węgiel kamienny typ 34, węgiel kamienny typ 35 oraz węgiel nieklasyfikowany.

**Tabela 11-21. Parametry jakościowe typów i podtypów kopaliny głównej w złożu Pilchowice**

Lp.	Nazwa parametru	Średnia wielkość	Jednostka miary
1	gęstość przestrzenna	1,400	g/cm <sup>3</sup>
2	wartość opałowa	27 080	kJ/kg
3	zawartość części lotnych	34,670	%
4	zawartość popiołu	17,960	%
5	zawartość siarki całkowitej	0,830	%
6	zawartość siarki palnej	0,610	%
7	zawartość smoły	9,360	%

Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy

Zatwierdzone zasoby geologiczne wg stanu na dzień 1.01.1995 r., zgodnie z decyzją nr DG/kzk/EZD/6778/97/2002, wynoszą 150 900 tys. t.

W obszarze Miasta Rybnika występuje również złożo węgla kamiennego Sumina o kodzie WK 302. W złożu występują: węgiel kamienny typ 33, węgiel kamienny typ 34, węgiel kamienny typ 31 i 32, węgiel nieklasyfikowany, węgiel kamienny typ 35 i węgiel kamienny typ 36. Średnie parametry węgla kamiennych w złożu Sumina zebrano w tabeli poniżej.



**Tabela 11-22. Średnie parametry węgla kamiennych w złożu Sumina**

Lp.	Nazwa parametru	Wielkość średnia	Jednostka miary
1	wartość opałowa	26 007	kJ/kg
2	zawartość części lotnych	29,560	%
3	zawartość popiołu	17,290	%
4	zawartość siarki całkowitej	1,280	%
5	zawartość siarki palnej	0,970	%
6	zawartość smoły	7,350	%

Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy

Zasoby geologiczne złoża wg decyzji nr DG/kzk/EZD/6782/97/2002 wynoszą 300 tys. t, brak jest zasobów przemysłowych.

Wstępnie rozpoznane zostało złożo metanu pokładów węgla Jankowice-Wschód, o kodzie MW 17235 i powierzchni całkowitej 619,5 ha użytkowane przez CETUS - Energetyka Gazowa Sp. z o.o. Parametry jakościowe kopaliny głównej przedstawia tabela poniżej.

**Tabela 11-23. Parametry jakościowe metanu pokładów węgla w złożu Jankowice-Wschód**

Lp.	Nazwa parametru	Min	Maks	Średnia	Jednostka miary
1	głębokość położenia wody podścielającej			705	m
2	wartość opałowa	35,770	38,040	37,100	MJ/m <sup>3</sup>
3	metanonośność pokładów węgla	0,004	7,710	2,435	m <sup>3</sup> /t c.s.w.
4	zawartość dwutlenku węgla	0,320	0,570	0,480	%
5	zawartość helu	0,000	0,000	0,000	%
6	zawartość siarkowodoru	0,000	0,000	0,000	%
7	zawartość węglowodorów ciężkich C3+	0,110	0,140	0,130	%
8	zawartość C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,010	0,020	0,020	% obj.

Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy

Zatwierdzone zasoby geologiczne wg stanu na dzień 31.12.2013 r., zgodnie z decyzją nr DGK-VIII-4741-8194/15/30402/14/MW wynoszą 28,73 mln m<sup>3</sup>, z czego 17,74 mln m<sup>3</sup> stanowią zasoby bilansowe.

Na obszarze Rybnika występuje ponadto złożo Żory 1, o kodzie MW 13864. Użytkownikiem złoża na podstawie koncesji nr 12/2011 jest GAZKOP-1 Sp. z o.o. Zatwierdzone bilansowe zasoby geologiczne złoża wg decyzji/zawiadomienia nr DGiKGkzk-474-50/7910/1099/10/EZD, wynoszą 134,71 mln m<sup>3</sup>, w tym zasoby przemysłowe: 87,97 mln m<sup>3</sup>, zaś zasoby nieprzemysłowe: 31,58 mln m<sup>3</sup>.

**Tabela 11-24. Parametry jakościowe metanu pokładów węgla w złożu Żory 1**

Lp.	Nazwa parametru	Min	Maks	Średnia	Jednostka miary
1	kaloryczność	32,000	34,000	33,000	MJ/m <sup>3</sup>
2	zawartość CH <sub>4</sub>	27,320	69,800	54,100	%
3	zawartość dwutlenku węgla	0,050	3,320	0,810	%
4	zawartość helu	0,000	0,005	0,001	%
5	zawartość węglowodorów ciężkich C3+	0,000	0,660	0,054	%
6	zawartość C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,000	2,770	0,310	% obj.
7	zawartość N <sub>2</sub>	27,620	70,050	44,550	% obj.

Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy

Z niektórych złóż na obszarze Miasta Rybnika zaprzestano wydobycia. Złoża te wyszczególniono w poniższej tabeli.

**Tabela 11-25. Złoża węgla kamiennych na obszarze Miasta Rybnika, z których zaprzestano wydobycia**

Lp.	Nazwa złoża	Kod	Powierzchnia	Typ węgla	Data zaprzestania eksploatacji
			ha		
1	Rymer	WK 362	2 300	33, 34, 31+32, nieklasyfikowany	1998-07-31
2	Żory	WK 316	1 266	33, 34, 31+32, 35, 37 nieklasyfikowany	1996-10-31

*Źródło: Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy*

Jak z powyższego wynika, węgiel kamienny stanowi jedno z najpoważniejszych polskich bogactw energetycznych, którego zasoby w skoncentrowanej postaci występują na obszarze Rybnika i terenów ościennych. Zasoby te są powszechnie wykorzystywane zarówno na obszarze objętym niniejszymi założeniami do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, jak również stanowią podstawę bezpieczeństwa energetycznego kraju, umożliwiając na wielu jego obszarach pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło. Należy podkreślić, że ze względu na własności technologiczne tego paliwa stałego, w chwili obecnej nie jest możliwe, a wyrażając się precyzyjnie nie jest ekonomicznie uzasadnione, zaspokojenie całego krajowego zapotrzebowania na energię z wymienionego paliwa. Dlatego też zaspokojenie wielu potrzeb energetycznych, np. w zakresie energii do napędu pojazdów trakcyjnych najczęściej następuje z wykorzystaniem innych paliw, bardziej odpowiednich technologicznie. Również w dziedzinie ogrzewania gospodarstw domowych wzrasta stopień dywersyfikacji stosowanych paliw, zwłaszcza z zastosowaniem gazu ziemnego. Trzeba zaznaczyć, że ze względu na stosunkowo wysoką zawartość popiołu i siarki, oraz związaną z tym nierozłącznie emisję zanieczyszczeń pyłowych i gazowych, ekologiczne spalanie węgla jest możliwe przede wszystkim w instalacjach przemysłowych, wyposażonych w instalacje odpylania, odsiarczania, odzotowania spalin, a w przyszłości sekwestracji wytwarzanego dwutlenku węgla. Takie duże instalacje przemysłowego spalania paliw stałych, wyposażone w urządzenia gwarantujące dotrzymanie obowiązujących standardów emisyjnych wyznaczonych w warunkach stosownych wydanych dla nich pozwoleń, są obecnie eksploatowane na obszarze miasta. Tym niemniej należy pamiętać, że w raporcie WHO z 2014 r., w którym sklasyfikowano 1 524 miasta z całego świata, Rybnik zajął niechlubne piąte miejsce w Europie pod względem zanieczyszczenia powietrza pyłem. Najbardziej dramatyczną sytuację pod względem zanieczyszczenia powietrza PM10 odnotowano w grudniu 2012 r., zaś rekordowy pomiar, dokonany 8 grudnia 2012 r. o godzinie 10:00 wykazał stężenie pyłu 1 398  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ . W 2014 r. przez 115 dni były przekroczone dopuszczalne stężenie dobowe pyłu PM10. Według prawa normy te mogą być przekraczane jedynie przez 35 dni w roku. Warto zwrócić uwagę, że dopuszczalny dobowy poziom stężeń pyłu PM10 wynosi 50  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ . Szczególnie szkodliwym składnikiem powietrza w okresie grzewczym jest rakotwórczy i mutageny benzo( $\alpha$ )piren, którego stężenia w Rybniku należą do najwyższych w Polsce i Europie – 15-krotnie przekraczając dozwoloną roczną normę.

Zważywszy, że przyczynę opisanego stanu rzeczy stanowi w znacznej mierze spalanie węgla w nieefektywnych energetycznie i ekologicznie paleniskach domowych, a zwłaszcza spalanie tanich paliw z węgla niskiej jakości, a nawet odpadów węglowych, takich jak np. muł, bądź wreszcie innych odpadów, nie należy zalecać propagowania stosowania



lokalnie wydobywanych paliw stałych w paleniskach indywidualnych na terenie miasta Rybnika. Warunkiem minimum zastosowania węgla do ogrzewania gospodarstw domowych winno być spalanie wysokiej jakości węgla w nowoczesnych kotłach gwarantujących efektywne spalanie paliwa, co w konsekwencji przekłada się na mniejsze jego zużycie oraz redukcję emisji zanieczyszczeń gazowych i pyłowych do powietrza, skutkując zmniejszeniem uciążliwości dla środowiska.

Uwzględniając infrastrukturę sieci gazowych oraz stosunkowo niewielkie możliwości transportu metanu z pokładów węgla, można skonstatować, że zasadniczym miejscem wykorzystania tak pozyskiwanego metanu będzie obszar kopalń i ich najbliższej okolicy. Biorąc pod uwagę charakter zapotrzebowania energetycznego kopalń, uzyskany metan może być wykorzystany przede wszystkim do wytwarzania ciepła na potrzeby grzewcze i technologiczne przez spalanie w kotłach czy instalacjach technologicznych (np. suszarniach), w ewentualnym skojarzeniu z wytwarzaniem energii elektrycznej, oraz ewentualnie chłodu technologicznego, a także do wytwarzania energii elektrycznej w układach gazowo-parowych. Często uzyskiwany gaz bywa wykorzystywany w istniejących ciepłowniach czy elektrociepłowniach kopalnianych, dotychczas opalanych węglem kamiennym, co wymaga odpowiedniego dostosowania urządzeń kotłowych. Instalacje zasilane gazem kopalnianym, cieszą się ostatnio coraz większą popularnością. W ostatnich latach coraz częściej w obszarze utylizacji gazów specjalnych znajdują zastosowanie również turbiny gazowe, mikroturbiny gazowe oraz ogniwa paliwowe. Spotykane są również projekty, w których stosowane są bardziej złożone układy energetyczne z kotłami gazowymi i turbinami parowymi czy nawet układy kombinowane gazowo-parowe.

## **11.2 Możliwości wykorzystania nadwyżek energii cieplnej ze źródeł przemysłowych**

Analiza lokalnych źródeł przemysłowych w gminie wskazuje na to, że dysponują one w większości przypadków rezerwami mocy cieplnej. Rezerwy te z reguły wiążą się z zagadnieniami niezawodności dostawy ciepła (istnienie dodatkowych jednostek kotłowych na wypadek awarii). Zatem z czysto bilansowego punktu widzenia istniałyby możliwości wykorzystania nadwyżek mocy cieplnej.

Realizowanie działalności związanej z wytwarzaniem lub przesyłaniem i dystrybucją ciepła wymaga uzyskania koncesji (w przypadku gdy moc zamówiona przez odbiorców przekracza 5 MW). Uzyskanie koncesji pociąga za sobą szereg konsekwencji wynikających z ustawy Prawo energetyczne (konieczność ponoszenia opłat koncesyjnych na rzecz URE, sprawozdawczość, opracowywanie taryf dla ciepła zgodnych z wymogami ustawy i wynikającego z niej rozporządzenia). Ponadto, należy wówczas zapewnić odbiorcom warunki zasilania zgodne z rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 15 stycznia 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemów ciepłowniczych (Dz. U. Nr 16, poz. 92), w tym także zapewnić odpowiednią pewność zasilania.

W sytuacjach awaryjnych podmiot przemysłowy jest zainteresowany zapewnieniem dostawy ciepła na własne potrzeby, gdyż koszty utracone w wyniku strat na głównej działalności operacyjnej przedsiębiorstwa przemysłowego, z reguły będą niewspółmierne do korzyści ze sprzedaży ciepła. W tej sytuacji, zakłady przemysłowe często nie są zaintereso-



wane rozpoczynaniem działalności w zakresie zaopatrzenia w ciepło odbiorców zewnętrznych.

### 11.3 Możliwości wykorzystania zasobów energii odpadowej

Generalnie można wskazać następujące główne źródła odpadowej energii cieplnej:

- procesy wysokotemperaturowe (na przykład w piecach grzewczych do obróbki plastycznej lub obróbki cieplnej metali, w piekarniach, w części procesów chemicznych), gdzie dostępny poziom temperaturowy jest wyższy od 100°C;
- procesy średniotemperaturowe, gdzie jest dostępne ciepło odpadowe na poziomie temperaturowym rzędu 50÷100°C (na przykład procesy destylacji i rektyfikacji, przemysł spożywczy i inne);
- zużyte powietrze wentylacyjne o temperaturze zbliżonej do 20°C;
- ciepłe wody odpadowe i ścieki o temperaturze w przedziale 20÷50°C.

Procesy wysoko- i średniotemperaturowe pozwalają bez problemu wykorzystywać ciepło odpadowe na potrzeby ogrzewania pomieszczeń i przygotowania ciepłej wody. Przy tym odbiór ciepła na cele ogrzewania następuje tylko w sezonie grzewczym i to w sposób zmieniający się w zależności od temperatur zewnętrznych. Stąd w części okresu rocznego energia nie będzie wykorzystywana, a dla części roku należy przewidzieć uzupełniające źródło ciepła. Decyzja o sposobie wykorzystania ciepła odpadowego powinna być przedmiotem każdorazowej analizy dla określenia opłacalności takiego działania.

Z operacyjnego punktu widzenia optymalnym rozwiązaniem jest wykorzystanie ciepła odpadowego bezpośrednio w samym procesie produkcyjnym (np. do podgrzewania materiałów wsadowych do procesu), gdyż występuje wówczas duża zgodność między podażą ciepła odpadowego, a jego zapotrzebowaniem do procesu, a ponadto istnieje zgodność dostępnego i wymaganego poziomu temperatury.

Problemem jest oczywiście możliwość technologicznej realizacji takiego procesu. Decyzje związane z takim sposobem wykorzystania ciepła w całości spoczywają na podmiocie prowadzącym związaną z tym działalność. Wbrew pozorom wykorzystanie ciepła odpadowego, oddawanego do dolnego źródła ma w pewnych sytuacjach zastosowanie powszechne. Jest to np. najczęstszy sposób ogrzewania wnętrza większości pojazdów trakcyjnych napędzanych silnikami cieplnymi o spalaniu wewnętrznym. Szczególne nadzieje w zakresie wykorzystania ciepła odpadowego wiązane są obecnie z coraz popularniejszymi instalacjami wykorzystującymi tzw. organiczny obieg Rankine'a (ORC – ang.: *Organic Rankine Cycle*). W obiegu tym wykorzystuje się organiczne płyny o dużej masie cząsteczkowej, których krzywa nasycenia przebiega w znacznie niższych temperaturach niż w przypadku krzywej nasycenia wody. Pozwala to na wykorzystanie zasady klasycznego obiegu Rankine'a w przypadku odzyskiwania ciepła odpadowego z procesów przemysłowych, wykorzystywania ciepła geotermalnego i słonecznego. Prototyp takiej instalacji został przedstawiony w 1961 r. przez izraelskich inżynierów zajmujących się energią słoneczną: Harry'ego Zvi Tabora i Luciena Bronickiego. Urządzenia ORC znalazły obecnie zastosowanie przede wszystkim w dziedzinie spalania biomasy, szeroko obecnie stosowanej na świecie do produkcji energii elektrycznej w małych i średnich elektrowniach. Pro-

blemem stały się wysokie jednostkowe koszty inwestycyjne kotłów parowych. Koszty te mogą być wielokrotnie obniżone w przypadku urządzeń ORC pracujących pod wielokrotnie niższym ciśnieniem. Ze względu na umożliwienie dotrzymania wymaganych parametrów ekonomicznych w przypadku małych instalacji, zasada ORC pozwala na wykorzystanie lokalnie dostępnych w wielu miejscach, relatywnie małych dla zastosowań energetycznych, ilości paliwa. Z technicznego punktu widzenia instalacje ORC idealnie nadają się do zastosowań w przypadku ciepła odpadowego i geotermalnego o zakresie dostępnych temperatur od 50 do 350°C, jednakże należy pamiętać, że w przypadku źródeł niskotemperaturowych (poniżej 100°C, sprawność obiegu staje się bardzo niska i wykazuje silną zależność od temperatury górnego źródła obiegu. Ponieważ w niskich temperaturach maleje sprawność wymiany ciepła, kluczowego znaczenia nabiera właściwy dobór czynnika obiegowego. Stopień utrudnienia wymiany ciepła zależy w silnym stopniu tak od charakterystyki termodynamicznej czynnika, jak i od termodynamicznych parametrów pracy układu. W celu odzyskania ciepła odpadowego czynnik roboczy powinien mieć znacznie niższą temperaturę wrzenia niż woda. Częste zastosowanie znajdują czynniki chłodnicze i węglowodory. Na optymalną charakterystykę czynnika roboczego składają się:

- krzywa nasycenia o przebiegu możliwie zbliżonym do izentropy – ponieważ stosowanie technologii ORC ogniskuje się z natury na odzyskaniu ciepła niskoparametrowego, wysokie temperatury przegrzewu, jak w klasycznym obiegu Rankine'a, nie znajdują zastosowania; jednakże uzyskanie czynnika przegrzanego na wylocie parownika będzie zawsze preferowane, z uwagi na nie-korzystne zjawiska erozji, związane z wykorzystaniem pary „mokrej” (tzn. czynnika stanowiącego mieszaninę dwóch faz w końcowym etapie rozprężania);
- niski punkt zamarzania i wysoka stabilność temperaturowa – w odróżnieniu od wody, związki organiczne często ulegają termicznemu rozkładowi w wysokich temperaturach i dlatego stabilność czynnika w wysokich temperaturach ogranicza maksymalną temperaturę górnego źródła ciepła obiegu; punkt zamarzania winien leżeć poniżej temperatury dolnego źródła ciepła;
- wysoka gęstość i ciepło parowania – możliwość odebrania przez jednostkę masy czynnika jak największej ilości ciepła ze źródła górnego zmniejsza wymagane masowe natężenie przepływu, a co za tym idzie wielkość instalacji i zużycie energii w procesie pompowania;
- niski wpływ na środowisko naturalne – głównymi parametrami, które należy wziąć pod uwagę są: potencjał niszczenia warstwy ozonowej (ODP - ang.: *Ozone Depletion Potential* – wskaźnik utworzony w celu ilościowej oceny wpływu poszczególnych substancji na warstwę ozonową, został odniesiony do czynnika R11 uznanego za wartość jednostkową) i potencjał tworzenia efektu cieplarnianego (GWP – ang.: *Global Warming Potential* – wskaźnik wprowadzony w celu ilościowej oceny wpływu poszczególnych substancji na efekt cieplarniany, odniesiony do dwutlenku węgla w przyjętym horyzoncie czasowym, zazwyczaj 100 lat);
- bezpieczeństwo – czynnik winien nie powodować korozji oraz być niepalny i nietoksyczny; klasyfikacja bezpieczeństwa czynników chłodniczych ASHRAE może być wykorzystana w celu oceny stopnia niebezpieczeństwa czynnika;



→ łatwa dostępność i niski koszt.

Jak z powyższego wynika istnieją obecnie efektywne metody odzysku ciepła niskoparametrowego. Zmieniająca się sytuacja środowiskowa i wdrażana polityka przeciwdziałania zmianom klimatycznym będzie powodować systematyczny wzrost efektywności, w tym również ekonomicznej, instalacji do odzysku ciepła z instalacji przemysłowych.

Jak wspomniano w rozdziale poświęconym energii geotermalnej, w technice grzewczej wykorzystywane są ciepłne maszyny robocze znane jako pompy ciepła, będące urządzeniami wymuszającym przepływ ciepła z obszaru o niższej temperaturze (otoczenie) do obszaru o temperaturze wyższej. Proces ten przebiega wbrew naturalnemu kierunkowi przepływu ciepła i zachodzi dzięki dostarczonej z zewnątrz energii mechanicznej (w pompach ciepła sprężarkowych) lub energii cieplnej (w pompach absorpcyjnych i adsorpcyjnych). Pompa ciepła zastosowana do ogrzewania pomieszczeń "wypompowuje" ciepło z otoczenia o niskiej temperaturze (z gruntu lub powietrza na zewnątrz budynku) i po podniesieniu temperatury czynnika roboczego oddaje ciepło do ogrzewanego pomieszczenia. Pompy ciepła umożliwiają zatem wykorzystanie ciepła niskotemperaturowego trudnego do innego praktycznego wykorzystania.

Oprócz wykorzystania pomp ciepła bardzo atrakcyjną opcją jest wykorzystanie energii odpadowej ze zużytego powietrza wentylacyjnego. Wynika to z kilku przyczyn:

- dla nowoczesnych obiektów budowlanych straty ciepła przez przegrody uległy znacznemu zmniejszeniu, natomiast potrzeby wentylacyjne pozostają niezmienione, a co za tym idzie, udział strat ciepła na wentylację w ogólnych potrzebach cieplnych jest dużo bardziej znaczący (dla tradycyjnego budownictwa mieszkaniowego straty wentylacji stanowią około 20 do 25% potrzeb cieplnych, dla budynków o wysokiej izolacyjności przegród budowlanych nawet ponad 50%, a dla obiektów wielkokubaturowych wskaźnik ten jest jeszcze większy);
- odzysk ciepła z wywiewanego powietrza wentylacyjnego na cele przygotowania powietrza dołotowego jest wykorzystaniem wewnątrzprocesowym, z jego wszystkimi zaletami;
- w obiektach wyposażonych w instalacje klimatyzacyjne układ taki pozwala na odzyskiwanie chłodu w okresie letnim, zmniejszając zapotrzebowanie energii do napędu klimatyzatorów.

W związku z tym należy zalecić stosowanie układów rekuperacji ciepła w układach wentylacji wszystkich obiektów wielkokubaturowych, zwłaszcza wyposażonych w instalacje klimatyzacyjne. Ponadto należy podjąć promocję tego rozwiązania w mniejszych obiektach, w tym także mieszkaniowych. Na rynku dostępne są już rozwiązania dla budownictwa jednorodzinne.

Ciepło odpadowe na poziomie temperatury 20÷30°C często powstaje nie tylko w zakładach przemysłowych ale i w gospodarstwach domowych (np. zużyta ciepła woda), mogąc stanowić źródło ciepła dla odpowiednio dobranej pompy ciepła. Ponadto znakomitym źródłem ciepła do ogrzewania mieszkań jest ciepło wytwarzane przez eksploatowane urządzenia techniczne, jak pralki, lodówki, telewizory, sprzęt komputerowy i inne urządzenia powszechnie obecnie stosowane w gospodarstwie domowym. Znaczącym źródłem

ciepła są wreszcie ludzie przebywający w danym pomieszczeniu, co legło u podstaw idei tzw. domu pasywnego, tj. standardu wznoszenia obiektów budowlanych, które wyróżniają bardzo dobre parametry izolacyjne przegród zewnętrznych oraz zastosowanie szeregu rozwiązań mających na celu zminimalizowanie zużycia energii w trakcie eksploatacji. Praktyka pokazuje, że zapotrzebowanie na energię w takich obiektach jest ośmiokrotnie mniejsze niż w tradycyjnych budynkach wznoszonych według obowiązujących norm.

Dom pasywny to nowa idea w podejściu do oszczędzania energii we współczesnym budownictwie. Jej innowacyjność przejawia się w tym, że skupia się ona przede wszystkim na poprawie parametrów elementów i systemów istniejących w każdym budynku, zamiast wprowadzania dodatkowych rozwiązań. W domach pasywnych redukcja zapotrzebowania na ciepło jest tak duża, że nie stosuje się w nich tradycyjnego systemu grzewczego, a jedynie dogrzewanie powietrza wentylacyjnego. Niezbędne staje się stosowanie rekuperacyjnych systemów wymiany ciepła w układach wentylacji i klimatyzacji. Do zbilansowania zapotrzebowania na ciepło wykorzystuje się również promieniowanie słoneczne oraz wyżej wspomniane ciepło pochodzące od wewnętrznych źródeł, takich jak urządzenia elektryczne i mieszkańcy. Dom pasywny wyróżnia bardzo niskie zapotrzebowanie na energię do ogrzewania – poniżej 15 kWh/(m<sup>2</sup>•rok). Istotą budownictwa pasywnego jest maksymalizacja zysków energetycznych i ograniczenie strat ciepła. Aby to osiągnąć wszystkie przegrody zewnętrzne posiadają niski współczynnik przenikania ciepła. Ponadto zewnętrzna powłoka budynku jest nieprzepuszczalna dla powietrza. Podobnie stolarka okienna wykazuje mniejsze straty ciepłne niż rozwiązania stosowane standardowo. Z kolei system nawiewno-wywiewnej wentylacji zmniejsza o 75÷90% straty ciepła związane z wentylacją budynku. Rozwiązaniem często stosowanym w domach pasywnych jest gruntowy wymiennik ciepła. Jest to urządzenie służące do wspomagania wentylacji budynków zwiększające ich komfort cieplny poprzez ujednoczenie temperatury dostarczanego do budynku powietrza. Gruntowy wymiennik ciepła opiera się na efekcie stałości temperatury pod powierzchnią ziemi, która to stała temperatura jest przezeń używana bądź to dla ogrzewania, bądź to chłodzenia budynków. Najczęściej jest to system połączony z wentylacją mechaniczną budynku i rekuperatorem, ewentualnie z wentylacją grawitacyjną wspomaganą kominem słonecznym (urządzenie wspomagające naturalną wentylację budynku, przez wykorzystanie konwekcji ogrzanego powietrza). Istotnym przy wykonywaniu gruntowego wymiennika ciepła jest umieszczenie go minimum 20 centymetrów poniżej głębokości przemarzania gruntu. Wkopanie go na taką głębokość znacznie poprawia jego wydajność energetyczną. Dla podniesienia sprawności wymiennika umieszcza się nad nim około 30 cm powyżej warstwę izolacji termicznej, ewentualnie konstruuje złożę ze żwiru, bądź kruszywa łamanego o dużej granulacji, które zwiększy znacznie powierzchnię wymiany termicznej przepływającego powietrza. Gruntowy wymiennik ciepła służy do wstępnego ogrzania, bądź też wstępnego schłodzenia powietrza. W okresie zimowym świeże powietrze po przefiltrowaniu przechodzi przez to urządzenie, gdzie jest wstępnie ogrzewane. Następnie powietrze dostaje się do rekuperatora, w którym zostaje podgrzane ciepłem pochodzącym z powietrza wywiewanego z budynku. Charakterystyczny dla standardu budownictwa pasywnego jest fakt, że w przeważającej części zapotrzebowanie na ciepło zostaje zaspokojone dzięki zyskom cieplnym z promieniowania słonecznego oraz ciepłu oddawanemu przez urządzenia i przebywających w budynku ludzi. Jedynie w okresach



szczególnie niskich temperatur stosuje się dogrzewanie powietrza nawiewanego do pomieszczeń.

Przewiduje się, że opisywany system budownictwa stanie się w nieodległej przyszłości standardem w dziedzinie zapewnienia ogrzewania nowo budowanych pomieszczeń. Co prawda ocenia się, że budowa domu pasywnego powoduje około trzydziestoprocentowy przyrost nakładów na budowę, jednakże generuje znaczące zmniejszenie kosztów ogrzewania na przestrzeni kilkudziesięcioletniej eksploatacji domu. Niezwykle istotne jest również zmniejszenie szkód w środowisku, osiągnięte dzięki spektakularnemu zaoszczędzeniu zużywanych do celów grzewczych paliw kopalnych. Efekt ten można jeszcze powiększyć stosując wysokosprawne pompy ciepła do zapewnienia klimatyzacji i zbilansowania deficytów ciepła. Ponieważ ciepło emitowane przez użytkowane urządzenia elektryczne oraz ciepło wytwarzane przez osoby zamieszkujące budynek dostępne są niezależnie od warunków geograficznych, możliwość zastosowania nowoczesnych rozwiązań energetycznych w zakresie budownictwa może być z powodzeniem stosowana również na obszarze Rybnika.

Coraz wyższy poziom świadomości energetycznej i ekologicznej, w połączeniu ze stale wzrastającymi możliwościami technicznymi stwarza realne szanse użytecznego zagospodarowania znacznych ilości energii, wytwarzanej w trakcie różnorodnej aktywności człowieka i dotychczas przeważnie bezproduktywnie marnowanej. Wdrażana polityka przeciwdziałania zmianom klimatycznym, w połączeniu z rosnącymi cenami paliw kopalnych oraz mechanizmami ekonomicznego wspierania aktywności w zakresie efektywności energetycznej (np. tzw. białe certyfikaty) sprawia, że zastosowanie rozwiązań wykorzystujących tę energię będzie coraz bardziej atrakcyjne pod względem ekonomicznym. Czyni to realnym sprostanie wyzwaniom, jakie stawia przed ludzkością rosnące zagrożenie zmianami klimatycznymi.

## **11.4 Ocena możliwości wykorzystania innych lokalnych źródeł energii**

Oprócz wspomnianych złóż metanu pokładów węgla, jego odrębnym źródłem są składowiska odpadów komunalnych i pozostałości z biologicznych oczyszczalni ścieków, w których wytwarza się on bądź to samoistnie, jako gaz wysypiskowy, bądź też w specjalnych instalacjach do wytwarzania biogazu w procesach fermentacji beztlenowej. Obiekty takie na obszarze miasta Rybnika zostały wyposażone w instalacje do wytwarzania, względnie wychwytywania metanu.

Pełna frakcja odpadów komunalnych jest niewątpliwie znaczącym potencjalnym źródłem energii dla gminy. Pomimo uwzględnienia aktualnie obowiązujących tendencji i hierarchii w gospodarce odpadami (najpierw zapobieganie, potem odzysk i recykulacja, następnie unieszkodliwianie i na końcu składowanie) i tak znacząca ilość odpadów pozostaje kierowana do składowania. Składowanie jest najgorszym sposobem unieszkodliwiania odpadów i należy je traktować jako ostateczność, co ma odzwierciedlenie w polskich regulacjach prawnych i podejmowanych działaniach tj.:

- konieczności ograniczenia ilości składowanych odpadów biodegradowalnych,
- wprowadzenie całkowitego zakazu składowania nieprzetworzonych odpadów komunalnych.



Powyższe stanowi istotne zagadnienie w kontekście przeniesienia odpowiedzialności ustawowej za odpady komunalne na gminę.

Alternatywnym do składowania sposobem zagospodarowania odpadów, po wcześniejszym wykorzystaniu wszystkich innych sposobów odzysku, jest ich termiczne przetworzenie. Zastosowanie konkretnych rozwiązań technicznych w zakresie termicznego przekształcania odpadów, wymaga przemyślanego doboru technologii, optymalnej z punktu widzenia składu odpadów kierowanych do przetwarzania. Każdy rodzaj instalacji ma ograniczenia, które nie pozwalają na przerób określonego rodzaju odpadów. Dlatego też, kluczową kwestią jest zaprojektowanie prawidłowego systemu zasilania zakładu przetwórczego, dobór właściwej wielkości zdolności przetwórczych i wydajności cieplnej urządzeń paleniskowych z uwzględnieniem lokalnie dopuszczalnych limitów emisji zanieczyszczeń, a wreszcie zastosowanie właściwych technologii oczyszczania gazów spalinowych.

Niezmiernie ważne jest korzystanie z doświadczeń eksploatacyjnych zebranych z już funkcjonujących instalacji działających w kilkunastu krajach europejskich.

Spalanie nie jest jedyną technologią umożliwiającą odzysk energii chemicznej zawartej w strumieniu odpadów. Wśród innych, konkurencyjnych technologii odzysku energii z odpadów można wymienić:

- przeróbkę mechaniczno-termiczną,
- fermentację beztlenową,
- zgazowanie w łuku plazmowym.

Utylizacja odpadów komunalnych poprzez termiczne ich przetwarzanie w ciepło i energię elektryczną jest niezawodnie opłacalna z ekologicznego punktu widzenia. Natomiast efekty ekonomiczne uzależnione są od relacji cenowych ciepła, energii elektrycznej, dopłat do pozyskiwanych odpadów oraz stabilności mechanizmów wsparcia, tj. sprzedaży świadectw pochodzenia energii z produkcji skojarzonej (czerwonych certyfikatów) oraz świadectw ze spalania odpadów uznanych za biomasę (zielonych certyfikatów).

To ostatnie regulowane jest w sposób szczegółowy w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 18 października 2012 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii (Dz. U. z 2012 r., poz. 1229 z późn.zm.). W rozporządzeniu tym wskazano szczegółowe warunki uznania energii jako pochodzącej z odnawialnych źródeł energii:

**§ 6.1. Do energii wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii zalicza się, niezależnie od mocy tego źródła:**

**1. Energię elektryczną lub ciepło pochodzące w szczególności:**

- a) z elektrowni wodnych oraz elektrowni wiatrowych,
- b) ze źródeł wytwarzających energię z biomasy oraz biogazu,
- c) ze słonecznych ogniw fotowoltaicznych oraz kolektorów do produkcji ciepła,



d) ze źródeł geotermalnych.

2. Część energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów komunalnych, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 44 ust 8 i 9 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. o odpadach (Dz. U. z 2010 r. Nr 185, poz. 1243, z późn.zm.).

Natomiast w rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 8 czerwca 2016 r. w sprawie warunków technicznych kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów (Dz. U. z 2016 r., poz. 847) podano zasady kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów komunalnych, jako energii z OZE.

Zgodnie z § 3 pkt 1 przywołanego rozporządzenia za frakcje odpadów uznane za biodegradowalne uznano ulegającą biodegradacji część odpadów przemysłowych i komunalnych, pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, w tym odpadów z instalacji do przetwarzania odpadów oraz odpadów z uzdatniania wody i oczyszczania ścieków, w szczególności osadów ściekowych. W § 4 powołanego rozporządzenia określono, że do energii wytworzonej z odnawialnego źródła energii kwalifikuje się część energii wytworzonej w instalacji termicznego przekształcania odpadów odpowiadającą udziałowi energii chemicznej frakcji biodegradowalnych w całkowitej energii chemicznej paliw dostarczonych do procesu termicznego przekształcania, jeżeli są spełnione łącznie następujące warunki:

- prowadzone są pomiary masy oraz badania właściwości fizykochemicznych poszczególnych rodzajów paliw obejmujące w szczególności oznaczenie wartości opałowej oraz oznaczenie zawartości frakcji biodegradowalnych w odpadach, zgodnie z referencyjnymi metodami badań określonymi w załączniku nr 1 do rozporządzenia; badania te są prowadzone zgodnie z normami określającymi wymagania dotyczące kompetencji laboratoriów badawczych lub wzorcujących, zgodnie z którymi badania te będą wykonywane w laboratoriach wykazujących się kompetencją techniczną i biegłością w zakresie procedur rozliczeń i badań, udokumentowaną w rozumieniu tych norm,
- dokonuje się obliczenia części energii wytworzonej w instalacji termicznego przekształcania odpadów odpowiadającej udziałowi energii chemicznej frakcji biodegradowalnych w całkowitej energii chemicznej paliw dostarczonych do procesu termicznego przekształcania na podstawie wyników badań poszczególnych rodzajów paliw dostarczonych do procesu termicznego przekształcania w instalacji termicznego przekształcania odpadów zgodnie z odpowiednią metodyką obliczania udziału energii chemicznej frakcji biodegradowalnych, określoną w załączniku nr 2 do rozporządzenia,
- termiczne przekształcenie odpadów odbywa się zgodnie z wymaganiami określonymi w przepisach dotyczących termicznego przekształcania odpadów, w tym w zakresie emisji zanieczyszczeń do powietrza,
- prowadzona jest dokumentacja dotycząca ilości energii elektrycznej lub ciepła wytwarzanych w instalacji termicznego przekształcania odpadów oraz wyników badań właściwości fizykochemicznych poszczególnych rodzajów paliw, w tym odpadów, dostarczonych do procesu termicznego przekształcania niezbędnych do obliczenia części energii wytworzonej w instalacji termicznego przekształcania odpadów od-



powiadającej udziałowi energii chemicznej frakcji biodegradowalnych w całkowitej energii chemicznej paliw dostarczonych do procesu termicznego przekształcania.

Obliczenia wielkości części energii wytworzonej w instalacji termicznego przekształcania odpadów odpowiadającej udziałowi energii chemicznej frakcji biodegradowalnych w całkowitej energii chemicznej paliw dostarczonych do procesu termicznego przekształcania dokonuje się na podstawie wyników badań poszczególnych rodzajów paliw dostarczonych do procesu termicznego przekształcania w instalacji termicznego przekształcania odpadów zgodnie z odpowiednią metodyką obliczania udziału energii chemicznej frakcji biodegradowalnych, określoną w pkt 1 załącznika nr 2 do rozporządzenia. W przypadku gdy w instalacjach termicznego przekształcania odpadów przetwarza się odpady, o których mowa w załączniku nr 3 do rozporządzenia, przy obliczaniu wielkości części energii wytworzonej w instalacji termicznego przekształcania odpadów odpowiadającej udziałowi energii chemicznej frakcji biodegradowalnych w całkowitej energii chemicznej paliw dostarczonych do procesu termicznego przekształcania uwzględnia się odpowiednią wartość ryczałtową udziału energii chemicznej frakcji biodegradowalnych, określoną dla tych odpadów w załączniku nr 3 do rozporządzenia. W przypadku gdy wartość ryczałtowa dla danego rodzaju odpadów wskazana w załączniku nr 3 do rozporządzenia jest niższa niż rzeczywista wartość udziału energii chemicznej frakcji biodegradowalnych dla tego rodzaju odpadów, dopuszcza się możliwość określania zawartości frakcji biodegradowalnych w tych odpadach na podstawie badań, o których mowa w § 4 pkt I, z wyłączeniem zmieszanych odpadów komunalnych. W Załączniku nr 3 do powołanego rozporządzenia zdefiniowano rodzaje frakcji odpadów dla których określono odpowiednią wartość ryczałtową udziału energii chemicznej frakcji biodegradowalnych:

- osady z zakładowych oczyszczalni ścieków o kodach: 02 02 04, 02 03 05, 02 04 03, 02 05 02, 02 06 03, 02 07 05, 03 01 82, 03 03 11, 04 02 20, Ustabilizowane komunalne osady ściekowe o kodzie 19 08 05 i szlasy z biologicznego oczyszczania ścieków przemysłowych o kodzie 19 08 12;
- odpady papieru i tektury o kodzie 19 12 01;
- odpady drzewne, w tym: trociny, wióry, ścinki, drewno, płyta wiórowa i fornir inne niż wymienione w 03 01 04 - z wyjątkiem czystego drewna bez powłok lakierniczych - o kodzie ex 03 01 05, odpady z chemicznej przeróbki drewna inne niż wymienione w 03 01 80 - z wyjątkiem drewna poddawanego procesowi hydrolizy - o kodzie ex 03 01 81, opakowania z drewna - z wyjątkiem czystego drewna bez powłok lakierniczych - o kodzie ex 15 01 03, drewno - z wyjątkiem czystego drewna bez powłok lakierniczych - o kodzie ex 17 02 01, drewno inne niż wymienione w 19 12 06 - z wyjątkiem czystego drewna bez powłok lakierniczych - o kodzie ex 19 12 07, drewno inne niż wymienione w 20 01 37 - o kodzie ex 20 01 38;
- tkaniny i odpady włókien o kodach: 04 02 15, ex 04 02 21, ex 04 02 22, 04 02 80, 15 01 09, 19 12 08, 20 01 10 i 20 01 11;
- odpady skóry o kodach 04 01 08 i 04 01 09;
- produkty spożywcze przeterminowane lub nieprzydatne do spożycia – z wyjątkiem produktów pozbawionych opakowań – o kodzie ex 16 03 80;
- niesegregowane (zmieszane) odpady komunalne – o kodzie 20 03 01.



W przypadku gdy wartość ryczałtowa dla danego rodzaju odpadów wskazana w załączniku nr 3 do rozporządzenia jest niższa niż rzeczywista wartość udziału energii chemicznej frakcji biodegradowalnych dla tego rodzaju odpadów, dopuszcza się możliwość określania zawartości frakcji biodegradowalnych w tych odpadach na podstawie badań właściwości fizykochemicznych poszczególnych rodzajów paliw obejmujących w szczególności oznaczenie wartości opałowej oraz oznaczenie zawartości frakcji biodegradowalnych w odpadach, z wyłączeniem zmieszanych odpadów komunalnych.

W przypadku instalacji termicznego przekształcania odpadów, w której przed dniem 1 stycznia 2016 r. rozpoczęto produkcję energii, część energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów komunalnych może być zakwalifikowana jako energia z odnawialnego źródła energii, jeżeli badania udziału energii chemicznej frakcji biodegradowalnych w energii chemicznej całej masy zmieszanych odpadów komunalnych kierowanych do termicznego przekształcania wykonywane na podstawie metodyki badań potwierdzających rzeczywisty udział energii chemicznej frakcji biodegradowalnych w całkowitej energii z termicznego przekształcania zmieszanych odpadów komunalnych, określonej w załączniku do rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 2 czerwca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków technicznych kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów komunalnych (Dz. U. poz. 788), były prowadzone przez okres co najmniej jednego miesiąca.

Należy pamiętać, że energia możliwa teoretycznie do pozyskania z jednego kilograma odpadów zależy od ich wartości opałowej, która z kolei uzależniona jest od zawartości składników palnych oraz wilgoci.

Innym sposobem zagospodarowania odpadów komunalnych jest produkcja paliwa alternatywnego (RDF). W zakresie produkcji RDF w Polsce otwarto w czerwcu 2011 r. nowoczesny Zakład Produkcji Paliwa Alternatywnego w Dąbrowie Górniczej. Zakład przyjmować będzie ok. 140 tys. Mg odpadów komunalnych rocznie i produkować ok. 40 tys. Mg paliwa alternatywnego, które następnie wykorzystywane będzie w cementowniach. Zakłady o podobnej wydajności funkcjonują już w Warszawie, Opolu i Mielcu.

Należy zwrócić uwagę, że produkcja energii na bazie paliwa z odpadów może przynieść szansę na:

- absorpcję środków zewnętrznych na realizację zadań w ramach przedsięwzięcia;
- dywersyfikację układu paliwowego zasilania gminy;
- ograniczenie zużycia paliw kopalnych;
- wzrost udziału nośników energii wytwarzanych lokalnie;
- minimalizację ilości składowanych odpadów.

Wykorzystanie paliwa z odpadów (jak również biomasy: osad wtórny, biogaz) w instalacjach energetycznych, regulowane jest przez kilka dyrektyw unijnych, m.in.:

- dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/98/WE z dnia 19 listopada 2008 r. w sprawie odpadów oraz uchylającą niektóre dyrektywy;



- dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola);
- dyrektywę 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiającą system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniającą dyrektywę Rady 96/61/WE, zmienioną dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniającą dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych;
- dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniającą i w następstwie uchylającą dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE;
- dyrektywę 2001/81/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 października 2001 r. w sprawie krajowych poziomów emisji dla niektórych rodzajów zanieczyszczenia powietrza.

Na terenie Rybnika, w odległości około 5 km od centrum miasta w dzielnicy Boguszowice przy ul. Kolberga, zlokalizowane jest składowisko odpadów komunalnych (składowisko odpadów innych niż niebezpieczne i obojętne), eksploatowane przez Rybnickie Służby Komunalne z siedzibą w Rybniku przy ul. Janowickiej 41B. Na ww. składowisku nie prowadzi się energetycznego wykorzystania odpadów.

W elektrowni EDF Polska S.A. Oddział Rybnik do opalania kotłów wykorzystuje się, oprócz metody jednoczesnego spalania biomasy i węgla, również paliwo odzyskane ze składowiska odpadów pogórnich, które eksploatowane jest przez wybudowany przez elektrownię Zakład Odzysku Węgla w Czerwionce-Leszczynach.

Ponadto występują lokalne odpady przemysłu wydobywczego charakteryzujące się pewną wartością opałową, które występują na terenie miasta:

- odpady z Zakładów Przeróbczych Kopalń „Chwałowice” i „Jankowice”;
- muły węglowe zalegające w osadnikach mułowych przy kopalni „Chwałowice”;
- przerosty z kopalni „Jankowice”.

Odpady z zakładów przeróbki węgla i muły z osadników charakteryzują się ekstremalnie niską wartością opałową i ich zastosowanie do spalania w kotłach energetycznych jest problematyczne. Teoretycznie istnieje możliwość spalania mułów z osadników, pod warunkiem zmieszania z dobrym gatunkiem suchego węgla energetycznego oraz pogodzenia się z możliwością nieosiągnięcia parametrów znamionowych kotła. To samo dotyczy przerostów z kopalni „Jankowice”, które wydają się lepszym paliwem, pod warunkiem możliwości zapewnienia ich ekonomicznego przemiału. Natomiast odpady z zakładów przeróbki, z uwagi na sięgającą 50% zawartość popiołu i niską wartość opałową, wydają się być nieprzydatne do zastosowania w klasycznych procesach energetycznych.

Przedsiębiorstwo Wodociągów i Kanalizacji Sp. z o.o. w Rybniku z osadów powstających na oczyszczalni ścieków w Rybniku Orzepowicach będzie produkowało biomasę przeznaczoną do celów energetycznych. Ponadto na ww. oczyszczalni ścieków powstaje biogaz,



który następnie spalany jest w kotle i wykorzystywany jako nośnik energii na terenie oczyszczalni.

## **11.5 Ocena możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii w gminie**

Zgodnie z definicją określoną w art. 2 pkt 20 w zw. z pkt pkt: 1, 2, 3, 4, 9, 10, 11, 12, ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. (Dz. U. z 2015 r. poz. 478, 2365) o odnawialnych źródłach energii, odnawialne źródło energii oznacza odnawialne, niekopalne źródła energii obejmujące energię wiatru, energię promieniowania słonecznego, energię aerothermalną, energię geothermalną, energię hydrothermalną, hydroenergię, energię fal, prądów i pływów morskich, energię otrzymywaną z biomasy, biogazu, biogazu rolniczego oraz z biopłynów, przy czym:

- energia aerothermalna oznacza energię o charakterze nieantropogenicznym magazynowaną w postaci ciepła w powietrzu na danym terenie;
- energia geothermalna oznacza energię o charakterze nieantropogenicznym skumulowaną w postaci ciepła pod powierzchnią ziemi;
- energia hydrothermalna oznacza energię o charakterze nieantropogenicznym skumulowaną w postaci ciepła w wodach powierzchniowych;
- hydroenergia oznacza energię spadku śródlądowych wód powierzchniowych, z wyłączeniem energii uzyskiwanej z pracy pompowej w elektrowniach szczytowo-pompowych lub elektrowniach wodnych z członem pompowym;
- biomasa oznacza stałe lub ciekłe substancje pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, które ulegają biodegradacji, pochodzące z produktów, odpadów i pozostałości z produkcji rolnej i leśnej oraz przemysłu przetwarzającego ich produkty, oraz ziarna zbóż niespełniające wymagań jakościowych dla zbóż w zakupie interwencyjnym określonych w art. 7 rozporządzenia Komisji (WE) nr 1272/2009 z dnia 11 grudnia 2009 r. ustanawiającego wspólne szczegółowe zasady wykonania rozporządzenia Rady (WE) nr 1234/2007 w odniesieniu do zakupu i sprzedaży produktów rolnych w ramach interwencji publicznej (Dz. Urz. UE L 349 z 29.12.2009, str. 1, z późn.zm.) i ziarna zbóż, które nie podlegają zakupowi interwencyjnemu, a także ulegająca biodegradacji część odpadów przemysłowych i komunalnych, pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, w tym odpadów z instalacji do przetwarzania odpadów oraz odpadów z uzdatniania wody i oczyszczania ścieków, w szczególności osadów ściekowych, zgodnie z przepisami o odpadach w zakresie kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów;
- biogaz oznacza gaz uzyskany z biomasy, w szczególności z instalacji przeróbki odpadów zwierzęcych lub roślinnych, oczyszczalni ścieków oraz składowisk odpadów;
- biogaz rolniczy oznacza gaz otrzymywany w procesie fermentacji metanowej surowców rolniczych, produktów ubocznych rolnictwa, płynnych lub stałych odchodów zwierzęcych, produktów ubocznych, odpadów lub pozostałości z przetwórstwa produktów pochodzenia rolniczego lub biomasy leśnej, lub biomasy roślinnej zebranej z terenów innych niż zaewidencjonowane jako rolne lub leśne, z wyłączeniem bio-

gazu pozyskanego z surowców pochodzących z oczyszczalni ścieków oraz składowisk odpadów;

- biopłyny oznaczają ciekłe paliwa dla celów energetycznych innych niż w transporcie, w tym do wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła, wytworzone z biomasy lub ziaren zbóż pełnowartościowych, wykorzystywane w instalacjach spełniających wymagania w zakresie standardów emisyjnych, o ile takie standardy zostały określone na podstawie przepisów o ochronie środowiska;

Racjonalne wykorzystanie energii ze źródeł odnawialnych jest jednym z istotnych elementów zrównoważonego rozwoju, który przynosi wymierne efekty ekologiczno-energetyczne. Odnawialne źródła energii (OZE) powinny stanowić istotny udział w ogólnym bilansie energetycznym gmin, powiatów, czy województw naszego kraju. Przyczynią się one do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego regionu, a zwłaszcza do poprawy zaopatrzenia w energię na terenach o słabo rozwiniętej infrastrukturze energetycznej.

Dotychczas energetyka polska opierała się głównie na paliwach kopalnych, jednak przyjęty kierunek polityki europejskiej wskazuje na konieczność odejścia od tego typu wytwarzania energii. Wdrożone na mocy postanowień przepisów wyżej powołanej ustawy mechanizmy ekonomiczno-prawne stanowią podwaliny obserwowanego rozwoju tych technologii wytwarzania energii.

Obecnie na całym świecie obserwuje się wzrost wykorzystania odnawialnych źródeł energii. Wpływa na to wiele czynników, w tym m.in.:

- zanieczyszczenie atmosfery;
- wzrost zapotrzebowania na energię;
- wzrost cen nośników energii;
- coraz szybszy rozwój technologii wykorzystujących odnawialne źródła energii;
- rozwój świadomości społecznej i propagowanie zasad zrównoważonego rozwoju;
- lobbing producentów urządzeń.

Rozwój projektów związanych z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii napotyka na problemy finansowe związane z wysokimi nakładami inwestycyjnymi na technologie wykorzystujące odnawialne źródła energii, przy stosunkowo niskich nakładach eksploatacyjnych. Taki układ kosztów przy obecnym poziomie cen paliw kopalnych jest przyczyną długich okresów zwrotów poniesionych nakładów.

## **11.6 Analiza potencjału energetycznego energii odnawialnej na obszarze gminy**

Przyjęty przez Unię pakiet klimatyczno-energetyczny „3x20”, stawia znaczne wymagania w stosunku do administracji rządowej krajów członkowskich, w zakresie uzyskania rozwiązań korzystnych i możliwych do wdrożenia, szczególnie w dziedzinie pozyskania energii ze źródeł odnawialnych. Istotną kwestią jest określenie realnego potencjału odnawialnych źródeł energii oraz wskazanie w jakich rodzajach OZE dany region kraju będzie mógł realizować zakładane dla naszego Państwa cele.



## Biomasa

Biomasa jest wynikiem reakcji fotosyntezy, która przebiega pod wpływem promieniowania słonecznego. Produktem ubocznym przetwarzania energii chemicznej zawartej w biomasie na ciepło jest powstawanie dwutlenku węgla. Jednak jest to dwutlenek węgla przyjazny dla środowiska naturalnego, gdyż przez proces fotosyntezy krąży on w przyrodzie, podobnie jak woda, w obiegu zamkniętym.

Istnieją trzy podstawowe czynniki, które decydują o wykorzystaniu roślin uprawnych lub drzew do celów energetycznych. Są to:

- stosunek energii zawartej w biomasie do energii potrzebnej na jej uprawę i zbiory;
- zdolność gromadzenia energii słonecznej w postaci biomasy;
- rodzaj biomasy ze względu na sprawność przetwarzania na paliwa ciekłe i gazowe, która zależy m.in. od tego, czy materię organiczną rośliny tworzy celuloza czy cukry.

Biomasa ze względu na swoje parametry energetyczne 14/1/0,01 (wartość opałowa w MJ/kg / procentowa zawartość popiołu / procentowa zawartość siarki) jest coraz szerzej używana do uszlachetniania węgla poprzez zastosowanie technologii współspalania węgla i biomasy (*co-firing*). Proces ten jest coraz bardziej popularny na świecie ze względu na wprowadzanie w wielu krajach (głównie wysokorozwiniętych) ostrzejszych norm na emisję gazów odlotowych ze źródeł ciepła, a zwłaszcza wobec emisji związków siarki. Jedną z możliwości jest mieszanie węgla z granulatem z biomasy, co znacznie obniża stężenie siarki zarówno w paliwie, jak i w spalinach i może powodować zmianę kierunku inwestowania, tj. – nie w kosztowne urządzenia do desulfuryzacji spalin, a w granulację biomasy.

Najważniejszymi argumentami za energetycznym wykorzystaniem biomasy są:

- ➔ ograniczenie emisji CO<sub>2</sub> z paliw kopalnych;
- ➔ wysokie koszty odsiarczania spalin z paliw kopalnych;
- ➔ aktywizacja ekonomiczna, przemysłowa i handlowa lokalnych społeczności;
- ➔ decentralizacja produkcji energii i tym samym wyższe bezpieczeństwo energetyczne przez poszerzenie producentów energii.

Natomiast do potencjalnych wad energetycznego stosowania biomasy należą:

- ➔ ryzyko zmniejszenia bioróżnorodności, w przypadku wprowadzenia monokultury roślin o przydatności energetycznej;
- ➔ spalanie biopaliw, powoduje powstawanie NO<sub>x</sub>, a koszty ich usuwania w małych źródłach są wyższe niż w przypadku dużych profesjonalnych zakładów;
- ➔ podczas spalania biomasy, zwłaszcza zanieczyszczonej pestycydami, odpadami tworzyw sztucznych lub związkami chloropochodnymi, wydzielają się dioksyny i furany o toksycznym i rakotwórczym oddziaływaniu;
- ➔ popiół z niektórych biopaliw w temperaturze spalania topi się, zaślepia ruszt i musi być mechanicznie rozbijany.

Do celów energetycznych najczęściej stosowane są następujące postacie biomasy:

- drewno odpadowe w leśnictwie i przemyśle drzewnym oraz odpadowe opakowania drewniane;
- słoma zbożowa, z roślin oleistych lub roślin strączkowych oraz siano;
- odpady organiczne – gnojownica, osady ściekowe w przemyśle celulozowo-papierniczym, makulatura, odpady organiczne z cukrowni, roszarni lnu, gorzelnii, browarów;
- uprawy energetyczne – rośliny hodowane w celach energetycznych.

Ciekawym źródłem biomasy mogą być tereny zielone, parki, ogródki działkowe, sady, zielone osiedlowe, tereny zieleni ulicznej i izolacyjnej, a nawet cmentarze. Są to zasoby najmniej rozpoznane, rozproszone i nie ewidencjonowane, a stanowiące pewien potencjał energetyczny. Najczęściej odpady te są na miejscu składowane, spalane w pryzmach lub przewożone na wysypisko. W znacznej mierze zasoby te nie są należycie wykorzystane.

Poniżej przedstawiono potencjalne możliwości pozyskania na obszarze gminy energii cieplnej z poszczególnych rodzajów biomasy.

### Słoma

Celem oszacowania potencjalnych zasobów słomy na obszarze gminy, przyjęto następujące założenia:

- 573,21 ha – powierzchnia zasiewów zbóż na obszarze gminy, wg danych Powiatowego Spisu Rolnego z 2010 r.,
- 1,5 Mg/ha – przeciętny uzysk słomy z 1 ha zasiewów,
- 30% – udział słomy przeznaczonej do energetycznego wykorzystania,
- 14 MJ/kg – wartość opałowa słomy,
- 1600 h – czas wykorzystania mocy znamionowej kotła w ciągu roku,
- 80% – średnioroczna sprawność przetwarzania energii chemicznej słomy na ciepło.

Po uwzględnieniu powyższych założeń otrzymamy następujące wyniki:

- ➔ 860 Mg/rok – łączne zasoby słomy w gminie,
- ➔ 258 Mg/rok – możliwa ilość słomy przeznaczona do produkcji energii cieplnej,
- ➔ 2,9 TJ/rok – potencjalna wielkość rocznej produkcji ciepła,
- ➔ 0,5 MW – potencjalna wielkość mocy cieplnej.

Z szacunkowych obliczeń wynika, że potencjał energetyczny słomy na terenie gminy jest niewielki. Budowa ewentualnych źródeł ciepła na ten nośnik powinna oprzeć się raczej na imporcie tego surowca energetycznego z terenów przyległych.

### Plantacje energetyczne

W grupie energetycznych upraw biomasy drzewnej wykorzystuje się szybko wzrastające krzewy z rotacją 3-4 letnich cykli wycięcia, gęsto sadzonych, z odpowiednim nawadnianiem i nawożeniem gleby.

W celu oszacowania potencjalnych zasobów energii z tego typu plantacji na obszarze gminy przyjęto następujące założenia:



- 393 ha - powierzchnia przeznaczona pod plantacje w gminie (nieużytki oraz np. tereny pasa ochronnego składowiska odpadów lub innych instalacji),
- 10 Mg/ha - przeciętny roczny przyrost suchej masy,
- 3 lata - cykl zbioru z danego terenu,
- 14 MJ/kg - wartość opałowa,
- 1600 h – czas wykorzystania mocy znamionowej kotła w ciągu roku,
- 80% - średnioroczna sprawność przetwarzania energii chemicznej na ciepło.

Po uwzględnieniu powyższych założeń otrzymamy następujące wyniki :

- 3 930 Mg/rok – łączne zasoby w mieście,
- 44 TJ/rok – potencjalna wielkość rocznej produkcji ciepła,
- 7,65 MW – potencjalna wielkość mocy cieplnej.

Plantacja drzewna nie ma dużych wymagań glebowych i może być interesującym sposobem zagospodarowania nadmiarów mało żyznych terenów rolnych lub terenów przeznaczonych do rekultywacji.

#### Tereny zielone

Interesującym kierunkiem mogłoby być zagospodarowanie energetyczne biomasy pochodzącej z wycinki zieleni. Szacuje się przy następujących założeniach:

- 787 m<sup>3</sup> - roczny uzysk biomasy, w tym gałęzie - zrębki, liście, trawa,
- 400 kg/m<sup>3</sup> – średnia gęstość usypowa,
- 8 MJ/kg – wartość opałowa,
- 1600 h – czas wykorzystania mocy znamionowej kotła w ciągu roku,,
- 80% – średnioroczna sprawność przetwarzania energii chemicznej na energię cieplną,

że potencjał energetyczny tego rodzaju biomasy w gminie wynosi:

- 2,01 TJ/rok – potencjalna wielkość rocznej produkcji energii cieplnej,
- 0,35 MW – potencjalna wielkość mocy cieplnej.

Z powyższych szacunkowych obliczeń wynika, że potencjał energetyczny gminy w zakresie wykorzystania biomasy jest niewielki i wynosi łącznie:

- 48,91 TJ/rok – potencjalna wielkość rocznej produkcji energii cieplnej,
- 8,5 MW – potencjalna wielkość mocy cieplnej.

W chwili obecnej bardzo znaczącą technologią pozyskiwania energii odnawialnej na terenie Rybnika jest spalanie biomasy. Dzieje się tak za sprawą wdrożonej w Elektrowni EDF Polska S.A. Oddział w Rybniku technologii współspalania biomasy z węglem w kotłach energetycznych elektrowni. Do procesu spalania, biomasa dostarczana jest poprzez mieszanie jej z węglem na taśmociągach i przesypach układu nawęglania bloków oraz instalację pozwalającą na podawanie biomasy bezpośrednio do komory spalania metodą wtrysku bezpośredniego.



Ponadto Przedsiębiorstwo Wodociągów i Kanalizacji Sp. z o.o. w Rybniku będzie produkowało biomasę z osadów powstających na oczyszczalni ścieków. Biomasa będzie spalana, w wyniku czego będzie miała postać wysuszonego granulatu. Powstanie budynek, w którym osady będą przetwarzane na biomasę przeznaczoną do celów energetycznych. W ten sposób będzie można wyeliminować wywożenie osadów, które obecnie są wykorzystywane do rekultywacji terenów przemysłowych. Pierwszą partię do próbnego spalania dostarczono do Elektrowni Rybnik. Wartość inwestycji oszacowano na 1,2 mln zł, natomiast PWiK otrzyma na ten cel dofinansowanie w wysokości 487 tys. zł. Partnerem zadania jest Politechnika Śląska.

Przy opracowywaniu niniejszego projektu natrafiono również na obszarze Rybnika na następujące źródła spalające biomasę na potrzeby wytwarzania ciepła:

- ➔ Miejski Ośrodek Sportu i Rekreacji Warsztaty w Kamieniu – kocioł wodny o mocy 12 kW opalany drewnem,
- ➔ Przedsiębiorstwo Spedycyjno Transportowe „Transgór” S.A. – kocioł wodny o mocy 75 kW – współspalanie drewna z węglem,
- ➔ Zakład Masarsko-Wędliniarski D.Potrawa – zużycie 11 Mg drewna rocznie.

W obowiązującym Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego miasta Rybnika, przyjętym uchwałą nr 370/XXIII/2016 Rady Miasta Rybnika z dnia 30 czerwca 2016 r. w sprawie uchwalenia studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego miasta Rybnika, wskazano, że w planach miejscowych można, odpowiednio do potrzeb, określać granice terenów pod budowę urządzeń wytwarzających energię z odnawialnych źródeł w obrębie obszarów U2, P, O/Z, IT, na których możliwe jest wyznaczanie tych terenów, zgodnie z ustaleniami rozdz. II.1.3.3. Kierunki przeznaczenia terenów dla obszarów o różnych funkcjach.

## **Biogaz**

Zarówno gospodarstwa hodowlane, jak i oczyszczalnie ścieków, produkują duże ilości wysoko zanieczyszczonych odpadów. Tradycyjnie odpady te używane są jako nawóz oraz składowane na wysypiskach. Obydwie metody mogą powodować problemy ekologiczne związane z zanieczyszczeniem rzek i wód podziemnych, emisje odorów oraz inne problemy zagrożenia zdrowia. Jedną z ekologicznie dopuszczalnych form utylizacji tych odpadów jest fermentacja beztlenowa.

Głównymi surowcami podlegającymi fermentacji beztlenowej są:

- odchody zwierzęce;
- osady z oczyszczalni ścieków;
- odpady organiczne.

Biogaz może być wykorzystywany na wiele różnych sposobów:

- ➔ jako paliwo do pojazdów lub w procesach technologicznych,
- ➔ może być spalany w specjalnie przystosowanych kotłach, zastępując gaz ziemny, a uzyskane ciepło może być przekazywane do instalacji centralnego ogrzewania,
- ➔ w układach skojarzonych do produkcji energii elektrycznej i ciepła.



Zalety wynikające ze stosowania instalacji biogazowych są następujące:

- produkowanie „zielonej energii”,
- ograniczanie emisji gazów cieplarnianych poprzez wykorzystanie metanu,
- obniżanie kosztów składowania odpadów,
- zapobieganie zanieczyszczeniu gleb oraz wód gruntowych, zbiorników powierzchniowych i rzek,
- uzyskiwanie wydajnego i łatwo przyswajalnego przez rośliny nawozu naturalnego,
- eliminacja odorów.

Na mechaniczno-biologicznej oczyszczalni ścieków w Rybniku Orzepowicach administrowanej przez Przedsiębiorstwo Wodociągów i Kanalizacji Sp. z o.o. funkcjonuje kotłownia spalająca biogaz oraz, od 2012 r., dodatkowo gaz ziemny. Roczne zużycie biogazu kształtuje się na poziomie około 230 tys. m<sup>3</sup>. Otrzymany biogaz wykorzystywany jest jako nośnik energii na terenie oczyszczalni. Rocznie oczyszczalnia produkuje około 6,3 GJ energii cieplnej, która wykorzystywana jest dla własnych potrzeb.

PWiK zapewnia 65÷70% zapotrzebowania na moc elektryczną dla oczyszczalni ścieków w Rybniku. Ponadto w maju 2012 r. PWiK otrzymało od prezesa URE koncesję na wytwarzanie zielonej energii. Dzięki odnawialnym źródłom energii będzie pozyskiwać zielone certyfikaty, które następnie będą przedmiotem obrotu.

Na obszarze Rybnika funkcjonuje składowisko odpadów administrowane przez Rybnickie Służby Komunalne. Składowisko jest źródłem biogazu, który oprócz swych niewątpliwych walorów energetycznych stanowi olbrzymie zagrożenie dla środowiska naturalnego. Dlatego też, odzysk gazu wysypiskowego ważny jest nie tylko ze względu na uzyskanie dodatkowych ilości paliwa, ale również ze względu na bezpieczną eksploatację samego składowiska oraz ochronę środowiska naturalnego. Na terenie składowiska biogaz pozyskiwany jest z I i II kwatery składowiska rurociągami do kontenera zbiorczego i spalany w pochodni bez energetycznego wykorzystania.

W obowiązującym Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego miasta Rybnika, przyjętym uchwałą nr 370/XXIII/2016 Rady Miasta Rybnika z dnia 30 czerwca 2016 r. w sprawie uchwalenia studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego miasta Rybnika, wskazano, że na terenie oczyszczalni ścieków Orzepowice i Boguszowice (możliwość wykorzystania osadów ściekowych) oraz składowiska odpadów innych niż niebezpieczne i obojętne z kompostownią (Boguszowice-Stare) w planach miejscowych można, odpowiednio do potrzeb, określać granice terenów pod budowę urządzeń wykorzystujących biogaz do wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych.

Według danych z Powszechnego Spisu Rolnego w 2010 r., pogłowie zwierząt gospodarskich na obszarze Rybnika wynosiło: 219 szt. bydła, 525 szt. trzody chlewnej, 58 koni i 74 055 szt. drobiu. Ogółem pogłowie zwierząt gospodarskich w sztukach dużych wynosi 1 493 dużych jednostek przeliczeniowych (DJP).

W celu wyznaczenia potencjału energetycznego biogazu posłużono się wskaźnikami użytku zamieszczonymi w tabeli 11-26.

**Tabela 11-26. Wskaźnik produkcji biogazu [Nm<sup>3</sup>/DJP/dobę]**

Bydło		Trzoda chlewna	Drób
gnojowica	Obornik		
1,5÷2,9	0,56÷1,5	0,6÷1,25	3,5÷4,0
średnio 1,5		średnio 1,0	średnio 3,75

Źródło: Klugmann, Radziemska: „Odnawialne źródła energii – przykłady obliczeniowe”; Wyd. Politechniki Gdańskiej, Gdańsk 2006.

Po wykonaniu obliczeń otrzymujemy roczny potencjał biogazu w wielkości 6,3 tys. Nm<sup>3</sup>/a, co przy założeniach:

- 23,5 MJ/Nm<sup>3</sup> – wartość opałowa biogazu,
- 1600 h – czas wykorzystania mocy znamionowej kotła w ciągu roku,
- 80% – średnioroczna sprawność przetwarzania energii chemicznej na ciepło;

skutkuje otrzymaniem następujących wyników:

- 0,15 TJ/rok – potencjalna wielkość rocznej produkcji ciepła,
- 0,02 MW – potencjalna wielkość mocy cieplnej.

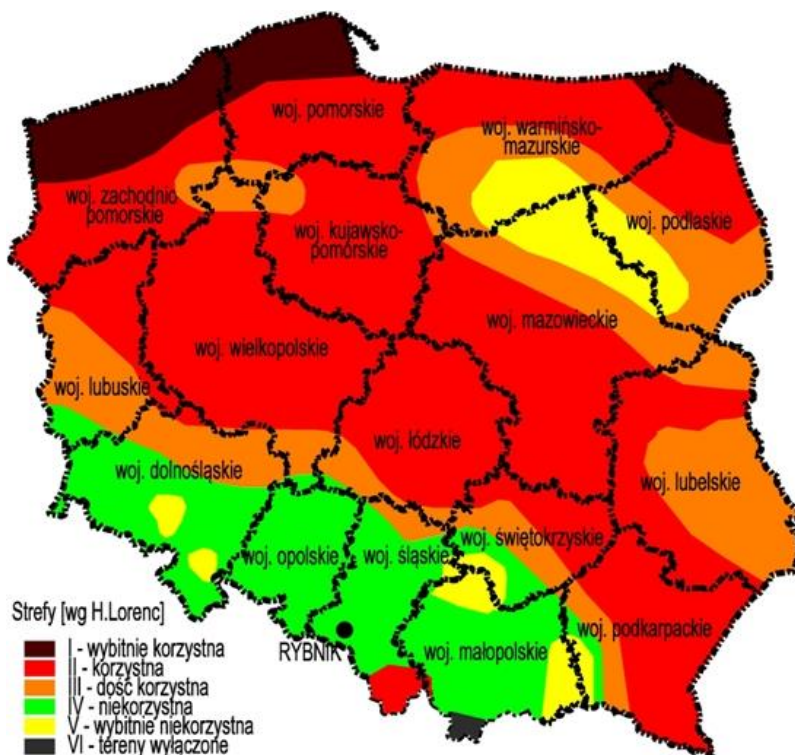
## Energia wiatru

Wykorzystanie energii wiatru do produkcji energii elektrycznej wymaga spełnienia szeregu odpowiednich warunków. Najważniejszym jest stałe występowanie wiatru o określonej prędkości. Elektrownie wiatrowe pracują przy wietrze wiejącym z prędkością od 5 do 25 m/s, przy czym prędkość od 15 do 20 m/s uznawana jest za optymalną. Zbyt małe prędkości uniemożliwiają wytwarzanie energii elektrycznej o wystarczającej mocy, zbyt duże zaś, przekraczające 30 m/s, mogą doprowadzić do mechanicznych uszkodzeń elektrowni wiatrowej.

Polska nie należy do krajów o szczególnie korzystnych warunkach wiatrowych. Pomiar prędkości wiatru na terenie Polski wykonywane przez IMiGW pozwoliły na dokonanie wstępnego podziału naszego kraju na strefy zróżnicowania pod względem wykorzystania energii wiatru. Oszacowanie zasobów energetycznych wiatru dla województwa opolskiego można opisać na podstawie mapy opracowanej dla całego terytorium kraju przez prof. Halinę Lorenc (rysunek poniżej).

Z rysunku wynika, że zarówno Miasto Rybnik, jak i większa część województwa śląskiego, znajduje się w IV strefie energetycznej wiatru, tj. w warunkach niekorzystnych, w której prędkość wiatru szacuje się na 3÷4 m/s – energia użyteczna wiatru na wysokości 10 m w terenie otwartym wynosi od 250÷500 kWh/m<sup>2</sup>, natomiast na wysokości 30 m od 500÷1 000 kWh/m<sup>2</sup>.

Rysunek 11-1. Strefy energetyczne wiatru na obszarze Polski (wg prof. H. Lorenc)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie Halina Lorenc, IMGW, 2001 r.

Na podstawie powyższych informacji można stwierdzić, że zarówno województwo, jak i Miasto Rybnik generalnie nie posiada dobrych warunków do instalowania siłowni wiatrowych. W obowiązującym Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego miasta Rybnika, przyjętym uchwałą nr 370/XXIII/2016 Rady Miasta Rybnika z dnia 30 czerwca 2016 r. w sprawie uchwalenia studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego miasta Rybnika, przewiduje się możliwość budowy urządzeń wytwarzających energię z odnawialnych źródeł energii o mocy przekraczającej 100 kW, z wyjątkiem urządzeń o takiej mocy wykorzystujących siłę wiatru, ze względu na słabe warunki wietrzne na terenie miasta i możliwość wystąpienia konfliktów z zabudową mieszkaniową, a w przypadku farm wiatrowych także ze względu na konieczność zapewnienia właściwych warunków niezakłóconego funkcjonowania radaru meteorologicznego zlokalizowanego w Czerwionce-Leszczynach.

## Energetyka wodna

Rzeki w województwie śląskim charakteryzują się trzema typami naturalnych reżimów przepływów. Należy do nich m.in. reżim wyrównany z wezbraniem wiosennym i letnim oraz zasilaniem gruntowo-deszczowo-śnieżnym, który występuje na Wyżynie Śląskiej oraz Wyżynie Krakowsko-Częstochowskiej. Charakteryzuje się niewielkimi amplitudami przepływów, co związane jest głównie z budową geologiczną. Występują tu spękane, wodonośne utwory paleozoiczne i mezozoiczne mogące gromadzić duże zasoby wód. Dzięki temu rzeki są równomiernie zasilane w wodę. Wezbrania letnie, spowodowane opadami, mają mniejsze znaczenie od wezbrań wiosennych.

„Mała energetyka wodna – MEW” obejmuje pozyskanie energii z cieków wodnych. Podstawowymi parametrami dla doboru obiektu są spadek w [m] i natężenie przepływu w [m<sup>3</sup>/s].

Precyzyjne określenie możliwości i skali wykorzystania cieków wodnych dla obiektów małej energetyki wodnej w województwie wymaga przeprowadzenia szczegółowych lokalnych badań, których charakter wykracza poza granice niniejszego opracowania.

Województwo śląskie posiada zróżnicowane warunki dla rozwoju MEW: od szczególnie dobrych na południu województwa, poprzez dobre w środkowej części, aż do przeciętnych na północy. Rybnicki Okręg Węglowy ma generalnie dobre warunki rozwoju MEW, gdyż: teren jest zróżnicowany wysokościowo, co odbija się korzystnie na spadkach rzek, sieć rzeczna jest rozwinięta, występują liczne sztuczne zbiorniki dla zaopatrzenia w wodę tej wysoce uprzemysłowionej i zurbanizowanej części województwa oraz spotyka się często piętrzenia dla celów żeglugowych, dla zasilania kanałów. Wprowadzie pobory wody niejednokrotnie poważnie obniżają możliwości energetycznego wykorzystania spiętrzeń, ale mimo to pozostają one atrakcyjne dla energetyki wodnej.

W obowiązującym Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego miasta Rybnika, przyjętym uchwałą nr 370/XXIII/2016 Rady Miasta Rybnika z dnia 30 czerwca 2016 r. w sprawie uchwalenia studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego miasta Rybnika wskazano, że na terenie urządzeń spustowych Zbiornika Rybnickiego w Stodołach istnieje możliwość wykorzystania spiętrzenia Rudy jako źródła energii hydrotermalnej.

Precyzyjne określenie możliwości i skali potencjalnego wykorzystania cieków wodnych dla obiektów małej energetyki wodnej w mieście wymaga przeprowadzenia szczegółowych lokalnych badań, których charakter wykracza poza granice niniejszego opracowania. Niemniej w przypadku pojawienia się tego typu źródeł energii elektrycznej należy uwzględnić ich produkcję w bilansie pokrycia potrzeb energetycznych miasta. Zakłada się, że wykorzystanie energii spadów wód w mieście będzie realizowane głównie przez inwestorów indywidualnych przy wsparciu informacyjnym i mecenacie ze strony Miasta.

### **Energetyka geotermalna**

Źródłem energii geotermalnej jest wewnątrz Ziemi o temperaturze ok. 5,4 tys. K, generujące przepływ ciepła w kierunku powierzchni. W celu wydobywania wód geotermalnych na powierzchnię wykonuje się odwierty do głębokości zalegania tych wód. W pewnej odległości od otworu czerpalnego wykonuje się drugi otwór, którym wodę geotermalną, po odebraniu od niej ciepła, wtłacza się z powrotem do złoża. Wody geotermalne są z reguły mocno zasolone, co powoduje utrudnione warunki pracy wymienników ciepła i innych elementów armatury instalacji geotermalnych.

Wody głębinowe mają różny poziom temperatur. Z uwagi na zróżnicowany poziom energetyczny płynów geotermalnych (w porównaniu do klasycznych kotłowni) można je wykorzystywać:

- do ciepłownictwa (m.in.: ogrzewanie niskotemperaturowe i wentylacja pomieszczeń, przygotowanie c.w.u.),
- do celów rolniczo-hodowlanych (m.in.: ogrzewanie upraw pod osłonami, suszenie płodów rolnych, ogrzewanie pomieszczeń inwentarskich, przygotowanie ciepłej wody technologicznej, hodowla ryb w wodzie o podwyższonej temperaturze),
- w rekreacji (m.in.: podgrzewanie wody w basenie),



- przy wyższych temperaturach do produkcji energii elektrycznej.

Należy zaznaczyć, że eksploatacja energii geotermalnej powoduje również problemy ekologiczne, z których najważniejszy polega na kłopotach związanych z emisją szkodliwych gazów uwalnianych się z płynu. Dotyczy to przede wszystkim siarkowodoru ( $H_2S$ ), który powinien być pochłonięty w odpowiednich instalacjach, podrażających koszt produkcji energii. Inne potencjalne zagrożenia dla zdrowia powoduje radon (produkt rozpadu radioaktywnego uranu) wydobywający się wraz z parą ze studni geotermalnej.

Wody termalne, zgodnie z zapisami ustawy z dnia 9 czerwca 2011 r. Prawo geologiczne i górnicze, zaliczane są do kopalin tzw. pospolitych. Złóża kopalin nie stanowiące części składowych nieruchomości gruntowej są własnością Skarbu Państwa. Korzystanie ze złóż odbywa się poprzez ustanowienie użytkowania górniczego, które następuje w drodze umowy za wynagrodzeniem, pod warunkiem uzyskania koncesji. Koncesję na działalność w zakresie poszukiwania, rozpoznawania i wydobywania zasobów wód termalnych wydaje Minister Środowiska. Udzielenie koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż kopalin powinno być poprzedzone wykonaniem projektu prac geologicznych oraz projektu zagospodarowania złoża, zaopiniowanego przez właściwy organ nadzoru górniczego. Wyniki prac geologicznych wraz z ich interpretacją, przedstawia się w dokumentacji geologicznej, podlegającej zatwierdzeniu przez właściwy organ administracji geologicznej.

W województwie śląskim najbardziej korzystne warunki do wykorzystania energii geotermalnej występują na obszarze powiatów północnych oraz w mniejszym stopniu w północnej części powiatu cieszyńskiego i bielskiego. Nawet w najbardziej uprzywilejowanych geotermalnie powiatach warunki hydrogeotermalne poszczególnych gmin mogą się różnić w sposób istotny zarówno w wyniku zmian porowatości i przepuszczalności utworów zbiornika, jak i zmiany jego głębokości.

Na rysunku poniżej przedstawiony został rozkład złóż geotermalnych w Polsce.

**Rysunek 11-2. Rozkład geotermii w Polsce**


Źródło: Opracowanie własne na podstawie „Energia Geotermalna. Świat-Polska-Środowisko”, Instytut gospodarki surowcami mineralnymi i energią. Laboratorium geotermalne PAN, Kraków 2000 r.

Region górnośląski kwalifikuje się do budowy średniej i małej wielkości ośrodków geotermalnych z przeznaczeniem na cele rekreacyjno-turystyczne. Preferowanym rejonem jest obszar od Bzia do Kaczyc, od Jaworza po Kęty oraz rejon Rybnika i Czechowic. Możliwa do uzyskania wydajność wody wynosi do około 10 m<sup>3</sup>/h, przy czym możliwe jest jej zwiększenie poprzez zabiegi szczelinowania lub kwasowania otworów.

Największą szansę na łatwe pozyskanie energii geotermalnej stwarzają wody wypompowywane z kopalń węgla kamiennego, zarówno czynnych, jak i zlikwidowanych. Korzystne w tym względzie warunki istnieją w kopalniach zlikwidowanych, przy odbiorze energii po wypompowaniu wód na powierzchnię terenu. Duży rezerwuar wód istnieje również w zatopionych zrobach zlikwidowanych kopalń węgla. Wyniki przeprowadzonego modelowania wykazały, że ich pozyskanie nie jest trudne technicznie. Można do tego wykorzystać istniejące szyby lub pompować wodę nowo odwierconymi do zrobów otworami wiertniczymi, oraz zatłaczać schłodzone wody do tychże (wyżej położonych) wyrobisk. Odpada w ten sposób kłopotliwe obciążenie rzek ładunkiem soli.

Energia geotermalna pozyskana z wód kopalnianych może być wykorzystana do celów grzewczych, najlepiej w odległości do 0,5 km od otworu/szybu odwodnieniowego. Wybór odpowiedniej kopalni może zapewnić dostawę ciepła na najbliższe kilkanaście-kilkadziesiąt lat.

Rybnik leży na obszarze zbiornika karbońskiego. Wody termalne osiągają tu średnią temperaturę ok. 30°C przy wysokiej mineralizacji. Średnie wydajności wynoszą ok. 13 m<sup>3</sup>/h



przy dużych kilkusetmetrowych depresjach. Stosując pompy ciepła możliwe jest pozyskanie z jednego ujęcia średniej mocy termicznej rzędu 0,3 MW i energii cieplnej ok. 2,9 TJ/rok.

Energię geotermalną podzielić można na:

- płytką – to zasoby energii pochodzenia geotermicznego, zakamuflowane w wodach znajdujących się na niewielkich głębokościach i temperaturach na tyle niskich, że ich bezpośrednie wykorzystanie do celów energetycznych jest niemożliwe (można je efektywnie eksploatować w sposób pośredni, np. przy użyciu pomp ciepła). Można przyjąć, że graniczną temperaturą jest w tym przypadku poziom 20°C.
- głęboką – to energia zawarta w wodach znajdujących się na znacznych głębokościach (2÷3 km i więcej), głównie w postaci naturalnych zbiorników o temperaturach powyżej 20°C.

Zgodnie z informacją pochodzącą z Systemu Gospodarki i Ochrony Bogactw Mineralnych oraz rejestru obszarów górniczych, prowadzonego przez Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy, na obszarze Rybnika nie występują rozpoznane złoża wód geotermalnych. Dlatego też należy założyć, że ewentualne wykorzystanie energii geotermalnej odbywać się będzie za pomocą instalacji płytkich z pompami ciepła i kolektorami gruntowymi poziomymi lub pionowymi. Taki sposób wykorzystania jest zgodny z kierunkami o rozwoju gminy wyznaczonymi w obowiązującym Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego miasta Rybnika, przyjętym uchwałą nr 370/XXIII/2016 Rady Miasta Rybnika z dnia 30 czerwca 2016 r., w którym zapisano, że urządzenia wytwarzające energię z wykorzystaniem energii słonecznej, a także ze źródeł geotermalnych, hydrotermalnych i aerotermalnych mogą być lokalizowane jako instalacje pracujące na potrzeby obiektów na obszarach objętych zakresem studium, przy wzięciu pod uwagę ograniczeń wynikających z rodzaju instalacji i ewentualnego zasięgu jej oddziaływania na środowisko.

### Pompy ciepła

Pompa ciepła jest urządzeniem pobierającym ciepło niskotemperaturowe lub odpadowe i transformującym je na wyższy poziom temperaturowy. Spełnia rolę tzw. temperaturowego transformatora ciepła. Do głównych dolnych źródeł ciepła (skąd pobierane jest ciepło niskotemperaturowe) zalicza się: grunt, wody, podziemne i powierzchniowe oraz powietrze. Natomiast górne źródło ciepła stanowi instalacja grzewcza budynku. Pompy ciepła są bardzo korzystnym eksploatacyjnie rozwiązaniem w zakresie ogrzewania budynków i przygotowania ciepłej wody użytkowej. Jednak z uwagi na stosunkowo wysokie nakłady inwestycyjne, w porównaniu do innych rozwiązań, nie są one jeszcze aż tak bardzo popularne.

W zależności od rodzaju nośnika ciepła niskotemperaturowego oraz czynnika podgrzewanego w skraplaczu rozróżnia się następujące systemy pomp ciepła:

- woda-woda (W/W) oraz woda-powietrze (W/P),
- powietrze-woda (P/W) oraz powietrze-powietrze (P/P),
- solanka-woda (S/W) oraz solanka-powietrze (S/P).



Jakkolwiek pompy ciepła niewątpliwie nie są źródłami energii, a cieplnymi maszynami roboczymi, ponieważ wprowadzają do przestrzeni ogrzewanej znacznie większą ilość energii cieplnej od zużywanej energii napędowej, zaś dolne źródło ciepła stanowi w najczęstszym przypadku otaczające powietrze, woda lub grunt, zgodnie z europejską definicją energii ze źródeł odnawialnych uważane są często za odnawialne źródło energii. Warunkiem takiej klasyfikacji stanie się spełnienie wymagań dotyczących oznakowania ekologicznego ustanowionych w decyzji Komisji 2007/742/WE z dnia 9 listopada 2007 r. określającej kryteria ekologiczne dotyczące przyznawania wspólnotowego oznakowania ekologicznego pomp ciepła zasilanych elektrycznie, gazowo lub absorpcyjnym pompom ciepła. Wymagania w zakresie efektywności energetycznej w trybie grzania zebrano w tabeli 11-27. Do scharakteryzowania pomp ciepła nie używa się typowego pojęcia sprawności lecz współczynnika wydajności pompy ciepła, tzw. COP (z ang.: *Coefficient of Performance*), który jest stosunkiem oddanej mocy grzewczej do wkładu energii elektrycznej lub gazu dla określonego źródła i temperatury przy wylocie. Współczynnik ten może przyjmować w praktyce wartości od około 3 do kilkunastu, co oznacza dużą oszczędność energii elektrycznej w porównaniu ze zwykłym grzejnikiem elektrycznym (w którym stosunek ciepła do energii elektrycznej jest bliski liczbie jeden). Przy wykorzystaniu pompy do ogrzewania zakłada się, że źródło energii cieplnej (otoczenie) jest darmowe i dlatego współczynnik efektywności określa się jako stosunek całkowitej energii oddanej w skraplaczu, do ilości ciepła napędowego lub energii pobranej z sieci elektrycznej. Temperatura skraplacza jest od kilku do kilkunastu stopni wyższa od temperatury ogrzewanego pomieszczenia, a temperatura parownika jest o kilka stopni niższa od temperatury źródła ciepła. Pompy ciepła mają dużą efektywność przy małej różnicy temperatur, a tracą ją szybko wraz ze wzrostem tej różnicy. Wskaźnik zużycia energii pierwotnej (PER) uzyskuje się w następujący sposób:

- $COP \times 0,40$  (lub  $COP/2,5$ ) dla elektrycznie zasilanych pomp ciepła lub
- $COP \times 0,91$  ( $COP/1,1$ ) dla pomp ciepła zasilanych gazem lub absorpcyjnych pomp ciepła,

gdzie 0,40 stanowi bieżącą średnią europejską wydajność wytwarzania energii elektrycznej z uwzględnieniem utrat z sieci, a 0,91 stanowi bieżącą średnią europejską wydajność gazową z uwzględnieniem utrat związanych z dystrybucją.

Należy zauważyć, że pompa ciepła jest urządzeniem, w którym stosunkowo łatwo jest uzyskać odwrócenie pracy. Znajduje to zastosowanie w przeważającej części coraz popularniej stosowanych klimatyzatorów np. typu *split*, które z technologicznego punktu widzenia są pompami cieplnymi z możliwością pracy odwracalnej. Dlatego też w decyzji sformułowano wymagania dla pracy chłodniczej – te wymagania zestawiono w tabeli 11-28.

W przypadku pracy chłodniczej stosowane jest pojęcie współczynnik efektywności energetycznej EER (z ang.: *Energy Efficiency Ratio*), który jest stosunkiem oddanej mocy chłodzącej do wkładu energii elektrycznej lub gazu dla określonego źródła i temperatury przy wylocie. Ponadto do oceny efektywności pomp ciepła wykorzystuje się: sezonowy współczynnik efektywności SCOP (ang.: *Seasonal Coefficient of Performance*), czyli uśredniony współczynnik efektywności z sezonu grzewczego dla systemu pompy ciepła w danej lokalizacji i sezonowy współczynnik efektywności energetycznej SEER (ang.: *Seasonal*



*Energy Efficiency Ratio*), to jest uśredniony współczynnik efektywności energetycznej z sezonu chłodniczego dla systemu pompy ciepła w danej lokalizacji.

Zasoby energii możliwej do wykorzystania przy pomocy pomp ciepła są praktycznie nieograniczone, gdyż energia ta czerpana jest z otoczenia w postaci energii aerothermalnej, hydrothermalnej bądź geothermalnej. Zakłada się, że wykorzystanie pomp ciepła w mieście będzie realizowane głównie przez inwestorów indywidualnych przy wsparciu informacyjnym i mecenacie ze strony Gminy.

Systemy pracy instalacji grzewczej wykorzystującej jako źródło ciepła pompę ciepła:

- układ monowalentny – pompa ciepła jest jedynym generatorem ciepła, pokrywającym w każdej sytuacji 100% zapotrzebowania,
- układ monoenergetyczny – pracę pompy ciepła w okresach szczytowego zapotrzebowania wspomaga np. grzałka elektryczna, której włączenie następuje poprzez regulator w zależności od temperatury zewnętrznej i obciążenia,
- system biwalentny (równoległy) – pompa ciepła pracuje jako jedyny generator ciepła, aż do punktu dołączenia drugiego urządzenia grzewczego. Po przekroczeniu punktu dołączenia pompa pracuje wspólnie z drugim urządzeniem grzewczym (np. z kotłem gazowym),
- system biwalentny (alternatywny) – pompa ciepła pracuje jako wyłączny generator ciepła, aż do punktu przełączenia na drugie urządzenie grzewcze. Po przekroczeniu punktu przełączenia pracuje wyłącznie drugie urządzenie grzewcze (np. kocioł gazowy).

Wybierając pompę ciepła jako źródło ogrzewania dla budynku należy zastosować instalację grzewczą o jak najniższej temperaturze zasilania (np. ogrzewanie podłogowe lub ścienne – temp. zasilania układu to ok. 35°C) – wpływa to na podniesienie współczynnika efektywności pracy pompy.

W województwie śląskim rośnie coraz większe zainteresowanie wykorzystaniem pomp ciepła do ogrzewania obiektów budowlanych oraz wody. Również w Rybniku systematycznie wzrasta ilość budynków mieszkalnych i obiektów użyteczności publicznej, wyposażonych w instalacje wykorzystujące pompy ciepła. Zakłada się, że rozwiązania z wykorzystaniem pomp ciepła – z uwagi na możliwość pozyskania środków zewnętrznych na sfinansowanie inwestycji oraz opłacalność eksploatacyjną rozwiązań – będą realizowane przez miasto Rybnik. Zatem rola miasta polegać będzie na pełnieniu roli inwestora i propagatora.

**Tabela 11-27. Wymagana efektywność pomp ciepła w trybie grzania (COP)**

Typ pompy ciepła: źródło ciepła/ rozpraszacz ciepła	Jednostka zewnętrzna [°C]	Jednostka wewnętrzna [°C]	Min. COP	Min. COP	Min. PER
			Elektryczna pompa ciepła	Gazowa pompa ciepła	
powietrze/powietrze	Suchy termometr przy wlocie: 2 Mokry termometr przy wlocie: 1	Suchy termometr przy wlocie: 20 Mokry termometr przy wlocie: 15 maks.	2,9	1,27	1,16



Typ pompy ciepła: źródło ciepła/ rozpraszacz ciepła	Jednostka zewnętrzna [°C]	Jednostka wewnętrzna [°C]	Min. COP	Min. COP	Min. PER
			Elektryczna pompa ciepła	Gazowa pompa ciepła	
powietrze/woda	Suchy termometr przy wlocie: 2 Mokry termometr przy wlocie: 1	Temperatura przy wlocie: 30 Temperatura przy wylocie: 35	3,1	1,36	1,24
		Temperatura przy wlocie: 40 Temperatura przy wylocie: 45	2,60	1,14	1,04
solanka/powietrze	Temperatura przy wlocie: 0 Temperatura przy wylocie: - 3	Suchy termometr przy wlocie: 20 Mokry termometr przy wlocie: 15 maks.	3,4	1,49	1,36
solanka/woda	Temperatura przy wlocie: 0 Temperatura przy wylocie: - 3	Temperatura przy wlocie: 30 Temperatura przy wylocie: 35	4,3	1,89	1,72
		Temperatura przy wlocie: 40 Temperatura przy wylocie: 45	3,5	1,54	1,4
woda/woda	Temperatura przy wlocie: 10 Temperatura przy wylocie: 7	Temperatura przy wlocie: 30 Temperatura przy wylocie: 35	5,1	2,24	2,04
		Temperatura przy wlocie: 40 Temperatura przy wylocie: 45	4,2	1,85	1,68
woda/powietrze	Temperatura przy wlocie: 15 Temperatura przy wylocie: 12  (źródło - pętla wody) Temperatura przy wlocie: 20 Temperatura przy wylocie: 17	Suchy termometr przy wlocie: 20 Mokry termometr przy wlocie: 15 maks.	4,7	2,07	1,88
		Suchy termometr przy wlocie: 20 Mokry termometr przy wlocie: 15 maks.	4,4	1,93	1,76

Źródło: EUR - Lex

**Tabela 11-28. Wymagana efektywność w pomp ciepła w trybie chłodzenia (EER)**

Typ pompy ciepła: źródło ciepła/ rozpraszacz ciepła	Jednostka zewnętrzna [°C]	Jednostka wewnętrzna [°C]	Min. EER	Min. EER	Min. PER
			Elektryczna pompa ciepła	Gazowa pompa ciepła	
powietrze/ powietrze	Suchy termometr przy wlocie: 35 Mokry termometr przy wlocie: 24	Suchy termometr przy wlocie: 27 Mokry termometr przy wlocie: 19	3,20	1,41	1,3
powietrze/woda	Suchy termometr przy wlocie: 35 Mokry termometr przy wlocie: 1	Temperatura przy wlocie: 23 Temperatura przy wylocie: 18	2,20	0,97	0,9



Typ pompy ciepła: źródło ciepła/ rozpraszacz ciepła	Jednostka zewnętrzna [°C]	Jednostka wewnętrzna [°C]	Min. EER	Min. EER	Min. PER
			Elektryczna pompa ciepła	Gazowa pompa ciepła	
		Temperatura przy wlocie: 12 Temperatura przy wylocie: 7	2,20	0,97	0,9
solanka/powietrze	Temperatura przy wlocie: 30 Temperatura przy wylocie: 35	Suchy termometr przy wlocie: 27 Mokry termometr przy wlocie: 19 maks.	3,30	1,45	1,3
solanka/woda	Temperatura przy wlocie: 30 Temperatura przy wylocie: 35	Temperatura przy wlocie: 23 Temperatura przy wylocie: 18	3,00	1,32	1,2
		Temperatura przy wlocie: 12 Temperatura przy wylocie: 7	3,00	1,32	1,2
woda/woda	Temperatura przy wlocie: 30 Temperatura przy wylocie: 35	Temperatura przy wlocie: 23 Temperatura przy wylocie: 18	3,20	1,41	1,3
		Temperatura przy wlocie: 12 Temperatura przy wylocie: 7	3,20	1,41	1,3
woda/powietrze	Temperatura przy wlocie: 30 Temperatura przy wylocie: 35	Suchy termometr przy wlocie: 27 Mokry termometr przy wlocie: 19	4,40	1,93	1,8

Źródło: EUR - Lex

## Energia słońca

Do Ziemi dociera promieniowanie słoneczne zbliżone widmowo do promieniowania ciała doskonale czarnego o temperaturze ok. 5,7 tys. K. Przed wejściem do atmosfery moc promieniowania jest równa ok. 1,3 kW na 1 m<sup>2</sup> powierzchni prostopadłej do promieniowania słonecznego. Część tej energii jest odbijana i pochłaniana przez atmosferę. Do powierzchni 1 m<sup>2</sup> Ziemi w słoneczny dzień dociera około 1 kW.

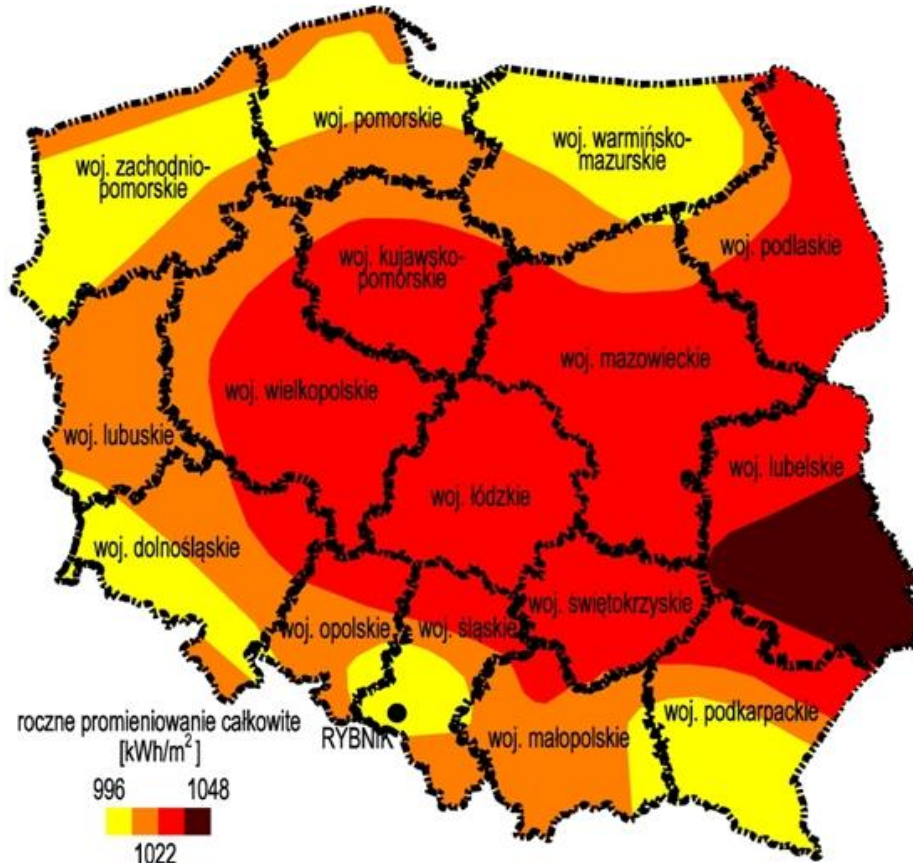
Ilość energii słonecznej docierającej do danego miejsca zależy od szerokości geograficznej oraz od czynników pogodowych. Średnie nasłonecznienie obszaru Polski wynosi rocznie ~1 MWh/m<sup>2</sup> na poziomą powierzchnię, co odpowiada wartości opałowej ok. 120 kg paliwa umownego.

Wykorzystanie bezpośrednio energii słonecznej może odbywać się na drodze konwersji fotowoltaicznej lub fototermicznej. W obu przypadkach, niepodważalną zaletą wykorzystania tej energii jest brak szkodliwego oddziaływania na środowisko. Natomiast warunkiem

ograniczającym dostępność stosowania instalacji solarnych są wciąż jeszcze wysokie nakłady inwestycyjne związane z zainstalowaniem stosownych urządzeń.

Województwo Śląskie charakteryzuje się bardzo nierównomiernym rozkładem promieniowania słonecznego. Najczęściej stosowane są kolektory słoneczne w połączeniu z pompami ciepła. Widoczny jest wzrost wykorzystywania energii słonecznej w budynkach użyteczności publicznej, a w ostatnich latach obserwuje się także wzrost zainteresowania wykorzystaniem energii słonecznej wśród odbiorców indywidualnych. Rybnik położony jest w rejonie, w którym nasłonecznienie jest umiarkowane.

**Rysunek 11-3 Nasłonecznienie w Polsce**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie Podhalańskiej Agencji Poszanowania Energetyki

### Kolektory słoneczne

Kolektory słoneczne wykorzystują za pomocą konwersji fototermicznej energię promieniowania słonecznego do bezpośredniej produkcji ciepła dwoma sposobami: sposobem pasywnym (biernym) i sposobem aktywnym (czynnym). Transmisja zaabsorbowanej energii słonecznej do odbiorników odbywa się w specjalnych instalacjach.

W systemach pasywnych konwersja energii promieniowania słonecznego w ciepło zachodzi w sposób naturalny w istniejących lub specjalnie zaprojektowanych elementach struktury budynków pełniących rolę absorberów.

W systemach aktywnych dostarcza się do instalacji dodatkową energię z zewnątrz, zwykle do napędu pompy lub wentylatora przetłaczających czynnik roboczy (najczęściej wodę lub powietrze) przez kolektor słoneczny.



Funkcjonowanie kolektora słonecznego jest związane z podgrzewaniem przepływającego przez absorber czynnika roboczego, który przenosi i oddaje ciepło w części odbiorczej instalacji grzewczej.

Podstawowe składniki typowej instalacji solarnej to kolektor słoneczny, pompa obiegowa oraz zasobnik ciepłej wody wraz z elementami pomocniczymi. Na rynku dostępne są obecnie kolektory płaskie oraz próżniowe.

Kolektory słoneczne można stosować do:

- ogrzewania wody basenowej,
- wspomaganie przygotowania c.w.u.,
- wspomaganie centralnego ogrzewania.

W warunkach krajowych szacuje się, że instalacja z kolektorem słonecznym jest zdolna pokryć około 60÷70% rocznego zapotrzebowania na energię do przygotowania c.w.u. oraz 30÷50% ogrzewania domu niskoenergetycznego.

Główną wadą tych instalacji jest zmniejszenie uzysków energii w miesiącach jesienno-zimowych, gdy zapotrzebowanie odbiorcy jest największe. Wyjściem z tego problemu może być m.in. zastosowanie kolektorów próżniowych (są o ok. 30% sprawniejsze w tym okresie od kolektorów płaskich) oraz wykorzystywanie tych instalacji w budynkach o jak najmniejszym zapotrzebowaniu na energię ciepłą (tzw. budynki niskoenergetyczne).

Decydując się na zastosowanie kolektorów należy mieć na uwadze następujące zalecenia:

- ➔ powinny być one zwrócone możliwie dokładnie w kierunku południowym, w ciągu dnia nie powinny być zacieniane przez sąsiednie budynki, inne obiekty i drzewa,
- ➔ kąt nachylenia powinien być uzależniony od przeznaczenia instalacji oraz szerokości geograficznej (przyjmuje się, że kąt nachylenia powinien wynosić 45°).

Na krajowym rynku pojawia się coraz większa liczba firm zajmujących się głównie sprzedażą zestawów kolektorowych. Dlatego ważne jest, aby przy zakupie takiej instalacji kierować się m.in. następującymi kryteriami:

- ➔ długość udzielanej gwarancji – min. 5 lat na instalacje oraz 10 na rury szklane kolektora,
- ➔ odporność na warunki atmosferyczne (głównie na gradobicie) – potwierdzona odpowiednimi świadectwami wydanymi przez uprawnione do tego instytuty,
- ➔ wiarygodność firmy – referencje działających instalacji, dogodne warunki serwisowe w razie jakichkolwiek awarii.

Pomimo że nasłonecznienie w Rybniku jest o ok. 10% niższe od średniej krajowej, prosty czas zwrotu nakładów na instalację do wspomaganie przygotowania ciepłej wody użytkowej wynosi 8,5 roku, co sprawia, że taka inwestycja jest uzasadniona ekonomicznie.

Obecnie na obszarze Rybnika zainstalowano już kilkaset kolektorów słonecznych, które oprócz obiektów budownictwa mieszkaniowego, szczególnie indywidualnego, wspomagają bilans energetyczny wielu obiektów użyteczności publicznej, w tym między innymi: Miejskiego Domu Pomocy Społecznej, Zespołu Szkół Budowlanych, Krytej Pływalni w Rybni-

ku-Boguszowicach czy też Hotelu „OLIMPIA”. W ostatnim okresie zainstalowano kolektory słoneczne na 28 miejskich obiektach użyteczności publicznej (patrz rozdział 12.3.3). W ramach dofinansowania z Programu ograniczenia niskiej emisji na indywidualnych budynkach mieszkalnych zamontowano również 250 instalacji solarnych (patrz rozdział 12.3.2).

Zakłada się, że wykorzystanie energii słonecznej w Rybniku będzie nadal realizowane, głównie jednak przez inwestorów indywidualnych przy wsparciu informacyjnym i mecenacie ze strony Miasta.

### Ogniwa fotowoltaiczne

Systemy fotowoltaiczne przetwarzają energię promieniowania słonecznego bezpośrednio w energię elektryczną. Ze względu na powszechną dostępność do promieniowania słonecznego można je stosować praktycznie w dowolnym miejscu. Najpoważniejszym obecnie ograniczeniem w rozwoju fotowoltaiki jest stosunkowo wysoka cena instalacji.

Typowy układ fotowoltaiczny, działający niezależnie od sieci elektroenergetycznej składa się z: modułów, paneli lub kolektorów fotowoltaicznych oraz kontrolera ładowania, akumulatora i falownika. Energia wytworzona w ogniwach magazynowana jest w akumulatorze, które dostarczają energię elektryczną do odbiornika energii w czasie, gdy nie ma promieniowania słonecznego lub jest ono niewystarczające. Do racjonalnego wykorzystania akumulatorów służy kontroler ładowania, natomiast zadaniem falownika jest zamiana napięcia stałego na zmienne o stałej częstotliwości. Niektóre odbiorniki prądu można również zasilać bezpośrednio z szyny napięcia stałego.

Najczęściej spotykane zastosowania to:

- zasilanie budynków w obszarach położonych poza zasięgiem sieci elektroenergetycznej,
- zasilanie domków letniskowych,
- wytwarzanie energii w małych przydomowych elektrowniach słonecznych do odsprzedaży do sieci,
- zasilanie urządzeń komunalnych, telekomunikacyjnych, sygnalizacyjnych, automatyki przemysłowej itp.

Wykorzystanie kolektorów słonecznych i ogniw fotowoltaicznych na obszarze miasta jest zgodne z kierunkami rozwoju gminy wyznaczonymi w obowiązującym Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego miasta Rybnika, przyjętym uchwałą nr 370/XXIII/2016 Rady Miasta Rybnika z dnia 30 czerwca 2016 r., w którym zapisano, że urządzenia wytwarzające energię z wykorzystaniem energii słonecznej, mogą być lokalizowane jako instalacje pracujące na potrzeby obiektów na obszarach objętych zakresem studium, przy wzięciu pod uwagę ograniczeń wynikających z rodzaju instalacji i ewentualnego zasięgu jej oddziaływania na środowisko.

### **System hybrydowy słoneczno-wiatrowy**

Scharakteryzowane powyżej technologie OZE wykorzystujące energię słoneczną i wiatru dają bardzo dobre wyniki przy ich jednoczesnym zastosowaniu w tzw. układach hybrydowych. Prowadzone na świecie obserwacje meteorologiczne wskazują, że w porze naj-



większego nasilenia wiatrów (okres jesienno-zimowy) promieniowanie słoneczne jest słabe, natomiast w porze wiosenno-letniej, kiedy natężenie promieniowania słonecznego jest najsilniejsze, spada średnia prędkość wiatru. Stąd połączenie ze sobą energii słonecznej i wiatrowej daje, w pewnym przybliżeniu, stały dopływ energii do odbiorcy w ciągu roku. Na obszarze Rybnika nie zinwentaryzowano układów hybrydowych.

### 11.6.1 Podsumowanie

W chwili obecnej najbardziej znaczącą technologią pozyskiwania energii odnawialnej na terenie Rybnika jest spalanie biomasy. Dzieje się tak za sprawą wdrożonej w Elektrowni EDF Polska S.A. Oddział w Rybniku technologii współspalania biomasy z węglem, w kotłach energetycznych elektrowni. Zważywszy na potężne ilości węgla spalane w wymienionym źródle energii, częściowe zastąpienie paliwa kopalnego biomasą przynosi bardzo znaczące, w sensie wartości liczbowych, efekty charakterystyczne dla źródeł odnawialnych.

Na obszarze miasta Rybnika nie występują szczególnie korzystne warunki do rozwoju odnawialnych źródeł energii, szczególnie tych wykorzystujących naturalne siły przyrody. Jedynie kolektory słoneczne zastosowane do wspomagania instalacji grzewczych znajdują uzasadnienie ekonomiczne i powinny być promowane przez władze miasta jako rozwiązanie przynoszące wymierne efekty ekologiczne w postaci unikniętej emisji, dzięki zaoszczędzeniu ok. 75% paliw pierwotnych. Poza tym warunki wiatrowe, brak źródeł gorących wód geotermalnych, brak znaczących cieków wodnych o znaczeniu energetycznym nie predestynują do inwestowania w źródła energii o charakterze odnawialnym.

Nieco inaczej rzecz się ma w przypadku energii pozyskiwanej ze źródeł o charakterze paliw odnawialnych, tzn. biomasy, biogazu, względnie ciekłych paliw z surowców rolniczych. Jakkolwiek obszar miasta trudno jest uznać za tereny rolnicze, nie przesądza to o niemożności pozyskania substancji o charakterze biomasy. Szczególne znaczenie w tym zakresie mogą mieć odpady komunalne, po wysegregowaniu z nich odpadów ulegających biodegradacji. Papier, tektura, odpady parkowe i znaczna część odpadów cementarnych, odpady z zakładów gastronomicznych i nawet drobnych zakładów przetwórstwa spożywczego mają znaczący udział w generowanym w mieście strumieniu odpadów komunalnych. Jednocześnie mogą stanowić idealny surowiec energetyczny, szczególnie po ich przetworzeniu w biogaz, który po odsiarczeniu stanowić może wysokiej klasy paliwo gazowe do różnych zastosowań.

Dodatkowo źródła oparte na wykorzystaniu spalania biomasy i biogazu mają istotną cechę wyróżniającą je spośród technologii źródeł odnawialnych. W odróżnieniu od energii wiatru, energii słonecznej, czy energii wód powierzchniowych nie podlegają nieprzewidywalnym wahaniom, uzależnionym od zjawisk atmosferyczno-pogodowych. W tej sytuacji główną uwagę w aspekcie odnawialnych źródeł energii na obszarze miasta Rybnika należy skierować na energetyczne wykorzystanie substancji o charakterze biomasy i odpadów ulegających biodegradacji oraz wspomnianą promocję solarnych instalacji wspomagających instalacje grzewcze.

Kontrola zużycia energii oraz zwiększone stosowanie energii ze źródeł odnawialnych wraz z oszczędnością energii i zwiększoną efektywnością energetyczną stanowią istotne ele-





menty pakietu środków koniecznych do redukcji emisji gazów cieplarnianych i spełnienia postanowień Protokołu z Kioto do Ramowej Konwencji Organizacji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu, a także do wywiązania się z innych wspólnotowych i międzynarodowych zobowiązań w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych. Elementy te mają również duże znaczenie dla zwiększenia bezpieczeństwa dostaw energii, wspierania rozwoju technologicznego i innowacji, a także dla tworzenia możliwości zatrudnienia i możliwości rozwoju regionalnego, zwłaszcza na obszarach wiejskich i odizolowanych. Postępujące udoskonalenia technologiczne, stosowanie technologii energooszczędnych oraz stosowanie energii ze źródeł odnawialnych należą do jednych z najskuteczniejszych narzędzi, dzięki którym można zmniejszyć uzależnienie od importu paliw kopalnych. Wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych, często w lokalnych małych instalacjach daje możliwości rozwoju i zatrudnienia, dzięki regionalnym i lokalnym inwestycjom w dziedzinie wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych, tworząc docelowo szczególne szanse osiągnięcia wzrostu gospodarczego dzięki innowacjom i zrównoważonej konkurencyjnej polityce energetycznej. Należy zatem wspierać krajowe i regionalne działania na rzecz rozwoju w tych dziedzinach, promując wymianę najlepszych wzorców w zakresie wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych pomiędzy lokalnymi i regionalnymi inicjatywami rozwojowymi, a także propagować korzystanie z finansowania strukturalnego w tym obszarze. Podejmując decyzje o sprzyjaniu rozwojowi rynku odnawialnych źródeł energii należy bezwzględnie uwzględnić jego pozytywny wpływ na szanse rozwoju regionalnego i lokalnego, a także na poszerzenie ogólnych perspektyw, spójność społeczną i możliwości zatrudnienia, jak również rozwój niezależnego wytwarzania energii. Dążenie do zdecentralizowanego wytwarzania energii niesie ze sobą wiele korzyści, w tym wykorzystanie lokalnych źródeł energii, większe bezpieczeństwo dostaw energii w skali lokalnej, krótsze odległości transportu oraz mniejsze straty przesyłowe. Taka decentralizacja wspiera również rozwój i spójność społeczności poprzez zapewnienie źródeł dochodu oraz tworzenie miejsc pracy na szczeblu lokalnym.

Aby obniżyć emisje gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmniejszyć jej zależność od importu energii, powinno się ściśle powiązać rozwój energii ze źródeł odnawialnych ze wzrostem wydajności energetycznej. Wprowadzona dnia 25 czerwca 2009 r. dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE, zobowiązuje państwa członkowskie Unii Europejskiej do wprowadzenia regulacji prawnych w zakresie rozwoju odnawialnych źródeł energii (OZE). W dniu 10 listopada 2009 r. Rada Ministrów uchwaliła Politykę Energetyczną Polski do 2030 r., w którym to dokumencie opisano cele strategiczne rozwoju energetyki państwa. Celem nadrzędnym tej strategii jest zapewnienie osiągnięcia przez Państwo Polskie w 2020 r. co najmniej 15% udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto, w tym co najmniej 10% udziału odnawialnej energii zużywanej w transporcie. W celu zrealizowania wyznaczonych zamierzeń konieczne było ustanowienie odpowiednich przepisów, które określiłyby warunki wytwarzania energii elektrycznej, ciepła lub chłodu z odnawialnych źródeł energii oraz uregulowały mechanizmy wsparcia wytwarzania energii finalnej z OZE. Pierwszym krokiem w kierunku implementacji zapisów ww. dyrektywy do ustawodawstwa krajowego było przyjęcie ustawy o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw z dn. 16 lipca 2013 r. (Dz. U. 2013 poz. 984).



W dniu 4 maja 2015 r. weszła w życie ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. 2015 poz. 478), która wprowadza regulacje mające na celu wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w procesie wytwarzania energii finalnej.

Ustawa wprowadza zmiany w definicji pojęcia „odnawialne źródło energii”, które oznacza odnawialne, niekopalne źródła energii obejmujące energię wiatru, energię promieniowania słonecznego, energię aerotermalną, energię geotermalną, energię hydrotermalną, hydroenergię, energię fal, prądów i pływów morskich, energię otrzymywaną z biomasy, biogazu, biogazu rolniczego oraz z biopłynów.

Zmiany wprowadzono również w definicji pojęcia: „mała instalacja”, oznaczające instalację odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 40 kW i nie większej niż 200 kW, przyłączonej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu większej niż 120 kW i nie większej niż 600 kW; „mikroinstalacja”, oznaczające instalację odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 40 kW, przyłączonej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu nie większej niż 120 kW.

Wg przepisów omawianej ustawy podjęcie działalności w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z OZE wymaga uzyskania koncesji, która przyznawana jest na warunkach określonych w ustawie Prawo energetyczne. Wyjątek stanowi wytwarzanie energii elektrycznej w mikroinstalacji, w małej instalacji, z biogazu rolniczego oraz z biopłynów.

Ustawa o odnawialnych źródłach energii wprowadza wsparcie dla osób fizycznych, nie prowadzących działalności gospodarczej, wytwarzających energię elektryczną ze źródeł odnawialnych w mikroinstalacji, w celu jej zużycia na własne potrzeby (prosumentów). Osoby te mogą sprzedać niewykorzystaną energię elektryczną, wprowadzoną do sieci dystrybucyjnej. To samo tyczy się wytwórców energii elektrycznej z biogazu rolniczego w mikroinstalacji oraz wytwórców biogazu rolniczego, którzy prowadzą działalność wytwórczą w celu pokrycia potrzeb własnych – osoby te mogą sprzedać niewykorzystaną energię elektryczną lub niewykorzystany biogaz rolniczy (wytworzony w instalacji OZE o rocznej wydajności do 160 tys. m<sup>3</sup>).

Ustawa o OZE wprowadza sposoby monitorowania rynku energii elektrycznej i ciepła wytworzonych z odnawialnych źródeł energii, w tym obowiązek przekazywania przez wytwórcę informacji do operatora systemu dystrybucyjnego na temat rodzaju, mocy, planowanej lokalizacji oraz terminu przyłączenia instalacji do sieci dystrybucyjnej i ewentualnych zmian. Sprawozdanie zawierające wykaz wytwórców będzie umieszczane przez Prezesa URE w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Regulacji Energetyki.

Do najważniejszych zmian, które wprowadza ustawa, należy nowy system wsparcia wytwórców energii z odnawialnych źródeł. Dotychczas przedsiębiorcy korzystający w procesie wytwórczym z odnawialnych źródeł energii byli uprawnieni do otrzymania tzw. zielonych certyfikatów, które mogły zostać sprzedane na giełdzie, a uzyskana wartość stanowiła wsparcie. Uchwalona ustawa o OZE przewiduje zapewnienie wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii możliwości sprzedaży wytworzonej energii przez 15 lat po stałej cenie. Warunkiem uzyskania pomocy publicznej jest wygranie przez danego wytwórcę aukcji na wyprodukowanie określonej ilości energii elektrycznej ze źródeł od-

nawialnych bądź biogazu w określonym czasie. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ma na mocy ustawy wyznaczać sprzedawcę energii elektrycznej („sprzedawca zobowiązany”), który będzie obowiązany do zakupu energii od wytwórcy, który wygrał aukcję.

W lipcu 2015 r. Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej ogłosił nabór wniosków o dofinansowanie inwestycji w ramach finansowanego ze środków krajowych programu priorytetowego „Wspieranie rozproszonych, odnawialnych źródeł energii. Część 2 Prosument – linia dofinansowania z przeznaczeniem na zakup i montaż mikroinstalacji odnawialnych źródeł energii”. Program jest skierowany do osób fizycznych, wspólnot lub spółdzielni mieszkaniowych oraz jednostek samorządu terytorialnego i zakłada dofinansowanie zakupu oraz montażu małych lub mikroinstalacji odnawialnych źródeł energii.

W ramach programu Prosument finansowane są instalacje do produkcji energii elektrycznej lub ciepła wykorzystujące:

- źródła ciepła opalane biomasą, pompy ciepła oraz kolektory słoneczne o zainstalowanej mocy cieplnej do 300 kW,
- systemy fotowoltaiczne, małe elektrownie wiatrowe oraz układy mikrokogeneracyjne (w tym mikrobiogazownie) o zainstalowanej mocy elektrycznej do 40 kW.

Pożyczka / kredyt preferencyjny wraz z dotacją obejmuje łącznie do 100% kosztów kwalifikowanych instalacji, natomiast wartość przyznawanych dotacji wynosi 20% lub 40% kosztów (po 2016 r. dotacje wyniosą 15% lub 30%). Należy zwrócić uwagę na fakt, że udział w programie będzie skutkował wykluczeniem możliwości uzyskania dofinansowania kosztów danego przedsięwzięcia z innych środków publicznych. Budżet programu wynosi 800 mln zł na lata 2014-2022, z tym że zawieranie umów pożyczek wraz z dotacją będzie możliwe do 2020 r.

## **11.7 Skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej – kogeneracja**

Jedną z racjonalnych, oszczędnych i ekologicznych metod wytwarzania energii są skojarzone układy do jednoczesnej produkcji energii elektrycznej i ciepła. W układzie skojarzonym ciepło odpadowe z jednego procesu staje się źródłem energii dla następnego procesu.

Jednym z największych przemysłowych źródeł ciepła odpadowego są skraplacze turbin kondensacyjnych wielkich elektrowni zawodowych. Pomimo wysokiej próżni uzyskiwanej w skraplaczach, odprowadzane z nich potężne strumienie wody chłodzącej zawierają, przy obecnie stosowanych mocach bloków, znaczące ilości ciepła, wprowadzane bezpośrednio do wód powierzchniowych lub do atmosfery. Ciepło to znacznie przewyższa iloczyn strumienia pary w obiegu elektrowni i entalpii parowania pary wodnej. Dzieje się tak ze względu na konieczność zapewnienia minimalnego stopnia suchości pary za częścią niskoprężną turbiny kondensacyjnej, wynoszącego  $X = 0,85$  (w elektrowniach jądrowych) do  $X = 0,88 \div 0,9$  (w energetyce konwencjonalnej), co jest związane z poważnymi problemami wynikającymi z erozyjnego działania drobin skroplonej wody na łopatki ostatnich stopni turbin. W przypadku stosowanego dotychczas w większości elektrowni cieplnych klasycznego obiegu Rankine’a czynione od lat wysiłki zmierzające do maksymalizacji sprawności wytwarzania energii elektrycznej, polegające na zwiększaniu parametrów pary świeżej do parametrów nadkrytycznych i supernadkrytycznych, zastosowaniu wysokich temperatur



wtórnego przegrzewu pary oraz powszechnym stosowaniu wielostopniowego regeneracyjnego podgrzewu wody zasilającej – tzw. karnotyzacja obiegu, przynoszą tylko ograniczone efekty, nie będąc w stanie zapewnić sprawności wytwarzania energii elektrycznej powyżej 48%. Oznacza to, że w procesie wytwarzania energii elektrycznej w konwencjonalnej siłowni parowej większość energii chemicznej paliwa zostaje bezpowrotnie stracona, w przeważającej części na podgrzewanie otoczenia, przy okazji powodując niekorzystne zjawiska ekologiczne np. w zbiornikach wodnych. Lekarstwem na taki stan rzeczy okazało się być pogorszenie parametrów obiegu. Co prawda zwiększenie ciśnienia w skraplaczu, a tym samym podwyższenie temperatury dolnego źródła ciepła wpływa na pogorszenie sprawności wytwarzania energii elektrycznej, lecz umożliwia uzyskanie czynnika – najczęściej w postaci pary lub gorącej wody – o temperaturze umożliwiającej wykorzystanie ciepła pochodzącego ze strumienia skraplanej pary obiegowej. Idea taka legła u podstaw tzw. skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, ostatnio powszechnie określanego mianem kogeneracji.

Ten system pozyskiwania energii elektrycznej umożliwia obecnie najlepsze wykorzystanie energii chemicznej, zawartej w paliwach kopalnych, umożliwiając wykorzystanie nawet ponad 80% pierwotnej energii chemicznej paliwa. Z czasem idea wykorzystania ciepła dolnego źródła w charakterze ciepła użytkowego znalazła zastosowanie w innych technologiach wytwarzania energii elektrycznej np. poprzez wykorzystanie ciepła wody chłodzącej silnik Diesla napędzający generator, dodatkowo uzupełnionego o część ciepła odzyskanego z wytwarzanych spalin. Obecnie energia elektryczna może być wytwarzana w skojarzeniu z produkcją ciepła użytkowego w różnych układach technologicznych, w zależności od wymaganej, możliwej do zagospodarowania mocy cieplnej, której wielkość stanowi najczęściej jedno z głównych kryteriów doboru wielkości i rodzaju układu. Ponadto w oparciu o wytworzone ciepło istnieje możliwość produkcji chłodu użytkowego w układach technologicznych ziębiarek absorpcyjnych lub adsorpcyjnych. Takie skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej, ciepła i chłodu bywa coraz częściej określane jako trigeneracja. Konieczność dbałości o jak najlepsze wykorzystanie energii paliw kopalnych, w aspekcie nadrzędnej polityki przeciwdziałania niekorzystnym zmianom klimatu znalazła wyraz w dyrektywie 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniającej dyrektywę 92/42/EWG. Celem dyrektywy jest zwiększenie efektywności energetycznej i poprawa bezpieczeństwa dostaw poprzez stworzenie ram dla wspierania i rozwoju produkcji ciepła i energii elektrycznej w układzie kogeneracji o wysokiej wydajności opartej na zapotrzebowaniu na ciepło użytkowe i oszczędnościach w energii pierwotnej na wewnętrznym rynku energii, z uwzględnieniem specyficznych uwarunkowań krajowych, szczególnie w odniesieniu do warunków klimatycznych i ekonomicznych. Ponieważ w ogólnym przypadku ciepło użytkowe można pozyskiwać w każdym przypadku wytwarzania energii mechanicznej, nie tylko napędu generatorów, termin „kogeneracja” zdefiniowano w dyrektywie jako równoczesne wytwarzanie energii cieplnej i energii elektrycznej i/lub mechanicznej w trakcie tego samego procesu. Ponieważ uzyskane ciepło użytkowe coraz częściej bywa wykorzystywane do produkcji chłodu użytkowego, „ciepło użytkowe” zdefiniowano jako ciepło wytwarzane w procesie kogeneracji w celu zaspokojenia ekonomicznie uzasadnionego popytu (tzn. zapotrzebowania, które nie przekracza potrzeb w zakresie ciepła lub chłodzenia i które w innej sytua-



cji zostałyby zaspokojone w warunkach rynkowych przy zastosowaniu procesów wytwarzania energii innych niż kogeneracja) na ciepło lub chłodzenie. W dyrektywie tej wyróżniono: mikrokogenerację – w jednostkach o maksymalnej mocy elektrycznej poniżej 50 kW oraz kogenerację na małą skalę – w jednostkach o maksymalnej mocy elektrycznej poniżej 1 MW. Natomiast pojęciem kogeneracji o wysokiej wydajności oznaczono kogenerację w jednostkach kogeneracji, w których produkcja kogeneracyjna powinna zapewnić oszczędności w energii pierwotnej w wysokości co najmniej 10% w porównaniu z wartościami referencyjnymi dla rozdzielonej produkcji ciepła i energii elektrycznej, względnie produkcję w jednostkach kogeneracji na małą skalę i jednostkach mikrokogeneracji zapewniającą oszczędności w energii pierwotnej. Do technologii kogeneracyjnych objętych dyrektywą zaliczono: turbiny gazowo-parowe z odzyskiwaczami ciepła, turbiny parowe przeciwprężne, turbiny parowe upustowo-kondensacyjne, turbiny gazowe z odzyskiwaczami ciepła, silniki spalinowe, mikroturbiny, silniki Stirlinga, ogniwa paliwowe, silniki parowe, organiczny obieg Rankine'a oraz pozostałe rodzaje technologii lub ich kombinacje równocześnie wytwarzające ciepło i energię elektryczną i/lub mechaniczną w trakcie tego samego procesu.

Ustalono, że na podstawie zharmonizowanych wartości referencyjnych wydajności dla rozdzielonej produkcji energii elektrycznej i ciepła, pochodzenie energii elektrycznej z kogeneracji o wysokiej wydajności może być zagwarantowane według obiektywnych, przejrzystych i niedyskryminujących kryteriów. W Polsce przyjęto system świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji, wydawanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się wytwarzaniem energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji, złożony za pośrednictwem operatora systemu elektroenergetycznego, na którego obszarze działania znajduje się jednostka kogeneracji, oddzielnie dla energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji w jednostkach kogeneracji:

- opalanych paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MW;
- opalanych metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy;
- innych jednostkach kogeneracji.

Odbiorcy przemysłowi zużywający w roku kalendarzowym poprzedzającym nie mniej niż 100 GWh energii elektrycznej, przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej lub obrotu tą energią i sprzedające tę energię odbiorcom końcowym niebędących odbiorcami przemysłowymi zużywającymi rocznie nie mniej niż 100 GWh energii elektrycznej, odbiorcy końcowi, inni niż odbiorca przemysłowy zużywający rocznie nie mniej niż 100 GWh energii elektrycznej, odbiorcy końcowi będący członkiem giełdowej izby rozrachunkowej oraz towarowe domy maklerskie lub domy maklerskie, w odniesieniu do transakcji zawieranych na zlecenie odbiorców końcowych, innych niż odbiorcy przemysłowi, zużywający rocznie nie mniej niż 100 GWh energii elektrycznej, na giełdzie towarowej lub na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany, zostali zobowiązani uzyskać i przedstawić do umorzenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki



świadczenie pochodzenia z kogeneracji wydane dla energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach kogeneracji znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub uiszczyć opłatę zastępczą, do dnia 30 czerwca każdego roku, za poprzedni rok kalendarzowy.

Przepisy powołanej dyrektywy zostały uchylone przez dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylecia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE, jednakże opisany powyżej krajowy system wsparcia dla wytwórców energii elektrycznej i ciepła w kogeneracji, został przedłużony przepisami ustawy z dnia 14 marca 2014 r. o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. 2014 poz. 490) i będzie obowiązywał do dnia 30 czerwca 2019 r.

Analizując potencjał w zakresie kogeneracji o wysokiej wydajności, należy zbadać:

- typ paliw, które mogą zostać wykorzystane do realizacji potencjału w zakresie kogeneracji, ze szczególnym uwzględnieniem potencjału w zakresie większego wykorzystania odnawialnych źródeł energii na krajowych rynkach ciepłowniczych poprzez kogenerację;
- typ technologii kogeneracyjnych, które prawdopodobnie zostaną wykorzystane do realizacji potencjału;
- typ rozdzielonej produkcji ciepła i energii elektrycznej lub, jeżeli to wykonalne, energii mechanicznej, który kogeneracja o wysokiej wydajności prawdopodobnie zastąpi;
- podział potencjału na potencjał w zakresie modernizacji istniejących jednostek oraz potencjał w zakresie budowy nowych jednostek.

Należy uwzględnić odpowiednie mechanizmy służące ocenie opłacalności – mierzonej oszczędnościami w energii pierwotnej – zwiększenia udziału wysokowydajnej kogeneracji w rynku energii. Ewentualne wsparcie dla istniejących i przyszłych jednostek kogeneracji winno być oparte na zapotrzebowaniu na ciepło użytkowe oraz oszczędnościach w energii pierwotnej, w świetle dostępnych możliwości ograniczania zapotrzebowania na energię poprzez inne ekonomicznie wykonalne lub korzystne dla środowiska naturalnego środki, takie jak inne środki w zakresie efektywności energetycznej. Należy określić całkowity potencjał dla zapotrzebowania na ciepło użytkowe i chłodzenie, dla którego zastosowanie kogeneracji o wysokiej wydajności byłoby właściwe, jak również dostępność paliw i innych zasobów energetycznych do wykorzystania w kogeneracji oraz przeanalizować bariery, które mogą utrudnić realizację wdrożenia kogeneracji o wysokiej wydajności, uwzględniając w szczególności bariery związane z cenami, kosztami i dostępnością paliw, oraz bariery związane z systemem elektroenergetycznym, procedurami administracyjnymi oraz brakiem internalizacji kosztów zewnętrznych w cenach energii.

Wysokosprawna kogeneracja oraz stosowanie systemów ciepłowniczych i chłodniczych mają znaczny potencjał w zakresie oszczędności energii pierwotnej, który jest w dużym stopniu niewykorzystywany. Należy zatem przeprowadzić kompleksową ocenę potencjału wysokosprawnej kogeneracji oraz stosowania systemów ciepłowniczych i chłodniczych, tak aby udostępniać inwestorom informacje na temat planów rozwoju i przyczyniać się do tworzenia stabilnego i wspierającego klimatu inwestycyjnego. Nowe instalacje wytwórcze energii elektrycznej oraz istniejące instalacje poddawane znacznej modernizacji lub takie,

których zezwolenie lub koncesja są aktualizowane, powinny – w przypadku gdy analiza kosztów i korzyści wskaże na nadwyżkę korzyści – być wyposażane w wysokosprawne jednostki kogeneracji w celu odzyskiwania ciepła odpadowego powstałego przy wytwarzaniu energii elektrycznej. Odzyskane ciepło odpadowe można następnie przesyłać zgodnie z potrzebami za pośrednictwem sieci ciepłowniczych. Należy zachęcać do wprowadzania środków i procedur wspierających instalacje kogeneracyjne o całkowitej znamionowej mocy cieplnej dostarczonej w paliwie wynoszącej mniej niż 20 MW, tak aby zachęcać do rozproszonego wytwarzania energii. Wysokosprawna kogeneracja powinna być zdefiniowana w oparciu o oszczędność energii uzyskaną dzięki wytwarzaniu skojarzonemu, a nie na podstawie produkcji energii cieplnej i energii elektrycznej z osobna. Aby maksymalnie zwiększyć oszczędność energii i nie dopuścić do zaprzepaszczenia możliwości oszczędności energii, należy w jak największym stopniu zwrócić uwagę na warunki eksploatacji jednostek kogeneracyjnych. Należy przy tym uwzględnić specyficzną strukturę sektora kogeneracji oraz sektora ciepłowniczego i chłodniczego, które obejmują wielu małych i średnich producentów, w szczególności przy dokonywaniu przeglądu procedur administracyjnych w zakresie wydawania pozwoleń na budowę obiektów kogeneracji lub przynależnych sieci, stosując zasadę „najpierw myśl na małą skalę”.

W małych układach rozproszonych wykorzystuje się głównie gazowe silniki spalinowe lub turbiny gazowe do napędu generatorów energii elektrycznej z jednoczesnym wytwarzaniem ciepła odpadowego (ze spalin oraz wody i oleju chłodzącego silnik) oraz do wytworzenia pary wodnej lub gorącej wody do celów komunalno-bytowych lub przemysłowych. Sprawność takiego układu nierzadko przekracza 85%. Układy takie zasilane są przeważnie gazem ziemnym lub olejem opałowym.

Doboru konfiguracji i parametrów układu kogeneracyjnego do konkretnego obiektu dokonuje się na podstawie:

- określenia uwarunkowań pracy układu kogeneracyjnego (w tym m.in. określenia priorytetu wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła);
- wykresów uporządkowanych zapotrzebowania energii elektrycznej oraz ciepła dla obiektu;
- warunków ekonomicznych realizacji inwestycji (kosztów ekonomicznych i inwestycyjnych).

Dopiero na tej podstawie można przystąpić do doboru typu, liczby i parametrów poszczególnych urządzeń wchodzących w skład układu kogeneracyjnego.

Stosowanie rozproszonych układów skojarzonych w porównaniu do układów klasycznych cechuje się następującymi zaletami:

- ➔ wysoka sprawność wytwarzania (do 90%) energii przy najpełniejszym wykorzystaniu energii chemicznej zawartej w paliwie;
- ➔ wysoka sprawność procesu skojarzonego powoduje, że energię elektryczną wyprodukowaną w skojarzeniu ma obowiązek zakupić przedsiębiorstwo dystrybucyjne za cenę regulowaną;
- ➔ względnie niższe zanieczyszczenie środowiska produktami spalania,



- zmniejszenie kosztów przesyłu energii;
- zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego poprzez bardziej równomierne rozłożenie źródeł wytwarzających energię elektryczną.

Na te dwie ostatnie zalety należy zwrócić uwagę, gdyż rozproszone układy skojarzone mogą stać się jednym z elementów krajowego systemu elektroenergetycznego, zapewniającego obniżkę kosztów i zwiększenie jego niezawodności. Opłacalność ww. układu wystąpi w przypadku, gdy energia elektryczna zostanie spożytkowana na miejscu lub sprzedana do sąsiednich obiektów z pominięciem istniejącej sieci dystrybucyjnej. Działania inwestycyjne związane z realizacją takich źródeł energii na terenie gminy winny być działaniami ściśle związanymi z modernizacją lub budową układu zasilania konkretnego obiektu i/lub kompleksu (osiedla). Zakłada się, że rola Gminy w tym zakresie będzie ograniczała się do pełnienia funkcji koordynatora.

W chwili obecnej na terenie Rybnika funkcjonują duże przemysłowe instalacje wytwarzające w skojarzeniu energię elektryczną i ciepłą, szerzej opisane w rozdziałach 4 i 5.



## **12 Przedsięwzięcia racjonalizujące użytkowanie energii – środki poprawy efektywności energetycznej**

### **12.1 Uwarunkowania prawne i narzędzia racjonalizacji**

Unia Europejska, stojąc w obliczu niespotykanych dotąd wyzwań wynikających z rosnącego uzależnienia od importu energii i ograniczonych zasobów energetycznych, a także konieczności ograniczenia zmiany klimatu i przezwyciężenia kryzysu gospodarczego konsekwentnie zachęca wszystkie kraje do podejmowania wysiłków w ramach racjonalizacji użytkowania energii, zgodnie ze zróżnicowanymi zobowiązaniami i odnośnymi możliwościami. Efektywność energetyczna jest jednym z najlepszych sposobów sprostania tym wyzwaniom, zwiększającym poziom bezpieczeństwa dostaw energii Unii poprzez obniżanie zużycia energii pierwotnej oraz ograniczanie importu energii oraz przyczyniającym się do obniżania w sposób opłacalny emisji gazów cieplarnianych, a tym samym do łagodzenia skutków zmiany klimatu. Przystawienie się na bardziej efektywną energetycznie gospodarkę powinno również doprowadzić do szybszej popularyzacji innowacyjnych rozwiązań technologicznych oraz poprawy konkurencyjności przemysłu w Unii, pobudzenia wzrostu gospodarczego i tworzenia wysokiej jakości miejsc pracy w sektorach związanych z efektywnością energetyczną. Rada Europejska podkreśliła, że Unia Europejska zaangażowana jest w przekształcanie Europy w gospodarkę o zrationalizowanym wykorzystaniu energii i niskim poziomie emisji gazów cieplarnianych i podejmuje stanowcze, niezależne zobowiązania w tym zakresie. Już w 1993 r. przyjęto Dyrektywę 93/76/EWG z dnia 13 września 1993 r. w celu ograniczenia emisji dwutlenku węgla poprzez poprawienie efektywności energetycznej (SAVE), potem uchyloną przez dyrektywę 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylającą dyrektywę Rady 93/76/EWG (Dz. Urz. L 114 z 27.4.2006, str. 64-85). W dniu 8 marca 2011 r. Komisja przyjęła komunikat w sprawie planu na rzecz efektywności energetycznej z 2011 roku. Potwierdzono w nim, że Unia nie jest na właściwej drodze do osiągnięcia swojego celu w zakresie efektywności energetycznej, pomimo postępów w realizacji krajowych polityk w zakresie efektywności energetycznej opisanych w pierwszych krajowych planach działania na rzecz efektywności energetycznej, przedstawionych przez państwa członkowskie zgodnie z wymogami dyrektywy 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych. Również dokonana analiza drugich planów działania potwierdziła, że Unia nie jest na właściwej drodze do osiągnięcia tego celu. Aby tę sytuację zmienić, plan na rzecz efektywności energetycznej z 2011 r. przedstawiał szereg strategii i środków w dziedzinie efektywności energetycznej obejmujących cały łańcuch energetyczny, w tym wytwarzanie, przesył i rozdział energii, z uwzględnieniem wiodącej roli sektora publicznego w dziedzinie efektywności energetycznej. Szczególną uwagę zwrócono na sektory: budynki i urządzenia i przemysł oraz na pilną potrzebę przyznania odbiorcom końcowym kompetencji do sterowania własnym zużyciem energii. W tym kontekście uznano za konieczną aktualizację unijnych ram prawnych w dziedzinie efektywności energetycznej za pomocą dyrektywy, która służyłaby osiągnięciu ogólnego celu w zakresie efektywności energetycznej zakłada-



jącego obniżenie o 20 % zużycia energii pierwotnej w Unii do roku 2020, a także dalszemu zwiększeniu efektywności energetycznej po 2020 r. Przyjęto, że w tym celu należy ustanowić wspólne ramy służące wspieraniu efektywności energetycznej w Unii oraz określić konkretne działania ukierunkowane na wdrożenie niektórych wniosków zawartych w planie na rzecz efektywności energetycznej z 2011 r., jak również na wykorzystanie wskazanego w tym planie znacznego niezrealizowanego potencjału w zakresie oszczędności energii. Decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady nr 406/2009/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie wysiłków podjętych przez państwa członkowskie, zmierzających do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych w celu realizacji do roku 2020 zobowiązań Wspólnoty dotyczących redukcji emisji gazów cieplarnianych zobowiązała Komisję Europejską do dokonania oceny postępów poczynionych przez Unię i jej państwa członkowskie w realizacji celu polegającego na zmniejszeniu zużycia energii o 20% do 2020 r. w porównaniu z prognozami, a także do przedłożenia do 2012 r. sprawozdania w tej sprawie, stanowiąc również, że aby pomóc państwom członkowskim w dotrzymaniu zobowiązań unijnych dotyczących redukcji emisji gazów cieplarnianych, należy zaproponować do dnia 31 grudnia 2012 r. wzmocnione lub nowe środki mające przyspieszyć poprawę efektywności energetycznej. Mając na względzie zwiększenie przejrzystości, tak by odbiorca końcowy miał możliwość dokonania wyboru pomiędzy energią elektryczną z kogeneracji a energią elektryczną wytworzoną w oparciu o inne technologie, należy zagwarantować – na podstawie zharmonizowanych wartości referencyjnych efektywności – pochodzenie energii z wysokosprawnej kogeneracji, przy czym należy wyraźnie odróżnić gwarancje pochodzenia od świadectw wymiennalnych. Większość podmiotów gospodarczych w Unii to MŚP. Dla Unii stanowią one olbrzymi potencjał w zakresie oszczędności energii. Aby pomóc im w przyjęciu środków w zakresie efektywności energetycznej, państwa członkowskie powinny ustanowić sprzyjające ramy mające na celu udzielanie MŚP pomocy technicznej i przekazywanie im ukierunkowanych informacji.

Celem jest ekonomicznie opłacalna poprawa efektywności końcowego wykorzystania energii poprzez: określenie celów orientacyjnych oraz stworzenie mechanizmów, zachęt i ram instytucjonalnych, finansowych i prawnych, niezbędnych do usunięcia istniejących barier rynkowych i niedoskonałości rynku utrudniających efektywne końcowe wykorzystanie energii i stworzenie warunków dla rozwoju i promowania rynku usług energetycznych oraz dla dostarczania odbiorcom końcowym innych środków poprawy efektywności energetycznej. Należy opracowywać programy w zakresie poprawy efektywności energetycznej oraz do podjęcia wzmocnionych wysiłków na rzecz promowania efektywności końcowego wykorzystania energii, jak również ustanowienia odpowiednich warunków i bodźców dla podmiotów rynkowych do podniesienia poziomu informacji i doradztwa dla odbiorców końcowych na temat efektywności końcowego wykorzystania energii, a wreszcie do zapewnienia, aby informacje o mechanizmach służących efektywności energetycznej oraz ramach finansowych i prawnych przyjętych w celu osiągnięcia krajowego celu orientacyjnego w zakresie oszczędności energii, były przejrzyste i szeroko dostępne odpowiednim uczestnikom rynku. Jakkolwiek na szczeblu europejskim stworzono otoczenie wspomagające właściwą realizację unijnych polityk zrównoważonej energii przez usunięcie barier rynkowych, takich jak: niewystarczająca wiedza i niewystarczające zdolności podmiotów i instytucji rynkowych, krajowe techniczne lub administracyjne bariery dla właściwego funkcjonowania wewnętrznego rynku energii lub rynki pracy rozwinięte za słabo, by spro-

stać wyzwaniu, jakim jest gospodarka niskoemisyjna, to jednak wiele z tych barier wciąż istnieje. Niezbędne jest rozpoznanie i usunięcie regulacyjnych i pozaregulacyjnych barier na drodze do wykorzystywania umów o poprawę efektywności energetycznej oraz innych form finansowania przez stronę trzecią w zakresie oszczędności energii. Należy także usuwać przeszkody na drodze do przeprowadzania renowacji istniejących zasobów budowlanych na podstawie rozdziału środków zachęcających pomiędzy poszczególne zainteresowane podmioty. Niezbędne jest kontynuowanie rozwoju rynku usług energetycznych w celu zapewnienia dostępności zarówno zapotrzebowania na usługi energetyczne, jak i dostaw takich usług. Przyczynić się do tego może przejrzystość, na przykład w formie wykazów dostawców usług energetycznych. Wzory umów, wymiana najlepszych praktyk i wytyczne, w szczególności odnoszące się do umów o poprawę efektywności energetycznej, także mogą pomóc w pobudzaniu zapotrzebowania. Tak jak w przypadku innych form finansowania przez stronę trzecią, w przypadku umowy o poprawę efektywności energetycznej beneficjent usługi energetycznej nie ponosi kosztów inwestycji, wykorzystując część finansowej wartości oszczędności energii na to, by spłacić inwestycję zrealizowaną w całości lub częściowo przez osobę trzecią. Należy zapewnić dostępność dostatecznej liczby wiarygodnych profesjonalistów, mających kompetencje w dziedzinie efektywności energetycznej, w celu zagwarantowania skutecznego i terminowego wdrożenia planowanych działań, na przykład w zakresie zgodności z wymogami odnoszonymi się do audytów energetycznych oraz wdrażania systemów zobowiązujących do efektywności energetycznej. Przepisy ustawy z dnia 29 sierpnia 2014 r. o charakterystyce energetycznej budynków (Dz. U. 2014 poz. 1200 ze zm.) oraz ustawy z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. 2011 nr 94 poz. 551 ze zm.) wprowadzają stosowne systemy certyfikacji w odniesieniu do dostawców usług energetycznych, audytów energetycznych i innych środków poprawy efektywności energetycznej.

Reagowanie na zapotrzebowanie jest ważnym instrumentem poprawy efektywności energetycznej, gdyż znacznie zwiększa możliwości odbiorców lub wskazanych przez nich stron trzecich do podejmowania działań na podstawie informacji o zużyciu i rozliczeniach, co stanowi mechanizm zmniejszania lub zmiany zużycia, dający oszczędność energii w końcowym zużyciu, oraz – poprzez optymalizację wykorzystania sieci i zasobów wytwórczych – w wytwarzaniu energii, jej przesyłce i rozdziale. Reagowanie na zapotrzebowanie może być oparte na reakcji odbiorców końcowych na sygnały cenowe lub na automatyzacji budynków. Należy poprawić warunki do takiego reagowania oraz dostęp do takich działań, również w przypadku małych odbiorców końcowych. Taryfy i regulacje powinny zachęcać do poprawy efektywności energetycznej i wspierać dynamiczne ustalanie cen na potrzeby stosowanych przez odbiorców końcowych środków reagowania na zapotrzebowanie. Należy – równolegle do wytwarzania – nadal działać na rzecz integracji rynku i równych szans wejścia na rynek w odniesieniu do środków związanych z zapotrzebowaniem (podaż i obciążenia po stronie odbiorcy). Ponadto należy zapewnić zintegrowane podejście uwzględniające ewentualne oszczędności w sektorze zaopatrzenia w energię oraz w sektorach końcowego jej wykorzystywania.

Konieczne jest pełne wykorzystanie funduszy strukturalnych oraz Funduszu Spójności w celu stymulowania inwestycji w środki mające na celu poprawę efektywności energetycznej. Inwestycje w efektywność energetyczną mogą się przyczynić do wzrostu gospo-



darczego, zwiększenia zatrudnienia, innowacji i zmniejszenia ubóstwa energetycznego w gospodarstwach domowych i tym samym wnoszą pozytywny wkład w spójność gospodarczą, społeczną i terytorialną. Do potencjalnych obszarów finansowania należą środki w zakresie efektywności energetycznej w budynkach publicznych i mieszkalnych, a także zapewnienie nowych umiejętności w celu wspierania zatrudnienia w sektorze związanym z efektywnością energetyczną. Środki przeznaczone na efektywność energetyczną dostępne są w wieloletnich ramach finansowych, zwłaszcza Funduszu Spójności, funduszach strukturalnych i funduszach rozwoju obszarów wiejskich oraz specjalnych europejskich instrumentach finansowych, takich jak Europejski Fundusz na rzecz Efektywności Energetycznej. Stosowne instrumenty finansowe mogą być oparte w stosownych przypadkach, na środkach przeznaczonych na efektywność energetyczną przez Europejski Bank Inwestycyjny i inne europejskie instytucje finansowe, w szczególności Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju oraz Bank Rozwoju Rady Europy; środkach zwiększonych przez efekt dźwigni dzięki wykorzystaniu środków instytucji finansowych, jak również środkach krajowych zachęcających do wdrażania inicjatyw i programów w zakresie efektywności energetycznej. Środki finansowania powinny być związane z programami lub agencjami, które gromadzą projekty służące oszczędności energii i oceniają ich jakość, dostarczając pomoc techniczną i promując rynek usług energetycznych, jak również wspierając generowanie wśród odbiorców popytu na te usługi. Należy wykorzystywać wkłady, środki i dochody, by ułatwić i wspierać zaangażowanie prywatnego kapitału, opierając się zwłaszcza na inwestorach instytucjonalnych, a jednocześnie przy przyznawaniu środków stosować kryteria zapewniające osiągnięcie celów w zakresie ochrony środowiska i celów społecznych, jak również wykorzystywać innowacyjne mechanizmy finansowe, np. gwarancje pożyczkowe dla kapitału prywatnego, gwarancje pożyczkowe zachęcające do zawierania umów o poprawę efektywności energetycznej, dotacje, pożyczki o obniżonym oprocentowaniu i specjalne linie kredytowe, czy też systemy finansowania przez podmioty trzecie, które zmniejszają ryzyko projektów służących efektywności energetycznej, oraz umożliwiają przeprowadzenie opłacalnej ekonomicznie renowacji nawet w gospodarstwach domowych o niskich i średnich dochodach. Instrumenty finansowania powinny również zapewniać odpowiednie środki na: wspieranie programów szkoleń i certyfikacji, podnoszących i potwierdzających kwalifikacje w zakresie efektywności energetycznej, badania nad technologiami małej skali i mikrotechnologiami do wytwarzania energii oraz na demonstracje i przyspieszenie ich wykorzystania, a także na optymalizację przyłączy tych producentów do sieci. Instrumenty finansowania mogą być powiązane z programami, w ramach których podejmowane są działania mające na celu promowanie efektywności energetycznej we wszystkich lokalach mieszkalnych, aby zapobiec ubóstwu energetycznemu oraz zachęcić właścicieli wynajmujących lokale mieszkalne do zapewnienia jak największej efektywności energetycznej ich nieruchomości, a także dostarczać odpowiednich środków na wspieranie dialogu społecznego i norm w celu poprawy efektywności energetycznej oraz zapewnienia dobrych warunków pracy, a także bezpieczeństwa i higieny pracy. Priorytetowo należy się zająć projektami oferującymi największy potencjał w zakresie oszczędności energii, zgodnie z przeglądem istniejących środków.

Konieczne jest przyjęcie zintegrowanego podejścia w celu wykorzystania całego istniejącego potencjału w zakresie oszczędności energii z uwzględnieniem oszczędności w sektorze zaopatrzenia w energię oraz w sektorach końcowego jej wykorzystywania. Optymal-

nym rozwiązaniem jest skumulowane wdrożenie konkretnych europejskich, krajowych i lokalnych środków wspierających efektywność energetyczną w różnych dziedzinach, przy czym należy wymagać ustalenia planów i programów w dziedzinie efektywności energetycznej, przy czym należy bezwzględnie uwzględnić lokalne uwarunkowania mające wpływ na zużycie energii pierwotnej, takie jak dodatkowy potencjał w zakresie oszczędności energii w sposób opłacalny, rozwój instalacji odnawialnych źródeł energii oraz wczesne działania, przy czym niezbędne są udoskonalone modele oddziaływania środków efektywności energetycznej oraz zasobów i osiągnięć technologicznych. Przyczyni się to do osiągnięcia celów przedstawionych w planach działań prowadzących do przejścia na konkurencyjną gospodarkę niskoemisyjną, w szczególności poprzez zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych z sektora ciepłowniczego i energetycznego.

W przyjętym przez Radę Ministrów w dniu 10 listopada 2009 roku dokumencie „Polityka energetyczna Polski do 2030 roku” (PEP) poświęcono cały rozdział kwestiom związanym z poprawą efektywności energetycznej, stwierdzając, że jest ona traktowana w polityce energetycznej w sposób priorytetowy, a postęp w tej dziedzinie będzie kluczowy dla realizacji wszystkich celów PEP. Jako główne cele polityki energetycznej w tym obszarze w przedmiotowym dokumencie wymieniono: dążenie do utrzymania zeroenergetycznego wzrostu gospodarczego, tj. rozwoju gospodarki następującego bez wzrostu zapotrzebowania na energię pierwotną oraz konsekwentne zmniejszanie energochłonności polskiej gospodarki do poziomu UE-15.

Podejmowane działania winny być w maksymalnym stopniu oparte na mechanizmach rynkowych i w minimalnym stopniu wykorzystywać finansowanie budżetowe, zaś realizacja celów winna być osiągnięta wg zasady najmniejszych kosztów, wykorzystując w maksymalnym stopniu istniejące mechanizmy i infrastrukturę organizacyjną, zakładając udział wszystkich podmiotów w celu wykorzystania całego potencjału efektywności energetycznej.

Podstawowym zadaniem samorządu gminnego w procesie stymulowania działań racjonalizacyjnych jest pełnienie funkcji centrum informacyjnego oraz bezpośredniego wykonawcy i koordynatora działań racjonalizacyjnych, szczególnie tych, które związane są z podlegającymi gminie obiektami (szkoły, przedszkola, domy kultury, budynki komunalne itp.).

Funkcja centrum informacyjnego winna przejawiać się poprzez:

- uświadamianie konsumentom energii korzyści płynących z jej racjonalnego użytkowania;
- promowanie poprawnych ekonomicznie i ekologicznie rozwiązań w dziedzinie zaopatrzenia w ciepło;
- uświadamianie możliwości związanych z dostępnym dla mieszkańców gminy preferencyjnym finansowaniem niektórych przedsięwzięć racjonalizacyjnych.

Szczególna rola przypada gminie i jej jednostkom organizacyjnym, skądinąd jako jednostki sektora publicznego zobowiązanych wypełniać wzorcową rolę we wdrażaniu przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej. Z mocy przepisów art. 6 ust. 1 w zw. z ust. 2 i 2 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej jednostki sektora publicznego zostały zobowiązane, aby realizując swoje zadania, stosować co najmniej jeden z następujących środków poprawy efektywności energetycznej:



- realizacja i finansowanie przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej;
- nabycie urządzenia, instalacji lub pojazdu, charakteryzujących się niskim zużyciem energii oraz niskimi kosztami eksploatacji;
- wymiana eksploatowanego urządzenia, instalacji lub pojazdu na urządzenie, instalację lub pojazd charakteryzujące się niskim zużyciem energii oraz niskimi kosztami eksploatacji lub ich modernizacja;
- realizacja przedsięwzięcia termomodernizacyjnego w rozumieniu ustawy z dnia 21 listopada 2008 r. o wspieraniu termomodernizacji i remontów (Dz. U. z 2014 r. poz. 712 oraz z 2016 r. poz. 615);
- wdrażanie systemu zarządzania środowiskowego, o którym mowa w art. 2 pkt 13 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 1221/2009 z dnia 25 listopada 2009 r. w sprawie dobrowolnego udziału organizacji w systemie ek zarządzenia i audytu we Wspólnocie (EMAS), uchylającego rozporządzenie (WE) nr 761/2001 oraz decyzje Komisji 2001/681/WE i 2006/193/WE (Dz. Urz. UE L 342 z 22.12.2009. str. 1, z późn.zm), potwierdzone uzyskaniem wpisu do rejestru EMAS, o którym mowa w art. 5 ust. 1 ustawy z dnia 15 lipca 2011 r. o krajowym systemie ek zarządzenia i audytu (EMAS) (Dz. U. poz. 1060).

O stosowanych środkach poprawy efektywności energetycznej jednostki sektora publicznego są obowiązane informować na swojej stronie internetowej lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty w danej miejscowości. Jednostki sektora publicznego mogą realizować i finansować przedsięwzięcie lub przedsięwzięcia tego samego rodzaju służące poprawie efektywności energetycznej na podstawie umów o poprawę efektywności energetycznej, które powinny określać w szczególności: możliwe do uzyskania oszczędności energii w wyniku realizacji przedsięwzięcia lub przedsięwzięć tego samego rodzaju służących poprawie efektywności energetycznej z zastosowaniem środka poprawy efektywności energetycznej oraz sposób ustalania wynagrodzenia, którego wysokość jest uzależniona od oszczędności energii uzyskanej w wyniku realizacji przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej.

Organy władzy publicznej, w rozumieniu ustawy z dnia 27 sierpnia 2009 r. o finansach publicznych (Dz. U. z 2013 r. poz. 885 z późn.zm.), których obszar działania obejmuje terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, zostały zobowiązane:

- nabywać efektywne energetycznie produkty lub zlecać usługi, których wykonanie związane jest ze zużyciem energii.
- nabywać lub wynajmować efektywne energetycznie budynki lub ich części, które spełniają co najmniej wymagania minimalne w zakresie oszczędności energii i izolacyjności cieplnej określone w przepisach wydanych na podstawie art. 7 ust. 2 pkt 1 ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. - Prawo budowlane (Dz. U. z 2016 r. poz. 290) lub w użytkowanych budynkach należących do Skarbu Państwa poddawanych przebudowie zapewnić wypełnienie zaleceń, o których mowa w art. 10 pkt 3 ustawy z dnia 29 sierpnia 2014 r. o charakterystyce energetycznej budynków (Dz. U. 2014,



poz. 1200 oraz z 2015 r. poz. 151), lub realizować inne środki poprawy efektywności energetycznej w zakresie charakterystyki energetycznej budynków.

Wyżej wymieniony obowiązek nie ma zastosowania do zamówień na dostawy, usługi lub roboty budowlane w rozumieniu ustawy z dnia 29 stycznia 2004 r. - Prawo zamówień publicznych, jeżeli kwota wartości zamówienia jest niższa niż kwota określona w przepisach wydanych na podstawie art. 11 ust. 8 tej ustawy. Ponadto wymieniony obowiązek nabywania lub wynajmowania efektywnych energetycznie budynków lub ich części, które spełniają co najmniej wymagania minimalne w zakresie oszczędności energii i izolacyjności cieplnej określone w przepisach wydanych na podstawie art. 7 ust. 2 pkt 1 ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. - Prawo budowlane lub zapewnienia wypełnienia zaleceń, o których mowa w ustawie z dnia 29 sierpnia 2014 r. o charakterystyce energetycznej budynków w użytkowanych budynkach należących do Skarbu Państwa poddawanych przebudowie lub realizacji innych środków poprawy efektywności energetycznej w zakresie charakterystyki energetycznej budynków, nie ma zastosowania do budynków: podlegających ochronie na podstawie przepisów ustawy z dnia 23 lipca 2003 r. o ochronie zabytków i opiece nad zabytkami (Dz. U. z 2014 r. poz. 1446 oraz z 2015 r. poz. 397, 774 i 1505) oraz wykorzystywanych na potrzeby obronności państwa, z wyjątkiem: kwater w rozumieniu ustawy z dnia 22 czerwca 1995 r. o zakwaterowaniu Sił Zbrojnych Rzeczypospolitej Polskiej (Dz. U. z 2016 r. poz. 207), budynków przeznaczonych na cele biurowe i użytkowanych przez jednostki organizacyjne podległe Ministrowi Obrony Narodowej lub przez niego nadzorowane.

Jeżeli zostanie zachowana zgodność z kryteriami opłacalności i technicznej przydatności oraz będzie to ekonomicznie uzasadnione, to nabywane przez organy władzy publicznej produkty lub usługi muszą spełniać:

- ➔ kryterium zaliczania do najwyższej klasy efektywności energetycznej, jaka jest możliwa do osiągnięcia – w przypadku produktów wykorzystujących energię, określonych w aktach delegowanych w rozumieniu art. 2 ust. 1 ustawy z dnia 14 września 2012 r. o informowaniu o zużyciu energii przez produkty wykorzystujące energię oraz o kontroli realizacji programu znakowania urządzeń biurowych (Dz. U. 2012 poz. 1203 z późn.zm.),
- ➔ wymagania w zakresie poziomów referencyjnych efektywności energetycznej określonych w aktach delegowanych w rozumieniu art. 2 ust. 1 ustawy z dnia 14 września 2012 r. o informowaniu o zużyciu energii przez produkty wykorzystujące energię oraz o kontroli realizacji programu znakowania urządzeń biurowych – w przypadku gdy produkt nie jest objęty wyżej wymienionymi wymaganiami i wchodzi w zakres rozporządzeń Komisji UE w sprawie wykonania dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/125/WE z dnia 21 października 2009 r. ustanawiającej ogólne zasady ustalania wymogów dotyczących ekoprojektu dla produktów związanych z energią (Dz. Urz. UE L 285 z 31.10.2009. str. 10, z późn.zm.),
- ➔ wymogi efektywności energetycznej co najmniej odpowiadające wymaganiom wymienionym w umowie między rządem Stanów Zjednoczonych Ameryki a Unią Europejską w sprawie koordynacji programów znakowania efektywności energetycznej urządzeń biurowych (Dz. Urz. UE L 63 z 06.03.2013. str. 7) - w przypadku urządzeń biurowych wymienionych w tej umowie,



- kryterium posiadania najwyższej klasy efektywności paliwowej określonej w załączniku nr 1 do rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 1222/2009 z dnia 25 listopada 2009 r. w sprawie etykietowania opon pod kątem efektywności paliwowej i innych zasadniczych parametrów (Dz. Urz. UE L 342 z 22.12.2009. str. 46. z późn.zm.) - w przypadku opon.

Udzielając zamówienia publicznego, którego przedmiotem są usługi, organy władzy publicznej zobowiązują wykonawcę tej usługi do stosowania produktów spełniających wymienione wymagania, jeżeli na potrzeby wykonania tej usługi nabyte zostały nowe produkty. Obowiązek spełnienia kryterium posiadania najwyższej klasy efektywności paliwowej określonej w załączniku nr 1 do rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 1222/2009 z dnia 25 listopada 2009 r. nie zabrania nabywania przez organy władzy publicznej opon o najwyższej klasie przyczepności na mokrej nawierzchni lub zewnętrznego hałasu toczenia, jeżeli jest to uzasadnione względami bezpieczeństwa lub zdrowia publicznego.

W wyniku podjętych wyżej wymienionych działań w zakresie nabywania lub wynajmowania efektywnych energetycznie budynków lub ich części, które spełniają co najmniej wymagania minimalne w zakresie oszczędności energii i izolacyjności cieplnej określone w przepisach wydanych na podstawie art. 7 ust. 2 pkt 1 ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. - Prawo budowlane lub zapewnienia wypełnienia zaleceń, o których mowa w ustawie z dnia 29 sierpnia 2014 r. o charakterystyce energetycznej budynków w użytkowanych budynkach należących do Skarbu Państwa poddawanych przebudowie lub realizacji innych środków poprawy efektywności energetycznej w zakresie charakterystyki energetycznej budynków, oszczędność energii pierwotnej do dnia 31 grudnia 2020 r. powinna wynosić nie mniej niż 2 730 ton oleju ekwiwalentnego. Organy władzy publicznej są obowiązane, do dnia 31 stycznia każdego roku. przekazać ministrowi właściwemu do spraw budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa sprawozdania z podjętych w roku poprzednim działań w zakresie nabywania lub wynajmowania efektywnych energetycznie budynków lub ich części, które spełniają co najmniej wymagania minimalne w zakresie oszczędności energii i izolacyjności cieplnej określone w przepisach wydanych na podstawie art. 7 ust. 2 pkt 1 ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. - Prawo budowlane lub zapewnienia wypełnienia zaleceń, o których mowa w ustawie z dnia 29 sierpnia 2014 r. o charakterystyce energetycznej budynków w użytkowanych budynkach należących do Skarbu Państwa poddawanych przebudowie lub realizacji innych środków poprawy efektywności energetycznej w zakresie charakterystyki energetycznej budynków, dotyczących budynków należących do Skarbu Państwa i użytkowanych przez te organy.

Minister właściwy do spraw budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa przekazuje ministrowi właściwemu do spraw energii, do dnia 31 marca każdego roku, informacje wynikające z wymienionych sprawozdań o uzyskanych przez organy władzy publicznej oszczędnościach energii pierwotnej w budynkach użytkowanych przez te organy i należących do Skarbu Państwa, natomiast minister właściwy do spraw energii przekazuje Komisji Europejskiej te informacje oraz sprawozdanie z postępu w dążeniu do osiągnięcia krajowego celu w zakresie efektywności energetycznej do dnia 30 kwietnia każdego roku.



Informacje o instrumentach służących finansowaniu środków poprawy efektywności energetycznej oraz sposobie ich pozyskiwania, jak również wytyczne dotyczące sposobu uwzględniania kryterium efektywności energetycznej w postępowaniu o udzielenie zamówienia publicznego, są zamieszczane w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej ministra właściwego do spraw energii. Ponadto minister właściwy do spraw energii, minister właściwy do spraw transportu oraz minister właściwy do spraw budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa: organizują kampanie promujące stosowanie środków poprawy efektywności energetycznej, w tym wprowadzanie innowacyjnych technologii oraz prowadzą działania informacyjno-edukacyjne o dostępnych środkach poprawy efektywności energetycznej. Minister właściwy do spraw energii w ramach promowania środków poprawy efektywności energetycznej, prowadzi ponadto działania informacyjno-edukacyjne o zużyciu energii przez produkty wykorzystujące energię w rozumieniu ustawy z dnia 14 września 2012 r. o informowaniu o zużyciu energii przez produkty wykorzystujące energię oraz o kontroli realizacji programu znakowania urzędzeń biurowych.

Dla przyspieszenia przemian w zakresie przechodzenia na nośniki energii bardziej przyjazne dla środowiska oraz prowadzenia działań zmniejszających energochłonność potrzebne są dodatkowe zachęty ekonomiczne ze strony miasta, takie jak np.:

- ➔ formułowanie i realizacja programów edukacyjnych dla odbiorców energii, popularyzujących i uświadamiających możliwe kierunki działań i ich finansowanie;
- ➔ propagowanie rozwiązań energetyki odnawialnej jako najbardziej korzystnych z punktu widzenia ochrony środowiska naturalnego;
- ➔ stosowanie przez określony czas dopłat dla odbiorców zabudowujących w swoich domach wysokiej jakości kotły na paliwo stałe, ciekłe, gazowe lub biomasę, gwarantujące obniżenie wskaźników emisji;
- ➔ stworzenie możliwości dofinansowywania ocieplania budynków. Pewne możliwości stwarza polityka państwa w postaci ustawy o wspieraniu przedsięwzięć termomodernizacyjnych, która umożliwia zaciąganie kredytów na korzystnych warunkach na termomodernizację i otrzymanie 20-procentowej premii wykorzystanej kwoty kredytu (nie więcej niż 16% kosztów na realizację termomodernizacji).

Większość możliwych działań związanych z racjonalizowaniem użytkowania energii na terenie gminy (np. termomodernizacja budynków) wymaga znacznych nakładów. Najskuteczniejszą formułą zmaksymalizowania udziału środków zewnętrznych w finansowaniu zadań z zakresu racjonalizacji układu zaopatrzenia w energię, może stanowić ujęcie różnych zadań w formułę globalnego na skalę lokalną przedsięwzięcia. Przygotowanie takiego przedsięwzięcia musi odbywać się poprzez jego ujęcie w dokumentach strategicznych i wdrożeniowych zintegrowanego systemu planowania lokalnego. Tylko takie przygotowanie przedsięwzięcia i umocowanie go w randze uchwały rady samorządu da wiarygodny obraz woli samorządu w procesie kompleksowego planowania przedsięwzięć w zakresie poprawy efektywności energetycznej w gminie.

Końcowym efektem przedsięwzięć racjonalizujących zużycie ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych oraz stosowania środków poprawy efektywności energetycznej jest przede wszystkim oszczędność energii, rozumiana jako ilość zaoszczędzonej energii usta-



lona poprzez pomiar lub oszacowanie zużycia przed i po wdrożeniu jednego lub kilku środków poprawy efektywności energetycznej, przy jednoczesnym zapewnieniu normalizacji warunków zewnętrznych wpływających na zużycie energii.

## **12.2 Racjonalizacja w systemie ciepłowniczym**

Racjonalizacja użytkowania energii w systemie ciepłowniczym to szereg działań, których podmiotem będą składniki tego systemu, tj. źródła ciepła oraz system sieci i węzłów ciepłowniczych. Szczególnie istotna jest rola miasta w wypadku ciepłowniczych przedsiębiorstw energetycznych ponieważ działalność ich zwykle ogranicza się do obszaru danego miasta. Relacje te są ważne z uwagi na występującą rozbieżność interesów władz miejskich i przedsiębiorstwa – miasto chce dla swoich mieszkańców minimalizacji zużycia energii i związanej z tym minimalizacji kosztów ogrzewania, a przedsiębiorstwo chce sprzedać jak najwięcej energii za dobrą cenę.

### **12.2.1 Systemowe źródła ciepła**

Elektrociepłownia „Chwałowice”, będąca podstawowym źródłem ciepła zasilającym miejski system ciepłowniczy (msc) w Rybniku jest elektrociepłownią przemysłową, produkującą energię cieplną częściowo w skojarzeniu z produkcją energii elektrycznej. Całość produkowanej energii elektrycznej Polska Grupa Górnicza Sp. z o.o. Zakład Elektrociepłownie – tj. właściciel źródła – zużywa na potrzeby kopalni „Chwałowice”. Źródło wymaga w perspektywie roku 2023 poważnej modernizacji i/lub odbudowy mocy wytwórczej. Mając na uwadze zapewnienie ciągłości dostaw energii cieplnej oraz racjonalizację jej produkcji dla msc należy wziąć pod uwagę szerokie spektrum rozwiązań technicznych oraz ich parametry dla docelowego wstępnego porównania możliwych kierunków działania.

Możliwy kierunek działań w tym zakresie, został określony w „Założeniach do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe miasta Rybnika”, których treść stanowi załącznik do uchwały nr 630/XLI/2013 Rady Miasta Rybnika z dnia 18 grudnia 2013 r. w sprawie aktualizacji „Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe Miasta Rybnika”, jako podpisanie umowy w układzie wieloletnim pomiędzy PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój i KW S.A. (obecnie PGG sp. z o.o.), zapewniającej dostawę z EC Chwałowice do msc ciepła o mocy 70 MW do roku 2022.

W związku z brakiem w planach rozwoju, przedsiębiorstw energetycznych zaangażowanych aktualnie w sprawy zaopatrzenia Rybnika w ciepło, konkretnych działań dotyczących odbudowy źródła ciepła zdalacznego dla m.s.c. Rybnika po upływie 2022 r., postuluje się opracowanie dla Rybnika projektu planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe (wg Art. 20 ustawy Prawo energetyczne), mającego na celu rozwiązanie problemu odbudowy systemowego źródła ciepła.

### **12.2.2 System dystrybucji ciepła**

System dystrybucji ciepła w Rybniku znajduje się przede wszystkim w rękach PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój oraz w mniejszym zakresie – PGG sp. z o.o., BUDWEX sp. z o.o. oraz Spółdzielni Mieszkaniowej przy Elektrowni „Rybnik”. Racjonalizacja w jego obrębie uwzględniać powinna przede wszystkim redukcję strat przesyłowych oraz redukcję ubytków wody sieciowej.

Redukcję strat ciepła na przesyle uzyskać można przede wszystkim poprzez:

- poprawę jakości izolacji istniejących rurociągów;
- wymianę sieci ciepłowniczych zużytych i o wysokich stratach ciepła na rurociągi preizolowane o niskim współczynniku strat;
- likwidację lub wymianę odcinków sieci ciepłowniczych dużych średnic obciążonych w małym zakresie oraz modernizację sieci niskoparametrowych, które poprzez likwidację grupowych węzłów cieplnych służą obecnie do transportu czynnika grzewczego o wysokich parametrach – ze względu na znaczne straty przesyłowe (straty wzrastają wraz ze wzrostem średnicy rurociągu);
- likwidację niekorzystnych ekonomicznie (z punktu widzenia strat przesyłowych) odcinków sieci;
- zabudowę układów automatyki pogodowej i sterowania sieci (we wszystkich węzłach należących do PEC istnieją układy automatycznej regulacji).

Redukcję ubytków wody sieciowej uzyskać można przede wszystkim poprzez:

- modernizację odcinków sieci o wysokim współczynniku awaryjności;
- zabudowę rurociągów ciepłowniczych z instalacją nadzoru przecieków i zawilgoceń pozwalającą na szybkie zlokalizowanie i usunięcie awarii;
- modernizację węzłów ciepłowniczych bezpośrednich (hydroelewatorowych, zmieszania pompowego oraz bezpośrednich) na wymiennikowe (większość węzłów należących do PEC wyposażona jest w wymienniki płytowe i rurowe);
- modernizację i wymianę armatury odcinającej.

### **12.3 Racjonalizacja użytkowania ciepła u odbiorców**

Przedsięwzięcia racjonalizujące użytkowanie nośników energii na obszarze miasta Rybnika mają szczególnie na celu:

- dążenie do jak najmniejszych opłat dla odbiorców energii (przy spełnieniu warunku samofinansowania się sektora paliwowo-energetycznego),
- minimalizację szkodliwych dla środowiska skutków funkcjonowania sektora paliwowo-energetycznego na obszarze miasta,
- zapewnienie bezpieczeństwa i pewności zasilania w zakresie dostaw określonych potrzeb energetycznych.

Przed podjęciem działań inwestycyjnych mających na celu racjonalizację użytkowania energii na cele ogrzewania wymagane jest określenie zakresu i potwierdzenie zasadności działań na drodze audytu energetycznego.

W audycie energetycznym analizowane są wszystkie możliwe techniczne procesy prowadzące do obniżenia zapotrzebowania cieplnego przez dany obiekt budowlany.

Stosowanie indywidualnych liczników lub podzielników kosztów ogrzewania do pomiaru indywidualnego zużycia energii cieplnej w budynkach wielomieszkaniowych obsługiwanych przez systemy ciepłownicze lub wspólne systemy centralnego ogrzewania jest ko-



rzystne, jeżeli odbiorcy końcowi mają do dyspozycji środki kontrolowania własnego zużycia. Dlatego też ich stosowanie ma sens jedynie w budynkach, w których grzejniki mają zamontowane zawory termostatyczne. W niektórych budynkach wielomieszkaniowych obsługiwanych przez systemy ciepłownicze lub wspólne systemy centralnego ogrzewania zastosowanie dokładnych indywidualnych liczników ciepła byłoby technicznie skomplikowane i kosztowne ze względu na fakt, iż woda grzewcza jest doprowadzana do mieszkań i odprowadzana z nich w kilku różnych punktach. W takich przypadkach można jednak założyć, że indywidualne opomiarowanie zużycia ciepła w budynkach wielomieszkaniowych jest technicznie możliwe, w przypadku gdy montaż indywidualnych liczników nie wymaga zmiany istniejącej instalacji wody grzewczej w budynku. W takich budynkach można by przeprowadzać pomiary indywidualnego zużycia energii cieplnej za pomocą podzielników kosztów ogrzewania zamontowanych na każdym grzejniku.

Dyrektywa 2006/32/WE nakłada na państwa członkowskie obowiązek zapewnienia, by odbiorcy końcowi zostali wyposażeni – po konkurencyjnych cenach – w indywidualne liczniki, które będą odpowiednio odzwierciedlały ich rzeczywiste zużycie energii i podawały informacje na temat rzeczywistego czasu zużycia. W większości przypadków obowiązek ten podlega warunkom, że powinno to być technicznie wykonalne, uzasadnione finansowo i proporcjonalne do potencjalnej oszczędności energii. W przypadku podłączania liczników w nowych budynkach lub przy przeprowadzaniu ważniejszych renowacji budynków, należy zawsze montować takie indywidualne liczniki. Dyrektywa 2006/32/WE ustanowiła również wymóg zapewnienia jasnych rozliczeń na podstawie rzeczywistego zużycia, o wystarczającej częstotliwości pozwalającej odbiorcom na regulowanie ich własnego zużycia energii.

Ponadto dyrektywy 2009/72/WE i 2009/73/WE nakładają obowiązek zapewnienia wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych wspomagających aktywne uczestnictwo odbiorców w rynkach dostaw energii elektrycznej i gazu. W odniesieniu do energii elektrycznej, jeżeli rozpowszechnienie inteligentnych liczników okaże się opłacalne, wówczas co najmniej 80% odbiorców trzeba będzie wyposażyć w inteligentne systemy pomiarowe do 2020 r. W odniesieniu do gazu ziemnego nie podaje się terminów, ale wymagane jest przygotowanie harmonogramu. W dyrektywach tych stwierdza się również, że odbiorcy końcowi muszą być odpowiednio informowani o rzeczywistym zużyciu energii elektrycznej i gazu oraz o kosztach, z częstotliwością pozwalającą im na regulowanie własnego zużycia.

### **12.3.1 Zabudowa mieszkaniowa wielorodzinna**

Zamieszkałe zasoby mieszkaniowe miasta wynoszą ogółem około 47 tys. mieszkań. Z tego ok. 55% stanowią mieszkania w budynkach wielorodzinnych, najczęściej w dużych blokach wybudowanych w latach 1961-1990. Stan techniczny tych zasobów jest zróżnicowany.

Prowadzone zmiany technologiczne w budownictwie sprowadzają się do zastosowania nowych łatwych, prostych w obsłudze konstrukcji, nowych materiałów o polepszonych właściwościach technicznych. Ogólny proces zmian prowadzonych w nowoczesnym budownictwie sprowadzony jest do:

- uzyskania obiektu o prostym i krótkotrwałym procesie prowadzenia budowy obiektu.



- korzystania z nowych lub ulepszonych materiałów o dobrych parametrach zarówno konstrukcyjnych, jak i cieplnych,
- uzbrojenia budynku w instalacje wewnętrzne wykonane w nowoczesnym systemie.
- uzbrojenia budynku w urządzenia o wysokim stopniu sprawności.

Obiekty nowobudowane mają spełnić i spełniają oczekiwania użytkownika, zarówno w zakresie wyglądu, funkcjonalności, ale przede wszystkim w zakresie niskich kosztów użytkowania.

W stosunku do istniejących obiektów budowlanych, prowadzi się działania modernizacyjne polegające na wymianie poszczególnych elementów budynku, wprowadzanie działań poprawiających izolacyjność obiektu tj. zmniejszenie strat ciepła np. w wyniku likwidacji nieszczelności. W procesie modernizacyjnym wprowadza się już istniejące ulepszone i nowe technologie. Należy zaznaczyć, że każdy element obiektu budowlanego posiada własny okres użytkowania, przez który spełnia swoje właściwości. Modernizacja obiektów budowlanych jest prowadzona w określonym zakresie i w stosunku do tych elementów, w których ze względów technicznych można dokonać częściowej lub całkowitej wymiany. Jednym z działań w zakresie zmniejszenia zapotrzebowania ciepłego budynku jest prowadzenie działań termomodernizacyjnych. Termomodernizacja to poprawienie istniejących cech technicznych budynku w celu uzyskania zmniejszenia zapotrzebowania ciepła do ogrzewania. Termomodernizacja obejmuje zmiany budowlane oraz zmiany w systemie ogrzewania. W tabelach 12-1 i 12-2 przedstawiono rodzaje zabiegów termomodernizacyjnych w powyższych zakresach.

### **Analiza działań w zakresie termomodernizacji budynków wielorodzinnych**

Przy ocenie potencjalnych działań termomodernizacyjnych należy bezwzględnie zwrócić uwagę na dwa istotne zagadnienia.

Po pierwsze, każdy budynek wymaga indywidualnego potraktowania, przy czym nie tyle chodzi tu o dobór parametrów projektowych, a o sprawdzenie czy występują szczególnie newralgiczne miejsca (mostki cieplne, miejsca przemarzania itp.). Dlatego termorenowacja każdego budynku musi być poprzedzona audytem energetycznym, który – poza doбором optymalnego rozwiązania – winien służyć sprawdzeniu występowania wspomnianych miejscowych usterek cieplnych. Koszt takiego audytu zostaje uwzględniony w określaniu kosztu koniecznych działań termorenowacyjnych.

Po drugie, element poddany termorenowacji musi znajdować się w odpowiednim stanie technicznym. Docieplane ściany muszą być wolne od głuchych tynków, podciekań lub podpełzań wilgoci itp. Zatem audytowi energetycznemu winien towarzyszyć audyt ogólnobudowlany, a prace termorenowacyjne winny być, stosownie do potrzeb, poprzedzone pracami remontowymi.

### **Działania w zakresie docieplenia ścian zewnętrznych**

Docieplanie może być realizowane:

- w technologii suchej: płyty z materiału izolacyjnego (wełna mineralna) mocowane są do ścian i pokrywane warstwą osłonową np. sidingiem;

- w technologii mokrej: płyty z materiału izolacyjnego (prawie zawsze styropian – choć istnieje również technologia oparta na wełnie mineralnej) pokrywane są odpowiednim tynkiem.

Docieplanie ścian zewnętrznych jest technologią dobrze opanowaną, a paleta ofert firm zajmujących się tego typu działaniami jest bogata. Na koszt wykonania składają się:

- ✓ koszt materiałów – w przybliżeniu proporcjonalny do grubości izolacji;
- ✓ koszt robocizny – w dużo mniejszym stopniu zależny od grubości izolacji;
- ✓ koszt przygotowania i wykorzystania rusztowań – całkowicie niezależny od grubości izolacji, natomiast zależny od wysokości budynku.

**Tabela 12-1. Zabiegi termomodernizacyjne budowlane**

Lp.	Rodzaj elementu	Cel zabiegu	Sposób realizacji
1	Ściany zewnętrzne i ściany oddzielające pomieszczenia o różnych temperaturach (np. od klatki schodowej)	Zwiększenie izolacyjności termicznej i likwidacja mostków cieplnych	Ocieplenie dodatkową warstwą izolacji termicznej
2	Fragmenty ścian zewnętrznych przy grzejnikach	Lepsze wykorzystanie ciepła od grzejników	Ekrany nagrzejnikowe
3	Stropodachy i stropy poddasza	Zwiększenie izolacyjności termicznej	Ocieplenie dodatkową warstwą izolacji termicznej
4	Stropy nad piwnicami nie ogrzewanymi i podłogi parteru w budynkach nie podpiwniczonych	Zwiększenie izolacyjności termicznej	Ocieplenie dodatkową warstwą izolacji termicznej
5	Okna, świetliki dachowe, świetliki okienne w piwnicach	Zmniejszenie niekontrolowanej infiltracji	Uszczelnienie
		Zwiększenie izolacyjności termicznej	Dodatkowa szyba lub warstwa folii, zastosowanie szyb ze specjalnego szkła lub wymiana okien
		Zmniejszenie powierzchni przegród zewnętrznych o wysokich stratach ciepła	Częściowa zabudowa okien
		Okresowe zmniejszenie strat ciepła	Okiennice, żaluzje, zasłony
6	Drzwi zewnętrzne	Zmniejszenie niekontrolowanej infiltracji	Uszczelnienie
		Ograniczenie strat użytkowych	Zasłony, automatyczne zamykanie drzwi
		Zwiększenie izolacyjności termicznej	Ocieplenie lub wymiana na drzwi o lepszej termice
7	Loggie, tarasy, balkony	Utworzenie przestrzeni izolujących	Obudowa
8	Otoczenie budynku	Zmniejszenie oddziaływań klimatycznych (np. wiatru)	Osłony przeciwwiatrowe (ekrany) roślinność ochronna

Źródło: „Termomodernizacja Budynków –Poradnik Inwestora” - Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA Warszawa 1999 r.

**Tabela 12-2. Zabiegi termomodernizacyjne w zakresie modernizacji systemu ogrzewania**

Cel zabiegu	Sposób realizacji
Zwiększenie sprawności pracy systemu	Płukanie chemiczne instalacji w celu usunięcia osadów i przywrócenia pełnej drożności rurociągów
	Ogólne uszczelnienie instalacji
	Likwidacja centralnej sieci odpowietrzającej oraz zbiorników odpowietrzających, zastosowanie indywidualnych odpowietrzników na pionach
	Wymiana grzejników (nowe grzejniki o większym stopniu sprawności i efektywności), wymiana sieci, zmiana systemu co. - np. na system wymuszony
	Dostosowanie instalacji co. do zmniejszonych potrzeb cieplnych pomieszczeń
Zmniejszenie strat ciepła na sieci	Izolowanie rur przechodzących przez pomieszczenia nie ogrzewane
Racjonalne użytkowanie ciepła	Zainstalowanie zaworów termostatycznych przy grzejnikach, które umożliwiają regulację temperatury w pomieszczeniach
	Instalacja mierników umożliwiających rozliczenie kosztów ogrzewania

Źródło: „Termomodernizacja Budynków –Poradnik Inwestora” - Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA Warszawa 1999 r.

### Docieplenie dachów i stropodachów

Sposób wykonania docieplenia dachów i stropodachów zależy od rodzaju konstrukcji połaci dachowych, jednak najczęściej stosuje się metody suche. W przypadku poddaszy niskich przelazowych, nie mających dostępu od wewnątrz budynku, ocieplenie wykonuje się przez otwory wykonane w części dachowej. W poddaszach gdzie istnieje łatwy dostęp położenie dodatkowej warstwy materiału izolacyjnego jest operacją prostą i tanią (koszt materiału + koszt robocizny położenia warstwy). Rzeczywisty koszt wykonania docieplenia można określić tylko indywidualnie dla każdego z budynków, w zależności od możliwej do zastosowania technologii.

### Doszczelnienie oraz wymiana nieszczelnych drzwi i okien:

Uszczelnianie istniejącej stolarki budowlanej odbywa się z wykorzystaniem uszczelki z odpowiednich profili gumowych lub z gąbki i należy do najtańszych działań termorenowacyjnych. Korzyści są trudne do oceny – zależą głównie od stopnia nieszczelności okien przed uszczelnieniem. Natomiast koszt wymiany nieszczelnej stolarki budowlanej może być bardzo zróżnicowany. Zależy on m.in. od: materiału ramy okiennej (drewno, PCW), rodzaju okuć budowlanych, wymiaru okien, wielkości zamówienia, rodzaju zastosowanych szyb (ozdobne, refleksyjne, antywłamaniowe oraz o różnym współczynniku przenikania ciepła).

### Montaż zagrzejnikowych płyt refleksyjnych

Ekran zagrzejnikowy montuje się za grzejnikami umieszczonymi na zewnętrznych ścianach budynków. Ekran zagrzejnikowy to rodzaj lokalnej izolacji wewnętrznej ścian budynków w rejonie położonym za grzejnikami ciepła.

Na podstawie danych z wielu realizacji dokonanych termomodernizacji można określić pewne przeciętne efekty zysków ciepła po przeprowadzeniu poszczególnych działań termomodernizacyjnych. Przedstawia to poniższa tabela:



**Tabela 12-3. Zestawienie przeciętnych efektów uzysku ciepła w stosunku do stanu poprzedniego**

Lp.	Sposób uzyskania oszczędności	Obniżenie zużycia ciepła w stosunku do stanu poprzedniego
1	Wprowadzenie w węzle cieplnym automatyki pogodowej oraz urządzeń regulacyjnych	5-15%
2	Wprowadzenie hermetyzacji instalacji i izolowanie przewodów, przeprowadzenie regulacji hydraulicznej i zamontowanie zaworów termostatycznych we wszystkich pomieszczeniach	10-25%
3	Wprowadzenie podzielników kosztów	ok.10-15 %
4	Wprowadzenie ekranów nagrzejnikowych	ok. 2-3 %
5	Uszczelnienie okien i drzwi zewnętrznych	5-8%
6	Wymiana okien na 3 szybowe ze szkłem specjalnym	10-15%
7	Ocieplenie zewnętrznych przegród budowlanych (ścian, dachu, stropodachu – bez okien)	10-25%

*Źródło: „Termomodernizacja Budynków. Poradnik Inwestora” - Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA Warszawa 1999.*

Należy zwrócić uwagę, że określenie efektów w przypadku podjęcia dwóch lub więcej usprawnień wymienionych w powyższej tabeli nie jest sumą arytmetyczną poszczególnych działań.

Obecnie w sposób indywidualny działające spółdzielnie mieszkaniowe oraz wspólnoty mieszkaniowe określają zakres działań remontowych, w tym działań racjonalizujących użytkowanie ciepła. Każda spółdzielnia i wspólnota mieszkaniowa w stosunku do własnych zasobów mieszkaniowych przygotowuje plany realizacyjne obecnych i przyszłych inwestycji. Przy podejmowaniu inwestycji znaczących w zakresie racjonalizacji użytkowania ciepła podmioty te mogą korzystać z istniejących programów wspierających tego typu inwestycje. Członkowie spółdzielni, wspólnot mieszkaniowych mogą podejmować własne działania w zakresie np. wymiany stolarki okiennej. Sposób partycypacji kosztów ze strony spółdzielni, z tzw. funduszu remontowego, jest określony w wewnętrznych odrębnych regulaminach przyjętych uchwałą spółdzielni.

Obecne możliwości wsparcia finansowego działań w zakresie racjonalizacji ciepła to:

- zakres wsparcia wynikający z ustawy z dnia 21.11.2008 r. o wspieraniu termomodernizacji i remontów,
- szeroki rynek kredytowy (np. tzw. kredyty remontowe) istniejący na rynku bankowym,
- wsparcie finansowe z istniejących funduszy ekologicznych.

Działania termorenowacyjne opisane powyżej, zostały na terenie miasta Rybnika częściowo zrealizowane. Ich stan u poszczególnych administratorów zasobów mieszkaniowych jest następujący:

### **Rybnicka Spółdzielnia Mieszkaniowa**

Rybnicka Spółdzielnia Mieszkaniowa RSM posiada w swoim administrowaniu 239 budynków mieszkalnych w tym 184 budynki wyposażone w instalację centralnego ogrzewania i 45 budynków z ogrzewaniem piecowym. Budynki mieszkalne zostały wybudowane począwszy od roku 1958, a ostatnie zostały oddane do użytkowania w 1996 r.





Do 2015 roku wykonano następujące działania termomodernizacyjne:

- 97% zasobów jest po modernizacji i hermetyzacji instalacji centralnego ogrzewania;
- przeprowadzono pełne docieplenie 112 budynków mieszkalnych oraz częściowo docieplono 9 budynków mieszkalnych;
- w 22 budynkach docieplono, co najmniej częściowo ściany szczytowe;
- w 158 budynkach zainstalowano zawory termostatyczne i podzielniki kosztów, a ponadto w 27 budynkach zainstalowano zawory termostatyczne;
- na bieżąco wymieniana jest stolarka okienna na klatkach schodowych i drzwiowa, głównie w trakcie robót związanych z malowaniem klatek schodowych, bądź z remontem elewacji.

Planowane działania:

- sukcesywne docieplanie budynków,
- modernizacja instalacji centralnego ogrzewania w pozostałych 5 budynkach mieszkalnych,
- sukcesywna wymiana stolarki okiennej i drzwiowej na klatkach schodowych.

**Zakład Gospodarki Mieszkaniowej**

W zarządzie Zakładu Gospodarki Mieszkaniowej pozostaje około 219 budynków mieszkalnych.

W okresie 2012-2015 przeprowadzono następujące działania termomodernizacyjne:

- kompleksowo docieplono 5 budynków mieszkalnych,
- wymieniono stolarkę w 4 budynkach mieszkalnych,
- zabudowano podzielniki kosztów w 4 budynkach mieszkalnych.

Planowane działania:

- podłączenie do sieci ciepłowniczej 11 budynków mieszkalnych,
- dalsze docieplenie budynków.

**Spółdzielnia Mieszkaniowa „Centrum”**

Wg stanu na dzień 31.12.2015 r. Spółdzielnia Mieszkaniowa „Centrum” zarządza 102 budynkami mieszkalnymi wielorodzinnymi.

W latach 2012-2015 wykonano następujące działania termomodernizacyjne:

- docieplono całkowicie ściany zewnętrzne w 7 budynkach;
- docieplono częściowo ściany zewnętrzne w 9 budynkach;
- docieplono ściany szczytowe w 1 budynku;
- docieplono stropodach w 9 budynkach;
- wymieniono stolarkę drzwiową w 33 budynkach (ok. 32 % zasobów);
- wymieniono stolarkę okienną w 15 budynkach (ok. 15 % zasobów);



### **Spółdzielnia Mieszkaniowa „Orłowiec”**

Wg stanu na 2015 rok Spółdzielnia administruje na terenie Rybnika 11 budynkami mieszkalnymi.

W latach 2012-2015 dokonano kompleksowej termomodernizacji 1 budynku mieszkalnego, docieplając ściany zewnętrzne i stropodach, wymieniając całkowicie stolarkę okienną i drzwiową, zabudowując wewnętrzne instalacje c.o. oraz przyłączając budynek do systemu ciepłowniczego.

### **Górnicza Spółdzielnia Budownictwa Mieszkaniowego im. Stanisława Staszica**

Wg stanu na 2016 rok Spółdzielnia posiada na terenie Rybnika 41 budynków mieszkalnych, w tym 36 ogrzewanych systemowo i 5 z ogrzewaniem gazowym.

#### **Dotychczas wykonano następujące działania termomodernizacyjne:**

- kompleksowo docieplono 5 budynków mieszkalnych;
- docieplono ściany szczytowe w 2 budynkach mieszkalnych;
- wymieniono stolarkę okienną w 31 budynkach.

### **„Wrębowa” sp. z o.o.**

„Wrębowa” sp. z o.o. administruje na obszarze Rybnika 10 budynkami mieszkalnymi.

#### **W okresie 2012-2015 przeprowadzono następujące działania termomodernizacyjne:**

- docieplono ściany zewnętrzne w 2 budynkach,
- wymiana stolarki budowlanej w 1 budynku,
- wymiana instalacji grzewczej w 1 budynku.

#### **Planowane działania:**

- wymiana instalacji grzewczych w 2 budynkach,
- wymiana stolarki budowlanej w 2 budynkach,
- docieplenie ścian zewnętrznych w 2 budynkach.

### **HOSSA Sp. z o.o.**

HOSSA Sp. z o.o. zarządza 156 budynkami mieszkalnymi.

#### **Dotychczas przeprowadzono następujące działania termomodernizacyjne:**

- docieplono ściany zewnętrzne w 71 budynkach,
- docieplono stropy nad piwnicą w 26 budynkach,
- docieplono stropy poddasza w 22 budynkach,
- docieplono połacie dachowe w 4 budynkach,
- docieplono pustkę pod stropodachem w 1 budynku.

#### **Planowane działania:**

- docieplenie ścian zewnętrznych w 17 budynkach.



## **Spółdzielnia Mieszkaniowa Ryfama**

Spółdzielnia Mieszkaniowa Ryfama zarządza 10 budynkami mieszkalnymi.

Dotychczas w jednym budynku zabudowano instalację c.o. w miejsce pieców kaflowych i dokonano przyłączenia budynku do sieci ciepłowniczej.

## **BEMIGO**

Firma Bemigo-2 Mirosław Gałeczka zarządza 3 budynkami, z których jeden został docieplony w 2011 r.

### **12.3.2 Zabudowa mieszkaniowa jednorodzinna**

Na obszarze miasta Rybnika istnieje około 14.000 budynków jednorodzinnych.

Zgodnie z ustawą Prawo budowlane z dnia 7 lipca 1994 r. (z terminologią zawartą w art. 3 punkt. 2a) – przez budynek mieszkalny jednorodzinny należy rozumieć budynek wolnostojący albo budynek w zabudowie bliźniaczej, szeregowej lub grupowej, służący zaspokajaniu potrzeb mieszkaniowych, stanowiący konstrukcyjnie samodzielną całość, w którym dopuszcza się wydzielenie nie więcej niż dwóch lokali mieszkalnych albo jednego lokalu mieszkalnego i lokalu użytkowego o powierzchni całkowitej nie przekraczającej 30% powierzchni całkowitej budynku.

Na obszarze Rybnika przewaga budownictwa jednorodzinnego występuje szczególnie w jednostkach bilansowych R8 (Popielów i Radziejów), R9 (Zebrzydowice), R10 (Chwałęcice, Stodoły, Grabownia, Golejów i Ochojec) i R11 (Kamień), jak również w dużej mierze w jednostkach R2 (Orzepowice. Północ i Wawok) i R3 (Paruszowiec, Ligota i Piaski). Jego znaczny rozwój obserwowano w latach 2004-2008 w szczególności w jednostkach: R2, R3, R9 i R10.

Indywidualny użytkownik budynku jednorodzinnego może przeprowadzić analogiczne działania w zakresie racjonalizacji użytkowania ciepła w zakresie termorenowacji, jaką przedstawiono w stosunku do obiektów wielorodzinnych. Ogólna dostępność, szeroka możliwość wyboru na rynku, różnych systemów ogrzewania budownictwa indywidualnego oraz możliwość korzystania z form wspomagających finansowo procesy modernizacyjne i remontowe (np. istnienie ulgi remontowej) spowodowały, że od połowy lat 80 obserwuje się procesy wymiany np. indywidualnych wyeksploatowanych kotłów na kotły nowe o większym wskaźniku sprawności, wymiany systemu zasilania (np. przejście z paliwa stałego na gazowe), wymiany grzejników itp. Należy zaznaczyć, że nowe kotły są wsparte pełną automatyką, która umożliwia indywidualną korektę oczekiwanej temperatury w pomieszczeniu. System automatyki umożliwia również wprowadzenie programu umożliwiającego pracę systemu w określonym przedziale czasowym. System pozwala dostosować zmienne oczekiwane temperatury w pomieszczeniu w różnych okresach dobowych.

Kompleksowa modernizacja ogrzewania w budynku jednorodzinym związana jest często z wymianą instalacji grzewczej. Z uwagi na powyższe w tabeli poniżej zestawiono szacunkowe koszty wykonania instalacji grzewczej wodnej i dla porównania elektrycznej.



Kompleksowa modernizacja ogrzewania w budynku jednorodzinnym związana jest często z wymianą instalacji grzewczej. Z uwagi na powyższe w tabeli poniżej zestawiono szacunkowe koszty wykonania instalacji grzewczej wodnej i dla porównania elektrycznej.

**Tabela 12-4. Koszty wykonania instalacji ogrzewania wodnego i elektrycznego (do 12 grzejników)**

Lp.	Rodzaj	Koszt urządzeń	Koszt wykonawstwa	Koszt całkowity
		zł		
1	Wodne	11 100	7 700	18 800
2	Elektryczne	2 850	3 300	6 150

Właściciele obiektów jednorodzinnych, mają szeroki zakres dostępności do nowych technologii w zakresie działań wpływających na zmniejszenie zapotrzebowania ciepłego budynku i zmniejszenie kosztów eksploatacji, przy zachowaniu efektu komfortu cieplnego. W nowym budownictwie jednorodzinnym zwiększa się stopień obiektów, które wykorzystują niekonwencjonalne źródła energii. Właściciele obiektów jednorodzinnych, również mogą ubiegać się o istniejące formy wsparcia przedsięwzięć termomodernizacyjnych. Możliwości wsparcia finansowego działań w zakresie racjonalizacji ciepła:

- zakres wsparcia wynikający z ustawy z dnia 21 listopada 2008 r. o wspieraniu termomodernizacji i remontów (Dz. U. Nr 223 poz. 1459),
- szeroki rynek kredytowy (np. tzw. kredyty remontowe) istniejący na rynku bankowym.

Znaczącym źródłem wsparcia mogą być dotacje celowe na dofinansowanie kosztów inwestycji udzielane osobom fizycznym, wspólnotom mieszkaniowym i osobom prawnym, na podstawie regulaminu wprowadzonego uchwałą nr 319/XIX/2016 Rady Miasta Rybnika z dnia 10 marca 2016 r. w sprawie zasad udzielania dotacji celowych na dofinansowanie kosztów inwestycji podmiotów, o których mowa w art. 403 ust. 4 ustawy Prawo ochrony środowiska. Wymienione dotacje mogą zostać przeznaczone na:

- ➔ realizację inwestycji związanej z modernizacją systemu grzewczego polegającej na likwidacji źródła ciepła opalanego paliwem stałym, niespełniającego wymagań klasy 5 i wyższej (według normy PN EN 303-5:2012), i jego zastąpieniu: kotłem gazowym, podłączeniem do sieci c.o., ogrzewaniem elektrycznym, kotłem olejowym, kotłem LPG lub ekologicznym kotłem na paliwo stałe, w tym biomasę, spełniającym wymagania jakościowe klasy 5 według normy PN EN 303-5:2012 "Kotły grzewcze - Część 5. Kotły grzewcze na paliwa stałe z ręcznym i automatycznym zasypem paliwa o mocy nominalnej do 500 kW - Terminologia, wymagania, badania i oznakowanie" oraz posiadającym certyfikat jednostki akredytowanej przez Polskie Centrum Akredytacji (PCA), potwierdzający spełnienie przez urządzenie wymagań klasy 5, zarówno w zakresie sprawności cieplnej, jak i granicznych wartości emisji zanieczyszczeń, w przypadku kiedy podłączenie do sieci c.o. lub gazowej jest technicznie niemożliwe lub ekonomicznie nieuzasadnione;
- ➔ realizację inwestycji polegającej na montażu instalacji solarnej lub pompy ciepła, w przypadku gdy: będzie to jedyne źródło ciepła w budynku, lub budynek posiada zainstalowane ekologiczne źródło ciepła: gazowe, olejowe, elektryczne, sieć c.o., na paliwo stałe lub biomasę, posiadające certyfikat energetyczno-emisyjny wystawiony przez jednostkę akredytowaną przez Polskie Centrum Akredytacji (PCA). po-



twierdzący spełnienie wymogów dla kotłów klasy 3 lub wyższej określonych w normie PN EN 303-5:2012,

- realizację inwestycji polegającej na termomodernizacji budynku mieszkalnego jednorodzinny z łączną wymianą źródła ciepła na jedno z następujących źródeł: kocioł gazowy, podłączenie do sieci c.o., ogrzewanie elektryczne, kocioł olejowy, kocioł LPG, ekologiczny kocioł na paliwo stałe, w tym biomasę, spełniający wymagania jakościowe klasy 5 według normy PN EN 303-5:2012 "Kotły grzewcze - Część 5. Kotły grzewcze na paliwa stałe z ręcznym i automatycznym zasypem paliwa o mocy nominalnej do 500 kW - Terminologia, wymagania, badania i oznakowanie" oraz posiadającym certyfikat jednostki akredytowanej przez Polskie Centrum Akredytacji (PCA), potwierdzający spełnienie przez urządzenie wymagań klasy 5, zarówno w zakresie sprawności cieplnej, jak i granicznych wartości emisji zanieczyszczeń lub realizację inwestycji polegającej na montażu instalacji solarnej lub pompy ciepła, w przypadku gdy będzie to jedyne źródło ciepła w budynku.

Pod pojęciem termomodernizacji budynku, należy rozumieć docieplenie wszystkich ścian zewnętrznych budynku lub dachu, stropodachu albo stropu nad nieogrzewanymi pomieszczeniami, połączone z ewentualną wymianą stolarki okiennej w pomieszczeniach objętych działaniami termomodernizacyjnymi. Dotacjom podlegają inwestycje realizowane w budynkach lub lokalach mieszkalnych położonych na terenie Miasta Rybnika, do których wnioskodawcy posiadają tytuł prawny lub którymi zarządzają jako nieruchomością wspólną. Dotacja celowa na przedsięwzięcie inwestycyjne tego samego rodzaju udzielana jest nie częściej niż raz na 10 lat – na dany budynek lub lokal mieszkalny. Wymienione dotacje nie obejmują kosztów zakupu i montażu przenośnych urządzeń grzewczych.

Wg powyższych, nowych zasad udzielania dotacji, od dnia 1 kwietnia do 18 lipca 2016 r. zawarto 270 umów na kwotę ok. 3 365,4 tys. zł, w tym na:

- |  |            |
|--|------------|
| → nowe źródło na paliwo stałe                                  | – 42 szt., |
| → nowe źródło na paliwo gazowe                                 | – 61 szt., |
| → nowe źródło na paliwo LPG                                    | – 1 szt.,  |
| → nowe źródło na paliwo stałe + termomodernizacja              | – 34 szt., |
| → nowe źródło na paliwo gazowe + termomodernizacja             | – 42 szt., |
| → instalacja pompy ciepła                                      | – 56 szt., |
| → instalacja kolektorów słonecznych                            | – 7 szt.,  |
| → zamiana na ogrzewanie elektryczne                            | – 1 szt.,  |
| → podłączenie do systemu ciepłowniczego                        | – 6 szt.,  |
| → nowe źródło na paliwo stałe + pompa ciepła                   | – 5 szt.,  |
| → nowe źr. na paliwo stałe + termomodernizacja + pompa ciepła  | – 6 szt.,  |
| → nowe źródło na paliwo gazowe + kolektor słoneczny            | – 1 szt.,  |
| → nowe źr. na paliwo gazowe + termomodernizacja + pompa ciepła | – 2 szt.,  |
| → instalacja pompy ciepła + termomodernizacja                  | – 4 szt.,  |
| → nowe źr. na paliwo gazowe + pompa ciepła                     | – 1 szt.,  |



→ nowe źr. na paliwo gazowe + termomodernizacja + kolekt. słoneczny – 2 szt.

W ramach poprzednio obowiązującego regulaminu dotacji z budżetu Miasta Rybnika (wg uchwały RM Rybnika nr 35/VI/2011), od stycznia 2013 r. do końca marca 2016 r. zrealizowano dofinansowanie 1 609 przedsięwzięć na łączną kwotę ok. 4 481,4 tys. zł, których rodzaje ujęte zostały w poniższej tabeli.

**Tabela 12-5. Modernizacje systemów grzewczych w budynkach mieszkalnych dofinansowane z budżetu miasta i zrealizowane w latach 2013-2016**

Rodz. przedsięwzięcia	2013	2014	2015	I-III.2016	Ogółem
kotły na paliwo stałe	106	114	111	48	379
kotły gazowe	101	135	158	57	451
pompy ciepła	7	59	65	20	151
kolektory słoneczne	254	237	88	7	586
podłączenie do msc	7	13			20
ogrzewanie elektryczne	3				3
msc / ogrzew. elektryczne			13	5	18
kotły olejowe		1			1
<b>Suma:</b>	<b>478</b>	<b>559</b>	<b>435</b>	<b>137</b>	<b>1609</b>

Źródło: Wydział Ekologii UM Rybnika

W ramach Programu ograniczenia niskiej emisji poprzez instalację kolektorów słonecznych, na budynkach mieszkalnych, przy udziale środków Wojewódzkiego Funduszu OŚiGW, dofinansowano zainstalowanie w latach 2012-14, w ramach II, III i IV etapu tego programu, 225 instalacji solarnych (łącznie w programie – 250), tj. w poszczególnych etapach:

- II etap – 100 szt. na kwotę 756 559 zł,
- III etap – 100 szt. na kwotę 728 090 zł,
- IV etap – 25 szt. na kwotę 180 242 zł.

Obecnie indywidualny inwestor-właściciel, sam podejmuje decyzje o prowadzeniu działań w zakresie modernizacji własnego źródła ciepła oraz działań w zakresie termomodernizacji. Przy podjęciu decyzji o określonym sposobie realizacji indywidualny inwestor ma możliwość korzystania z informacji udzielanych przez technicznych przedstawicieli poszczególnych firm działających na rynku w zakresie systemów ogrzewania i docieplania budynków indywidualnych, oraz z istniejącego rynku medialnego – specjalistycznych wydawnictw z zakresu budownictwa. Należy zakładać, że proces działań termomodernizacyjnych w indywidualnym budownictwie będzie co najmniej utrzymywał się na istniejącym poziomie. Istniejąca konkurencja rynkowa, powoduje, że istnieje wybór technicznych rozwiązań w szerokim zakresie cenowym.

### 12.3.3 Budynki użyteczności publicznej

Na terenie miasta Rybnika znajduje się znaczna liczba obiektów użyteczności publicznej (budynki administracji publicznej, uczelnie wyższe, szkoły, kina, muzea itp.) oraz obiekty posiadające specyficzną funkcjonalność, np.: hale widowiskowe, obiekty sportowe, obiekty kulturalne. Zlokalizowane obiekty użyteczności publicznej na obszarze miasta charaktery-

zują się szerokim zakresem architektonicznym. Przy tego typu budynkach należy przeprowadzić indywidualne audyty energetyczne, które uwzględnią indywidualne zapotrzebowanie ciepłe dla danego typu obiektu oraz możliwości ich realizacji z punktu widzenia architektury. W stosunku do obiektów użyteczności publicznej założono, że działania termomodernizacyjne polegające na etapowej wymianie stolarki okiennej, docieplaniu ścian w obiektach, w których warunki architektoniczno-konstrukcyjne umożliwiają podjęcie takich działań, przyniosą efekt redukcji o około 10% w stosunku do obecnego zapotrzebowania ciepłego (wskaźnik sumaryczny – przyjęty na podstawie analogii do analiz przeprowadzanych w zasobach obiektów użyteczności publicznej w innych miastach).

W ramach bilansu obiektów użyteczności publicznych znaczącą pozycją są obiekty szkolnictwa publicznego, takie jak: szkoły podstawowe, szkoły zawodowe, gimnazja, licea, zespoły i kompleksy szkolne itp. Wiele tych obiektów, to budynki wiekowe, będące w złym stanie technicznym – szczególnie w zakresie stanu ciepłego tych obiektów. Ten obecny stan spowodowany jest istniejącymi zaszłościami niedokapitalizowania działań remontowych i modernizacyjnych. Z uwagi na zróżnicowanie wielkości obiektów oraz ich indywidualny charakter (różnorodna forma architektoniczna, różny stan techniczny) dopiero po przeprowadzeniu bliższej analizy i indywidualnych audytów energetycznych (np. grupy obiektów) będzie możliwe oszacowanie potencjalnych całkowitych kosztów związanych z przeprowadzeniem działań w zakresie termorenowacji. Termomodernizacja tych obiektów to droga związana z wydatkowaniem znacznych środków finansowych. Przy właściwej analizie wielkości energetycznych związanych z zasilaniem budynku, czy grupy budynków można niskonakładowo (np. przez negocjację umów dostawy energii, zoptymalizowanie pracy urządzeń itp.) znacznie ograniczyć koszty i zużycie energii w obiekcie. Władze miasta Rybnika systematycznie realizują szereg działań związanych ze zmniejszeniem zużycia i kosztów energii w administrowanych przez siebie obiektach.

W ostatnim okresie zainstalowano na 28 miejskich obiektach użyteczności publicznej 192 sztuki kolektorów słonecznych, wspomagających zaspokajanie potrzeb c.w.u., o łącznej mocy ok. 270 kW. W tym na dwóch obiektach wykonano również działania termomodernizacyjne (MOSiR – pawilon judo i pływalnia oraz pawilon BUSHIDO). Kolektory zainstalowane zostały na 20 przedszkolach, 4 zespołach szkolno-przedszkolnych, segmencie sportowym Zespołu Szkół Ekonomiczno-Usługowych oraz Ośrodka Leczniczko-Rehabilitacyjnym.

## 12.4 Racjonalizacja użytkowania paliw gazowych

Przy rozpatrywaniu działań związanych z racjonalizacją użytkowania paliw, należy wziąć pod uwagę cały ciąg logiczny operacji związanych z ich użytkowaniem:

- pozyskanie paliw;
- przesył do miejsca użytkowania;
- dystrybucja;
- wykorzystanie paliw gazowych;
- wykorzystanie efektów stosowania paliw gazowych.



W tym ciągu pozyskanie paliw pozostaje całkowicie poza zasięgiem Gminy Rybnik (zarówno pod względem geograficznym, jak i organizacyjno-prawnym), a co więcej w znacznej mierze poza granicami Polski, stąd kwestia ta została całkowicie pominięta. Również problemy związane z długodystansowym przesyłem gazu stanowią zagadnienie o charakterze ponadlokalnym, które powinno być analizowane w skali nawet ponadwojewódzkiej. Pozostałe problemy są natomiast zagadnieniami, które winny być analizowane z punktu widzenia polityki energetycznej gminy. Stąd też zostały one omówione poniżej.

### **Zmniejszenie strat gazu w systemie dystrybucji**

Działania związane z racjonalizacją użytkowania gazu wiążą się z jego dystrybucją i sprowadzają się do zmniejszenia strat gazu.

Straty gazu w sieci dystrybucyjnej spowodowane są głównie następującymi przyczynami:

- nieszczelności na armaturze – dotyczą zarówno samej armatury, jak i jej połączeń z gazociągami (połączenia gwintowane lub, przy większych średnicach, kołnierzo-we); zmniejszenie przecieków gazu na samej armaturze, w większości wypadków, będzie wiązało się z jej wymianą;
- sytuacje związane z awariami (nagłymi nieszczelnościami) i remontami (gaz wypuszczany do atmosfery ze względu na prowadzone prace) – modernizacja sieci wpłynie na zmniejszenie prawdopodobieństwa awarii.

Należy podkreślić, że zmniejszenie strat gazu ma trojaki rodzaj znaczenia:

- efekt ekonomiczny: zmniejszenie strat gazu powoduje zmniejszenie kosztów operacyjnych przedsiębiorstwa gazowniczego, co w dalszym efekcie powinno skutkować obniżeniem kosztów zaopatrzenia w gaz dla odbiorcy końcowego;
- metan jest gazem powodującym efekt cieplarniany, a jego negatywny wpływ jest znacznie wyższy niż dwutlenku węgla, stąd też ze względów ekologicznych należy ograniczać jego emisję;
- w skrajnych przypadkach wycieki gazu mogą lokalnie powodować powstawanie stężeń zbliżających się do granic wybuchowości, co zagraża bezpieczeństwu.

Generalnie, niemal całość odpowiedzialności za działania związane ze zmniejszeniem strat gazu w jego dystrybucji, spoczywa na PSG sp. z o.o. Oddział w Zabrze.

Ze względu na fakt, że w warunkach zabudowy miejskiej, zwłaszcza na terenach śródmiejskich bardzo istotne znaczenie mają koszty związane z zajęciem pasa terenu, uzgodnieniem prowadzenia różnych instalacji podziemnych oraz zwłaszcza z odtworzeniem nawierzchni, jest rzeczą celową, aby wymiana instalacji podziemnych różnych systemów (gaz, woda, kanalizacja, kable energetyczne i telekomunikacyjne itd.) była prowadzona w sposób kompleksowy.

### **Racjonalizacja wykorzystania paliw gazowych**

Paliwa gazowe w gminie są wykorzystywane na następujące cele:

- wytwarzanie ciepła – dla pokrycia potrzeb grzewczych;
- bezpośrednie przygotowywanie ciepłej wody użytkowej;





- przygotowywanie posiłków w gospodarstwach domowych i obiektach zbiorowego żywienia.

Sprawność wykorzystania gazu w każdym z powyższych sposobów uzależniona jest od cech samych urządzeń oraz od sposobu ich eksploatacji.

W przypadku wytwarzania ciepła w kotłach gazowych efekty można uzyskać poprzez wymianę urządzeń. Wzrost sprawności dla nowych urządzeń wynika z uwzględnienia następujących rozwiązań technicznych:

- lepsze rozwiązanie układu palnikowego oraz układu powierzchni ogrzewalnych kotła, pozwalające na zwiększenie nominalnej sprawności kotła, a co za tym idzie sprawności średnioeksploatacyjnej;
- stosowanie zapalaczy iskrowych zamiast dyżurnego płomienia (dotyczy to przede wszystkim małych kotłów gazowych stosowanych jako indywidualne źródła ciepła), efekt ten ma szczególnie istotne znaczenie przy mniejszych obciążeniach cieplnych kotła;
- lepszy dobór wielkości kotła - unikanie przewymiarowania;
- stosowanie kotłów kondensacyjnych, pozwalających odzyskać ze spalin ciepło parowania pary wodnej zawartej w spalinach (stąd sprawność nominalna odniesiona do wartości opałowej gazu jest większa od 100%), jednak ich stosowanie wymaga niskotemperaturowego układu odbioru ciepła oraz układu do neutralizacji i odprowadzenia kondensatu.

Zmiany zapotrzebowania gazu na cele bezpośrednio technologiczne spowodowane podwyższeniem sprawności wytwarzania wymagają indywidualnych ocen dla każdego z odbiorców, jednak będą mniejsze od zmian zapotrzebowania gazu związanych z wahaniami produkcji. Reasumując zatem, najważniejsze kierunki zmian zapotrzebowania gazu będą polegały na kontynuacji:

- działań racjonalizujących zużycie gazu na cele ogrzewania u istniejących odbiorców (zarówno po stronie samego wytwarzania ciepła jak i w dalszej kolejności ogrzewania);
- przechodzenia odbiorców korzystających z innych rodzajów ogrzewania na ogrzewanie gazowe – będzie się ono odbywać stopniowo i ze względu na rozproszony charakter tego procesu, nie zostanie w pełni zrealizowane;
- przyłączania odbiorców nowo wybudowanych.

Udział gazu zużywanego na przygotowywanie posiłków w gospodarstwach domowych i obiektach zbiorowego żywienia jest stosunkowo wysoki (w związku z bardzo dużą ilością mieszkań, gdzie kuchnia gazowa jest jedynym odbiornikiem gazu). Określenie możliwych oszczędności związanych z poprawą sprawności urządzeń jest trudne, jednak jego efekt będzie dużo mniejszy niż skutki zmniejszania zapotrzebowania gazu ze względu na zmianę technologii przygotowania posiłków. Zmiany zapotrzebowania gazu na cele bezpośrednio technologiczne spowodowane podwyższeniem sprawności wytwarzania wymagają indywidualnych ocen dla każdego z odbiorców, jednak będą mniejsze od zmian zapotrzebowania gazu związanych z wahaniami produkcji.

Zmiany zapotrzebowania gazu na cele bezpośrednio technologiczne spowodowane podwyższeniem sprawności wytwarzania wymagają indywidualnych ocen dla każdego z odbiorców, jednak będą mniejsze od zmian zapotrzebowania gazu związanych z wahaniami produkcji.

## **12.5 Racjonalizacja użytkowania energii elektrycznej**

Przy rozpatrywaniu działań związanych z racjonalizacją użytkowania energii elektrycznej należy wziąć pod uwagę cały ciąg operacji związanych z użytkowaniem tej energii:

- wytwarzanie energii elektrycznej;
- przesył w krajowym systemie energetycznym;
- dystrybucja;
- wykorzystanie energii elektrycznej.

Uwolnienie rynku energii elektrycznej i wprowadzenie konkurencji wytwórców energii elektrycznej będzie stanowić bodziec do poprawy efektywności wytwarzania energii elektrycznej. Instrumentem wywołującym dodatkowy nacisk w tym kierunku jest wejście pełnego dostępu odbiorców do wyboru dostawcy energii elektrycznej. Gmina Rybnik nie ma wpływu na efektywność wytwarzania energii elektrycznej przez jej wytwórców i z tego względu zagadnienie to pominięto w dalszych analizach. Również problemy związane z długodystansowym przesyłem energii elektrycznej w krajowym systemie energetycznym stanowią zagadnienie o charakterze ponadlokalnym, które powinno być analizowane w skali ogólnokrajowej.

Pozostałe problemy są natomiast zagadnieniami, które winny być analizowane z punktu widzenia polityki energetycznej gminy. Stąd też zostały one omówione poniżej.

### **12.5.1 Ograniczenie strat energii elektrycznej w systemie dystrybucyjnym**

Najważniejszymi kierunkami zmniejszania strat energii elektrycznej w systemie dystrybucyjnym są:

- zmniejszenie strat przesyłowych w liniach energetycznych;
- zmniejszenie strat jałowych w stacjach transformatorowych.

W przypadku stacji transformatorowych zagadnienie zmniejszania strat rozwiązywane jest przez operatorów systemów dystrybucyjnych poprzez monitorowanie stanu obciążeń poszczególnych stacji transformatorowych i, gdy jest to potrzebne na skutek zmian sytuacji, wymienianie transformatorów na inne, o mocy lepiej dobranej do nowych okoliczności. Działania takie są prowadzone na bieżąco.

Generalnie należy stwierdzić, że podmiotami w całości odpowiedzialnymi za zagadnienia związane ze zmniejszeniem strat w systemie dystrybucji energii elektrycznej na obszarze gminy są operatorzy systemów dystrybucyjnych.

### **12.5.2 Poprawa efektywności wykorzystania energii elektrycznej**

Najistotniejsze sposoby wykorzystania energii elektrycznej to:

- napędy silników elektrycznych;
- oświetlenie;
- ogrzewanie elektryczne;
- zasilanie urządzeń elektronicznych.

Z punktu widzenia poprawy efektywności wykorzystania energii elektrycznej, działania dotyczące modernizacji samych silników elektrycznych są mało atrakcyjne. Z tego punktu widzenia należy zwracać uwagę raczej na wymianę całego urządzenia, które jest napędzane tym silnikiem, a to należy zaliczyć do działań związanych z poprawą efektów stosowania energii elektrycznej. W przypadku napędów elektrycznych należy zwrócić uwagę na możliwość oszczędzania energii elektrycznej poprzez zastosowanie napędów z regulacją obrotów silnika w zależności od aktualnych potrzeb (np. przy pomocy falowników) oraz na dbałość aby napędy elektryczne nie były przewymiarowane i pracowały z optymalną sprawnością.

Okresy pracy większych odbiorników energii elektrycznej należy, w miarę możliwości, przesunąć na godziny poza szczytem – w strefach pozaszczytowych zmniejszają się koszty ponoszone w związku z użytkowaniem energii elektrycznej.

### **12.5.3 Analiza i ocena możliwości wykorzystania energii elektrycznej na potrzeby ogrzewania**

Ogrzewanie elektryczne polega na bezpośrednim wykorzystaniu przemiany energii elektrycznej na ciepło w pomieszczeniu za pomocą m.in. grzejników elektrycznych, listew przypodłogowych oraz ogrzewania podłogowego lub sufitowego za pomocą kabli czy mat grzewczych. Ogrzewanie elektryczne w ostatnich czasach jest szeroko propagowane i zdobywa sobie coraz więcej zwolenników. Jego zastosowanie pociąga za sobą wysokie koszty eksploatacyjne przy relatywnie niskich kosztach inwestycyjnych. Na rynku jest dostępnych wiele urządzeń grzewczych wykorzystujących energię elektryczną. Decydując się na ogrzewanie elektryczne należy zwrócić uwagę na odpowiedni dobór mocy. Istotne bowiem jest nie tylko zapewnienie komfortu cieplnego, ale również najniższych kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych.

Wśród zalet jakie posiada ogrzewanie elektryczne należy wymienić:

- powszechną dostępność źródła energii (np. na terenach, gdzie rozwija się budownictwo jednorodzinne, a brak tam uzbrojenia w gaz lub sieci ciepłownicze);
- niskie nakłady inwestycyjne – instalacja elektryczna musi być wykonana w każdym budynku; ogrzewanie elektryczne wyklucza konieczność budowy dodatkowych pomieszczeń na kotłownię, składowanie paliwa i popiołu, brak także (w przypadku modernizacji obiektu) potrzeby ochrony komina przed działaniem spalin (jak np. w przypadku kotłowni gazowych);
- komfort i bezpieczeństwo użytkowania (nie występuje zagrożenie wybuchem lub zaciadzeniem, brak potrzeby gromadzenia materiałów łatwopalnych – paliwa);
- bezpośrednie i dokładne opomiarowanie zużytej energii;
- możliwość optymalizacji zużycia energii – duża możliwość regulacji temperatury, również osobno dla poszczególnych pomieszczeń w mieszkaniu;



- brak strat ciepła na doprowadzeniach, zarówno wewnątrz budynku, jak i do budynku;
- możliwość zaspokojenia wszystkich potrzeb energetycznych mieszkańców budynku za pomocą jednego nośnika energii;
- stała gotowość eksploatacyjna – możliwość zaspokojenia potrzeby ogrzewania poza sezonem grzewczym;
- możliwość instalowania grzejników o różnych gabarytach, zależnie od potrzeb występujących w danym pomieszczeniu;
- niskie koszty naprawy i obsługi;
- instalacje ogrzewania elektrycznego nie wymagają działań konserwacyjnych;
- duża sprawność i trwałość urządzeń;
- „ekologiczność” ogrzewania w miejscu jego użytkowania. Emisja zanieczyszczeń odbywa się w miejscu wytwarzania energii elektrycznej (w przypadku, gdy nie jest ona wytwarzana w sposób ekologiczny).

Do wad ogrzewania elektrycznego należy zaliczyć przede wszystkim wysokie koszty eksploatacji – średnio znacznie wyższe niż w przypadku ogrzewania gazowego czy też w przypadku opalania drewnem. Zakłady elektroenergetyczne czynią starania w celu zwiększenia konkurencyjności ogrzewania elektrycznego w stosunku do innych mediów. Służy temu szeroka akcja marketingowa poparta tworzeniem specjalnych grup taryfowych. Zasadniczą w obecnych czasach wadą tego typu ogrzewania jest wysoka emisja CO<sub>2</sub> na jednostkę dostarczonego ciepła – jedna z najwyższych spośród dostępnych technologii grzewczych.

Poniżej wymieniono niektóre rodzaje ogrzewania opartego na wykorzystaniu energii elektrycznej wraz z krótkim opisem:

- podłogowe (kablowe, przy pomocy mat grzewczych) – ciepło rozchodzi się od dołu ku górze i równomiernie całodobowo ogrzewa pomieszczenie, możliwość regulowania temperatury; instalacja nie wymaga konserwacji i jest niewidoczna;
- sufitowe (z użyciem folii grzewczych) – równomierny rozkład temperatury, instalacja niewidoczna, pokryta np. tapetą;
- listwy grzejne – system składający się z dowolnej ilości modułów;
- piece akumulacyjne (statyczne lub z dynamicznym rozładowaniem) – zasilanie tańszą energią „nocną”;
- elektryczne kotły c.o. – przepływowe i akumulacyjne;
- grzejniki konwektorowe – nie wymagają dodatkowych instalacji, mają małe wymiary i niewielki ciężar;
- ogrzewacze promiennikowe – ogrzewanie nakierowane na konkretne miejsca w ogrzewanym pomieszczeniu;
- grzejniki nawiewne – dmuchawy gorącego powietrza ogrzanego przez grzałki elektryczne;

- montaż grzałek w piecach węglowych – system tani (przy wykorzystaniu w czasie tańszej strefy taryfy nocnej), ale przestarzały i niezapewniający równomiernego rozkładu temperatury w pomieszczeniu.

Możliwość wykorzystania energii elektrycznej jako nośnika ciepła w budownictwie mieszkaniowym musi wiązać się z istnieniem odpowiednich rezerw w systemie elektroenergetycznym na danym terenie. Aktualnie nie wydaje się być zbyt racjonalnym lansowanie stosowania w nowej zabudowie ogrzewania opartego na wykorzystaniu energii elektrycznej, głównie z uwagi na jego wysokie koszty eksploatacyjne.

Natomiast celowym wydaje się wykorzystanie tego rodzaju ogrzewania na obszarach, na których dokonuje się rewitalizacji zabudowy, czy też modernizacji istniejącego sposobu ogrzewania będącego często źródłem „niskiej emisji” (zmiany sposobu ogrzewania mieszkań za pomocą pieców i etażowych ogrzewań węglowych). Zastosowanie energii elektrycznej jako źródła energii cieplnej podyktowane może być również brakiem możliwości technicznych zastosowania innego nośnika energii (np. obiekt zabytkowy). Przy podejmowaniu działań zmierzających do wykorzystania ogrzewania elektrycznego należy brać pod uwagę możliwości istniejącej w danym rejonie infrastruktury elektroenergetycznej.

W przypadku zmiany sposobu ogrzewania z węglowego na system elektroenergetyczny konieczne jest wykonanie inwestycji (w najprostszej formie) obejmujących:

- przygotowanie sieci elektroenergetycznych do zwiększonego poboru mocy; wymianę liczników jednofazowych na liczniki trójfazowe, dwu- lub trójstrefowe;
- zamontowanie w mieszkaniach grzejników elektrycznych wraz z regulatorami temperatury lub zabudowa w istniejących piecach kaflowych grzałek elektrycznych z regulatorami temperatury.

Przed wykonaniem inwestycji polegającej na konwersji ogrzewania z węglowego na system elektroenergetyczny celowym jest potwierdzenie parametrów energetycznych budynku dla określenia jego dokładnego zapotrzebowania na moc cieplną i rocznego zużycia ciepła (najlepiej poprzez wykonanie audytu energetycznego). Biorąc pod uwagę wielkość kosztów eksploatacyjnych oraz zakres występowania ogrzewań elektrycznych w istniejącej zabudowie, zakłada się, że energia elektryczna będzie stanowiła w znacznym zakresie alternatywne źródło energii cieplnej w gminie. Jej zastosowanie będzie uzależnione od dyspozycyjności sieci elektroenergetycznej w danym obszarze. Głównym odbiorcą energii elektrycznej na potrzeby ogrzewania mogą być modernizowane budynki mieszkalne i usługowe. Stworzenie warunków dostępności energii elektrycznej na potrzeby ogrzewania wiązać się będzie często z koniecznością modernizacji istniejącej infrastruktury elektroenergetycznej. Energia elektryczna może być wykorzystywana jako źródło uzupełniające przy zastosowaniu pokrycia potrzeb grzewczych przez OZE.

#### **12.5.4 Racjonalizacja zużycia energii elektrycznej na potrzeby oświetlenia ulicznego**

Do zadań własnych gminy należy planowanie oświetlenia miejsc publicznych i dróg znajdujących się na jej terenie oraz finansowanie oświetlenia ulic, placów i dróg znajdujących się na terenie gminy, co bezpośrednio wynika z art. 18 ust. 1 pkt 2 i pkt 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne. Modernizacja oświetlenia poprzez samą zamianę



źródeł światła (elementu świecącego i oprawy) stwarza już duże możliwości oszczędzania. Przy doborze odpowiedniego oświetlenia istotne są parametry oświetlenia i koszty eksploatacji systemu oświetleniowego. Nie bez znaczenia jest tutaj poczucie bezpieczeństwa mieszkańców. Istotnym czynnikiem jest właściwy dobór źródeł światła: żarówek, źródeł niskonapięciowych, lamp sodowych i rtęciowych, żarówek metalohalogenkowych, świetlówek oraz źródeł typu *White Son*, a wreszcie zdobywających coraz większą popularność nowoczesnych źródeł światła w technologii LED. Obecnie istnieje wiele nowoczesnych materiałów i technologii umożliwiających uzyskanie odpowiedniej jakości oświetlenia. Istotnym czynnikiem doboru prawidłowego oświetlenia jest również energooszczędność. Ważne jest, by zastosować takie oprawy, które zapewnią prawidłowy rozsył światła i będą wyposażone w wysokiej klasy odbłyśniki. Źródła światła powinny przy możliwie małej ilości dostarczanej energii elektrycznej, posiadać wysoką skuteczność świetlną. Obecnie wybór prawidłowego oświetlenia może stanowić coraz większy problem. Na rynku dostępna jest bogata oferta krajowych i zagranicznych dostawców źródeł światła i opraw oświetleniowych, o bardzo różnych parametrach technicznych i eksploatacyjnych, a przede wszystkim coraz dłuższej trwałości, co może potencjalnie utrudniać właściwą ocenę ekonomicznej efektywności inwestycji polegających na wymianie zewnętrznych źródeł światła. Jednakże systematycznie wzrastające ceny energii elektrycznej sprawiają, że inwestycje w modernizację oświetlenia miejsc publicznych mogą okazać się niezwykle efektywne, przynosząc w stosunkowo krótkim czasie wymagany zwrot z inwestycji.

Wg efektów kompleksowej modernizacji oświetlenia ulicznego w innych gminach w kraju, całkowita modernizacja oświetlenia może przynieść ograniczenie zużycia energii na poziomie przekraczającym 50%, co w sposób oczywisty uzasadnia konieczność dynamicznej kontynuacji działań modernizacyjnych.

Technicznie racjonalizacja zużycia energii na potrzeby oświetlenia ulicznego jest możliwa w dwóch podstawowych płaszczyznach:

- przez wymianę opraw i źródeł świetlnych na energooszczędne,
- poprzez zmianę systemu sterowania oświetleniem np. zastosowanie czujników ruchu lub wyłączników zbliżeniowych w miejsce dotychczasowych wyłączników zmierzchowych lub astronomicznych.

Elementem racjonalnego użytkowania energii elektrycznej na oświetlenie uliczne jest poza powyższym dbałość o regularne przeprowadzanie prac konserwacyjno-naprawczych i czyszczenia opraw.

Moc umowna zainstalowana dla celów oświetleniowych na obszarze Rybnika wynosi 1 834 kW. Natomiast zużycie energii elektrycznej na cele oświetlenia ulicznego, kształtowało się następująco:

- ✓ w 2012 r.: 5 015 MWh,
- ✓ w 2013 r.: 4 936 MWh,
- ✓ w 2014 r.: 5 650 MWh,
- ✓ w 2015 r.: 5 544 MWh.

Koszty oświetlenia ulicznego z podziałem na koszty zakupu energii elektrycznej i koszty eksploatacji przedstawiono w poniższej tabeli.



**Tabela 12-6. Koszty oświetlenia ulicznego w latach 2012-2015**

Rok	Energia + Dystrybucja	Konserwacja
2012	2 744 354 zł	2 710 739 zł
2013	2 358 850 zł	1 646 691 zł
2014	2 718 909 zł	1 683 074 zł
2015	2 625 538 zł	1 002 745 zł

Źródło: Urząd Miasta Rybnika Wydział Dróg

Przy drogach krajowych zainstalowanych jest 567 szt. opraw sodowych o mocach 100-250 W. Przy drogach wojewódzkich zabudowano 1 326 szt. opraw sodowych o mocach 70÷250 W, natomiast przy drogach powiatowych 2 476 szt. w tym: 2 439 szt. opraw sodowych o mocach 70÷250 W i 37 szt. opraw LED o mocy 139 W. Drogi gminne, wewnętrzne, parki i place oświetlane są za pomocą 8 272 szt. opraw, w tym: 8 212 szt. opraw sodowych o mocach 70÷250 W oraz 60 szt. opraw LED o mocach 41÷102 W.

Właścicielami oświetlenia ulicznego na terenie Rybnika, wg stanu na dzień 31.12.2015 r. są:

- Miasto Rybnik – 3 121 punktów świetlnych,
- TAURON Dystrybucja S.A. – 9 520 punktów świetlnych.

Usługi konserwacji oświetlenia ulicznego świadczą (ilość punktów w gestii danego podmiotu):

- TAURON Dystrybucja S.A. w odniesieniu do 9 910 punktów świetlnych (w tym 375 pkt. Miasta),
- firma zewnętrzna (wybrana zgodnie z ustawą PZP) w odniesieniu do 2 028 punktów świetlnych,
- wykonawcy w ramach udzielonej gwarancji w odniesieniu do 718 punktów świetlnych.

Całość spraw związanych z eksploatacją oświetlenia prowadzi Urząd Miasta. Modernizacje istniejącego oświetlenia każdy z właścicieli urządzeń prowadzi we własnym zakresie, wyjątkiem są inwestycje Miasta, w ramach których istniejące oświetlenie przedsiębiorstwa energetycznego jest demontowane i zastąpione nowym oświetleniem będącym własnością Miasta.

Stan oświetlenia będącego własnością Miasta jest bardzo dobry. Natomiast ogólny stan infrastruktury oświetleniowej TAURON jest dobry, jednak stale pogarsza się stan techniczny infrastruktury oświetleniowej (kabli i słupów) wybudowanej ponad 30 lat temu. Problem dotyczy głównie oświetlenia usytuowanego przy ulicach Władysława Reymonta, Budowlanych, Grunwaldzkiej na odcinku od ul. Stalmacha do Dąbrówki, Zebrzydowickiej od skrzyżowania z ulicą Budowlanych w kierunku Zebrzydowic, Żużłowej, Karłowicza oraz na Osiedlu Północ.

W latach 2012-2015 w Rybniku przeprowadzone zostały przez TAURON Dystrybucja S.A. następujące działania modernizacyjne dotyczące oświetlenia ulicznego:

- wymieniono wyeksploatowane oświetlenie na osiedlu Chabrowa,
- w ramach przebudowy sieci nN wymieniono część oświetlenia przy ulicy Pod Wałem,
- Strzelecka, Olszowa.



W latach 2012-2015 w Rybniku przeprowadzone zostały przez Miasto Rybnik następujące działania modernizacyjne dotyczące oświetlenia ulicznego:

- w ramach przebudowy ulicy Żorskiej na odcinku od ronda Boguszowickiego do granicy Miasta, ulicy Wodzisławskiej na odcinku od ulicy Hetmańskiej do granicy Miasta, ulicy Podmiejskiej na odcinkach od ulicy Gliwickiej do Strefowej przy W.O.R.D. oraz od ulicy Rudzkiej do budynku nr 40, ulicy Raciborskiej od ulicy Lektorskiej w kierunku granicy Miasta, ulicy Prostej oraz ulicy Rudzkiej, wybudowano wydzielone oświetlenie kablowe Miasta wraz z równoczesnym demontażem istniejącego na sieciach skojarzonych oświetlenia TAURON,
- w całości (słupy, kable i oprawy) wymieniono wyeksploatowane oświetlenie ulicy Przemysłowej na odcinku od ulicy Mikołowskiej do Karola Miarki, ulicy Małachowskiego i Jastrzębskiej na odcinku od budynku Małachowskiego 130 do skrzyżowania z ulicą Patriotów, ulicy Jana Kotucza oraz ulicy Gliwickiej od ulicy Jana Kotucza do Piasta z równoczesnym wydzieleniem nowego oświetlenia z sieci oświetleniowej TAURON,
- w miejsce zlikwidowanej przez TAURON sieci napowietrznej z oświetleniem, wybudowano nowe oświetlenie kablowe Miasta przy ul. Jankowickiej, Młyńskiej, Jana Matejki, Żwirki i Wigury, Jana Kochanowskiego, Wita Stwosza, Wojska Polskiego, Maksymiliana Basisty, Pawia Cierpiola, Alfonsa Zgrzebnioka i Komuny Paryskiej,
- wymieniono wyeksploatowane oświetlenie sodowe TAURON na nowe oświetlenie Miasta z zastosowaniem opraw LED, przy ulicy Budowlanych na odcinku od ronda Mazamet do ronda Solidarności, przy ulicach Jana III Sobieskiego oraz Powstańców Śląskich od skrzyżowania z ulicą Sobieskiego do ulicy Tadeusza Kościuszki.

Planowane są następujące działania modernizacyjne dotyczące oświetlenia ulicznego:

- wymiana wyeksploatowanego oświetlenia TAURON na nowe oświetlenie Miasta z zastosowaniem opraw LED przy ulicy Budowlanych, na odcinkach od ronda Wileńskiego do ronda Mazamet oraz od ronda Solidarności do ronda Lievin przy ulicy Władysława Reymonta wraz z Placem Armii Krajowej oraz przy ulicy 3 Maja,
- Wymiana opraw na oprawy LED przy ulicy Józefa Piłsudskiego na odcinku od ulicy 3 Maja do Tadeusza Kościuszki oraz przy ulicy Tadeusza Kościuszki,
- Wprowadzenie systemu sterowania i zarządzania oświetleniem dla modernizowanego oświetlenia ulicy Budowlanych, Reymonta, 3 Maja, Piłsudskiego i Kościuszki, docelowo system ma objąć całość oświetlenia w Rybniku,

W ramach modernizacji w 2017 roku będzie wymienione przez Miasto oświetlenie przy ulicy Budowlanych (dalsze odcinki) oraz przy ulicy Władysława Reymonta (całość).

Budowa wydzielonego oświetlenia Miasta w trakcie robót związanych z przebudową bądź budową nowych dróg, w tym: przebudowa dalszych odcinków ulicy Rudzkiej inwestycja w trakcie realizacji, budowa drogi Racibórz - Pszczyna (oświetlenie tylko w obrębie węzłów). Ponadto w trakcie opracowania jest dokumentacja projektowa przebudowy ulicy Mikołowskiej od skrzyżowania z ulicą Wielopolską do granicy miasta z oprawami sodowymi wyposażonymi w układ redukcji mocy oraz projekt budowy ścieżki rowerowej wzdłuż rzeki Nacyny na odcinku od ulicy Wierzbowej do Raciborskiej z oświetleniem LED.



## 12.6 Racjonalizacja kosztów energii w gminie

Optymalizacji kosztów energii elektrycznej w obiektach komunalnych można prawie bez nakładowo dokonać poprzez analizy umów zawartych przez administratorów tych obiektów ze sprzedawcami energii elektrycznej oraz faktur za energię elektryczną zużywaną w tych placówkach. Analizie należy poddać następujące czynniki:

- wielkość mocy umownej (zamówionej) – wartość mocy umownej ma wpływ na ponoszone koszty z tytułu opłat za świadczone usługi przesyłowe. Wartości mocy umownej w niektórych przypadkach zostały oszacowane ze zbyt dużym przybliżeniem i należy je określić w sposób bardziej precyzyjny. Koszty energii z uwzględnieniem opłaty dodatkowej (w przypadku niewielkiego przekroczenia zmniejszonej mocy umownej) nie powinny być większe od opłat ponoszonych przed korektą;
- stan wykorzystania możliwości obniżenia mocy zamówionej w okresie wakacji letnich (wprowadzenie sezonowej mocy zamówionej w przypadku szkół lub przedszkoli) – jak podano już powyżej wartość mocy umownej ma wpływ na ponoszone koszty z tytułu opłat za świadczone usługi przesyłowe. Mimo zwiększonej w tym przypadku stawki opłaty stałej, oszczędności wynikające z takiego działania mogą być znaczne;
- wykorzystanie stref czasowych – zastosowanie strefowego rozliczenia energii elektrycznej pozwala na bardziej racjonalne korzystanie z energii elektrycznej i oszczędności finansowe. Koszty zabudowy nowych liczników, pozwalających na rozliczanie pobieranej energii w poszczególnych strefach czasowych, powinny zwrócić się w niedługim czasie;
- wielkość pobieranej mocy biernej – rozliczeniami za pobór energii biernej objęci są odbiorcy zasilani z sieci wysokiego i średniego napięcia, a w uzasadnionych przypadkach również odbiorcy zasilani z sieci niskiego napięcia, którzy użytkują odbiorniki o charakterze indukcyjnym (np. silniki elektryczne pomp w stacjach wymienników). Działania racjonalizujące mogą iść w dwóch kierunkach: zmiana stosowanych przewymiarowanych odbiorników na korzystniejsze oraz korekta w umowie współczynnika mocy  $\text{tg}\varphi$ ;
- wielkość współczynnika pewności zasilania – w rozliczeniach za energię uwzględnia się go poprzez zastosowanie współczynnika zwiększającego moc umowną. Wielkość współczynnika zwiększającego podlega ustaleniu na drodze negocjacji pomiędzy sprzedawcą a odbiorcą;
- stan własności energetycznych linii zasilających – stan własności linii oraz lokalizacja układu pomiarowo-rozliczeniowego determinuje sposób naliczania opłat za straty energii w tych liniach oraz ponoszenia kosztów ich utrzymania. Linie odpowiednich grup powinny być własnością zakładu elektroenergetycznego;
- stan własności węzłów ciepłowniczych istniejących w obiektach – może zachodzić sytuacja ponoszenia „podwójnych” opłat w sytuacji, gdy administrator obiektu jest rozliczany za ciepło z węzła należącego do sprzedawcy, a jednocześnie ponosi koszty energii elektrycznej zużywanej na potrzeby węzła ciepłowniczego.

W wyniku analizy umów i faktur (analiza zużycia energii i wydatków bieżących) w pierwszym rzędzie nastąpić powinna korekta zapisów umów zawartych pomiędzy jednostkami



podległymi gminie a sprzedawcami energii. Winny zostać wskazane obiekty, w których umowach należałoby ograniczyć moc zamówioną, zmniejszyć nadmierną wielkość współczynnika pewności zasilania, zmienić grupę taryfy rozliczeniowej lub zmniejszyć pobieraną moc bierną.

W następnym etapie na podstawie analizy ww. dokumentów oraz innych racjonalnych przesłanek technicznych nastąpić winno określenie przedsięwzięć niskonakładowych (a w kolejnym etapie – wymagających większych nakładów), zmierzających do zmniejszenia zużycia (oszczędności) energii elektrycznej i zalecenie ich administratorom tychże placówek oświatowych. Do takich działań należy zaliczyć m.in.:

- zabudowę właściwych wymaganych układów pomiarowo-rozliczeniowych i zmiana w umowie grupy taryfowej na optymalną z punktu widzenia odbiorcy;
- modernizację oświetlenia, m.in. przez dobór źródeł o dużej skuteczności świetlnej i odpowiednich właściwościach oświetleniowych, wybór opraw o wysokiej sprawności i ich prawidłowe rozlokowanie oraz stosowanie systemów sterujących oświetleniem, regulujących pobór mocy przez źródła światła i ograniczających czas ich użytkowania;
- instalowanie energooszczędnych źródeł światła w pomieszczeniach w których występują długie okresy korzystania z oświetlenia elektrycznego;
- malowanie ścian i sufitów oświetlanych pomieszczeń w jasnych barwach;
- zastosowanie nowocześniejszych, a co za tym idzie – bardziej efektywnych energetycznie urządzeń elektrycznych;
- wymianę przewymiarowanych urządzeń i napędów elektrycznych na urządzenia odpowiadające obecnym potrzebom obiektu;
- zastosowanie napędów elektrycznych z silnikami z częstotliwościową regulacją obrotów;
- redukcję pobieranej mocy biernej;
- zainstalowanie urządzeń sterujących (głównie programatorów cyfrowych) w przypadku konieczności korzystania z grzejników elektrycznych do ogrzewania pomieszczeń.

W wyniku działań wynikających z realizacji powyżej opisanych wytycznych można się spodziewać znaczącej redukcji kosztów energii elektrycznej. Przedsięwzięcia wymagające nakładów inwestycyjnych, wynikające z realizacji powyżej przedstawionych przesłanek (jako wskazanie celu) należałoby ująć w Wieloletnim Planie Inwestycyjnym Miasta. Jako narzędzie pomocne w racjonalizacji kosztów energii elektrycznej w obiektach komunalnych należy wskazać Program Zarządzania Energią i Mediami w Obiektach Oświatowych (PrZEMek). Programem objęto 86 obiektów oświatowych takich jak przedszkola, szkoły podstawowe i ponadpodstawowe, zespoły szkolno-przedszkolne oraz dom dziecka i żłobek. Partnerami w podjętych działaniach są: Urząd Miasta Rybnika, Politechnika Śląska, Fundacja Ekologiczna EKOTERM SILESIA oraz administratorzy objętych programem obiektów.

W ramach wymienionego programu prowadzone są równoległe trzy rodzaje działań, w tym:



- racjonalizacja gospodarki mediami energetycznymi w obiektach poprzez aktywizację administratorów, personelu i użytkowników obiektów, w tym w szczególności działania beznakładowe i niskonakładowe, takie jak: monitoring zużycia mediów, benchmarking, wprowadzanie systemu motywacyjnego, szkolenia administratorów, wprowadzanie układów pomiarowych itp.;
- aktualizacja dokumentacji technicznej obiektów, wprowadzenie kwestionariuszy energetycznych, a docelowo certyfikatów energetycznych obiektów;
- wykonywanie dla wytypowanych obiektów audytów energetycznych, pozyskiwanie na wskazane w audytach przedsięwzięcia termomodernizacyjne zewnętrznych środków finansowych z funduszy wojewódzkich, ogólnopolskich i europejskich, a wreszcie wykonanie kompleksowej termomodernizacji budynków.

## 13 Ograniczenie niskiej emisji

### 13.1 Spalanie śmieci w piecach domowych

Stale rosnące koszty zakupu paliw energetycznych oraz mentalność mieszkańców w zakresie oszczędności i własnej utylizacji odpadów doprowadzają często do palenia własnych śmieci w instalacjach domowych, do tego nieprzygotowanych. Brak świadomości ekologicznej i próby zaoszczędzenia na kosztach węgla wskutek spalania śmieci powodują spadek sprawności przetwarzania mieszanki paliwowej i może stać się przyczyną poważnych i kosztownych kłopotów funkcjonowania instalacji.

Temperatura w domowych piecach jest zbyt niska by skutecznie utylizować szkodliwe związki emitowane podczas spalania odpadów. Z domowych palenisk do atmosfery wydostają się wtedy nieoczyszczone szkodliwe substancje chemiczne, w tym:

- polichlorowane dibenzo-p-dioksyny i polichlorowane dibenzofurany, potocznie zwane dioksynami i furanami (PCDD/PCDF),
- pył pochodzący z niepalnej części odpadów zawierający metale ciężkie, tj. chrom, nikiel, ołów, kadm, rtęć i wiele innych,
- dwutlenek siarki emitowany z odpadów zawierających substancje bogate w siarkę,
- tlenki azotu (tlenek, dwutlenek i podtlenek azotu) wydobywające się podczas spalania odpadów zawierających azot,
- chlorowodór i fluorowodór jako konsekwencja obecności w odpadach substancji zawierających chlor i fluor,
- wielopierścieniowe węglowodory aromatyczne, w tym benzopireny (np. benzo(α)piren),
- dwutlenek i tlenek węgla będące naturalnymi produktami procesu spalania węglowodorów tworzących materię organiczną ulegającą spalaniu,
- mikrozanieczyszczenia organiczne (w skład których wchodzi ponad 300 związków chemicznych, w tym proste węglowodory alifatyczne i aromatyczne) wytwarzane na skutek niepełnego rozkładu termicznego materii organicznej,
- alkohole, aldehydy, ketony, proste kwasy karboksylowe, proste węglowodory chlorowane (alifatyczne i aromatyczne) itp.

Zanieczyszczenia emitowane do powietrza niekorzystnie wpływają na stan zdrowia mieszkańców. Często skutki ich oddziaływania nie są widoczne w krótkim okresie czasu, zaś ich nagromadzenie w organizmie ma znaczący wpływ w długiej perspektywie. Najczęstsze dolegliwości to kaszel i uczucia duszności. W szczególności narażone na choroby związane z układem oddechowym i obniżoną odpornością, która objawia się w formie alergii, są dzieci. Dwutlenek siarki powoduje trudności w oddychaniu, tlenki azotu podrażniają płuca, tlenek węgla powoduje zatrucia i atakuje centralny układ nerwowy.

Proces spalania śmieci w piecach domowych prowadzi do uwolnienia związków nazywanych dioksynami i furanami, które mają bezpośredni związek z chorobami nowotworowymi.

Spalanie śmieci pozornie tylko ogranicza koszty eksploatacji instalacji ogrzewania. Spalanie ich w domowych warunkach powoduje znacznie szybsze wyeksploatowanie instalacji i przewodów kominowych. Na ściankach komina osadza się trudna do usunięcia tzw. sa-

dza mokra, co może prowadzić do zapalenia się przewodów, a w ostateczności do pożaru. Skutkiem tego jest cofający się tlenek węgla i możliwość zaccadzenia.

### 13.2 Typy i sortyment węгля kamiennego

Powstałe w kolejnych stadiach przemian metamorficznych węgle kopalne można, opierając się na wybranych wskaźnikach chemicznych, uszeregować według stopnia ich uwęglenia. Jakość węgla jest zdeterminowana naturalną jakością podziemnych pokładów, z których jest wydobywany. W celu jednoznacznego określenia jakości węgla kamiennego wprowadzono klasyfikację poprzez typy, sortymenty oraz klasy. Do kotłów w domach jednorodzinnych stosuje się węgiel typu 31 i 32. W kotłach górnego spalania możliwe jest spalanie węgla typu 33, lecz wymaga to umiejętnej obsługi. Przyjmuje się, że do zastosowań domowych nie powinno spalać się węgla typu 34 i wyższego, ze względu na wysoką spiekalność. W poniższej tabeli zebrano wybrane typy węgla kamiennego.

**Tabela 13-1. Wybrane typy węgla kamiennego**

Typ węgla		Przydatność węgla do urządzeń grzewczych małej mocy
Nazwa	Wyróżnik	
Węgiel płomienny	31.1 31.2	Węgiel o niskiej zdolności spiekania RI (do 5). Przydatny dla wszystkich typów kotłów i palenisk.
Węgiel gazowo-płomienny	32.1	Węgiel przydatny dla wszystkich typów kotłów i palenisk, w przypadku zdolności spiekania RI bliskiej 20 może sprawiać pewne problemy w kotłach z konwencjonalnymi palnikami retortowymi.
	32.2	Węgiel o zdolności spiekania RI od 20 do 40, może być stosowany wyłącznie w kotłach z palnikami retortowymi nowej generacji.
Węgiel gazowy	33	Węgiel średnio spiekający (zdolność spiekania RI w zakresie 40-55), może być stosowany tylko w kotłach z palnikami retortowymi nowej generacji
Węgiel gazowo-kokszowy	34.1 34.2	Węgiel silnie spiekający, wykorzystywany przy produkcji koksu. Nie nadaje się do urządzeń grzewczych małej mocy ze względu na wysoką spiekalność.
Węgiel ortokokszowy	35.1 35.2A 35.2B	Węgiel średnio lub silnie spiekający, wykorzystywany do produkcji koksu. Nie nadaje się do urządzeń grzewczych ze względu na wysoką spiekalność.

*Źródło: Opracowanie własne*

Podstawą podziału węgla kamiennego na sortymenty jest graniczna wielkość ziaren. Podział węgla na sortymenty ma bardzo istotne znaczenie technologiczne, gdyż konstrukcje kotłów są dostosowane do poszczególnych sortymentów węgla.

**Tabela 13-2. Sortymenty węgla kamiennego**

Grupa	Nazwa	Symbol	Wymiar ziarna [mm]
Grube	Kęsy	Ks	ponad 200
	Kostka I	Ko I	200-120
	Kostka II	Ko II	120-60
	Orzech I	O I	80-40
	Orzech II	O II	50-25
Średnie	Groszek I	Gk I	30-16
	Groszek II	Gk II	20-8
	Grysik	Gs	10-5
Miałowe	Miał	M	6-0
Inne	Pył	P	1-0
	Muł	Mu	1-0

*Źródło: Opracowanie własne*



Klasę węgla określa jego wartość opałowa w stanie roboczym, zawartość popiołu w stanie roboczym oraz wartość siarki w węglu w stanie roboczym. Przykładowy zapis w postaci: 29/07/06 oznacza węgiel o wartości opałowej co najmniej 29 000 kJ/kg, zawartości popiołu najwyższej 7% oraz zawartości siarki najwyższej 0,6%.

Dodatkowo producent powinien podać w dokumentacji techniczno-handlowej wartość spiekalności węgla według Rogi, oznaczaną RI.

Produktem ubocznym wydobywania węgla kamiennego jest woda z błotem, w którego skład wchodzi czysty chemicznie węgiel oraz kamień towarzyszący węglowi w złożu. W celu pozyskania drobin węgla mieszanina błotna poddawana jest procesowi flotacji. W efekcie uzyskuje się flotokonzentrat, zwany potocznie „flotem”. Jest to pełnowartościowy węgiel o stosunkowo dobrych parametrach, jednak o bardzo drobnej ziarnistości – rzędu 1 mm. Błoto uzyskane po oddzieleniu flotu trafia na osadniki, gdzie następuje proces odessania wody. Pozostały muł węglowy ciągle zawiera stosunkowo dużo węgla (ponad 50%), dlatego może zostać spalony. Flot i muł są sprzedawane przede wszystkim odbiorcom prywatnym. Dostępne są głównie na Górnym Śląsku. Nadają się wyłącznie do kotłów górnego spalania.

Najpopularniejsze sortymenty węgla kamiennego przeznaczone do spalania w kotłach małej mocy to: miał, groszek, orzech i kostka. Od kilku lat obserwuje się także wzrost popularności tzw. ekogroszku, czyli odmiany groszku o wielkości ziaren od 5 do 25 mm, niskiej zawartości siarki (do 1%) oraz popiołu (do 10%). Niska zawartość siarki sprawia, że spaliny powstałe w wyniku spalania tego paliwa zawierają mniej dwutlenku siarki, co oprócz poprawy jakości powietrza wpływa także na wydłużenie żywotności elementów kotła i kolumny. Granulacja tego paliwa umożliwia wykorzystanie go w piecach z podajnikiem, co stanowi o jego atrakcyjności wśród użytkowników nowych kotłów węglowych.

W kotłach węglowych małej mocy, oprócz paliwa zalecanego przez producenta, dopuszczalne jest spalanie węgla o innej granulacji a także drewna. Należy jednak zaznaczyć, iż kocioł opalany paliwem innym niż podstawowe, dla którego został zaprojektowany, nie będzie pracował optymalnie, tj. jego sprawność i uzyskiwana moc będą mniejsze od znamionowych.

Najtańszym, lecz jednocześnie najgorszym paliwem z punktu widzenia zarówno ekologii, jak i zdrowia ludzkiego, jest muł węglowy. Zawiera on wysokie stężenia niepożądanych pierwiastków chemicznych, m.in. rtęci, siarki i chloru. Do ewentualnego spalania mułu przystosowane są wyłącznie duże zakłady przemysłowe wyposażone w specjalistyczne filtry.

W okolicach Rybnika funkcjonuje wiele kopalni węgla kamiennego, wydobywających węgiel o różnych parametrach. Poniżej zestawiono wybrane kopalnie znajdujące się w okolicach Miasta wraz z wydobywanym typem węgla i dostępnymi sortymentami.

**Tabela 13-3. Kopalnie w okolicach Rybnika wraz z typami i sortymentami dostępnych węgla**

Kopalnia	Typ	Sortyment
PGG – Ruch Jankowice	32.2 33	Kostka, Orzech, Groszek, Miał, Flotokonzentrat
PGG – Ruch Chwałowice	32.1	Orzech, Groszek, Miał
PGG – Ruch Marcel	33	Orzech, Orzech II, Groszek, Miał, Flotokonzentrat



Kopalnia	Typ	Sortyment
	34.1	
PGG – Ruch Rydułtowy	33 34.2	Orzech, Groszek, Miał, Muł
JSW S.A. KWK „Knurów-Szczygłowice”	34.2	Orzech, Groszek, Miał, Flotokoncentrat, Muł
JSW S.A. Ruch „Borynia”	35.1 35.2A 352.B	węgle koksowe – brak rozróżnienia
JSW S.A. Ruch „Zofiówka”	35.1	węgle koksowe – brak rozróżnienia
JSW S.A. Ruch „Jastrzębie”	35.2B 37.1	węgle koksowe – brak rozróżnienia
JSW S.A. KWK Budryk	34.2	Miał, Niesort
JSW S.A. KWK Krupiński	34,2	Miał, Niesort

Źródło: Opracowanie własne

### 13.3 Kotły na paliwo stałe

Poprzednio obowiązująca norma PN-EN 303-5:2002 klasyfikowała kotły na klasę 1, 2 oraz 3, gdzie klasa 1 była klasą najgorszą, natomiast klasa 3 – najlepszą. Wraz z aktualizacją normy w 2012 roku klasa 1 i 2 zostały zlikwidowane, natomiast klasa 3 stała się najgorszą dostępną klasą kotłów. Kotły klasy 1 i 2 zostały wycofane z produkcji.

Tabela 13-4. Graniczne wartości emisji dla poszczególnych klas kotłów wg normy PN-EN 303-5:2002

Paliwo	Nominalna moc cieplna	Graniczne wartości emisji mg/m <sup>3</sup> przy 10% O <sub>2</sub>								
		CO			OGC (gazowe zanieczyszczenia organiczne)			PM		
Załadunek ręczny		Klasa 1	Klasa 2	Klasa 3	Klasa 1	Klasa 2	Klasa 3	Klasa 1	Klasa 2	Klasa 3
Biopaliwo	<50	25000	8000	5000	2000	300	150	200	180	150
	>50 do 150	12500	5000	2500	1500	200	100			
	>150 do 500	12500	2000	1200	1500	200	100			
Paliwo kopalne	<50	25000	8000	5000	2000	300	150	180	150	125
	>50 do 150	12500	5000	2500	1500	200	100			
	>150 do 500	12500	2000	1200	1500	200	100			
Załadunek automatyczny		Klasa 1	Klasa 2	Klasa 3	Klasa 1	Klasa 2	Klasa 3	Klasa 1	Klasa 2	Klasa 3
Biopaliwo	<50	15000	5000	3000	1750	200	100	200	180	150
	>50 do 150	12500	4500	2500	1250	150	80			
	>150 do 500	12500	2000	1200	1250	150	80			
Paliwo kopalne	<50	15000	5000	3000	1750	200	100	180	150	125
	>50 do 150	12500	4500	2500	1250	150	80			
	>150 do 500	12500	2000	1200	1250	150	80			

Źródło: Opracowanie własne na podstawie PN-EN 303-5:2012

W wymaganiach obecnie obowiązującej normy PN-EN 303-5:2012 dotyczącej sprawności cieplnej i granicznych wartości emisji zanieczyszczeń, wyróżnia się trzy klasy kotłów: 3, 4 oraz 5. Aby kocioł został zakwalifikowany do jednej z ww. klas muszą zostać spełnione określone wartości sprawności cieplnej oraz emisji dla tej klasy. Badania kotłów zgodnie z normą mogą wykonywać wyłącznie jednostki badawcze posiadające w zakresie akredytacji tę właśnie normę. Potwierdzeniem uzyskanych przez kocioł parametrów jest certyfikat



wystawiony przez ww. akredytowaną jednostkę badawczą. Tabela poniżej przedstawia graniczne wartości emisji dla poszczególnych klas, wprowadzone przez normę.

W porównaniu z Tabelą 13-4 widać drastyczne obniżenie dopuszczalnych emisji w zapisach aktualnej normy wobec normy PN-EN 303-5:2002.

**Tabela 13-5. Graniczne wartości emisji dla poszczególnych klas kotłów wg normy PN-EN 303-5:2012**

Paliwo	Nominalna moc cieplna	Graniczne wartości emisji mg/m <sup>3</sup> przy 10% O <sub>2</sub>								
		CO			OGC (gazowe zanieczyszczenia organiczne)			PM		
<b>Załadunek ręczny</b>		Klasa 3	Klasa 4	Klasa 5	Klasa 3	Klasa 4	Klasa 5	Klasa 3	Klasa 4	Klasa 5
Biopaliwo	<50	5000	1200	700	150	50	30	150	75	60
	>50 do 150	2500			100			150		
	>150 do 500	1200			100			150		
Paliwo kopalne	<50	5000			150			150		
	>50 do 150	2500			100			150		
	>150 do 500	1200			100			150		
<b>Załadunek automatyczny</b>		Klasa 3	Klasa 4	Klasa 5	Klasa 3	Klasa 4	Klasa 5	Klasa 3	Klasa 4	Klasa 5
Biopaliwo	<50	3000	1000	500	100	30	20	150	60	40
	>50 do 150	2500			80			150		
	>150 do 500	1200			80			150		
Paliwo kopalne	<50	3000			100			125		
	>50 do 150	2500			80			125		
	>150 do 500	1200			80			125		

Źródło: Opracowanie własne na podstawie PN-EN 303-5:2012

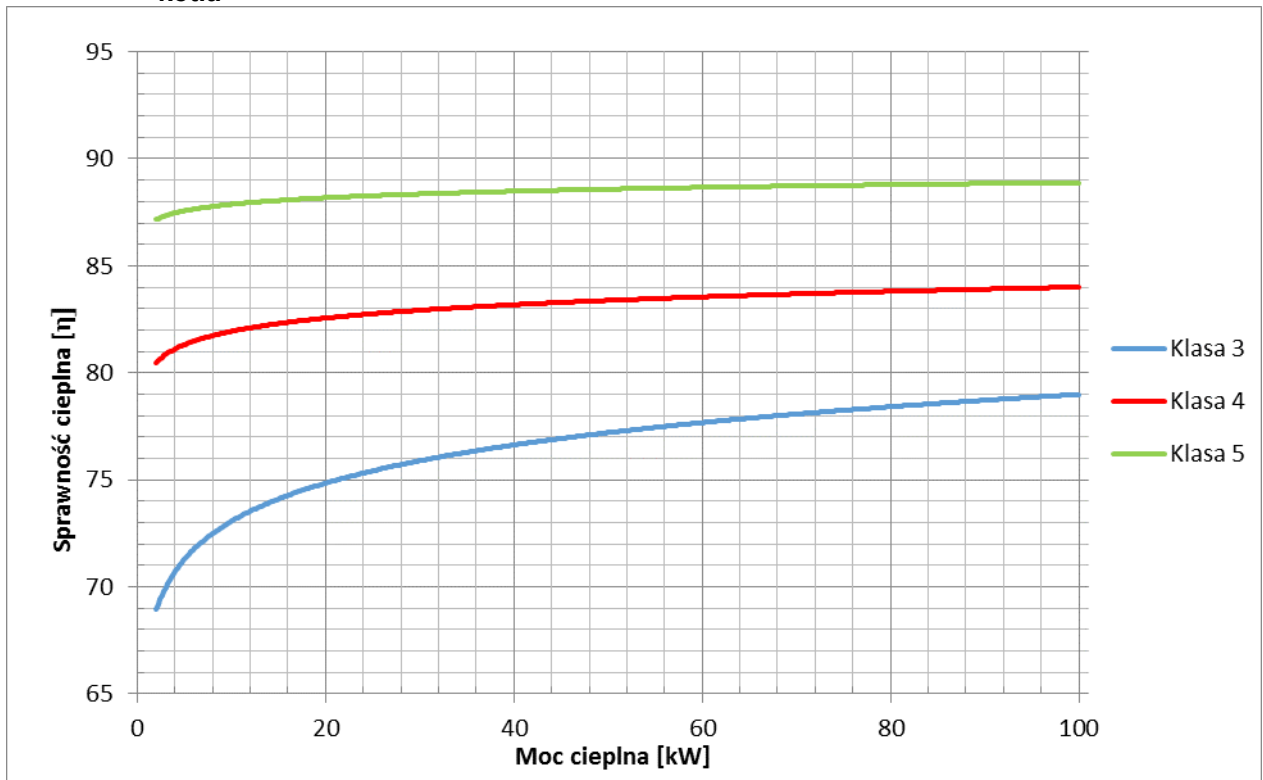
Większość produkowanych obecnie kotłów należy do klasy 3. Największą grupę w tej klasie stanowią kotły z podajnikiem i kotły zasypowe, wśród których największą część stanowią kotły spalania dolnego. Kotły zasypowe górnego spalania w większości, ze względu na specyfikę swej budowy, nie są w stanie sprostać nowym wymaganiom emisji. Klasa 4 jest klasą pośrednią. Przy stosunkowo niewielkim nakładzie kosztów, poprzez drobne korekty w konstrukcji wymiennika, kotły węglowe z podajnikiem mogą spełnić wymagania emisji-energetyczne stawiane urządzeniom tej klasy. Klasa 5 to najlepsza wprowadzona przez normę klasa, której wymagania spełniają tylko najlepsze urządzenia. Kotły spełniające wymogi stawiane Klasie 5 wykazują najwyższą sprawność oraz bardzo niską emisję CO, pyłów i węgla organicznego do środowiska. Największą grupę urządzeń w Klasie 5 stanowią kotły na biomasę oraz zgazowujące drewno.

Dla kotłów o nominalnej mocy cieplnej powyżej 100 kW wymagana sprawność dla Klasy 4 to 84%, a dla Klasy 5 – 89%. Dla kotłów Klasy 3 o nominalnej mocy cieplnej powyżej 300 kW wymagana sprawność to 82%.

Wykres 13-1 przedstawia wymaganą sprawność cieplną poszczególnych klas kotłów wg normy PN-EN 303-5:2012 w zakresie mocy do 100 kW.



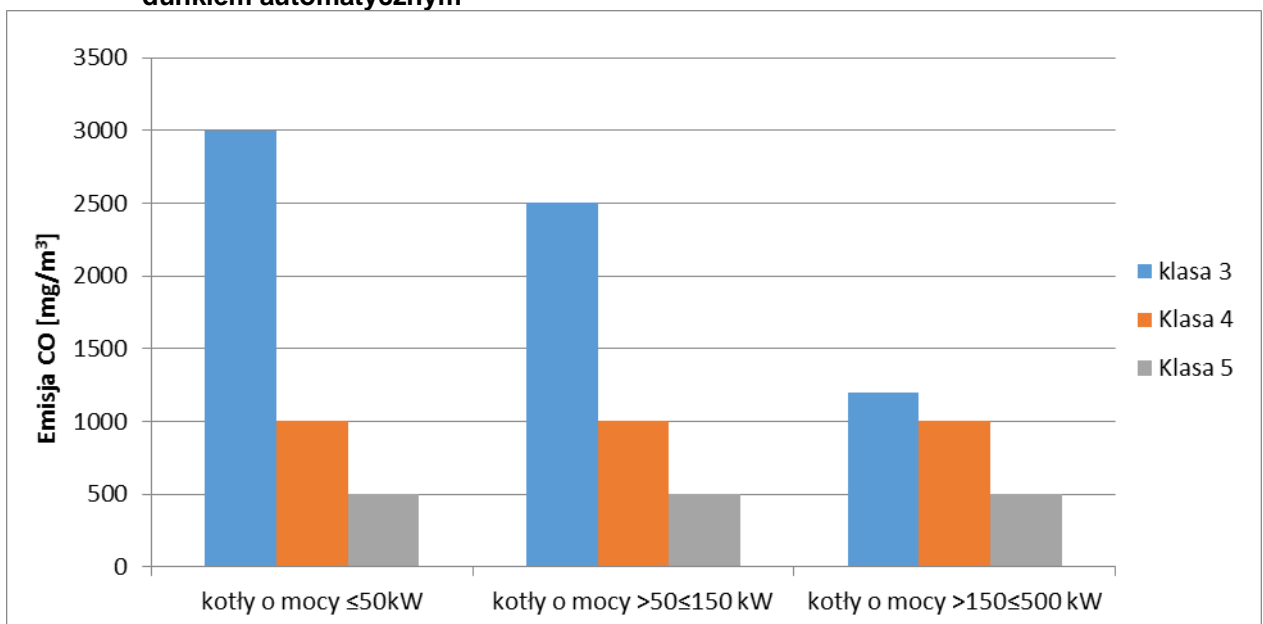
**Wykres 13-1. Wymagana sprawność cieplna poszczególnych klas kotłów w funkcji mocy cieplnej kotła**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie PN-EN 303-5:2012

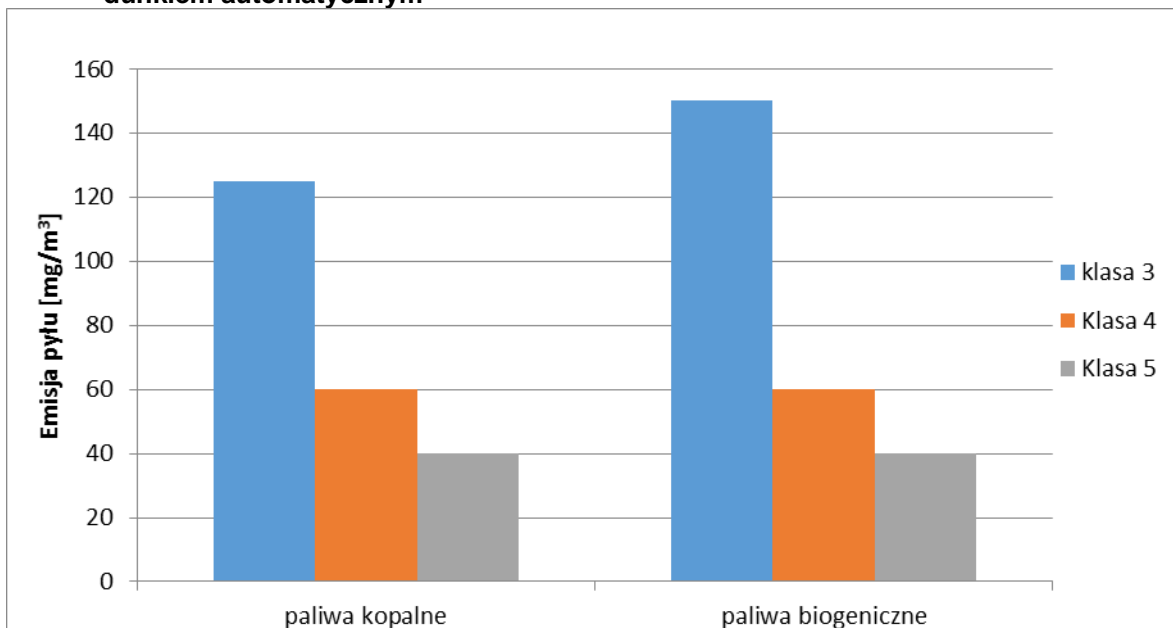
Wykres 13.2 i 13.3 przedstawiają odpowiednio emisję CO i pyłu dla urządzeń klasy 3, 4 i 5 wg wymagań normy PN-EN 303-5:2012. Wykres 13.4 przedstawia porównanie emisji pyłów z kotłów węglowych pozaklasowych z urządzeniami dopuszczonymi do eksploatacji wg normy PN-EN 303-5:2012.

**Wykres 13-2. Emisja CO w mg/m<sup>3</sup> przy 10% O<sub>2</sub> dla paliw biogenicznych i kopalnych dla kotłów z załadunkiem automatycznym**



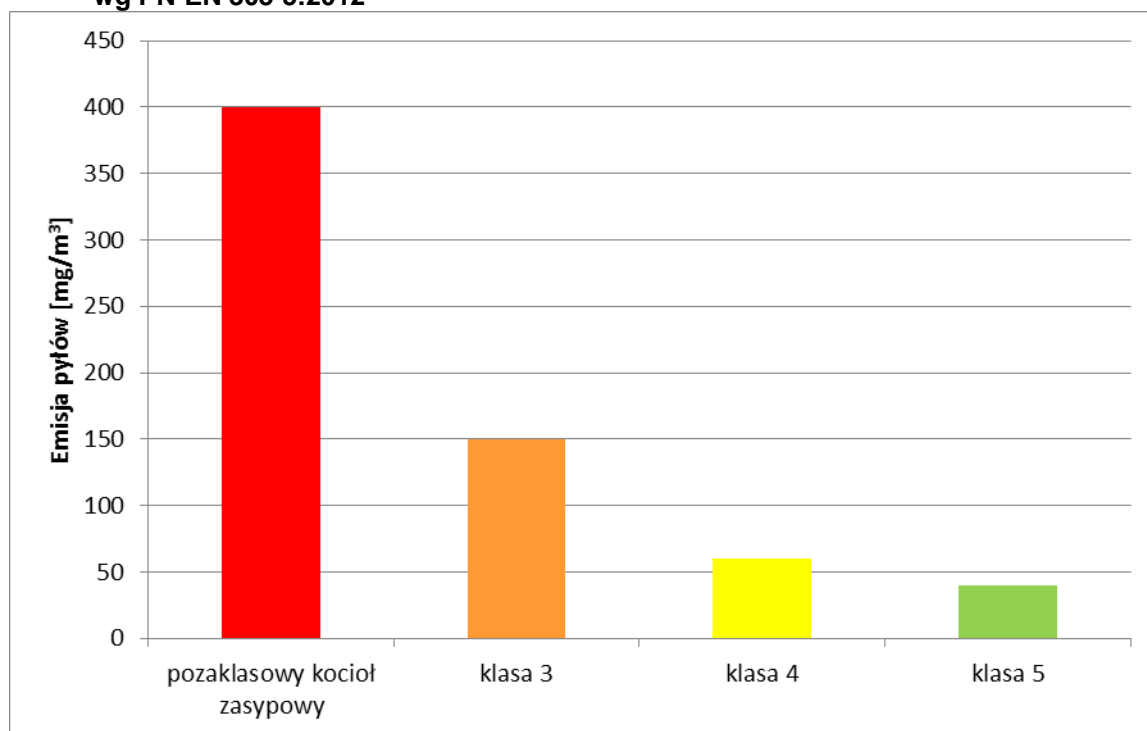
Źródło: Opracowanie własne na podstawie PN-EN 303-5:2012

**Wykres 13-3. Emisja pyłu w mg/m<sup>3</sup> przy 10% O<sub>2</sub> z paliw kopalnych i biogenicznych dla kotłów z załadunkiem automatycznym**



Źródło: Opracowanie własne na podstawie PN-EN 303-5:2012

**Wykres 13-4. Porównanie emisji pyłów dla kotłów pozaklasowych oraz kotłów automatycznych wg PN-EN 303-5:2012**



Źródło: Opracowanie własne

## 13.4 Ograniczenie zużycia ciepła w wyniku kompleksowej termomodernizacji

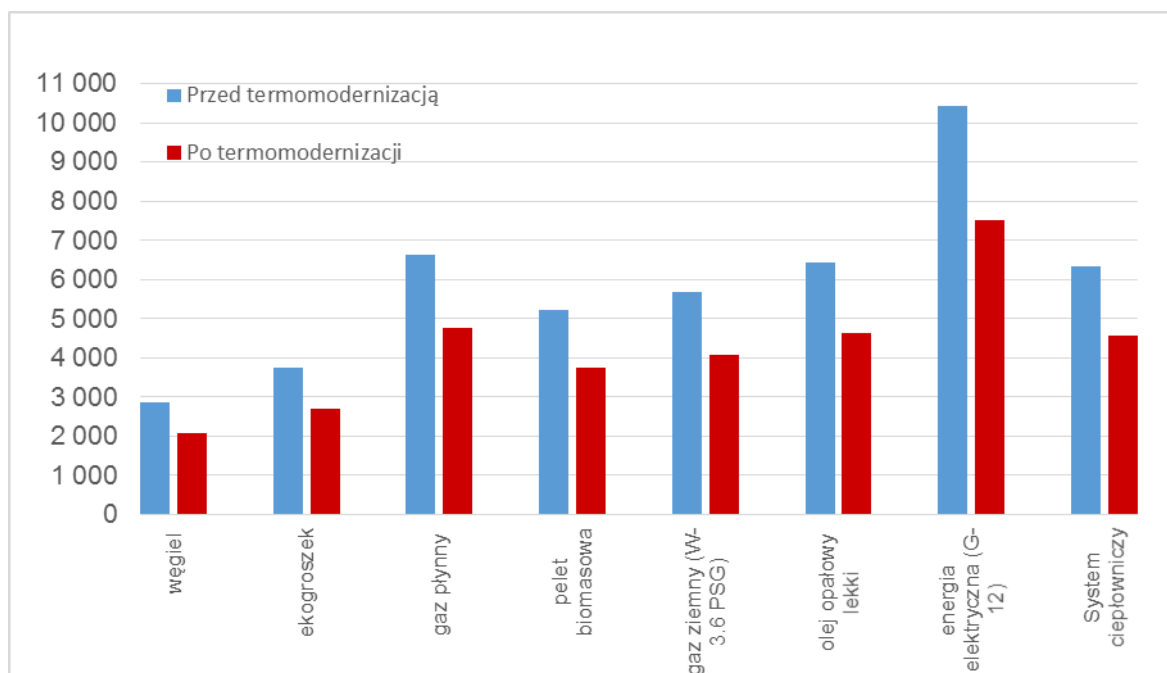
Ograniczenie niskiej emisji to także racjonalne wykorzystanie energii pierwotnej, zarówno w wyniku jej świadomego zużycia, jak i ograniczenia potrzeb cieplnych obiektu. Kompleksowa termomodernizacja budynku pozwala osiągnąć w zależności od specyfiki obiektu ograniczenie zużycia ciepła o 20%÷40%. W związku z tym poniżej przedstawiono szacunkowe efekty termomodernizacji budynku jednorodzinnego.

Na poniższym wykresie pokazano przykładowy koszt ogrzewania domu parterowego jednorodzinnego przed i po termomodernizacji przy wykorzystaniu następujących założeń:

- budynek mieszkalny parterowy jednorodzinny o powierzchni ogrzewanej 150 m<sup>2</sup>;
- budynek nieocieplony, z oknami PVC starej generacji o współczynniku przenikania ciepła  $U = 1,8 \left[ \frac{W}{m^2 \cdot K} \right]$ ;
- budynek nie był wcześniej termomodernizowany;
- zapotrzebowanie roczne na energię rzędu 180 kWh/m<sup>2</sup>;
- w wyniku działań termomodernizacyjnych polegających na ociepleniu ścian zewnętrznych styropianem o  $\lambda = 0,045 \left[ \frac{W}{m \cdot K} \right]$  i grubości  $d = 0,12 [m]$  ograniczenie zapotrzebowania na ciepło wyniosło 28%.

Termomodernizacja została przeprowadzona zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Infrastruktury z dnia 5 lipca 2013 r. zmieniającego rozporządzenie w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie. Zostały one wykonane na warunki techniczne obowiązujące od 1 stycznia 2014 roku.

**Wykres 13-5. Koszt ogrzewania domu jednorodzinnego przed i po termomodernizacji**



Źródło: Opracowanie własne



W poniższej tabeli zestawiono najpopularniejsze nośniki energii wraz ze sprawnością źródeł wytwarzania oraz obliczonym kosztem ciepła.

**Tabela 13-6. Nośniki energii użytkowane w gospodarstwach domowych**

Nośnik energii	Cena paliwa [zł/Mg]	Wartość opałowa [GJ/Mg]	Sprawność [%]	Koszt ciepła [zł/GJ]
Węgiel kamienny	390	22	60	29,5
Ekogroszek	800	26	80	38,5
Gaz płynny	2980	46	95	68,2
Gaz ziemny (W-3.6 PSG)	1,97	35,5	95	58,4
Pelet biomasowy	725	18	75	53,7
Olej opałowy	2700	43	95	66,1

Źródło: Opracowanie własne

W tabeli poniżej przedstawione zostały wskaźniki emisji dla wykorzystywanych nośników energii. Zdecydowanie największa emisja dwutlenku węgla pochodzi ze spalania węgla kamiennego. W przypadku biomasy, jako odnawialnego źródła energii, jej wykorzystanie nie wpływa negatywnie na emisję CO<sub>2</sub> do atmosfery – przy założeniu, że pochodzi ona z lasów zarządzanych w zrównoważony sposób (tj. średni przyrost lasu jest równy lub wyższy niż pozyskanie drewna). W przypadku emisji SO<sub>2</sub> bądź pyłu emisja w dużej mierze zależy od wykorzystywanego kotła oraz jakości zastosowanego paliwa.

**Tabela 13-7. Wskaźniki emisji ze spalania najczęściej wykorzystywanych nośników energii**

Wyszczególnienie	CO <sub>2</sub> [Mg/MWh]	SO <sub>2</sub> [Mg/MWh]	NO <sub>x</sub> [Mg/MWh]	Pył [Mg/MWh]	B(a)P [Mg/MWh]
Gaz ziemny	0,210	0,000004	0,000216	0,000002	0,00000000
Węgiel kamienny	0,334	0,002340	0,000558	0,000576	0,00000097
Olej opałowy	0,264	0,000270	0,000342	0,000011	0,00000004
Gaz ciekły	0,225	0,000004	0,000216	0,000002	0,00000000
Biomasa	0,000	0,000040	0,000306	0,000250	0,00000090

Źródło: KOBIZE

Rozpatrywany dom po ociepleniu wykazuje zapotrzebowanie na moc cieplną w wysokości 10,4 kW. Uwzględniając przytoczone wyżej sprawności źródeł wytwarzania obliczono wielkość emisji przy założeniu ewentualnej wymiany źródła ciepła.

**Tabela 13-8. Wielkość emisji z różnych źródeł ciepła**

Paliwo	Wymagana moc źródła [kW]	Wymagana ilość energii [MWh]	Ilość substancji powstałych na skutek spalania określonego paliwa [kg]				
			CO <sub>2</sub>	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Pył	B(a)P
Węgiel kamienny	17,3	32,9	10999,73	77,06	18,38	18,97	0,03
Gaz ziemny	10,9	20,8	4368,00	0,08	4,49	0,04	0,00
Pelet biomasowy	13,9	26,3	0,00	1,05	8,06	6,59	0,02
Olej opałowy	10,9	20,8	5491,20	5,62	7,11	0,23	0,00

Źródło: Opracowanie własne

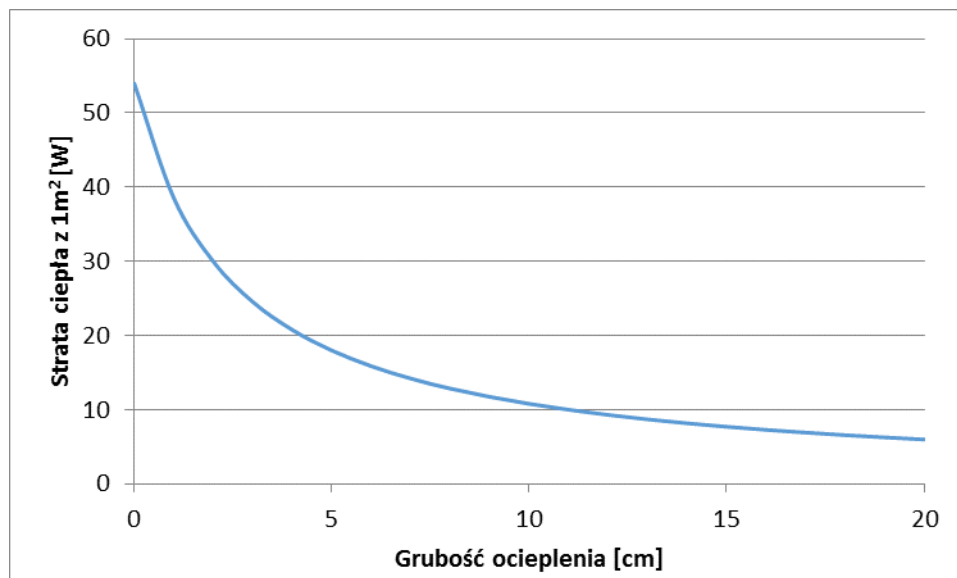
Ilość emitowanego dwutlenku węgla wskutek prostych działań termomodernizacyjnych, tj. wymiany starego kotła węglowego na wysokiej klasy kocioł gazowy oraz termomodernizacji ścian zewnętrznych poprzez ocieplenie styropianem, spadła trzykrotnie. Ilość emitowanego pyłu oraz tlenku siarki spadła niemal całkowicie.

**Tabela 13-9. Wielkość emisji przed i po termomodernizacji budynku**

	Paliwo	Wymagana moc źródła [kW]	Wymagana ilość energii [MWh]	Ilość substancji powstałych na skutek spalania określonego paliwa [kg]				
				CO <sub>2</sub>	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Pył	B(α)P
<b>Stan przed termomodernizacją</b>	Węgiel kamienny	23,9	45,4	15166,94	106,26	25,34	26,16	0,04
<b>Stan po termomodernizacji</b>	Gaz ziemny	10,9	20,8	4368,00	0,08	4,49	0,04	0,00

Źródło: Opracowanie własne

Ściany nieocieplone lub ocieplone w sposób niewystarczający są główną przyczyną strat ciepła w budynkach. Poniżej pokazano uproszczony spadek strat ciepła w zależności w funkcji grubości ocieplenia przypadających na 1 metr kwadratowy ściany zewnętrznej. Założono że ściana zewnętrzna wykonana jest z pustaka o grubości 25 cm oraz  $\lambda = 0,45 \left[ \frac{W}{m \cdot K} \right]$ , natomiast ocieplenie to styropian o  $\lambda = 0,045 \left[ \frac{W}{m \cdot K} \right]$ . Temperatura panująca w domu  $T_{int} = 20 \text{ } ^\circ\text{C}$ , temperatura otoczenia  $T_{ext} = -10 \text{ } ^\circ\text{C}$ .

**Wykres 13-6. Wielkość strat ciepła z 1 m<sup>2</sup> ściany zewnętrznej w funkcji grubości ocieplenia**


Źródło: Opracowanie własne

Słaba izolacja termiczna domów przekłada się na znaczny wzrost kosztów ogrzewania. Zakres termomodernizacji może obejmować wiele prac, których wykonanie przełoży się na oszczędności finansowe oraz zmniejszenie zapotrzebowania budynku na moc cieplną, tym samym wpływając na zmniejszenie emisji. Termomodernizacja może obejmować:

- ocieplenie ścian zewnętrznych, dachów, stropów nad nieogrzewanymi piwnicami,
- ocieplenie podłóg na gruncie,
- wymianę okien i drzwi zewnętrznych,
- modernizację lub wymianę instalacji grzewczej,
- modernizację lub wymianę systemu zaopatrzenia budynku w ciepłą wodę użytkową.



Najlepszy efekt termomodernizacji można uzyskać poprzez jednoczesne przeprowadzenie wszystkich możliwych do wykonania usprawnień.

**Tabela 13-10. Zestawienie prac termomodernizacyjnych i stopień ich opłacalności**

Rodzaj robót modernizacyjnych	Możliwe do uzyskania oszczędności w stosunku do stanu przed termomodernizacją [%]	Przybliżony czas zwrotu poniesionych nakładów wskutek oszczędności energii [lata]
Ocieplenie ścian	10-30	8-15
Ocieplenie stropu nad piwnicą	2-5	10-20
Ocieplenie dachu lub stropu pod poddaszem	5-15	6-8
Wymiana okien	10-15	15-20
Modernizacja instalacji grzewczej	10-20	4-10
Wprowadzenie automatyki sterującej	5-10	3-5
Wymiana kotła	10-20	8-15

*Źródło: Opracowanie własne*

Procentowe zestawienie strat ciepła w budynku przedstawia się następująco:

- ściany i narożniki: 20-30%;
- dach: 25-30%;
- okna i drzwi: 10-20%;
- piwnica i fundamenty: 10%-15%;
- pozostałe straty ciepła (kominy): do 15%.

Przykładowe koszty prac termomodernizacyjnych z uwzględnieniem materiałów i kosztu montażu (ceny orientacyjne):

- ocieplenie ścian zewnętrznych: od 100 zł do 120 zł za m<sup>2</sup>;
- wymiana okien: od 320 zł do 440 zł za m<sup>2</sup>;
- modernizacja stropodachu: od 80 zł do 110 zł m<sup>2</sup>.

### 13.5 Wyniki ankietyzacji

Spora część potrzeb ciepłych zabudowy Rybnika pokrywana jest na bazie rozwiązań indywidualnych (kociołki indywidualne, piece ceramiczne, ogrzewania etażowe itp.). Szczególnie uciążliwe dla miasta są w tej grupie instalacje i urządzenia grzewcze wykorzystujące energię paliwa stałego (węgiel kamienny, mułu, flotokoncentratu, mialu, węgla brunatnego itp.) spalane np. w kotłach węglowych lub piecach ceramicznych. Ten rodzaj ogrzewania jest głównym źródłem powstawania wielu zanieczyszczeń powietrza, ze względu na to, że w warunkach pracy pieców domowych czy też niewielkich kotłów węglowych utrudnione jest przeprowadzenie zupełnego spalania. Ogrzewania takie są głównym źródłem zanieczyszczenia powietrza i stanowią podstawowe źródło emisji pyłu, CO i SO<sub>2</sub>, czyli tzw. „niskiej emisji”. Częstą praktyką jest wykorzystywanie drewna lub jego odpadów jako dodatkowego, a jednocześnie tańszego paliwa w instalacjach grzewczych budynków indywidualnych przystosowanych do opalania węglem.

W celu ograniczenia „niskiej emisji” Miasto prowadzi od wielu lat programy ograniczenia niskiej emisji, których celem jest wsparcie działań modernizacji źródeł ciepła. W nowym regulaminie, zatwierdzonym Uchwałą nr 319/XIX/2016 Rady Miasta Rybnika z dnia 10 marca 2016 r. Miasto wspiera także działania w zakresie termomodernizacji. W zakresie infrastruktury miejskiej także prowadzone są działania w celu kompleksowej termomodernizacji obiektów z wymianą źródeł ciepła, w tym zabudowa OZE. Szczegółowe efekty realizacji programu przedstawiano w rozdziale 12.3.2.

Jak wynika, z przeprowadzonych we wcześniejszych rozdziałach analiz, udział rozwiązań na bazie węgla w Rybniku w ogrzewaniu budynków mieszkalnych sięga ponad 60%, w tym ok. 53% zabudowa indywidualna i ok. 7% zabudowa wielorodzinna. Znaczący udział tego rodzaju paliwa w pokryciu potrzeb ciepłych miasta daje ogromny potencjał do ograniczenia emisji powstających w procesie indywidualnego przetwarzania węgla w ciepło. Tak więc systematyczne ograniczenie „niskiej emisji” w zabudowie indywidualnej jest istotnym etapem poprawy jakości powietrza w Rybniku.

W związku z powyższym, na potrzeby analiz w niniejszych „Założeniach...” przeprowadzono bezpośrednie badanie ankietowe na losowo wytypowanej grupie ponad 1000 budynków indywidualnych (jednorodzinnych), którego celem było rozpoznanie ilości i rodzaju wykorzystywanego paliwa oraz stanu technicznego budynków w kontekście energochłonności. Badanie wykonano z uwzględnieniem lokalizacji zabudowy indywidualnej w poszczególnych rejonach miasta. Dodatkowo zapytano w ankiecie o wykonane lub planowane działania modernizacyjne w tym wymiana źródła. Takie podejście do zagadnienia pozwoli na określenie zasadniczych problemów związanych z rozwojem systemów energetycznych w poszczególnych rejonach Rybnika, które posłużyć może ograniczeniu „niskiej emisji”. Miasto, jako planujące rozwój lokalny, może na bazie tych założeń stymulować rozwój systemów energetycznych również w aspekcie zapewnienia dostępności rozwiązań dających możliwość ograniczenia „niskiej emisji”.

Łączna liczba punktów adresowych w mieście (wg analizy punktów doręczeń Poczty Polskiej) wynosi ponad 49,5 tys., w tym ok. 27 tys. w zabudowie wielorodzinnej, 18 tys. w zabudowie jednorodzinnej (indywidualnej) oraz ok. 4,5 tys. przedsiębiorstw.



Po analizie poszczególnych jednostek bilansowych w zakresie rodzaju zabudowy wytypowano ilość proponowanych do pozyskania ankiet. W tabeli poniżej przedstawiono liczbę pozyskanych ankiet z obszaru poszczególnych jednostek bilansowych. Wzór ankiety stanowi Załącznik J, zaś całość wyników badania ankietowego przekazano do UM Rybnik.

**Tabela 13-11. Liczba ankiet w obszarze poszczególnych jednostek bilansowych**

Oznaczenie jednostki bilansowej	Jednostka bilansowa	Liczba punktów adresowych gospodarstw domowych w domkach jednorodzinnych	Liczba pozyskanych ankiet	% zanketyzowanych gospodarstw domowych
R1	Śródmieście - Nowiny	2 221	125	5,63%
R2	Orzepowice - Północ	1 941	131	6,75%
R3	Paruszowiec - Ligota	1 614	90	5,58%
R4	Chwałowice - Meksyk	1 009	56	5,55%
R5	Południowy zachód	3 103	180	5,80%
R6	Rybnicka Kuźnia - Wielopole	729	30	4,12%
R7	Południowy wschód	2 585	150	5,80%
R8	Popielów - Radziejów	1 074	55	5,12%
R9	Zebrzydowice	691	30	4,34%
R10	Część północna	1 829	100	5,47%
R11	Kamień	1 263	75	5,94%
	<b>SUMA</b>	<b>18 059</b>	<b>1 022</b>	<b>5,66%</b>

Źródło: Dane ilościowe wg analizy punktów doręczeń Poczty Polskiej

Łączna liczba ankiet wyniosła 1 022 szt. co stanowi ok. 5,66% wszystkich gospodarstw domowych w domach jednorodzinnych.

Liczba ankiet w jednostkach bilansowych wahała się od 30÷180 szt., niemniej jednak stanowiła zawsze ok. 5% gospodarstw domowych w zabudowie indywidualnej w danym obszarze. Otrzymane wyniki pozwoliły na postawienie ogólnych scenariuszy działań służących ograniczeniu „niskiej emisji” w poszczególnych rejonach miasta (jednostkach bilansowych). Przedstawione wyniki ankietyzacji jak niżej obejmują główne źródło ciepła na potrzeby ogrzewania i należy pamiętać, że często w ramach ogrzewań węglowych współpalane jest także drewno oraz że występują także ogrzewania uzupełniające w postaci kolektorów ciepła, pomp ciepła itp.

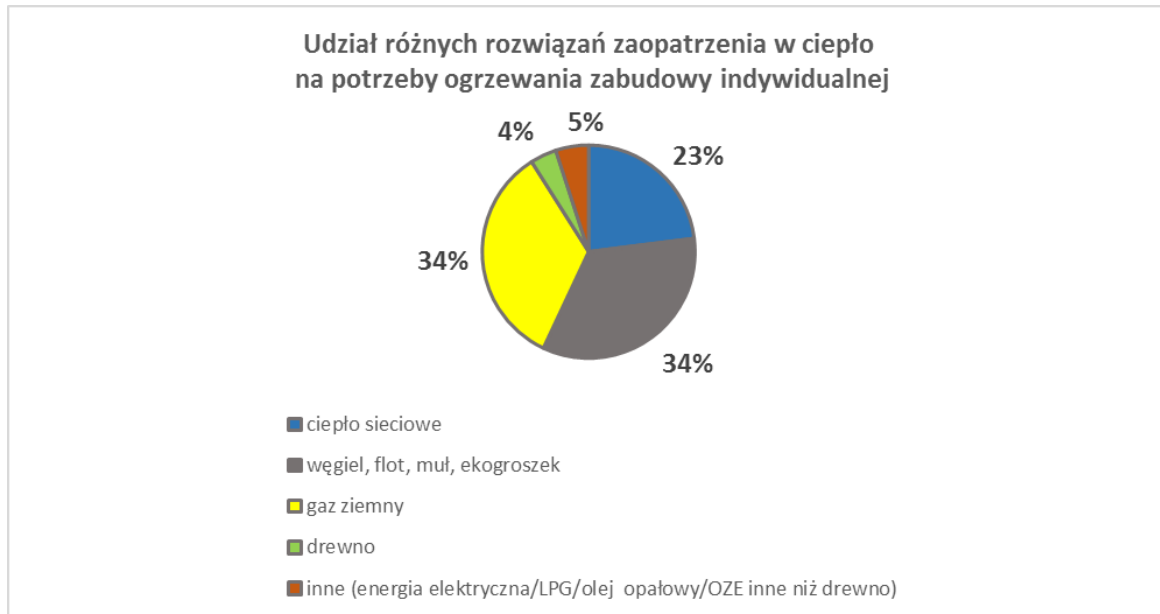


## Śródmieście – Nowiny

Na obszarze jednostki znajduje się ok. 2,2 tys. gospodarstw domowych w budynkach indywidualnych oraz 12,2 tys. gospodarstw w zabudowie wielorodzinnej i 2 tys. podmiotów gospodarczych posiadających oddzielne adresy. Zabudowa indywidualna stanowi w jednostce ok. 15%, co stanowi o wielorodzinnym charakterze jednostki.

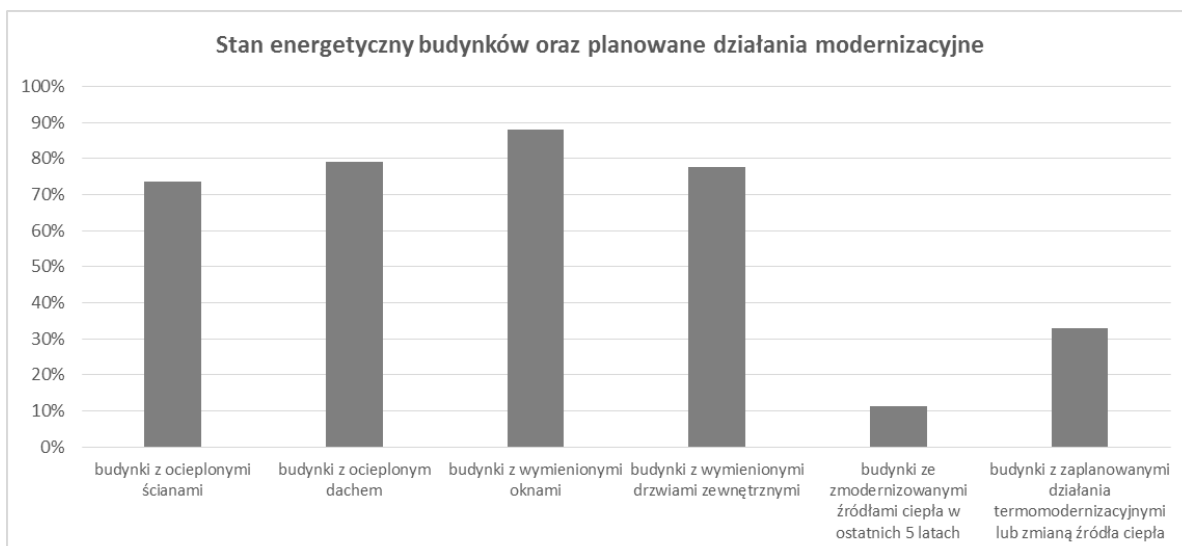
Wyniki ankietyzacji wskazują orientacyjne udziały procentowe poszczególnych sposobów ogrzewania w zabudowie indywidualnej.

Udziały poszczególnych systemów przedstawiono na poniższym wykresie.



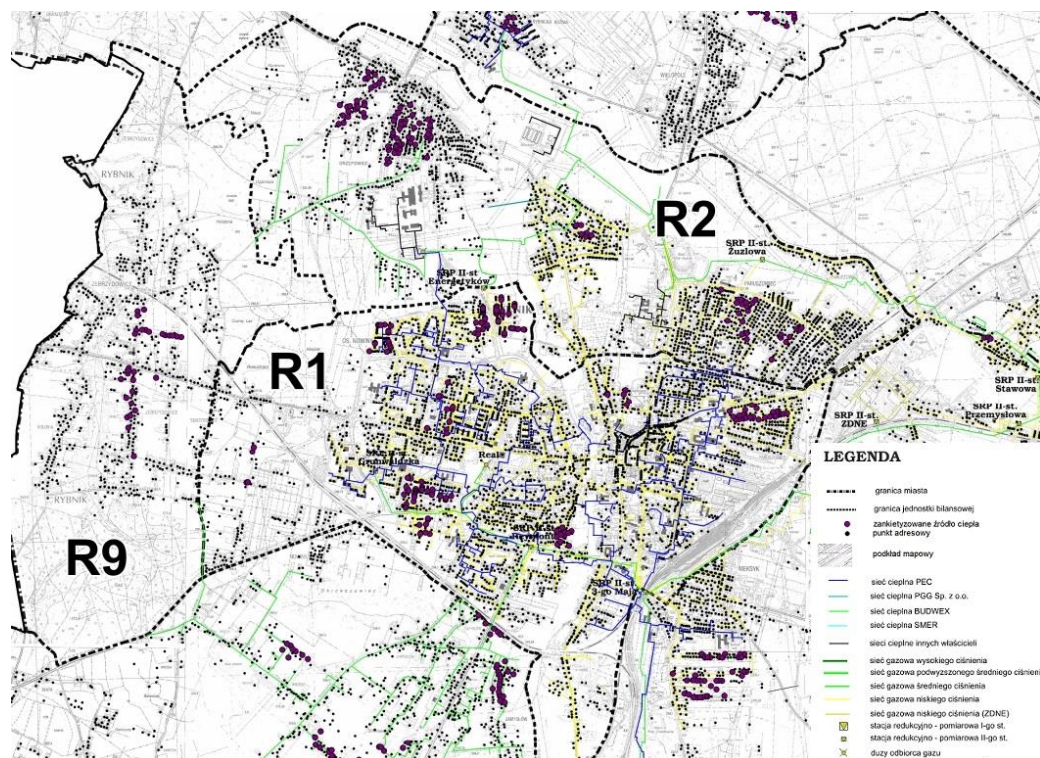
Wykres pokazuje dominującą rolę ogrzewania gazowego (34%) i węglowego (34%) w jednostce, które stanowią łącznie ok. 68%. Istotny udział mają także obiekty zasilane z systemu ciepłowniczego (ok. 23%). Uzupełniającą rolę stanowi ogrzewanie drewnem (4%) oraz inne (5%). OZE stanowią głównie źródła wspomagające dla źródeł konwencjonalnych i występują w ok. 7% budynków.

Na wykresie poniżej przedstawiono stan działań termomodernizacyjnych wg ankiet.



Stan budynków w jednostce z punktu widzenia energochłonności ocenić można na dobry, ze względu na fakt, że ponad 70% z nich zostało kompleksowo termomodernizowanych. W jednostce w ciągu ostatnich 5 lat zmodernizowano źródła ciepła w ok. 10% obiektów, głównie z pieców węglowych na nowe, bardziej wydajne piece, także węglowe. W nielicznych przypadkach zastąpiono kotły gazowe węglowymi lub zasilanie z msc na kocioł węglowy.

Na mapie poniżej pokazano na tle granic jednostki bilansowej i sieci systemów energetycznych obszary koncentracji zabudowy.



Wyżej zaprezentowane wyniki ankietyzacji oraz mapa lokalizacji zabudowy pozwalają na sformułowanie scenariusza ograniczenia „niskiej emisji” w jednostce – jak niżej:

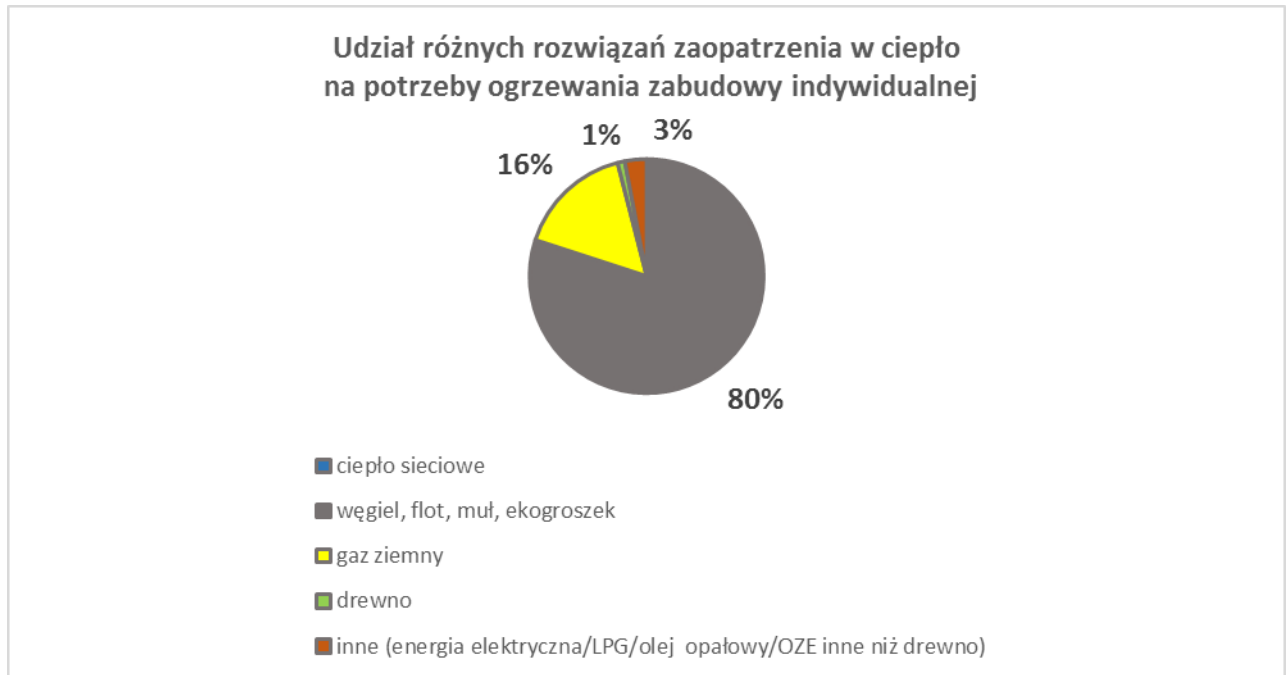
1. System gazowniczy rozwinięty jest w prawie całej jednostce. Jedynie część zachodnia nie posiada sieci gazowych.
2. W jednostce występuje także dobrze rozwinięty miejski system ciepłowniczy.
3. Preferowanym rozwiązaniem zaopatrzenia w ciepło na potrzeby ogrzewania w ramach zmiany dotychczasowego źródła w jednostce bilansowej powinien być system ciepłowniczy lub źródła gazowe, jeśli istnieją warunki techniczne.
4. Uzupełniająco do źródeł konwencjonalnych należy promować rozwiązania OZE.
5. Rozwiązaniem dopuszczalnym jest zastosowanie ogrzewania z wykorzystaniem kotłów ekologicznych (w przypadku kotłów na paliwo stałe – co najmniej Klasy 5), jedynie w przypadku braku możliwości podłączenia budynku do systemu ciepłowniczego lub gazowniczego.
6. Zaleca się również stymulowanie działań przedsiębiorstw energetycznych mających na celu rozwój systemu gazowniczego w zachodniej części jednostki, poprzez podłączenie obiektów gminnych do systemu gazowniczego (jeśli występują) lub organizację mieszkańców w grupy obiektów do przyłączenia.

## Orzepowice – Północ

Na obszarze jednostki znajduje się ok. 1941 gospodarstw domowych w budynkach indywidualnych oraz 1355 gospodarstw w domach wielorodzinnych i 265 podmiotów gospodarczych posiadających oddzielne adresy. Zabudowa indywidualna stanowi w jednostce ok. 59%, co stanowi o mieszanej zabudowie jednostki.

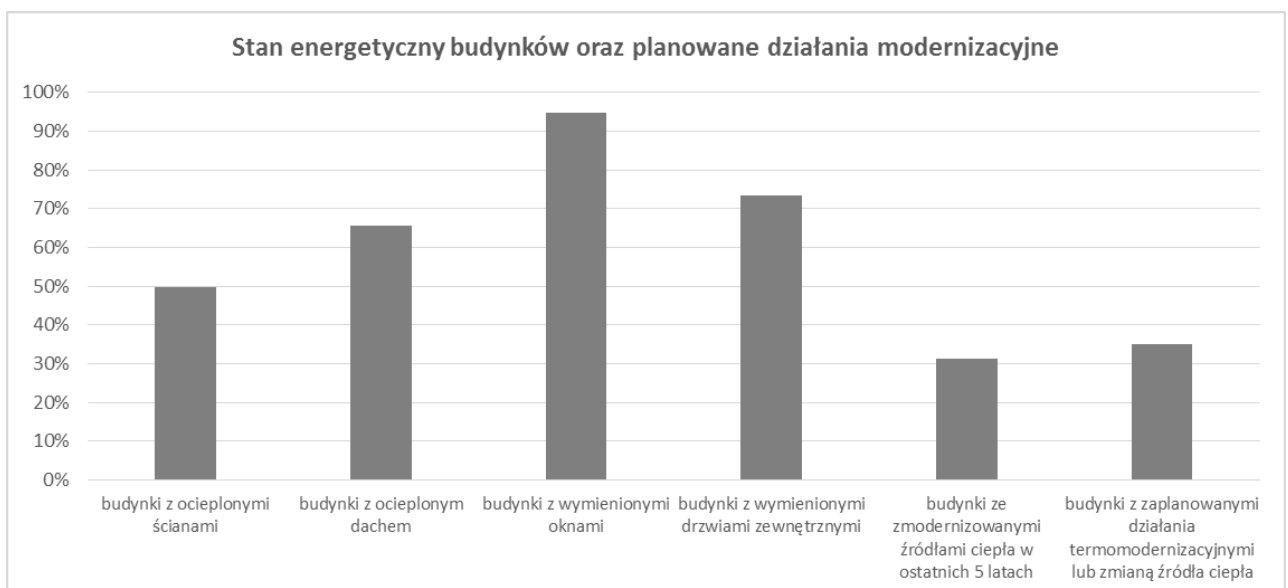
Wyniki ankietyzacji wskazują orientacyjne udziały procentowe poszczególnych sposobów ogrzewania w zabudowie indywidualnej.

Udziały poszczególnych systemów przedstawiono na poniższym wykresie.



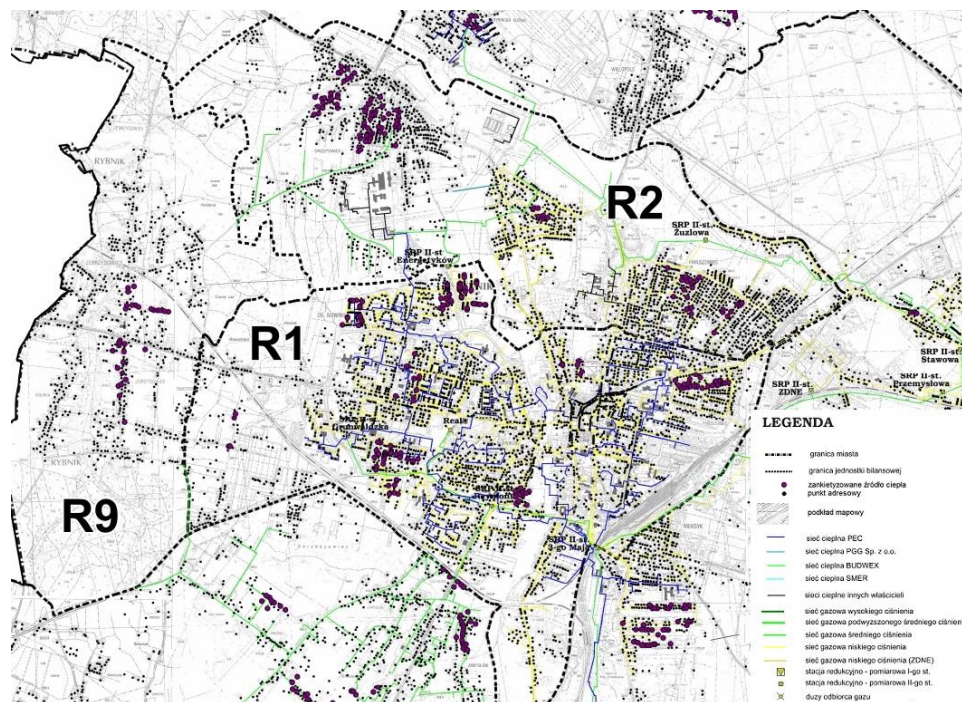
Wykres pokazuje dominującą rolę ogrzewania węglowego (80%) i gazowego (16%) w jednostce. OZE stanowi rolę źródła wspomagającego dla źródeł konwencjonalnych i występują w ok. 6% budynków.

Na wykresie poniżej przedstawiono stan działań termomodernizacyjnych wg ankiet.



Stan budynków w jednostce z punktu widzenia energochłonności ocenić można na dobry, ze względu na fakt, że ok. 50% z nich zostało kompleksowo termomodernizowanych. Nieco lepiej sytuacja wygląda w przypadku wymiany okien (ok. 65%) i drzwi zewnętrznych (ok. 95%). W jednostce w ciągu ostatnich 5 lat zmodernizowano źródła ciepła w ok. 30% obiektów, głównie z pieców węglowych na nowe, bardziej wydajne piece, także węglowe.

Na mapie poniżej pokazano na tle granic jednostki bilansowej i sieci systemów energetycznych obszary koncentracji zabudowy.



Wyżej zaprezentowane wyniki ankietyzacji oraz mapa lokalizacji zabudowy pozwalają na sformułowanie scenariusza ograniczenia „niskiej emisji” w jednostce – jak poniżej:

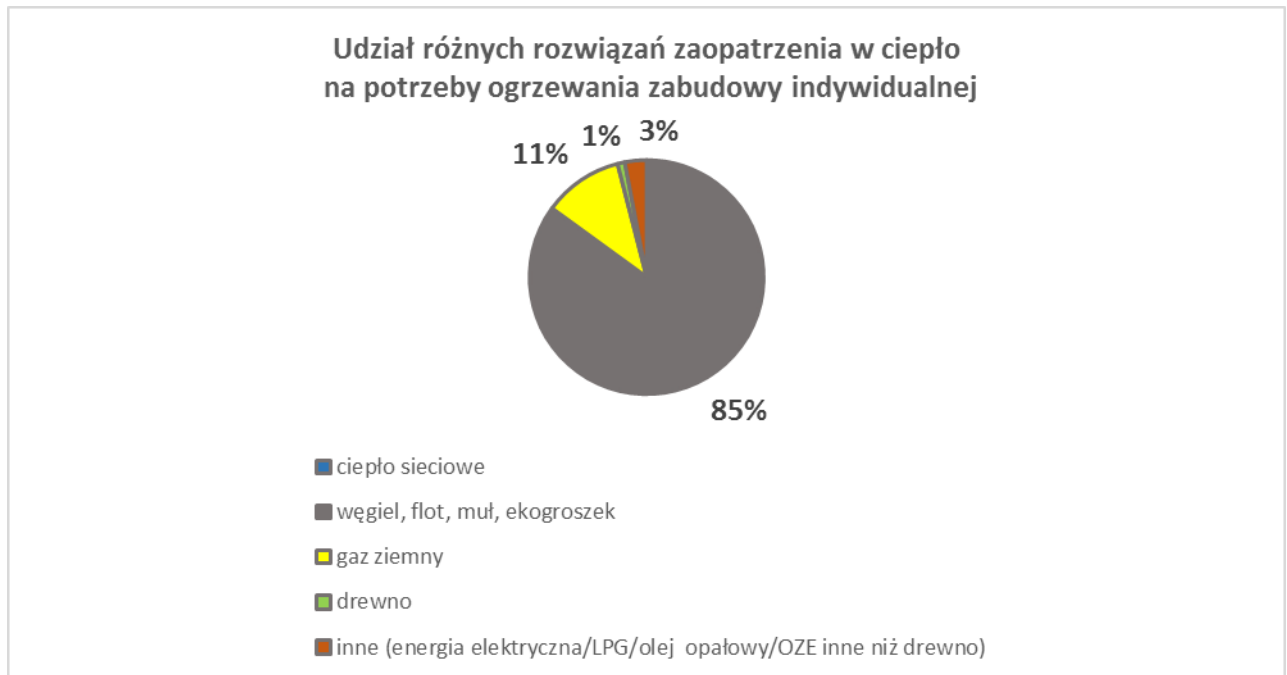
1. System gazowniczy występuje we wschodniej części jednostki – trwają prace nad rozbudową systemu gazowniczego.
2. System ciepłowniczy doprowadzony jest do południowej granicy, tj. z jednostką Śródmieście-Nowiny.
3. Preferowanym rozwiązaniem zaopatrzenia w ciepło na potrzeby ogrzewania w ramach zmiany dotychczasowego źródła w jednostce bilansowej powinien być system gazowniczy – jeśli istnieją warunki techniczne.
4. Uzupełniająco do źródeł konwencjonalnych należy promować rozwiązania OZE.
5. Rozwiązaniem dopuszczalnym jest zastosowanie ogrzewania z wykorzystaniem kotłów ekologicznych (w przypadku kotłów na paliwo stałe – co najmniej Klasy 5), jedynie w przypadku braku możliwości podłączenia budynku do systemu ciepłowniczego lub gazowniczego.
6. Zaleca się również stymulowanie działań przedsiębiorstw energetycznych mających na celu rozwój systemu gazowniczego w kierunku północnym, poprzez podłączanie obiektów gminnych do systemu gazowniczego (jeśli występują) lub organizację mieszkańców w grupy obiektów do przyłączenia.
7. Zaleca się aby wymiana źródła ciepła poprzedzona była kompleksową termomodernizacją budynku.

## Paruszowiec – Ligota

Na obszarze jednostki znajduje się ok. 1614 gospodarstw domowych w budynkach indywidualnych oraz 1189 gospodarstw w domach wielorodzinnych i 629 podmiotów gospodarczych posiadających oddzielne adresy. Zabudowa indywidualna stanowi w jednostce ok. 58%, co stanowi o mieszanej zabudowie jednostki.

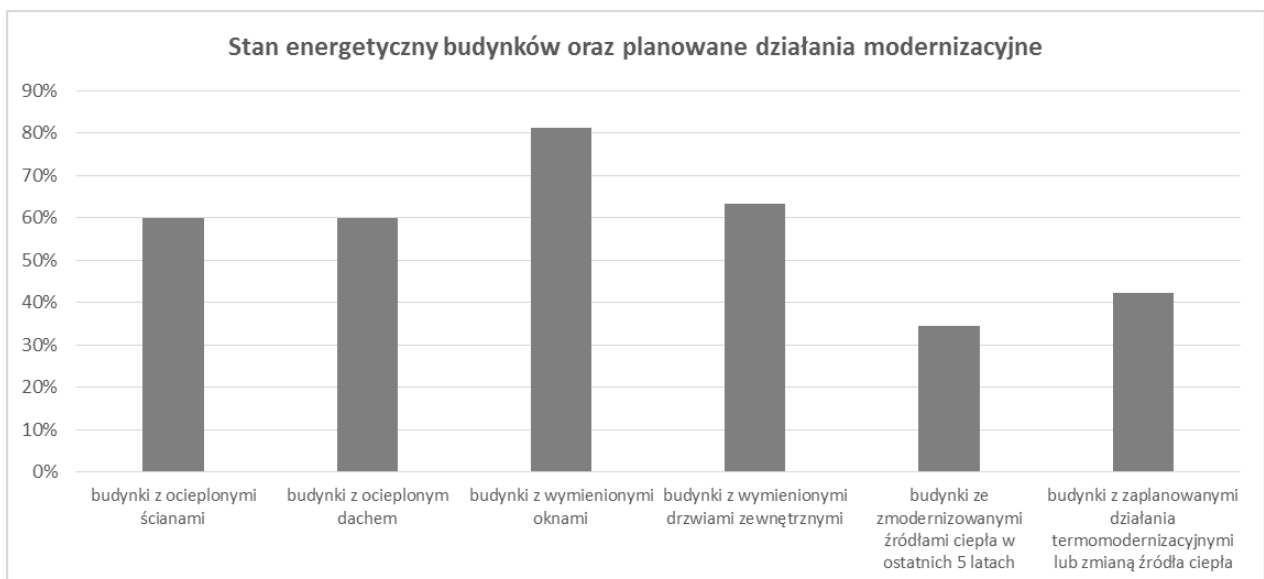
Wyniki ankietyzacji wskazują orientacyjne udziały procentowe poszczególnych sposobów ogrzewania w zabudowie indywidualnej.

Udziały poszczególnych systemów przedstawiono na poniższym wykresie.



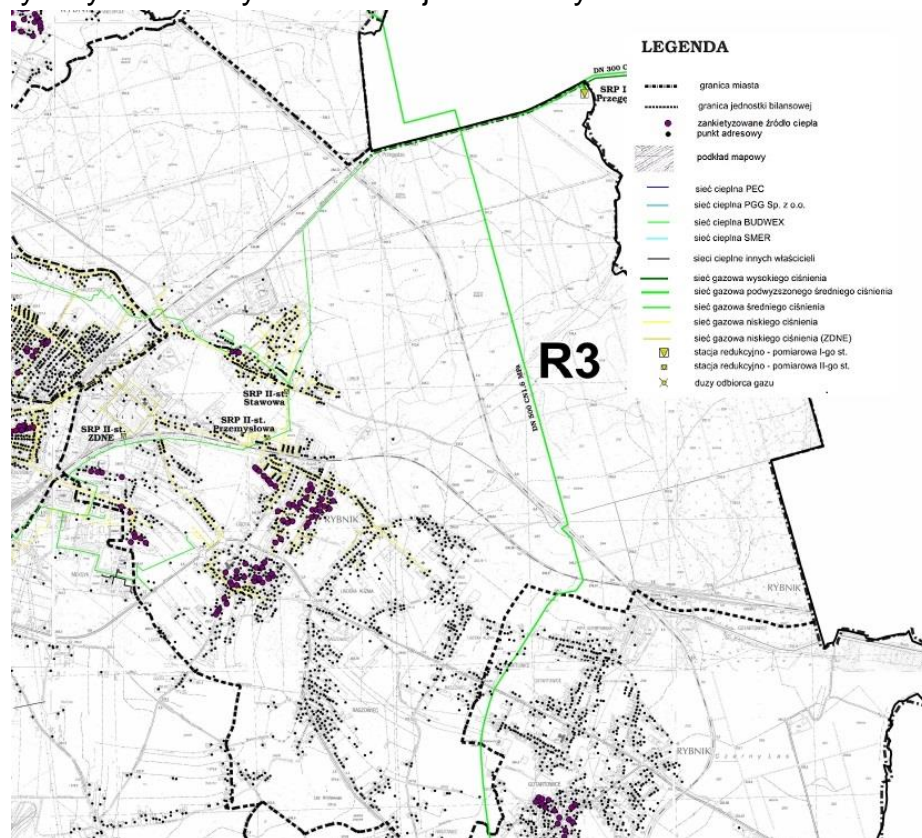
Wykres pokazuje dominującą rolę ogrzewania węglowego (85%). Istotną rolę stanowi także gaz ziemny – ok. 11%. OZE stanowią rolę źródła wspomagającego dla źródeł konwencjonalnych i występują w ok. 7% budynków.

Na wykresie poniżej przedstawiono stan działań termomodernizacyjnych wg ankiet.



Stan budynków w jednostce z punktu widzenia energochłonności ocenić można na dobry, ze względu na fakt, że ok. 60% z nich zostało kompleksowo termomodernizowanych. W jednostce w ciągu ostatnich 5 lat zmodernizowano źródła ciepła w ok. 35% obiektów – głównie z pieców węglowych na nowe, bardziej wydajne piece, także węglowe.

Na mapie poniżej pokazano na tle granic jednostki bilansowej i sieci systemów energetycznych obszary koncentracji zabudowy.



Wyżej zaprezentowane wyniki ankietyzacji oraz mapa lokalizacji zabudowy pozwalają na sformułowanie scenariusza ograniczenia „niskiej emisji” w jednostce – jak poniżej:

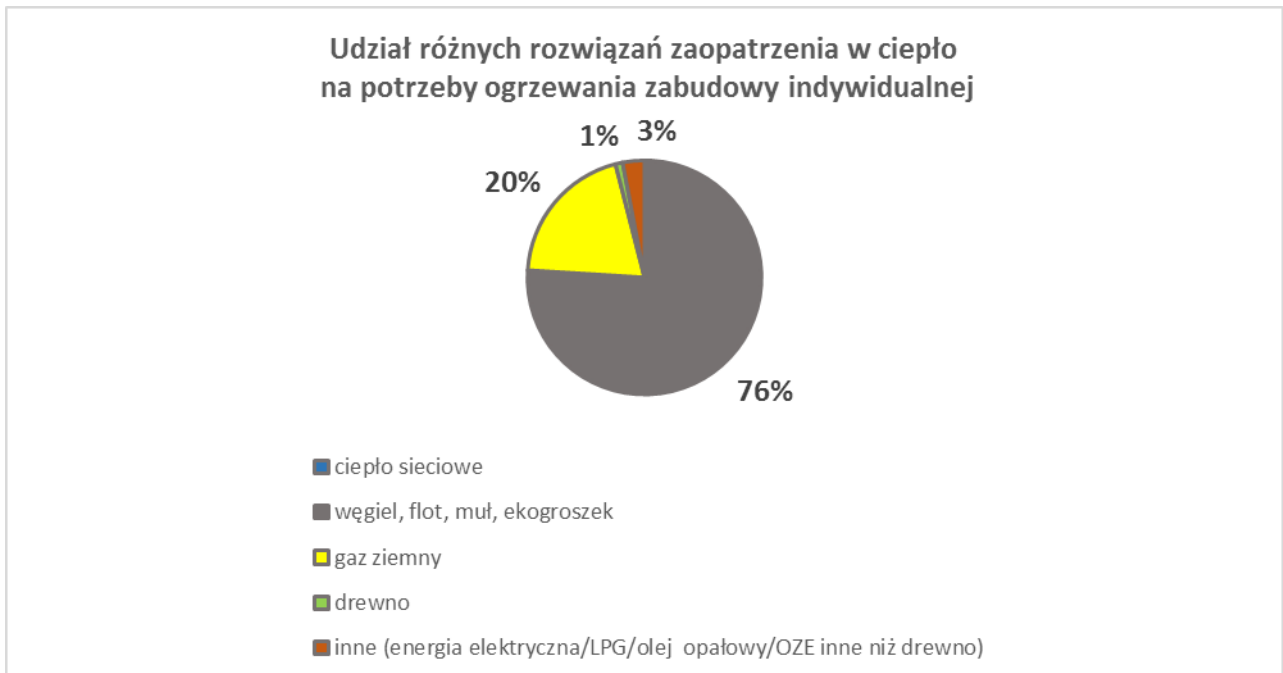
1. System gazowniczy występuje w jedynie w zachodniej części jednostki – planowana jest także rozbudowa sieci w obszarze wschodnim i podłączenie do systemu gazowniczego – w pierwszej kolejności SP nr 20.
2. Preferowanym rozwiązaniem zaopatrzenia w ciepło na potrzeby ogrzewania w ramach zmiany dotychczasowego źródła w jednostce bilansowej powinien być system gazowniczy, jeśli istnieją warunki techniczne.
3. Uzupełniająco do źródeł konwencjonalnych należy promować rozwiązania OZE.
4. Rozwiązaniem dopuszczalnym jest zastosowanie ogrzewania z wykorzystaniem kotłów ekologicznych (w przypadku kotłów na paliwo stałe – co najmniej Klasy 5), jedynie w przypadku braku możliwości podłączenia budynku do systemu gazowniczego.
5. Zaleca się również stymulowanie działań przedsiębiorstw energetycznych mających na celu rozwój systemu gazowniczego w kierunku południowym, poprzez podłączanie obiektów gminnych do systemu gazowniczego (jeśli występują) lub organizację mieszkańców w grupy obiektów do przyłączenia.
6. Wymiana źródła ciepła powinna być przeprowadzona w ramach kompleksowej termomodernizacji budynku.

## Chwałowice – Meksyk

Na obszarze jednostki znajduje się ok. 1009 gospodarstw domowych w budynkach indywidualnych oraz 2637 gospodarstw w domach wielorodzinnych i 194 podmioty gospodarcze posiadające oddzielne adresy. Zabudowa indywidualna stanowi w jednostce ok. 28%, co stanowi o wielorodzinnym charakterze jednostki.

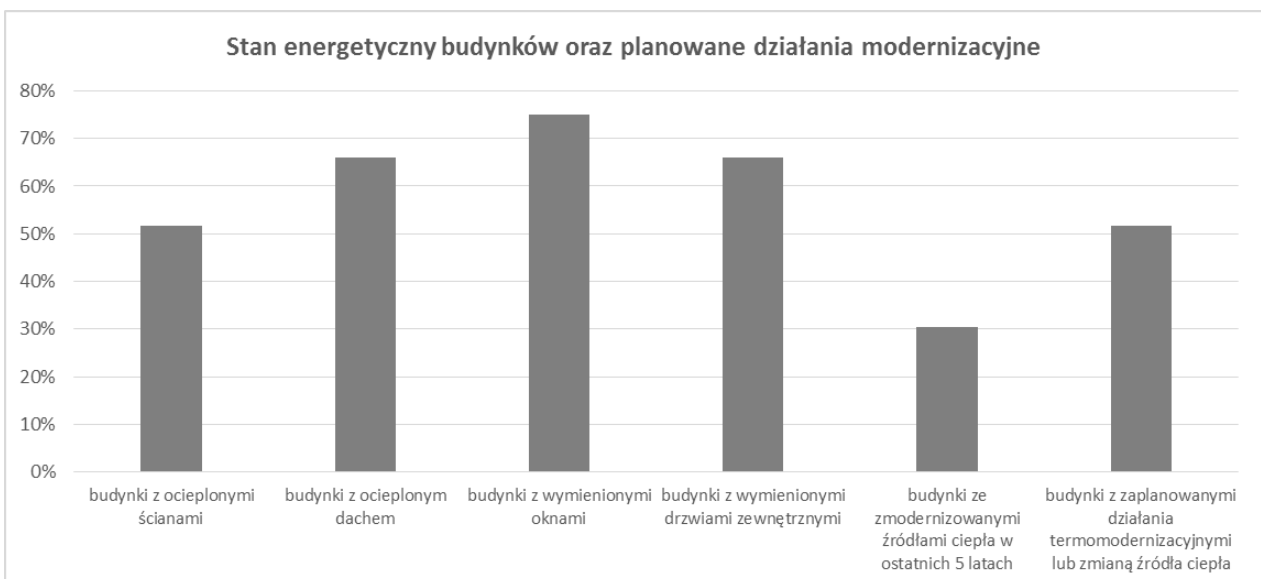
Wyniki ankietyzacji wskazują orientacyjne udziały procentowe poszczególnych sposobów ogrzewania w zabudowie indywidualnej.

Udziały poszczególnych systemów przedstawiono na poniższym wykresie.



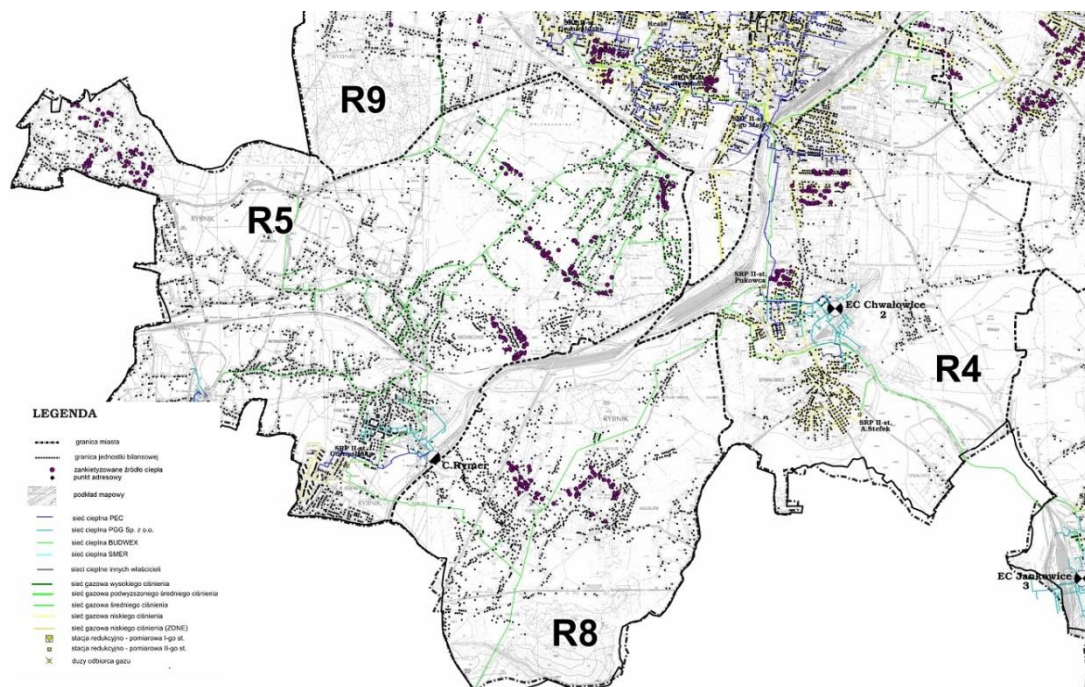
Wykres pokazuje dominującą rolę ogrzewania węglowego (76%) oraz gazowego (20%) w jednostce. OZE stanowi rolę źródła wspomagającego dla źródeł konwencjonalnych i występuje w ok. 7% budynków.

Na wykresie poniżej przedstawiono stan działań termomodernizacyjnych wg ankiet.



Stan budynków w jednostce z punktu widzenia energochłonności ocenić można na dobry, ze względu na fakt, że ok. 50% z nich zostało kompleksowo termomodernizowanych. W jednostce w ciągu ostatnich 5 lat zmodernizowano źródła ciepła w ponad 30% obiektów, głównie z pieców węglowych na nowe, bardziej wydajne piece, także węglowe.

Na mapie poniżej pokazano na tle granic jednostki bilansowej i sieci systemów energetycznych obszary koncentracji zabudowy.



Wyżej zaprezentowane wyniki ankietyzacji oraz mapa lokalizacji zabudowy pozwalają na sformułowanie scenariusza ograniczenia „niskiej emisji” w jednostce – jak niżej:

1. System gazowniczy występuje w zachodniej części jednostki.
2. System ciepłowniczy EC Chwałowice obejmuje głównie tereny w okolicy EC. Sieć magistralna przebiega w kierunku północnym – do Śródmieścia.
3. Preferowanym rozwiązaniem zaopatrzenia w ciepło na potrzeby ogrzewania w jednostce bilansowej, w ramach zmiany dotychczasowego źródła, powinien być system ciepłowniczy oraz w drugiej kolejności system gazowniczy, jeśli istnieją warunki techniczne.
4. Uzupełniająco do źródeł konwencjonalnych należy promować rozwiązania OZE.
5. Rozwiązaniem dopuszczalnym jest zastosowanie ogrzewania z wykorzystaniem kotłów ekologicznych (w przypadku kotłów na paliwo stałe – co najmniej Klasy 5), jedynie w przypadku braku możliwości podłączenia budynku do systemu ciepłowniczego lub gazowniczego.
6. Zaleca się również rozwój systemu gazowniczego w kierunku wschodnim.
7. Zaleca się aby wymiana źródła ciepła poprzedzona była kompleksową termomodernizacją budynku.

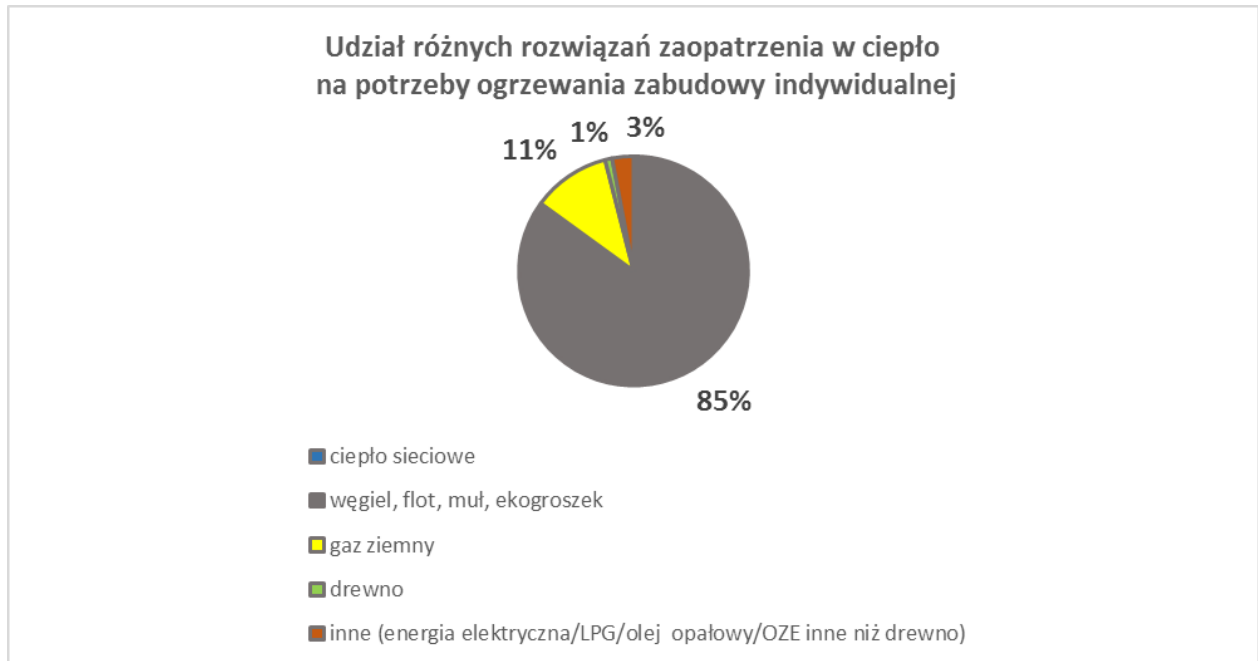


## Południowy zachód

Na obszarze jednostki znajduje się ok. 3109 gospodarstw domowych w budynkach indywidualnych oraz 3662 gospodarstw w domach wielorodzinnych i 540 podmiotów gospodarczych posiadających oddzielne adresy. Zabudowa indywidualna stanowi w jednostce ok. 46%, co stanowi o mieszanej zabudowie jednostki.

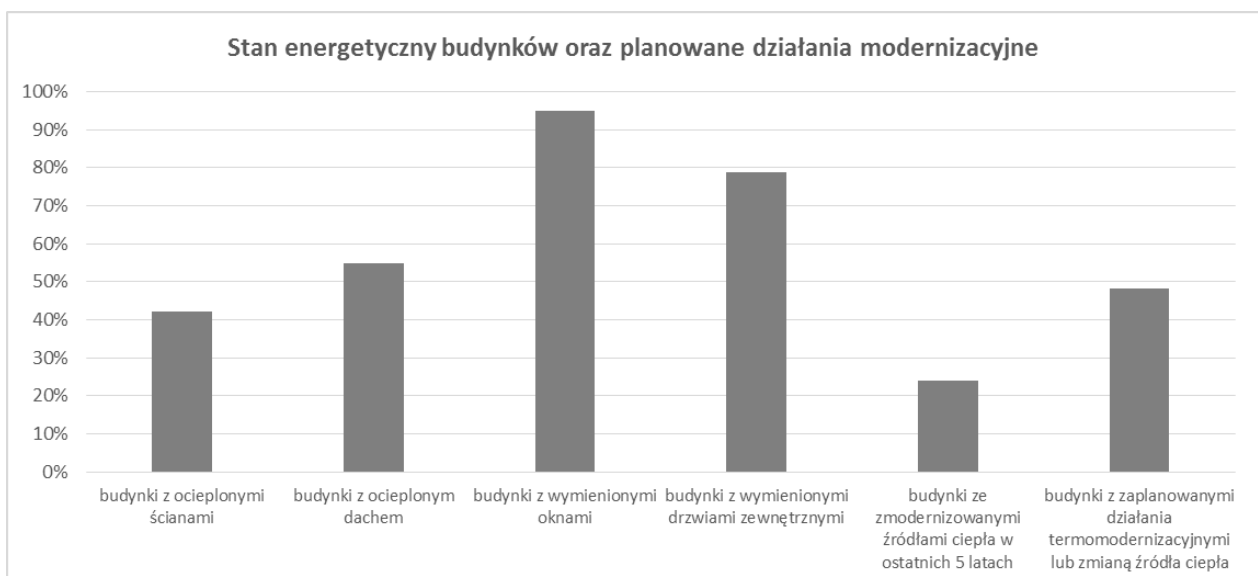
Wyniki ankietyzacji wskazują orientacyjny udział procentowy poszczególnych sposobów ogrzewania w zabudowie indywidualnej.

Udziały poszczególnych systemów przedstawiono na poniższym wykresie.



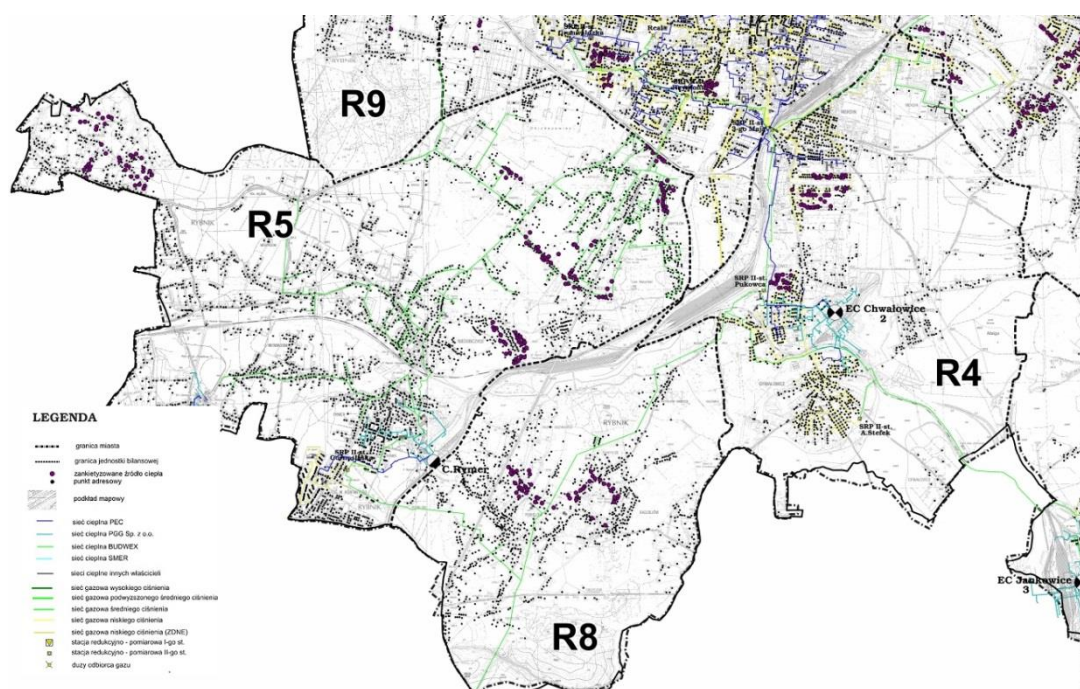
Wykres pokazuje dominującą rolę ogrzewania węglowego (85%) oraz gazowego (ok. 11%). OZE stanowi rolę źródła wspomagającego dla źródeł konwencjonalnych (w ok. 15% budynków).

Na wykresie poniżej przedstawiono stan działań termomodernizacyjnych wg ankiet.



Stan budynków w jednostce z punktu widzenia energochłonności ocenić można na dostateczny, ze względu na fakt, że tylko ok. 40% z nich zostało kompleksowo termomodernizowanych. W jednostce w ciągu ostatnich 5 lat zmodernizowano źródła ciepła w ponad 20% obiektów, głównie z pieców węglowych na nowe, bardziej wydajne piece, także węglowe.

Na mapie poniżej pokazano na tle granic jednostki bilansowej i sieci systemów energetycznych obszary koncentracji zabudowy.



Wyżej zaprezentowane wyniki ankietyzacji oraz mapa lokalizacji zabudowy pozwalają na sformułowanie scenariusza ograniczenia „niskiej emisji” w jednostce – jak niżej:

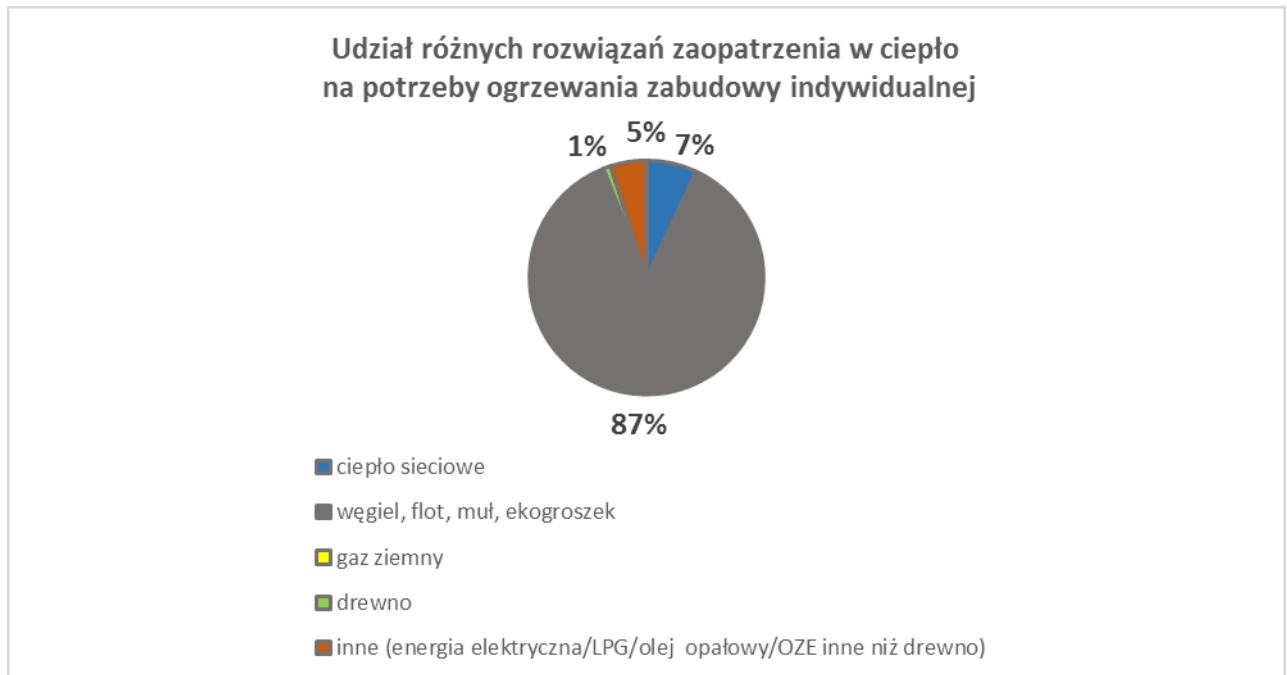
1. System gazowniczy występuje w jednostce bilansowej za wyjątkiem zachodniej jej części.
2. Preferowanym rozwiązaniem zaopatrzenia w ciepło na potrzeby ogrzewania w ramach zmiany dotychczasowego źródła w jednostce bilansowej powinien być system ciepłowniczy oraz w drugiej kolejności system gazowniczy – jeśli istnieją warunki techniczne.
3. Uzupełniająco do źródeł konwencjonalnych należy promować rozwiązania OZE.
4. Rozwiązaniem dopuszczalnym jest zastosowanie ogrzewania z wykorzystaniem kotłów ekologicznych (w przypadku kotłów na paliwo stałe – co najmniej Klasy 5), jedynie w przypadku braku możliwości podłączenia budynku do systemu ciepłowniczego lub gazowniczego.
5. Zaleca się również rozwój systemu gazowniczego w kierunku zachodnim w celu gazyfikacji całej jednostki.
6. Zaleca się aby wymiana źródła ciepła poprzedzona była kompleksową termomodernizacją budynku.

## Rybnicka Kuźnia – Wielopole

Na obszarze jednostki znajduje się ok. 729 gospodarstw domowych w budynkach indywidualnych oraz 1121 gospodarstw w domach wielorodzinnych i 174 podmioty gospodarcze posiadające oddzielne adresy. Zabudowa indywidualna stanowi w jednostce ok. 39%, co stanowi o mieszanej zabudowie jednostki z przewagą zabudowy wielorodzinnej.

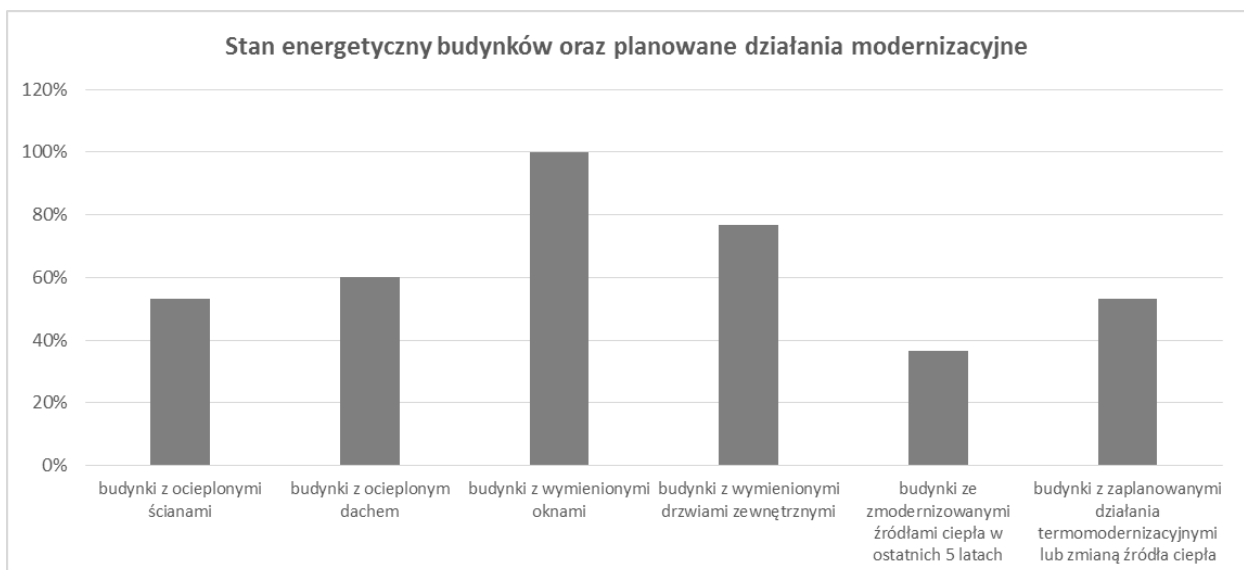
Wyniki ankietyzacji wskazują orientacyjne udziały procentowe poszczególnych sposobów ogrzewania w zabudowie indywidualnej.

Udziały poszczególnych systemów przedstawiono na poniższym wykresie.



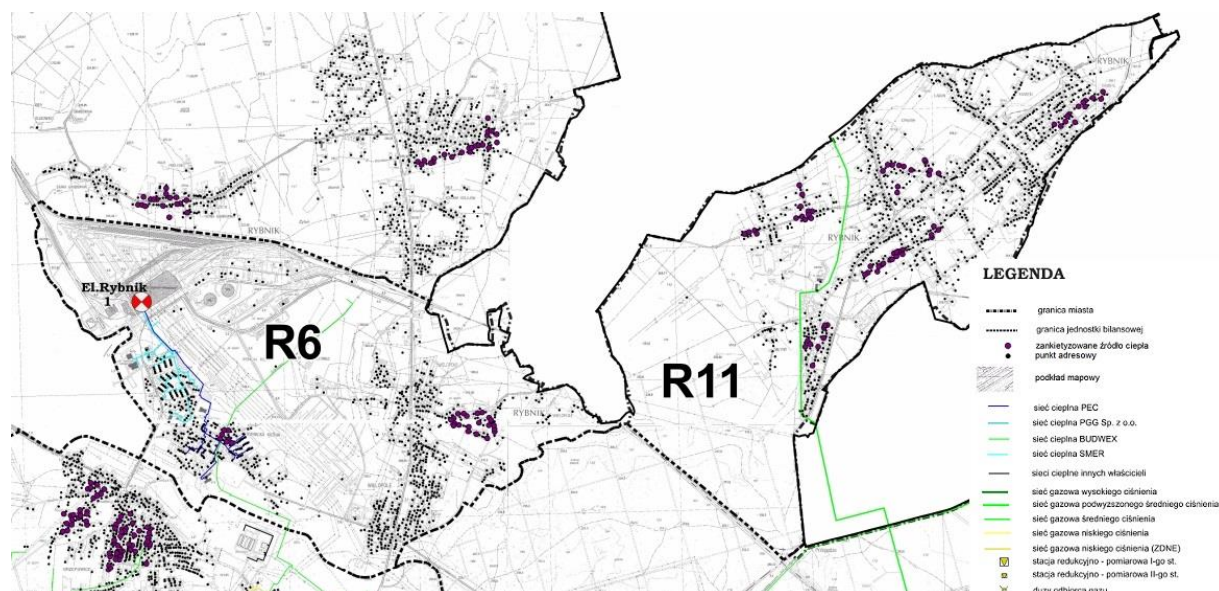
Wykres pokazuje dominującą rolę ogrzewania węglowego (87%). Budynki zasilane w ciepło z sieci ciepłowniczej stanowią ok. 7%. Istotną rolę stanowią także OZE (w ok. 10% budynków).

Na wykresie poniżej przedstawiono stan działań termomodernizacyjnych wg ankiet.



Stan budynków w jednostce z punktu widzenia energochłonności, ze względu na fakt, że ok. 50% z nich zostało kompleksowo termomodernizowanych, ocenić można na dobry. W jednostce w ciągu ostatnich 5 lat zmodernizowano źródła ciepła w blisko 40% obiektów, głównie z pieców węglowych na nowe, bardziej wydajne piece, także węglowe.

Na mapie poniżej pokazano na tle granic jednostki bilansowej i sieci systemów energetycznych obszary koncentracji zabudowy.



Wyżej zaprezentowane wyniki ankietyzacji oraz mapa lokalizacji zabudowy pozwalają na sformułowanie scenariusza ograniczenia „niskiej emisji” w jednostce – jak niżej:

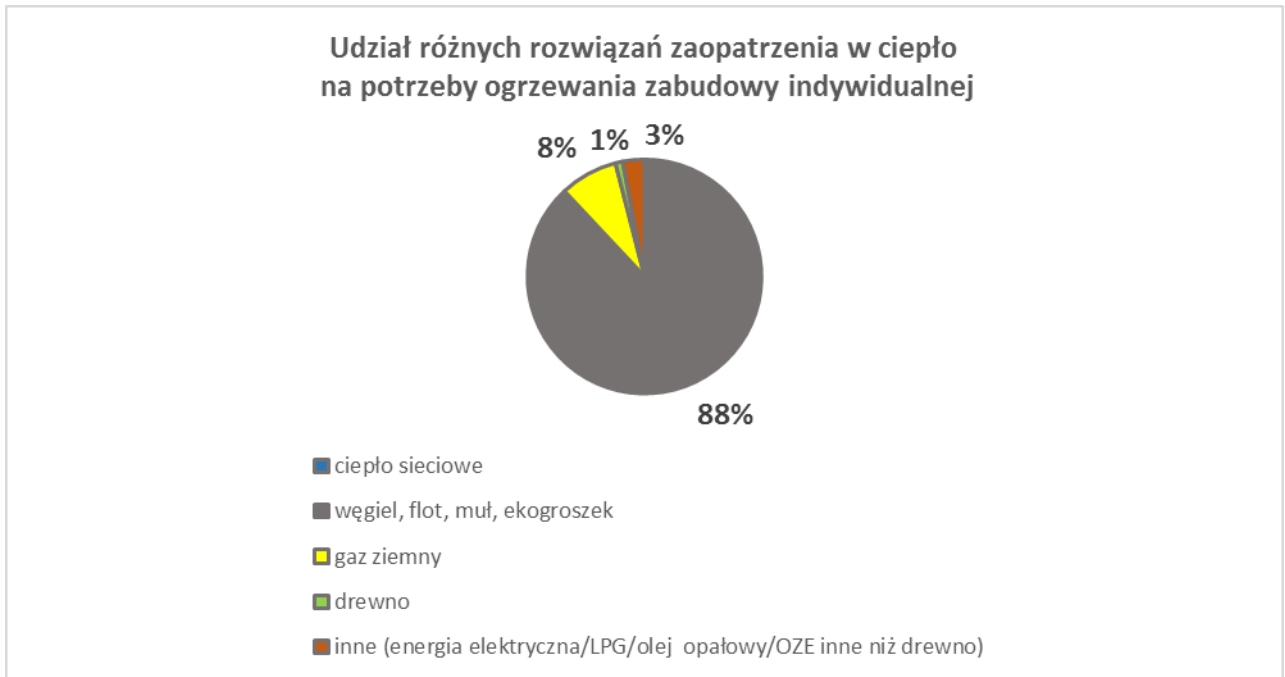
1. System ciepłowniczy występuje jedynie w rejonie El. Rybnik.
2. System gazowniczy także jest słabo rozwinięty – zaleca się rozwój systemu gazowniczego w kierunku wschodnim w celu gazyfikacji całej jednostki. Planowana jest rozbudowa systemu w kierunku zachodnim w celu zasilania ZSP nr 1.
3. Preferowanym rozwiązaniem zaopatrzenia w ciepło na potrzeby ogrzewania w ramach zmiany dotychczasowego źródła w tej jednostce bilansowej powinien być system ciepłowniczy oraz w drugiej kolejności system gazowniczy – jeśli istnieją warunki techniczne.
4. Uzupełniająco do źródeł konwencjonalnych należy promować rozwiązania OZE.
5. Rozwiązaniem dopuszczalnym jest zastosowanie ogrzewania z wykorzystaniem kotłów ekologicznych (w przypadku kotłów na paliwo stałe – co najmniej Klasy 5), jedynie w przypadku braku możliwości podłączenia budynku do systemu ciepłowniczego lub gazowniczego.
6. Zaleca się aby wymiana źródła ciepła poprzedzona była kompleksową termomodernizacją budynku.

## Południowy wschód

Na obszarze jednostki znajduje się ok. 2585 gospodarstw domowych w budynkach indywidualnych oraz 4916 gospodarstw w domach wielorodzinnych i 442 podmioty gospodarcze posiadające oddzielne adresy. Zabudowa indywidualna stanowi w jednostce ok. 34%, co stanowi o wielorodzinnej zabudowie jednostki.

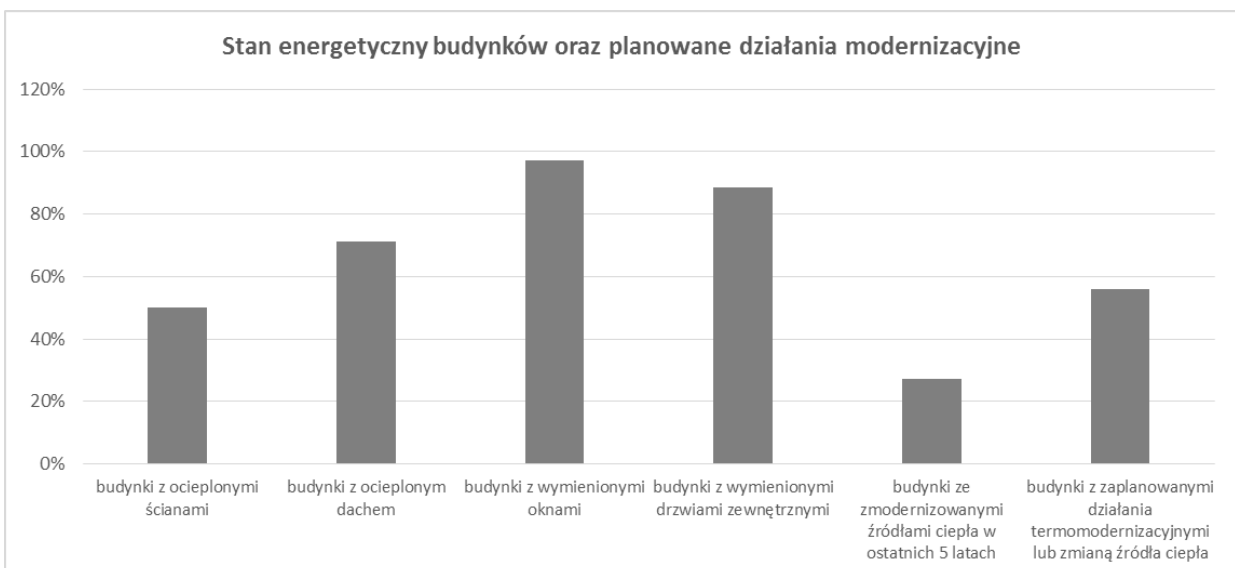
Wyniki ankietyzacji wskazują orientacyjne udziały procentowe poszczególnych sposobów ogrzewania w zabudowie indywidualnej.

Udziały poszczególnych systemów przedstawiono na poniższym wykresie.



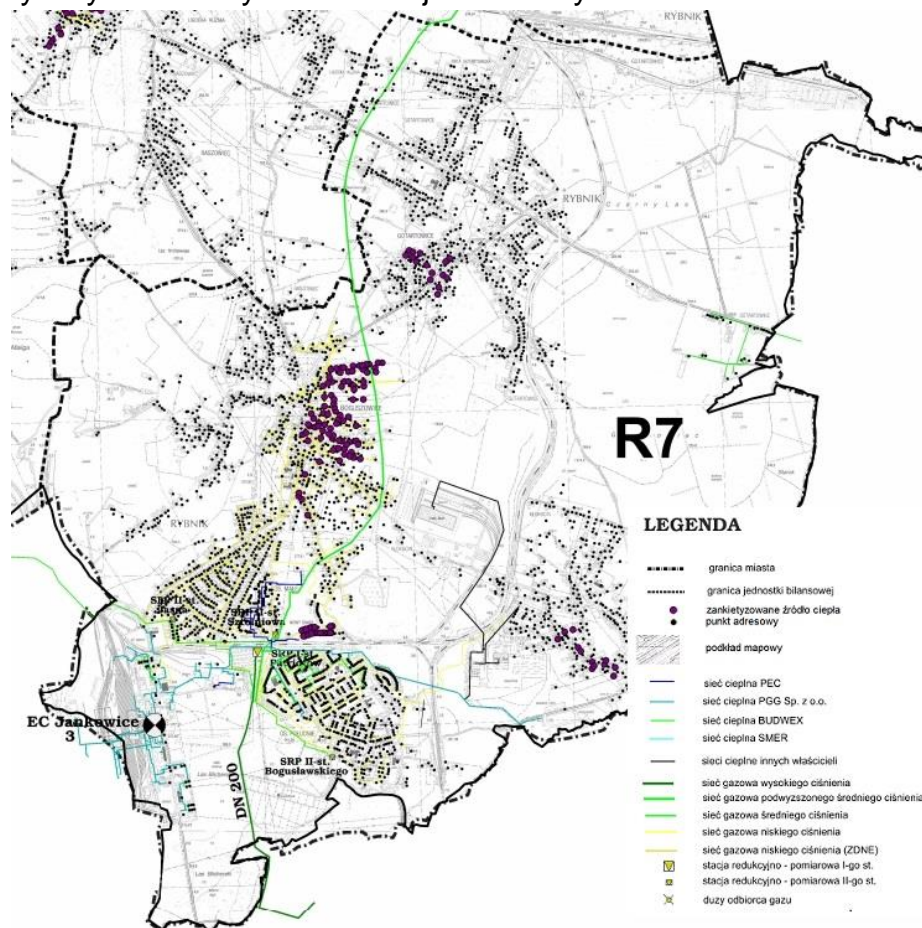
Wykres pokazuje dominującą rolę ogrzewania węglowego (88%) oraz użytkowanie gazu ziemnego (ok. 8%). OZE stanowi rolę źródła wspomagającego dla źródeł konwencjonalnych (ok. 7%).

Na wykresie poniżej przedstawiono stan działań termomodernizacyjnych wg ankiet.



Stan budynków w jednostce z punktu widzenia energochłonności, ze względu na fakt, że ok. 50% z nich zostało kompleksowo termomodernizowanych, ocenić można na dobry. W jednostce w ciągu ostatnich 5 lat zmodernizowano źródła ciepła w ok. 30% obiektów, głównie z pieców węglowych na nowe, bardziej wydajne piece, także węglowe.

Na mapie poniżej pokazano na tle granic jednostki bilansowej i sieci systemów energetycznych obszary koncentracji zabudowy.



Wyżej zaprezentowane wyniki ankietyzacji oraz mapa lokalizacji zabudowy pozwalają na sformułowanie scenariusza ograniczenia „niskiej emisji” w jednostce – jak niżej:

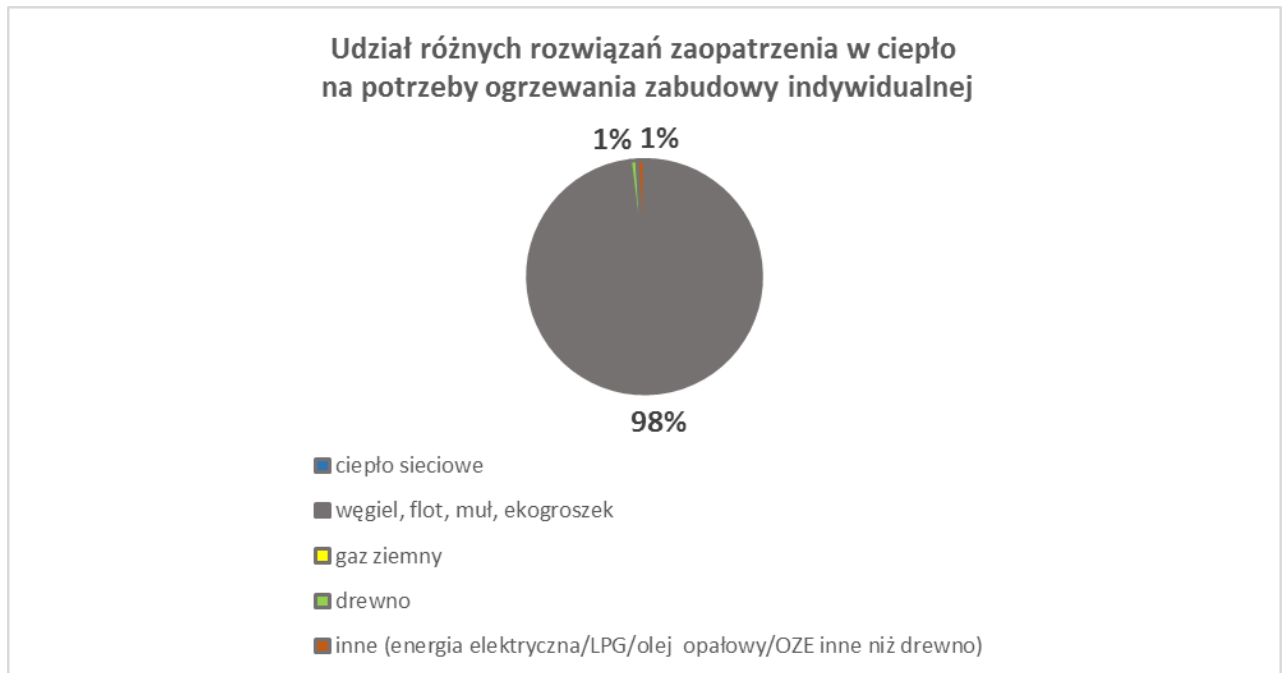
1. System ciepłowniczy występuje jedynie w rejonie EC Jankowice.
2. System gazowniczy rozwinięty jedynie w zachodniej części jednostki – zaleca się rozwój systemu gazowniczego w kierunku wschodnim.
3. Preferowanym rozwiązaniem zaopatrzenia w ciepło na potrzeby ogrzewania w ramach zmiany dotychczasowego źródła w jednostce bilansowej powinien być system ciepłowniczy oraz w drugiej kolejności system gazowniczy – jeśli istnieją warunki techniczne.
4. Uzupełniająco do źródeł konwencjonalnych należy promować rozwiązania OZE.
5. Rozwiązaniem dopuszczalnym jest zastosowanie ogrzewania z wykorzystaniem kotłów ekologicznych (w przypadku kotłów na paliwo stałe – co najmniej Klasy 5), jedynie w przypadku braku możliwości podłączenia budynku do systemu ciepłowniczego lub gazowniczego.
6. Zaleca się aby wymiana źródła ciepła poprzedzona była kompleksową termomodernizacją budynku.

## Popielów – Radziejów

Na obszarze jednostki znajduje się ok. 1074 gospodarstw domowych w budynkach indywidualnych oraz 19 gospodarstw w domach wielorodzinnych i 56 podmiotów gospodarczych posiadających oddzielne adresy. Zabudowa indywidualna stanowi w jednostce ok. 98%.

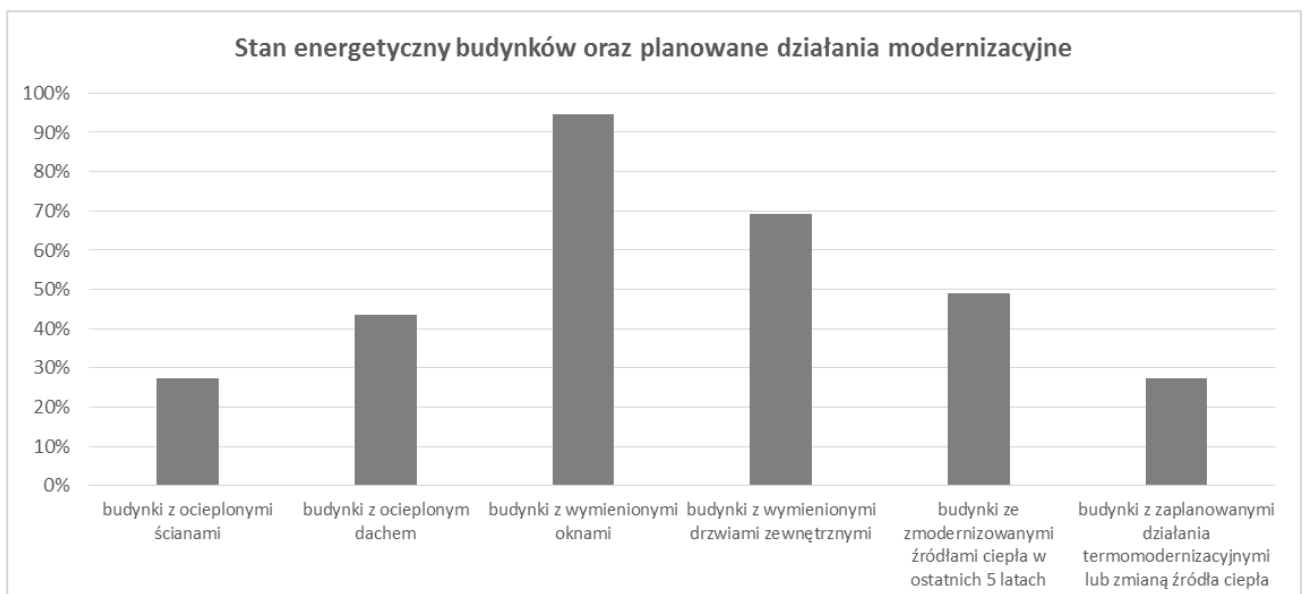
Wyniki ankietyzacji wskazują orientacyjne udziały procentowe poszczególnych sposobów ogrzewania w zabudowie indywidualnej.

Udziały poszczególnych systemów przedstawiono na poniższym wykresie.



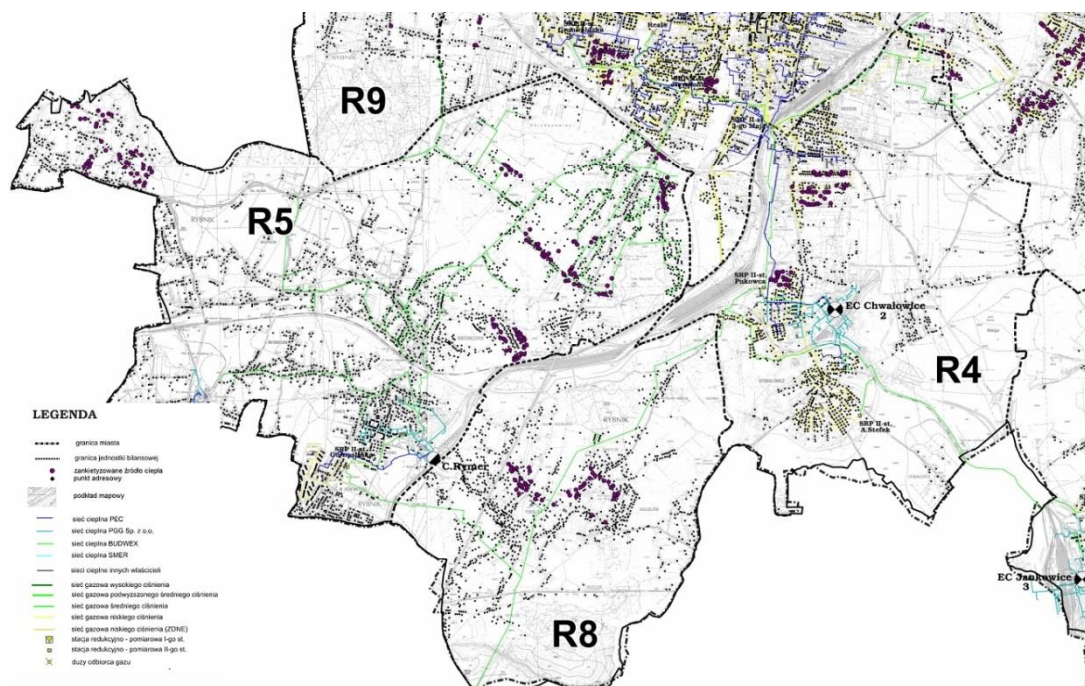
Wykres pokazuje dominującą rolę ogrzewania węglowego (98%). Marginalnie występują budynki wykorzystujące drewno lub pozostałe nośniki.

Na wykresie poniżej przedstawiono stan działań termomodernizacyjnych wg ankiet.



Stan budynków w jednostce z punktu widzenia energochłonności ocenić można na dostateczny, ze względu na fakt, że tylko ok. 30% z nich zostało kompleksowo termomodernizowanych. W jednostce w ciągu ostatnich 5 lat zmodernizowano źródła ciepła w ponad 50% obiektów, głównie z pieców węglowych na nowe, bardziej wydajne piece, także węglowe.

Na mapie poniżej pokazano na tle granic jednostki bilansowej i sieci systemów energetycznych obszary koncentracji zabudowy.



Wyżej zaprezentowane wyniki ankietyzacji oraz mapa lokalizacji zabudowy pozwalają na sformułowanie scenariusza ograniczenia „niskiej emisji” w jednostce – jak niżej:

1. System gazowniczy słabo rozwinięty. Sieć średniego ciśnienia występuje w jednostce raczej jako sieć tranzytowa – zalecana jest intensywna polityka przedsiębiorstwa gazowniczego w celu rozwoju sieci, szczególnie w rejonie jej występowania.
2. Preferowanym rozwiązaniem zaopatrzenia w ciepło na potrzeby ogrzewania w ramach zmiany dotychczasowego źródła w jednostce bilansowej powinien być system gazowniczy – jeśli istnieją warunki techniczne.
3. Rozwiązaniem dopuszczalnym jest zastosowanie ogrzewania z wykorzystaniem kotłów ekologicznych (w przypadku kotłów na paliwo stałe – co najmniej Klasy 5) – jedynie w przypadku braku możliwości podłączenia budynku do systemu gazowniczego.
4. Uzupełniająco do źródeł konwencjonalnych należy promować rozwiązania OZE.
5. Zaleca się aby wymiana źródła ciepła poprzedzona była kompleksową termomodernizacją budynku.

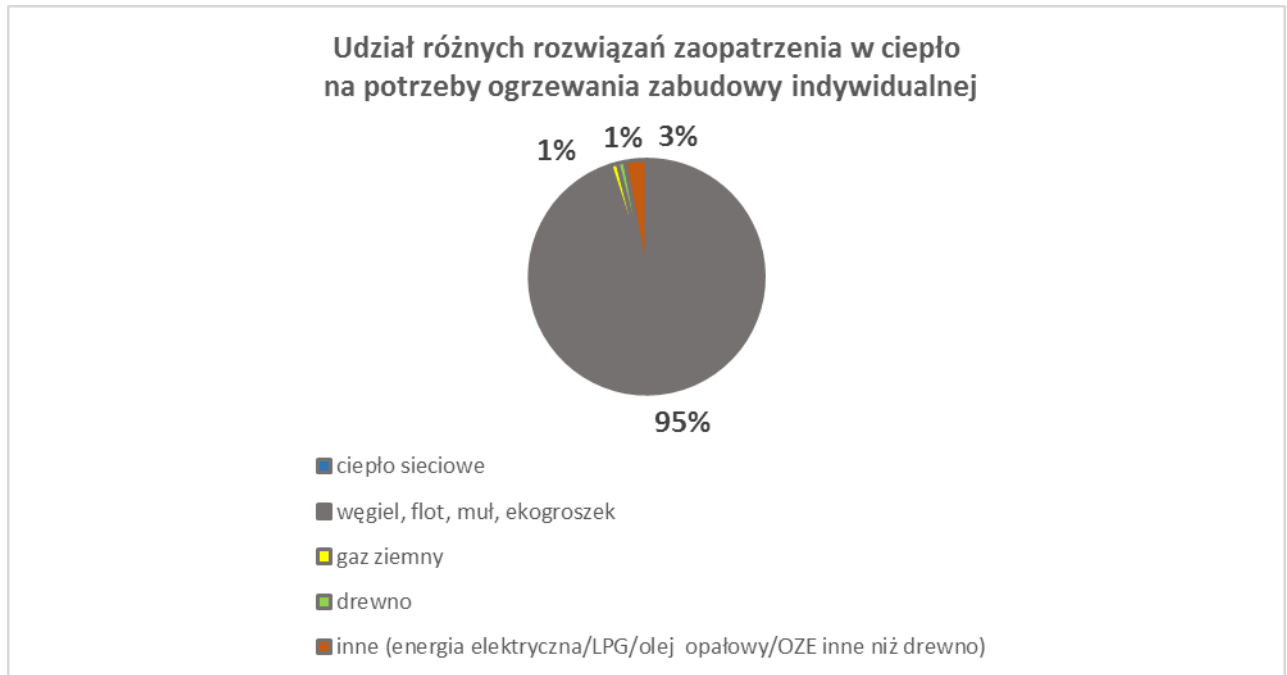


## Zebrzydowice

Na obszarze jednostki znajduje się ok. 691 gospodarstw domowych w budynkach indywidualnych oraz brak gospodarstw w domach wielorodzinnych i 20 podmiotów gospodarczych posiadających oddzielne adresy. Zabudowa indywidualna stanowi w jednostce 100%.

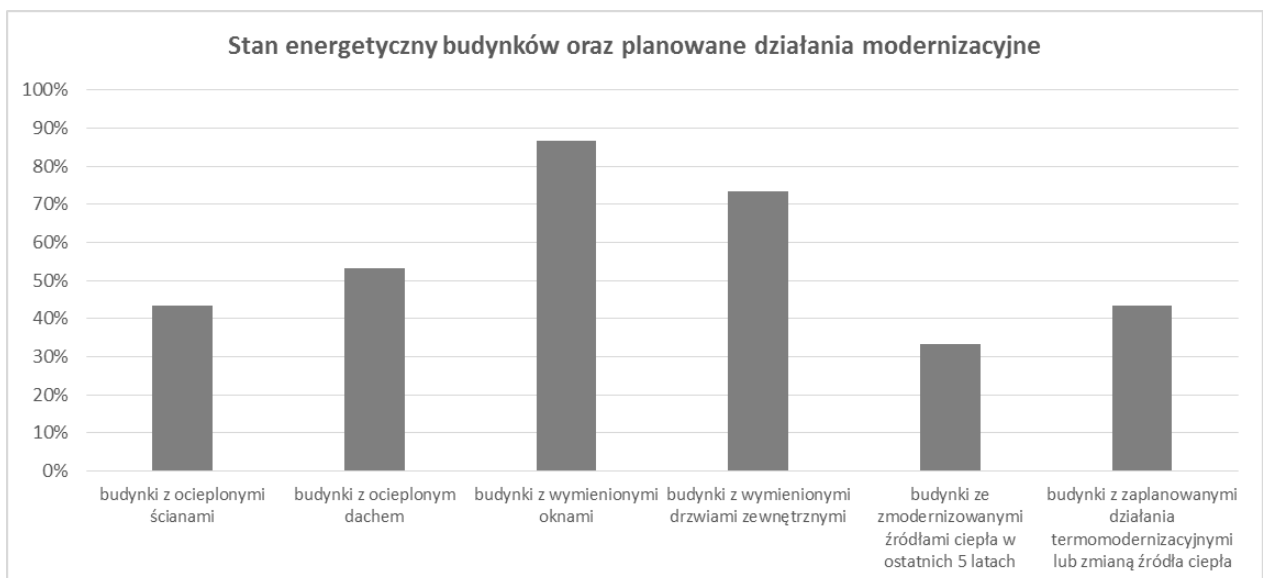
Wyniki ankietyzacji wskazują orientacyjne udziały procentowe poszczególnych sposobów ogrzewania w zabudowie indywidualnej.

Udziały poszczególnych systemów przedstawiono na poniższym wykresie.



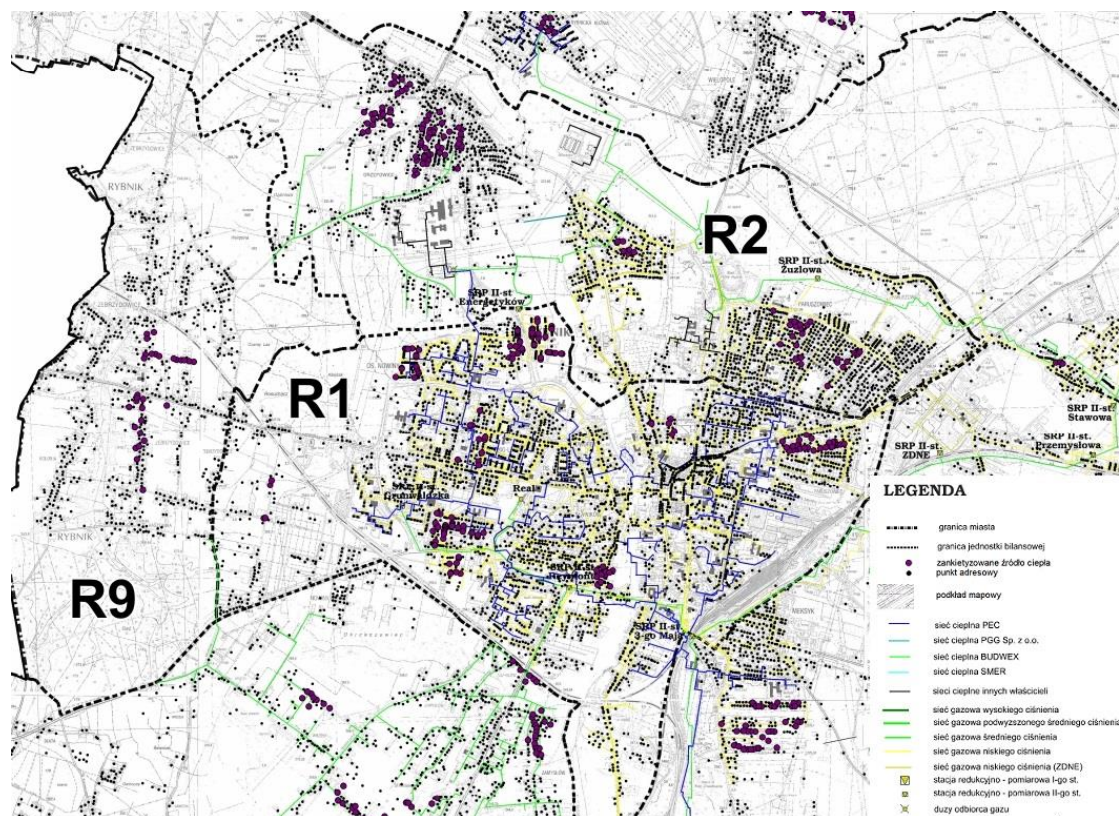
Wykres pokazuje, że udział ogrzewania węglowego stanowi 95%. OZE stanowi rolę źródła wspomagającego dla źródeł konwencjonalnych i występuje w ok. 7% budynków.

Na wykresie poniżej przedstawiono stan działań termomodernizacyjnych wg ankiet.



Stan budynków w jednostce z punktu widzenia energochłonności ocenić można na dostateczny, ze względu na fakt, że tylko ok. 40% z nich zostało kompleksowo termomodernizowanych. W jednostce w ciągu ostatnich 5 lat zmodernizowano źródła ciepła w ponad 30% obiektów, głównie z pieców węglowych na nowe, bardziej wydajne piece, także węglowe.

Na mapie poniżej pokazano na tle granic jednostki bilansowej i sieci systemów energetycznych obszary koncentracji zabudowy.



Wyżej zaprezentowane wyniki ankietyzacji oraz mapa lokalizacji zabudowy pozwalają na sformułowanie scenariusza ograniczenia „niskiej emisji” w jednostce – jak niżej:

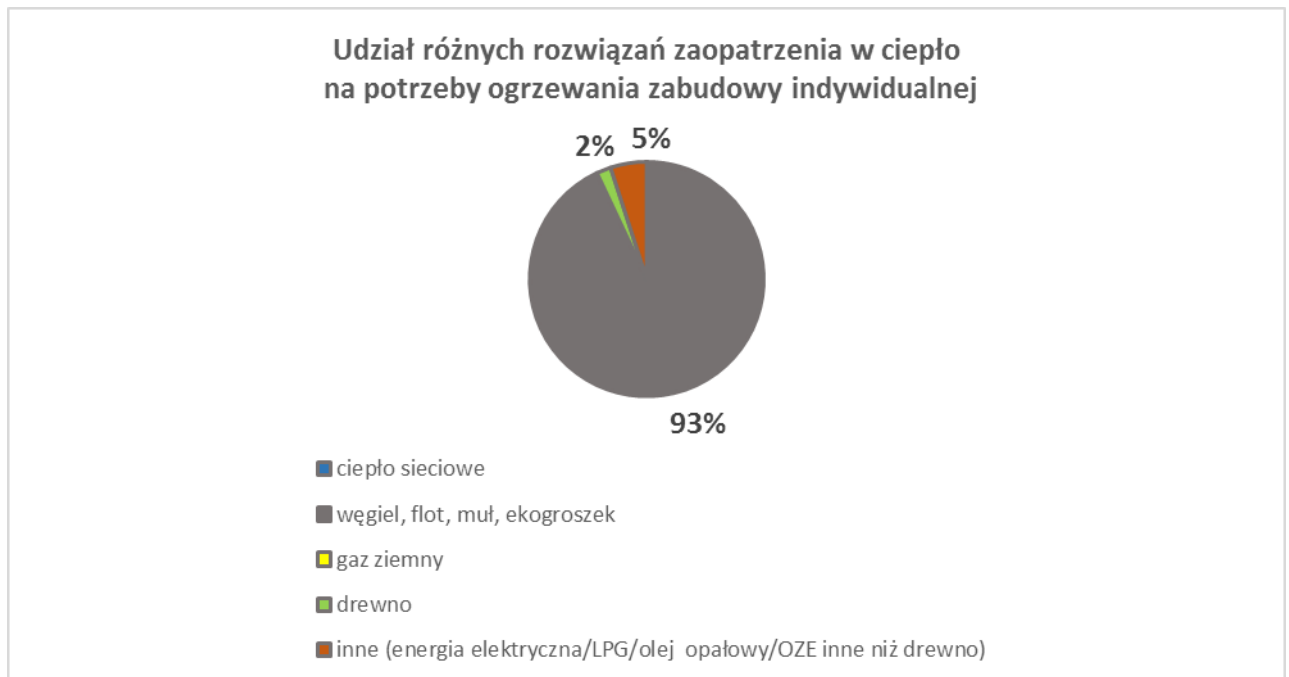
1. Brak obecnie w jednostce systemu ciepłowniczego i gazowniczego.
2. Preferowanym rozwiązaniem zaopatrzenia w ciepło na potrzeby ogrzewania w ramach zmiany dotychczasowego źródła w jednostce bilansowej powinny być kotły ekologiczne (w przypadku kotłów na paliwo stałe – co najmniej Klasy 5). W przypadku doprowadzenia gazociągu wg pkt. 5 preferowanym źródłem ciepła powinny być kotły gazowe.
3. Uzupełniająco do źródeł konwencjonalnych należy promować rozwiązania OZE.
4. Zaleca się aby wymiana źródła ciepła poprzedzona była kompleksową termomodernizacją budynku.
5. Zaleca się rozwój systemu gazowniczego z kierunku północnego, tj. z jednostki bilansowej Orzepowice – Północ lub z kierunku południowego, tj. z jednostki Południowy Zachód. Obecnie trwają prace nad rozbudową systemu w celu podłączenia ZSP 12 przy ul. Buhła do sieci gazowniczey.

## Część północna

Na obszarze jednostki znajduje się ok. 1829 gospodarstw domowych w budynkach indywidualnych oraz 72 gospodarstwa w domach wielorodzinnych i 92 podmioty gospodarcze posiadające oddzielne adresy. Zabudowa indywidualna stanowi w jednostce ok. 96%.

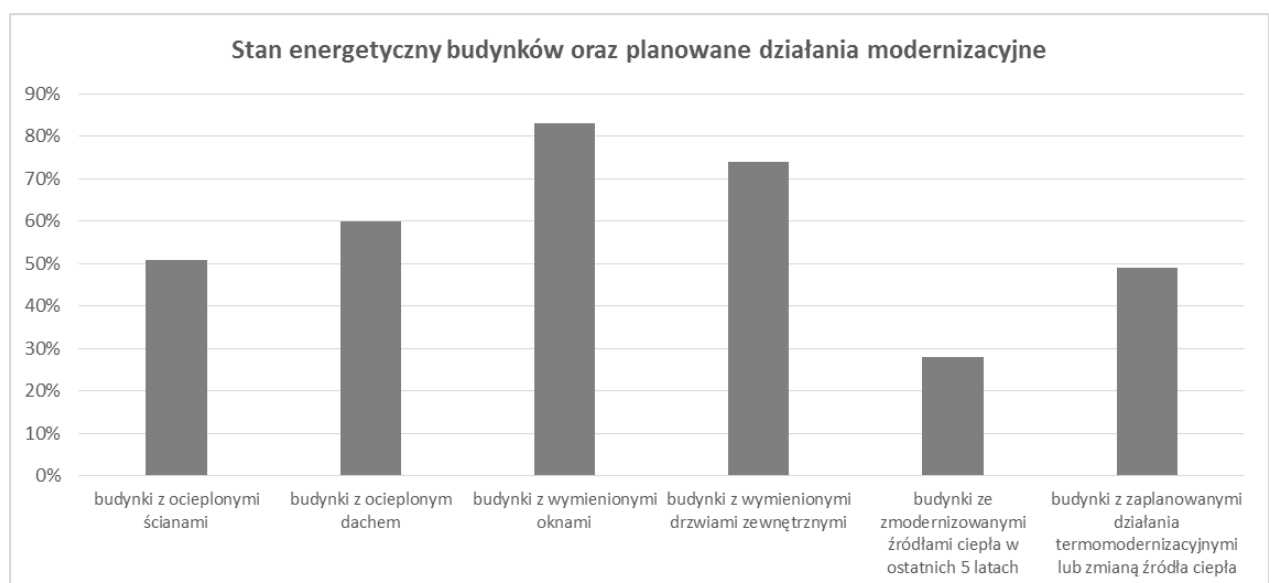
Wyniki ankietyzacji wskazują orientacyjne udziały procentowe poszczególnych sposobów ogrzewania w zabudowie indywidualnej.

Udziały poszczególnych systemów przedstawiono na poniższym wykresie.



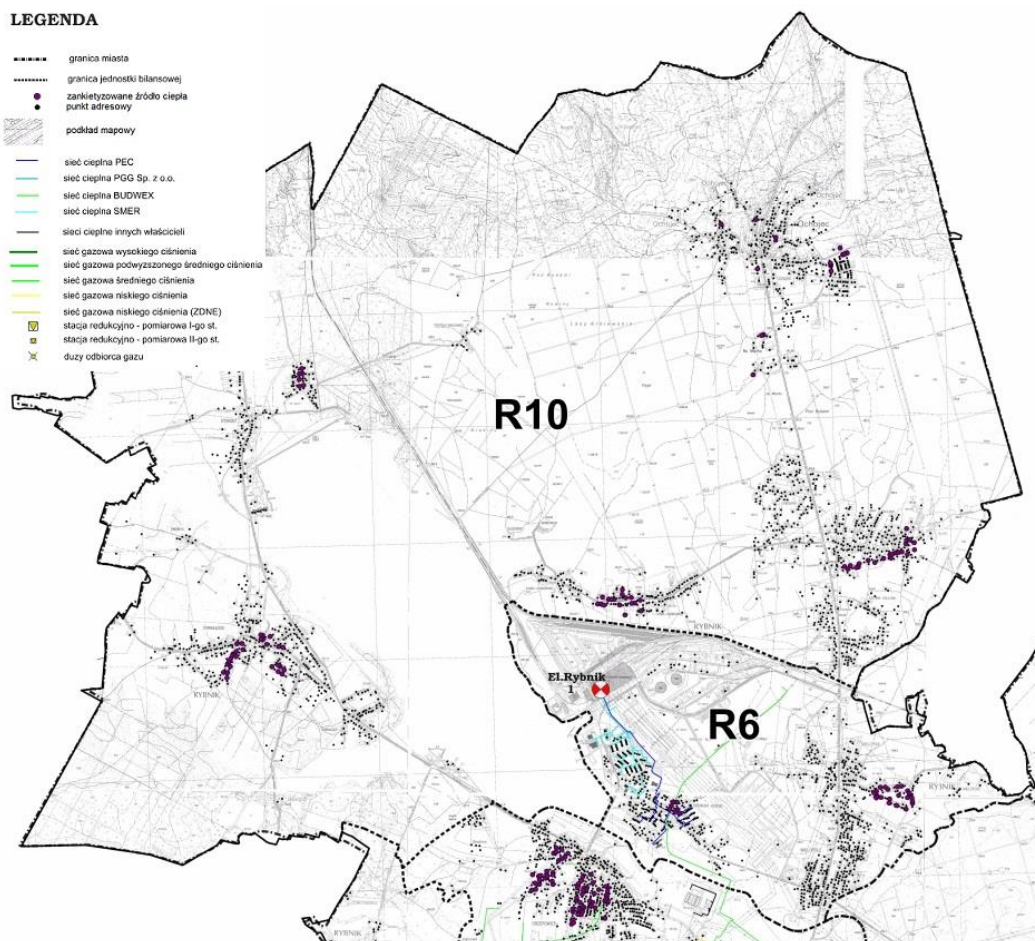
Wykres pokazuje dominującą rolę ogrzewania węglowego (93%). OZE stanowi rolę źródła wspomagającego dla źródeł konwencjonalnych (ok. 11%).

Na wykresie poniżej przedstawiono stan działań termomodernizacyjnych wg ankiet.



Stan budynków w jednostce z punktu widzenia energochłonności ocenić można na dobry, ze względu na fakt, że ponad 50% z nich zostało kompleksowo termomodernizowanych. W jednostce w ciągu ostatnich 5 lat zmodernizowano źródła ciepła w blisko 30% obiektów, głównie z pieców węglowych na nowe, bardziej wydajne piece, także węglowe.

Na mapie poniżej pokazano na tle granic jednostki bilansowej i sieci systemów energetycznych obszary koncentracji zabudowy.



Wyżej zaprezentowane wyniki ankietyzacji oraz mapa lokalizacji zabudowy pozwalają na sformułowanie scenariusza ograniczenia „niskiej emisji” w jednostce – jak niżej:

1. Brak w jednostce systemu gazowniczego i ciepłowniczego (pomimo bliskości El. Rybnik).
2. Preferowanym rozwiązaniem zaopatrzenia w ciepło na potrzeby ogrzewania w ramach zmiany dotychczasowego źródła w jednostce bilansowej powinny być kotły ekologiczne (w przypadku kotłów na paliwo stałe – co najmniej Klasy 5). W przypadku realizacji zamierzeń wskazanych w pkt. 5 preferowanym rozwiązaniem powinny być kotły gazowe.
3. Uzupełniająco do źródeł konwencjonalnych należy promować rozwiązania OZE.
4. Zaleca się aby wymiana źródła ciepła poprzedzona była kompleksową termomodernizacją budynku.
5. Zaleca się rozwój systemu gazowniczego z kierunku południowego, tj. z jednostki bilansowej Rybnicka Kuźnia – Wielopole. Obecnie trwają prace nad możliwością dostaw gazu do obiektów gminnych w jednostce (ZSP nr 1 i ZSP nr 3), co w kolejnym kroku pozwoliłoby na rozwój systemu gazowniczego w całej jednostce.

## Kamień

Na obszarze jednostki znajduje się ok. 1263 gospodarstw domowych w budynkach indywidualnych oraz 18 gospodarstw w domach wielorodzinnych i 93 podmioty gospodarcze posiadające oddzielne adresy. Zabudowa indywidualna stanowi w jednostce ok. 99%.

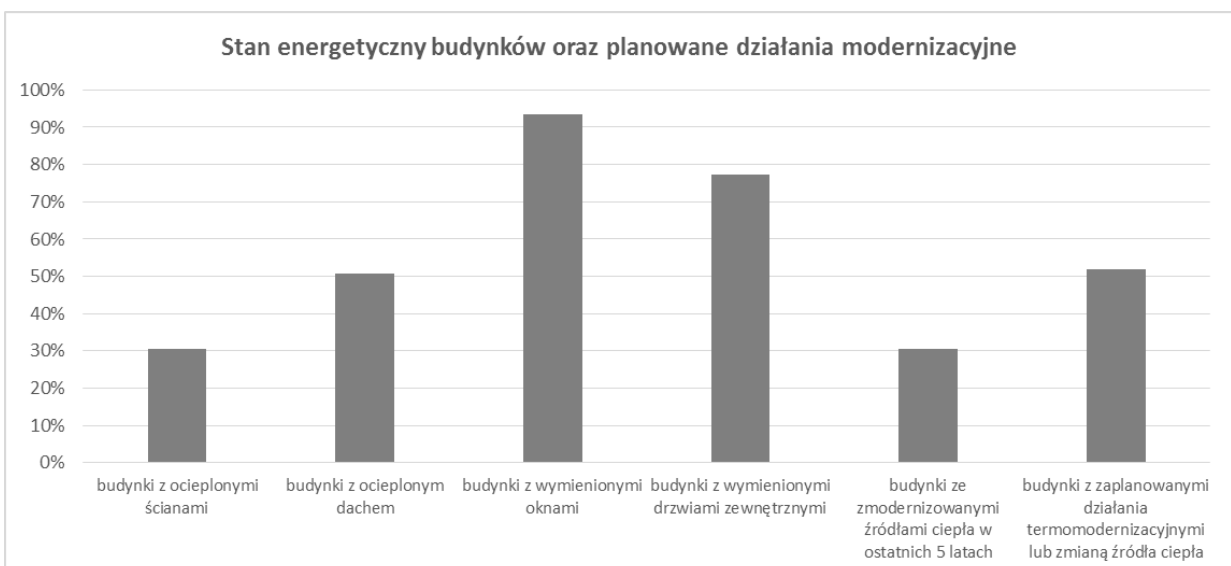
Wyniki ankietyzacji wskazują orientacyjne udziały procentowe poszczególnych sposobów ogrzewania w zabudowie indywidualnej.

Udziały poszczególnych systemów przedstawiono na poniższym wykresie.



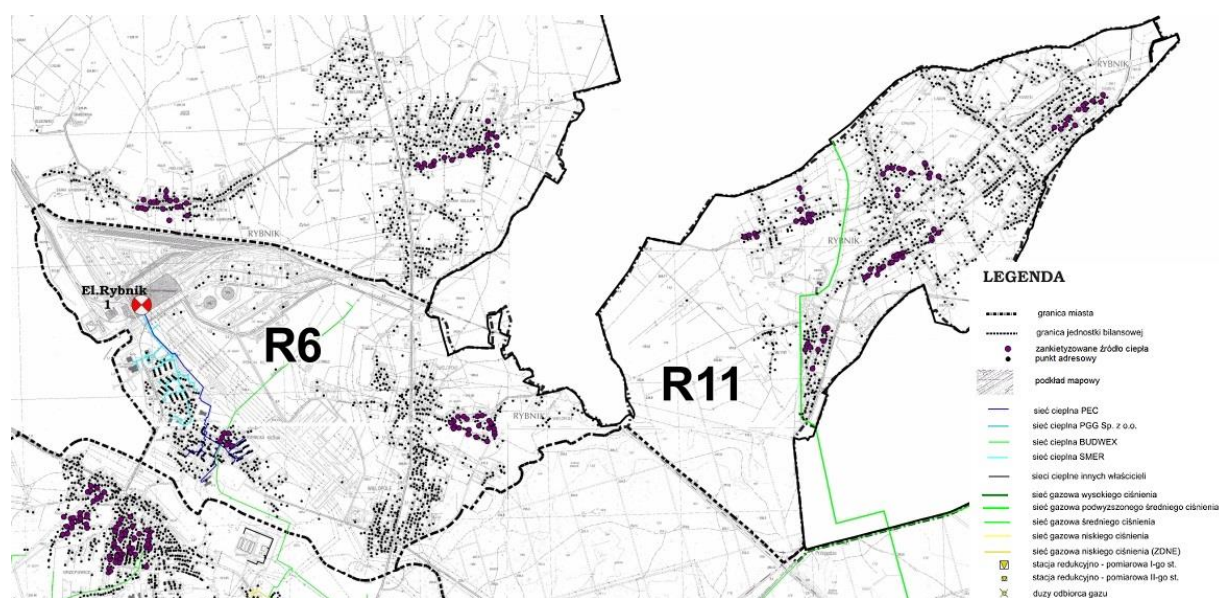
Wykres pokazuje dominującą rolę ogrzewania węglowego w jednostce, które stanowi ok. 96%. Uzupełniającą rolę stanowią pozostałe rozwiązania – łącznie do 4 %.

Na wykresie poniżej przedstawiono stan działań termomodernizacyjnych wg ankiet.



Stan budynków w jednostce z punktu widzenia energochłonności ocenić można na dostateczny, ze względu na fakt, że jedynie ok. 30% z nich zostało kompleksowo termomodernizowanych. Nieco lepiej sytuacja wygląda w przypadku zabudowy okien i drzwi zewnętrznych. W jednostce w ciągu ostatnich 5 lat zmodernizowano źródła ciepła w ok. 30% obiektów, głównie z pieców węglowych na nowe, bardziej wydajne piece, także węglowe.

Na mapie poniżej pokazano na tle granic jednostki bilansowej i sieci systemów energetycznych obszary koncentracji zabudowy.



Wyżej zaprezentowane wyniki ankietyzacji oraz mapa lokalizacji zabudowy pozwalają na sformułowanie scenariusza ograniczenia „niskiej emisji” w jednostce – jak niżej:

1. Brak w jednostce systemu ciepłowniczego i gazowniczego.
2. Przez jednostkę przebiega gazociąg podwyższonego średniego ciśnienia lecz brak stacji redukcyjnej i sieci średniego lub niskiego ciśnienia – zaleca się gazyfikację jednostki bilansowej.
3. Preferowanym rozwiązaniem zaopatrzenia w ciepło na potrzeby ogrzewania w ramach zmiany dotychczasowego źródła w jednostce bilansowej powinny być kotły ekologiczne (w przypadku kotłów na paliwo stałe – co najmniej Klasy 5).
4. Uzupełniająco do źródeł konwencjonalnych należy promować rozwiązania OZE.
5. Z uwagi na niski udział docieplenia ścian budynków, wsparcie kompleksowych działań termomodernizacyjnych ze strony Miasta może przyspieszyć proces wymiany źródła zaopatrzenia w ciepło na proekologiczne.
6. Zaleca się aby wymiana źródła ciepła poprzedzona była kompleksową termomodernizacją budynku.

## 13.6 Podsumowanie

Podsumowując powyższe zestawienia można sformułować poniższe wnioski ogólne:

1. Średnioroczne zużycie paliw węglowych w obiektach mieszkalnych jednorodzinnych w Rybniku wynosi ok. 5 Mg.
2. Konieczna jest intensyfikacja działań przedsiębiorstw energetycznych w celu rozwoju infrastruktury przesyłowej.
3. Szczególny nacisk należy położyć na rozwój sieci gazowniczej w Rybniku – w jednostkach gdzie występuje sieć gazowa należy dążyć do jej rozwoju, zaś tam, gdzie nie ma jeszcze sieci gazowej – należy ją jak najszybciej doprowadzić.
4. Co do zasady, preferowanym rozwiązaniem zaopatrzenia zabudowy indywidualnej w ciepło jest w pierwszej kolejności system ciepłowniczy, następnie system gazowniczy, jeśli istnieją ku temu przesłanki techniczne i ekonomiczne.
5. W przypadku braku dostępności systemów jw. dopuszcza się zabudowę innych kotłów ekologicznych (w przypadku kotłów na paliwo stałe – co najmniej Klasy 5).
6. W związku ze stosunkowo niskim wskaźnikiem termomodernizowanych budynków w skali całego miasta, zaleca się aby wymiana źródła ciepła poprzedzona była kompleksową termomodernizacją przegród budowlanych.
7. W sytuacji jw. przyspieszenie wymiany źródeł ciepła może nastąpić poprzez dotowanie przez Miasto także termomodernizacji obiektów mieszkaniowych w zabudowie indywidualnej.

W poniższej tabeli zestawiono syntetycznie preferowane scenariusze ograniczenia niskiej emisji w poszczególnych jednostkach bilansowych.

**Tabela 13-12. Preferowane scenariusze ograniczenia niskiej emisji**

Oznaczenie jednostki bilansowej	Jednostka bilansowa	System ciepłowniczy	System gazowniczy	Inne źródła ekologiczne	OZE	Zalecane działania
R1	Śródmieście - Nowiny	preferowany			Preferowany jako źródło podstawowe lub uzupełniające	Rozwój systemu gazowniczego w kierunku R9
R2	Orzepowice - Północ		preferowany			Rozwój systemu gazowniczego w celu przyłączenia istniejących odbiorców
R3	Paruszowiec - Ligota		preferowany			Rozwój gazociągu w kierunku południowym
R4	Chwałowice - Meksyk		preferowany			Rozwój gazociągu w kierunku wschodnim
R5	Południowy zachód		preferowany			Rozwój gazociągu w kierunku zachodnim
R6	Rybnicka Kuźnia - Wielopole		preferowany*	dopuszczony		Gazyfikacja jednostki
R7	Południowy wschód		preferowany			Rozwój gazociągu w kierunku wschodnim
R8	Popielów - Radziejów		preferowany			Gazyfikacja jednostki
R9	Zebrzydowice		preferowany*	dopuszczony		Gazyfikacja jednostki
R10	Część północna		preferowany*	dopuszczony		Gazyfikacja jednostki
R11	Kamień		preferowany*	dopuszczony		Gazyfikacja jednostki

\* w przypadku doprowadzenia/rozbudowy sieci gazowniczej w jednostce bilansowej

## 14 Zakres współpracy z innymi gminami

Zgodnie z Art. 19 ust. 3 pkt. 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (t.j. Dz.U. 2012, poz. 1059 z późn.zm.), projekt założeń powinien określać zakres współpracy z innymi gminami odnośnie sposobu pokrywania potrzeb energetycznych. Gmina powiat miejski Rybnik graniczy z następującymi gminami województwa śląskiego:

- gmina wiejska Pilchowice – powiat gliwicki;
- gmina miejsko-wiejska Czerwionka-Leszczyny – powiat rybnicki;
- gmina miejska Żory – miasto na prawach powiatu;
- gmina wiejska Świerklany – powiat rybnicki;
- gmina wiejska Marklowice – powiat wodzisławski;
- gmina miejska Radlin – powiat wodzisławski;
- gmina miejska Rydułtowy – powiat wodzisławski;
- gmina wiejska Gaszowice – powiat rybnicki;
- gmina wiejska Jejkowice – powiat rybnicki;
- gmina wiejska Lyski – powiat rybnicki;
- gmina miejsko-wiejska Kuźnia Raciborska – powiat raciborski.

Położenie Rybnika na tle gmin sąsiednich przedstawiono na poniższym rysunku.

**Rysunek 14-1. Gminy bezpośrednio sąsiadujące z Rybnikiem**



W ramach prac związanych z opracowaniem aktualizacji projektu założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe Miasta Rybnika dokonano analizy istniejących i przyszłych możliwych powiązań pomiędzy gminą Rybnik a ww. sąsiadujący-



mi gminami. Określony na tej podstawie zakres obecnej i możliwej w przyszłości współpracy, został przedstawiony władzom gmin sąsiadujących w ramach wystosowanej korespondencji. Korespondencja ws. współpracy międzygminnej, została umieszczona w Załączniku I. Współpraca między Gminą Rybnik a gminami sąsiednimi w zakresie poszczególnych systemów energetycznych realizowana jest głównie poprzez organizacje eksploatatorów tych systemów. W ramach istniejącej infrastruktury technicznej dotyczącej transportu poszczególnych nośników energii, istnieją sieciowe powiązania pomiędzy ww. gminami a Rybnikiem. Systemy istniejących powiązań przedstawiono w ramach przyjętego podziału na istniejące nośniki energetyczne.

## **14.1 Zakres współpracy – stan istniejący**

### System ciepłowniczy

W zakresie zorganizowanego zaopatrzenia w ciepło na terenie gmin: Rybnik, Czerwionka-Leszczyny, Kuźnia Raciborska i Żory działa to samo przedsiębiorstwo energetyczne, tj. PEC S.A. Jastrzębie-Zdrój. W chwili obecnej brak jest powiązań sieciowych systemów ciepłowniczych ww. gmin.

### System elektroenergetyczny

Ze względu na charakter systemu elektroenergetycznego, obejmującego swoim zasięgiem rozległe obszary zasilania Lokalnego Operatora Systemu Dystrybucyjnego i Krajowego Operatora Systemu Dystrybucyjnego, koordynacja rozwoju infrastruktury elektroenergetycznej na obszarze miasta Rybnika oraz gmin ościennych winna być w naturalny sposób zapewniona przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej na rozpatrywanym terenie, czyli TAURON Dystrybucja S.A.

Ponadto w przypadku gmin: Czerwionka-Leszczyny, Jejkowice, Lyski, Rydułtowy, Żory i Kuźnia Raciborska współpraca w ramach systemu elektroenergetycznego realizowana jest również poprzez PKP Energetyka S.A.

W ramach współpracy między gminami następuje tworzenie się grup zakupowych na dostawę energii elektrycznej – gminy Gaszowice, Jejkowice, Kuźnia Raciborska i Lyski wraz z innymi gminami i podmiotami powiatów rybnickiego i raciborskiego (łącznie 40 partnerów) zawarły porozumienie w sprawie wspólnego przeprowadzenia postępowania o udzielenie zamówienia publicznego na zakup energii elektrycznej, a Rydułtowy od kilku lat współuczestniczą w zbiorowym zamówieniu na dostawę energii elektrycznej organizowanym w ramach Górnośląskiego Związku Metropolitalnego w Katowicach.

### System gazowniczy

Współpraca z gminami: Czerwionka-Leszczyny, Marklowice, Pilchowice, Radlin, Rydułtowy, Świerklany i Żory w zakresie systemu gazowniczego realizowana jest w ramach działania Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział w Zabrze, której ponadgminny charakter determinuje wzajemne związki poprzez istniejące powiązania sieciowe. Natomiast w przypadku gmin: Gaszowice, Jejkowice, Kuźnia Raciborska oraz Lyski brak jest w chwili obecnej powiązań sieciowych z systemem gazowniczym Rybnika.



## 14.2 Możliwe przyszłe kierunki współpracy

### System ciepłowniczy

Celowym i możliwym jest podjęcie działań w kierunku integracji systemów ciepłowniczych działających na terenie gminy Rybnik, jak i gmin sąsiadujących. Wynika to zarówno z uwarunkowań lokalizacyjnych gminy (w bliskim sąsiedztwie dużych źródeł zawodowych) oraz posiadających już dzisiaj rozbudowane i powiązane systemy ciepłownicze.

Gmina Miejska Żory wyraża chęć współpracy z Gminą Rybnik na płaszczyźnie koordynacji i organizowania zaopatrzenia w ciepło, szczególnie terenów na styku granic administracyjnych.

### System elektroenergetyczny

W przyszłości zakłada się, że ewentualna współpraca Gminy Rybnik z gminami sąsiadującymi odnośnie pokrywania potrzeb elektroenergetycznych realizowana będzie głównie na szczeblu określonego powyżej, jak i ewentualnie powstałych w przyszłości przedsiębiorstw energetycznych – przy koordynacji ze strony władz gminnych.

### System gazowniczy

Zakłada się, że w przyszłości ewentualna współpraca Gminy z sąsiadującymi z nią gminami odnośnie pokrywania potrzeb gazowniczych realizowana będzie głównie na szczeblu wymienionego powyżej przedsiębiorstwa (i ewentualnych powstałych w przyszłości przedsiębiorstw energetycznych) – przy koordynacji ze strony władz gminnych. Przejawem tej współpracy powinno być dążenie do dalszej gazyfikacji nie zaopatrzonych w gaz ziemny obszarów sołectw gminy Rybnik oraz sąsiadujących gmin.

Gmina Kuźnia Raciborska deklaruje chęć współpracy z Rybnikiem w zakresie działań zmierzających do budowy na swym terenie systemu gazowniczego.

### Odnawialne źródła energii

Potencjalnym obszarem współpracy pomiędzy gminami mogłyby być ewentualne działania związane z energetycznym wykorzystaniem biomasy. Wymiana informacji odnośnie posiadanych zasobów biomasy lub konstruowanie wspólnych projektów winny posłużyć skoordynowaniu działań w zakresie zoptymalizowania obszarów, z których biomasa będzie pozyskiwana dla konkretnego projektowanego źródła energii.

Z przysłanej korespondencji wynika, że gminy sąsiednie w większości nie posiadają informacji na temat dostępnych zasobów biomasy możliwych do zagospodarowania przez odbiorców spoza swoich gmin. Ewentualne zasoby biomasy wykorzystywane są zazwyczaj w całości lokalnie. Jedynie na terenie gminy Świerklany zadeklarowano dostępne zasoby biomasy w postaci słomy zbożowej do zagospodarowania przez odbiorców spoza terenu tej gminy – około 960 Mg rocznie. Gmina Żory przedstawiła dane o potencjale teoretycznym i technicznym energii zawartej w biomacie i biogazie na terenie miasta, informując że biomasa, głównie w postaci drewna i odpadów drzewnych, wykorzystywana jest przede wszystkim lokalnie w kotłowniach gospodarstw domowych. Ewentualne inne wspólne działania związane z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii mogą być przedmiotem możliwej przyszłej wymiany informacji i współpracy pomiędzy przedmiotowymi gminami.

Gminy Czerwionka-Leszczyny i Rydułtowy nie wykluczają możliwości współpracy z Miastem Rybnik w zakresie rozbudowy systemów energetycznych lub innych wspólnych inwestycji z zakresu ochrony środowiska. Natomiast Kuźnia Raciborska deklaruje chęć współpracy z Rybnikiem w zakresie działań zmierzających do budowy/rozbudowy infrastruktury energetycznej na swym terenie, w tym do budowy systemu gazowniczego.

Konieczność opracowania założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe wynika z: art. 19 ust. 1 ustawy Prawo energetyczne, określającej zasady kształtowania polityki energetycznej, zasady i warunki zaopatrzenia oraz użytkowania paliw i energii. Ustawa nakłada na organy samorządowe, głównie gminne, obowiązek odpowiedniego planowania i następnie realizacji zadań związanych z tymi zagadnieniami. Spośród gmin sąsiadujących z Rybnikiem opracowane oraz uchwalone przedmiotowe założenia posiadają:

- Pilchowice – Uchwała Rady Gminy w Pilchowicach nr XV/119/15 z dnia 22 października 2015 r.,
- Żory – aktualizacja przyjęta Uchwałą Rady Miasta Żory nr 273/XXV/12 z dnia 27 września 2012 r. – kolejna aktualizacja w toku,
- Świerklany – Uchwała Rady Gminy Świerklany nr XL/257/05 z dnia 28 września 2005 r. – do tej pory nie były aktualizowane,
- Markłowice – Uchwała Rady Gminy w Markłowicach nr XX/89/04 z dnia 29 stycznia 2004 r. – planowana aktualizacja założeń w bieżącym roku (tj. 2016),
- Radlin – Uchwała Rady Miejskiej w Radlinie nr S.0007.079.2015 z dnia 27 października 2015 r.,
- Rydułtowy – aktualizacja przyjęta Uchwałą Rady Miasta Rydułtowy nr 13.125.2015 z dnia 22 października 2015 r.,
- Jejkowice – Uchwała Rady Gminy Jejkowice nr XXXV/143/2013 z dnia 23 września 2013 r.,
- Kuźnia Raciborska – Uchwała Rady Miejskiej w Kuźni Raciborskiej nr XXXIV/356/2013 z dnia 4 grudnia 2013 r. – aktualizacja założeń w toku.

Gminy Czerwionka-Leszczyny i Lyski – wg stanu na 31.08.2016 r., posiadają projekt założeń w fazie opracowania – uchwalenie przez rady gminy planowane jest na wrzesień 2016 r. Gmina Gaszowice nie posiada opracowanych założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe.

Współpraca międzygminna powinna również obejmować wymianę informacji i dokonywanie wspólnych uzgodnień przy tworzeniu miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego czy Studium uwarunkowań zagospodarowania przestrzennego gmin oraz tworzenie programów, których celem byłaby eliminacja niskiej emisji, np. poprzez likwidację niskosprawnych źródeł ciepła opalanych węglem, czy promocja OZE (kolektory słoneczne, ogniwa fotowoltaiczne, pompy ciepła itp.). Istotna jest również współpraca pomiędzy gminami i przedsiębiorstwami energetycznymi przy wyznaczaniu przebiegu tras inwestycji liniowych o zasięgu ponadgminnym, tj. np. gazociągów przesyłowych lub linii elektroenergetycznych.



## 15 Wnioski i zalecenia końcowe

1. Niniejsze opracowanie stanowi aktualizację Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe miasta Rybnika uchwalonych w 2013 r. przez Radę Miasta Rybnika (Aktualizacja 2013).
2. Zawartość niniejszej aktualizacji Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla miasta Rybnika (Aktualizacja 2016) spełnia wymagania obowiązującej ustawy Prawo energetyczne i aktów prawnych z nią związanych oraz realizuje na szczeblu lokalnym cele polityki energetycznej Polski i Unii Europejskiej.
3. Aktualizacja założeń spełnia również funkcję podstawy merytorycznej i formalnej dla dalszych etapów planowania energetycznego na szczeblu lokalnym – w tym w szczególności dla:
  - Planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych działających i zamierzających rozpocząć działalność na terenie Rybnika w zakresie nowych potrzeb energetycznych oraz racjonalizacji produkcji i przesyłu, zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, szczególnie ciepła – zgodnie z art. 16 ustawy Prawo energetyczne;
  - Planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe – zgodnie z art. 20 ustawy Prawo energetyczne w sytuacji braku planowania i w konsekwencji realizacji Założeń przez przedsiębiorstwa energetyczne w ich Planach rozwoju;
  - Planowania zagospodarowania przestrzennego gminy – w szczególności w zakresie zabezpieczenia w nośniki energetyczne dla programowanych nowych obiektów i obszarów rozwoju oraz rezerwowania terenu na konieczne nowe urządzenia zaopatrzenia energetycznego.
4. Niniejsze Założenia zawierają m.in.:
  - zbiór danych w zakresie aktualnych potrzeb energetycznych miasta i sposobu ich zaspokajania z oceną stanu;
  - określenie przewidywanych nowych potrzeb energetycznych ze wskazaniem kierunków ich pokrycia;
  - zakres działań służących podniesieniu efektywności energetycznej użytkowania energii w mieście;
  - zakres działań służących wzrostowi wykorzystania źródeł energii lokalnych, odnawialnych i skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej w oparciu o rynek ciepła.
5. Przeprowadzone prace związane z inwentaryzacją stanu energetycznego dla miasta Rybnika dały generalny obraz potrzeb energetycznych odbiorców zlokalizowanych na jego terenie. Obraz tego stanu został przedstawiony w rozdziałach 4, 5 i 6 niniejszego opracowania. Poniżej zestawiono podstawowe wartości energetyczne charakteryzujące aktualnie miasto:



- zapotrzebowanie mocy cieplnej w mieście określono na poziomie ok. 563 MW, w tym w zabudowie mieszkaniowej ok. 386 MW (ok. 68%);
  - roczne zużycie energii cieplnej w mieście określono na około 3 188 TJ, w tym przez zabudowę mieszkaniową ok. 2 131 TJ (tj. ok. 67%).
  - roczne zużycie energii elektrycznej w mieście na niskim napięciu (tj. w grupach taryfowych „C”, „G” i „R”) wynosiło łącznie w roku 2015 ponad 191 GWh;
  - roczne zużycie gazu ziemnego w mieście wynosiło łącznie w roku 2015 prawie 18 mln m<sup>3</sup>, z czego łączne zużycie w gospodarstwach domowych – ok. 10 mln m<sup>3</sup>.
6. Przewidywany przyrost zapotrzebowania na nośniki energetyczne dla nowego budownictwa w okresie docelowym do roku 2031, dla przewidywanego zrównoważonego tempa rozwoju gminy, oszacowano na poziomie:
- potrzeby cieplne nowych odbiorców do 2031 r. szacuje się na około 44 MW, w tym dla nowego budownictwa mieszkaniowego około 26 MW;
  - wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w skali gminy szacuje się, po uwzględnieniu współczynników jednoczesności, na poziomie WN rzędu 10÷13 MW.
7. Przedstawione powyżej wielkości przyrostów zapotrzebowania na energię ciepłą mogą zostać pokryte do końca 2022 r. na bazie istniejących rezerw systemów ciepłowniczych (przy założeniu realizacji zaplanowanych działań odtworzeniowych i rozwojowych w źródłach i na sieciach), a także systemu gazowniczego lub na bazie indywidualnych rozwiązań o charakterze „ekologicznym”. Natomiast w celu pokrycia potrzeb cieplnych w latach 2023-2031, do końca roku 2022 musi zostać zrealizowana odbudowa, lub gruntowna modernizacja źródła dla m.s.c. – w wyniku koniecznego do opracowania przez Miasto Rybnik i uchwalenia, Planu zaopatrzenia miasta w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe. Przyrost zapotrzebowania na energię elektryczną przewiduje się pokryć na bazie istniejącego systemu zaopatrującego miasto, który posiada znaczne rezerwy. Decyzje co do sposobu zaopatrzenia w ciepło winny zostać podjęte w sytuacji sprecyzowanego rodzaju zabudowy dla poszczególnych terenów. Poprzedzić je powinna: analiza ekonomiczna aktualnych relacji kosztów budowy i eksploatacji poszczególnych instalacji, analiza kierunków rozwoju rynku nośników energii oraz sugestie ze strony przyszłych odbiorców i przedsiębiorstw energetycznych. Istotnym czynnikiem wpływającym na kształt zaopatrzenia powinna być kształtowana przez władze miasta energetyczna polityka lokalna realizująca cele strategiczne miasta w oparciu o cele strategiczne kraju i Unii Europejskiej. Rybnik, jako miasto nierozdzielnie związane z energetyką, szczególny nacisk kładzie na wykorzystanie lokalnych zasobów energii przez obecnych i przyszłych odbiorców. W tym aspekcie najistotniejsze kierunki działań to:
- wspieranie rozwoju odnawialnych źródeł energii w szczególności w obiektach miejskich i zabudowie indywidualnej,
  - wspieranie rozwoju wysokosprawnej kogeneracji w układzie centralnym i rozproszonym, w szczególności w obiektach miejskich, a także w zabudowie indywidualnej,



- wspieranie rozwoju rozwiązań technicznych pozwalających na ekologicznie poprawne przetwarzanie węgla kamiennego na energię cieplną w indywidualnych niskoemisyjnych źródłach (np. kotły retortowe z ciągłym dozowaniem paliwa).
8. W zakresie zdalnego zaopatrzenia w ciepło – tj. źródeł systemowych ciepła i sieci ciepłowniczych – należy rozważyć w najbliższym czasie podjęcie wiążących decyzji dotyczących działań odtworzeniowych i związanych z racjonalizacją użytkowania energii cieplnej w sferze jej wytwarzania i przesyłu. Wyróżnia się następujące kierunki polityki miasta:
- odtworzenie potencjału wytwórczego źródeł ciepła (w tym szczególnie budowa/modernizacja źródła ciepła zdalaczynnego dla m.s.c.) w celu zapewnienia ciągłości zasilania sieci ciepłowniczych w energię cieplną na warunkach cenowych akceptowalnych społecznie (dotyczy systemu centralnego, jak również wyspowych systemów ciepłowniczych);
  - odtworzenie majątku przesyłowego (budowa koniecznych nowych połączeń) w celu zapewnienia bezawaryjnej pracy systemu dystrybucji;
  - racjonalizacja zaopatrzenia w ciepło ukierunkowana na minimalizację nakładów na ogrzewanie ze strony przeciętnego obywatela miasta poprzez zoptymalizowanie struktury zasilania oraz poszczególnych składników taryf (zminimalizowanie istniejącej różnicy cenowej pomiędzy odbiorcami z różnych rejonów miasta);
  - dążenie do ukształtowania właściwych układów własnościowych i formalnoprawnych w dziedzinie zaopatrzenia w ciepło i uzyskanie przez miasto na nie wpływu poprzez realizację działań związanych z ich uregulowaniem lub bezpośrednie zaangażowanie miasta.

Odbudowa mocy źródła ciepła dla m.s.c. winna zostać zrealizowana z:

- wykorzystaniem lokalnych zasobów paliw i energii,
- realizacją produkcji ciepła w układzie skojarzonym z produkcją energii elektrycznej,
- znaczącym współudziałem Miasta jako absorbującego środki pomocowe i zabezpieczającego odbiorców przed ponadakceptowalnym wzrostem cen energii.

Kwestią priorytetową jest obecnie sprawa przyszłego zasilania w ciepło miejskiego systemu ciepłowniczego Rybnika. Zgodnie z obowiązującą aktualnie umową zawartą pomiędzy Przedsiębiorstwem Energetyki Ciepłej S.A. Jastrzębie-Zdrój a Kompanią Węglową S.A. (obecnie PGG sp. z o.o.), tj. właścicielem źródła ciepła dla msc – EC „Chwałowice“, ciepło dla miasta Rybnika dostarczane będzie jedynie do końca 2022 r. Kotły parowe zainstalowane w ww. źródle charakteryzują się dużym stopniem zużycia technicznego, który wskazuje na konieczność ich wymiany lub likwidacji. Aktualnie KW S.A. (PGG sp. z o.o.) w swoich planach nie przewiduje w najbliższych latach realizacji działań związanych z modernizacją urządzeń w przedmiotowej EC i nie posiada zadań inwestycyjnych dotyczących kontynuacji dostaw ciepła do m.s.c. miasta Rybnika po roku 2022. Kotły wodne wg opinii eksploatatora znajdują się w dobrym stanie technicznym.



Z przeprowadzonej na potrzeby niniejszego opracowania analizy dostępnych planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych działających na terenie Rybnika w zakresie energetyki ciepłej oraz spotkań przeprowadzonych pomiędzy stronami aktualnie zaangażowanymi w sprawę zaopatrzenia miasta Rybnika w ciepło, z których nie wynikły żadne wiążące rozwiązania w celu zapewnienia dostawy ciepła do miejskiego systemu ciepłowniczego, wynika konieczność opracowania Planu zaopatrzenia miasta w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe (zgodnie z art. 20 ust. 1 ustawy Prawo energetyczne; t.j.: Dz. U. 2012 poz. 1059 z późn.zm.) i na jego podstawie budowa/odbudowa źródła jw. i jego uruchomienie na sezon grzewczy 2021/2022.

9. Do najważniejszych zagadnień związanych z zaopatrzeniem w ciepło budownictwa indywidualnego z terenu miasta należy zaliczyć:
- promowanie i popularyzowanie rozwiązań technicznych związanych z ograniczeniem tzw. „niskiej emisji” poprzez podnoszenie świadomości ekologicznej o potrzebie termomodernizacji budynków oraz modernizacji ogrzewających je przestarzałych źródeł węglowych (szczególnie tych, które wykorzystują piece ceramiczne - kaflowe) – zgodnie z kierunkami wytyczonymi w uchwalonych: Programie Ochrony Środowiska, Planie gospodarki niskoemisyjnej;
  - uświadamianie zagrożeń dla środowiska naturalnego wynikających ze spalania w indywidualnych kotłowniach odpadów komunalnych oraz niskiej jakości paliwa węglowego;
  - popularyzowanie wśród indywidualnych odbiorców odnawialnych źródeł energii oraz spalania węgla w nowoczesnych niskoemisyjnych kotłach węglowych.
10. W zakresie działań, związanych z racjonalizacją zaopatrzenia i użytkowania ciepła w obiektach gminnych oraz zabudowie mieszkaniowej zorganizowanej należy ująć:
- popularyzowanie wśród indywidualnych mieszkańców budynków wielorodzinnych działań mających na celu ograniczenie zużycia energii;
  - organizację działań termorenowacyjnych i termomodernizacyjnych w budynkach wielorodzinnych administrowanych przez Miasto oraz popularyzację dalszych takich działań w pozostałych zorganizowanych zasobach mieszkaniowych;
  - organizację, planowanie i dofinansowanie dalszych działań modernizacyjnych w niskosprawnych lokalnych kotłowniach węglowych i działań termomodernizacyjnych budynków przez nie zasilanych;
  - promowanie i organizacja finansowania preferencyjnego dla działań jw. ze środków gminnych, WFOŚiGW, Ekofunduszu i innych środków pomocowych;
  - kształtowanie właściwych układów organizacyjnych w dziedzinie zaopatrzenia w ciepło poprzez stworzenie możliwości do racjonalnego (sprawiedliwego) rozliczania poszczególnych odbiorców ciepła wg faktycznego jego zużycia i związanych z nim kosztów.



11. W zakresie rozwoju energetyki odnawialnej na terenie miasta zaleca się:

- pełnienie przez miasto funkcji propagatora i centrum edukacyjnego dla mieszkańców;
- podjęcie działań zmierzających do wykorzystania odnawialnych źródeł w obiektach miejskich; każdorazowo modernizacja obiektu istniejącego lub budowa nowego winna uwzględniać poszukiwania planistyczne możliwości zastosowania rozwiązań energetyki odnawialnej;
- promowanie działań związanych z przeznaczeniem części terenów nieużytków na organizację plantacji energetycznych oraz wykorzystanie odpadów drzewnych z istniejących na terenie miasta obszarów leśnych.

12. Stan techniczny oraz przewidywane zamierzenia, planowane przez TAURON Dystrybucja S.A. Oddział w Gliwicach w zakresie sieci elektroenergetycznej WN, SN, nn i stacji transformatorowych dają podstawę do stwierdzenia o bezpieczeństwie w zakresie zasilania istniejących i przewidywanych do realizacji nowych obiektów w najbliższej perspektywie. TD S.A. jako przedsiębiorstwo o zakresie działania na obszarze wielu gmin realizuje współpracę pomiędzy gminami sąsiadującymi w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną. Główne zadania stojące przed przedsiębiorstwem to zaopatrzenie nowych terenów rozwojowych gminy oraz zapewnienie bezpieczeństwa zasilania wszystkich odbiorców. Zadaniem władz samorządowych jest zadbanie aby stosowne zadania zostały wpisane w kolejne Plany Rozwoju TD S.A. oraz zarezerwowanie odpowiednich terenów pod niezbędną infrastrukturę.

13. Stan techniczny elementów systemu gazowniczego miasta, będącego w gestii Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. Oddział w Zabrze oraz planowane zamierzenia PSG pozwalają na stwierdzenie o wystarczającej zdolności przesyłowych sieci rozdzielczych dla zaspokojenia istniejących i programowanych do realizacji obiektów. Modernizacja istniejącej sieci gazowej niskoprężnej (m.in. wymiana starszych sieci stalowych) oraz gazyfikacja obszarów, w których zgłoszone zostanie zapotrzebowanie to najistotniejsze zadania stojące przed PSG Sp. z o.o. Oddział w Zabrze, które to zadania Miasto powinno na bieżąco monitorować i kontrolować w Planach rozwoju PSG sp. z o.o. Oddział w Zabrze oraz zarezerwować odpowiednie tereny pod niezbędną infrastrukturę.

14. Działania planistyczne, o których mowa w punkcie 3 dotyczą głównie planowania inwestycyjnego. Niemniej ważnym zagadnieniem w polu działania samorządu miasta jest kreowanie prawidłowych układów organizacyjno-prawnych w dziedzinie zaopatrzenia w poszczególne nośniki energii. Ma to duże znaczenie przy ukierunkowaniu działań na tworzenie rynku energii i ograniczaniu naturalnych monopolii (np. w sprawach związanych z: gazyfikacją miasta, utrzymaniem i modernizacją oświetlenia ulicznego).



#### 15. Strategiczne cele rozwoju energetycznego gminy.

Na podstawie przeprowadzonych analiz w niniejszym projekcie aktualizacji założeń określono główne cele Miasta w zakresie realizacji obowiązku organizowania i planowania zaopatrzenia terenu Rybnika w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe:

**Cel nr 1** – Zapewnienie bezpieczeństwa i ciągłości dostaw energii i jej nośników dla odbiorców z terenu miasta z jednoczesnym zachowaniem akceptowalnych parametrów ekologicznych i ekonomicznych dostawy.

**Cel nr 2** – Zabezpieczenie dostaw energii i jej nośników na potrzeby planowanej nowej zabudowy.

**Cel nr 3** – Racjonalizacja użytkowania energii i jej nośników. Poprawa i stymulowanie poprawy efektywności energetycznej na wszystkich etapach procesu zaopatrzenia miasta w energię.

**Cel nr 4** – Rozwój racjonalnego wykorzystania odnawialnych i lokalnych źródeł energii w oparciu o zidentyfikowane lokalne możliwości.

**Cel nr 5** – Edukacja i promocja szeroko rozumianej efektywności energetycznej i rozszerzania zakresu wykorzystania odnawialnych i lokalnych źródeł energii.

W ramach ww. celów strategicznych wskazuje się na konieczność podjęcia przez Gminę realizacji następujących zadań:

#### **Cel nr 1 – Zapewnienie bezpieczeństwa i ciągłości dostaw energii i jej nośników dla odbiorców z terenu miasta z jednoczesnym zachowaniem akceptowalnych parametrów ekologicznych i ekonomicznych dostawy**

**Zadanie C1.Z1** – Rozwiązanie, z uwzględnieniem zmiany wymagań środowiskowych i emisyjnych oraz prognozowanego rozwoju miasta, zaistniałej sytuacji zagrożenia ciągłości dostawy ciepła dla miejskiego systemu ciepłowniczego w perspektywie końca 2022 r. – z uwagi na planowany termin zakończenia dostaw ciepła do m.s.c. z elektrociepłowni EC „Chwałowice”. Realizacja po stronie odpowiednich przedsiębiorstw energetycznych, koordynacja po stronie służb miasta.

**Zadanie C1.Z2** – Modernizacja i rozbudowa systemów ciepłowniczych w mieście. Realizacja po stronie odpowiednich przedsiębiorstw energetycznych, koordynacja po stronie służb miasta.

**Zadanie C1.Z3** – Opracowanie procedur organizacyjnych na wypadek awarii w poszczególnych systemach energetycznych na terenie Gminy. Realizacja po stronie odpowiednich przedsiębiorstw energetycznych i służb miasta.

**Zadanie C1.Z4** – Kontynuacja i dalsze rozszerzanie zakresu działań związanych z zakupem energii i jej nośników w układzie rynkowym dla odbiorców z terenu miasta. Realizacja – służby miasta.



**Zadanie C1.Z5** – Bieżące monitorowanie stanu technicznego i rezerw układu zasilania i dystrybucji energii i jej nośników na obszarze miasta. Realizacja – przedsiębiorstwa energetyczne i służby miasta.

**Zadanie C1.Z6** – Monitoring kosztów energii i jej nośników w aspekcie utrzymania poziomu cen akceptowalnych dla odbiorców końcowych – stymulowanie i kreowanie układów rynkowych. Realizacja – służby miasta.

## **Cel nr 2 – Zabezpieczenie dostaw energii i jej nośników na potrzeby planowanej nowej zabudowy**

**Zadanie C2.Z1** – Koordynacja operacyjna zaopatrzenia w nośniki energii nowych terenów rozwojowych i współpraca z przedsiębiorstwami energetycznymi.

Zgodnie z art. 18 ustawy Prawo energetyczne planowanie i organizacja zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe na obszarze gminy (w tym również dla nowego budownictwa) stanowi zadanie własne gminy, którego realizacji podjąć się mają za przyzwoleniem gminy odpowiednie przedsiębiorstwa energetyczne. Zadaniem Gminy w tym zakresie winno być gromadzenie informacji o najbliższych planowanych inwestycjach i zgłaszanie ich corocznie do odpowiednich przedsiębiorstw energetycznych, celem ujęcia ich w planach rozwojowych przedsiębiorstw energetycznych działających na obszarze gminy oraz ciągłe monitorowanie tych planów i analiza ich zgodności z uchwalonymi „Załoženiami ...”.

**Zadanie C2.Z2** – Koordynacja planowania przestrzennego miasta oraz procesów i decyzji administracyjnych w celu zapewnienia realizacji zaopatrzenia w nośniki energii nowych jej użytkowników na warunkach ustalonych w dokumentach planistycznych i z zachowaniem zasad rynkowych oraz uwzględnieniem minimalizacji oddziaływania tych procesów na środowisko. W miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego i przy wyznaczaniu terenów pod zabudowę – wyznaczenie pasów terenu na uzbrojenie liniowe i punktowe.

**Zadanie C2.Z3** – Stymulowanie działań inwestorów do zastosowania rozwiązań opartych o podłączenie do systemu ciepłowniczego (w szczególności dla obiektów o zapotrzebowaniu mocy cieplnej powyżej 50 kW), wykorzystanie lokalnych układów kogeneracji, także z wykorzystaniem, w miarę możliwości, gazu ziemnego jako nośnika energii oraz wykorzystanie OZE.

**Zadanie C2.Z4** – Zapewnienie oświetlenia ulicznego nowych tras komunikacyjnych i obszarów z niedostatecznym oświetleniem.

## **Cel nr 3 – Racjonalizacja użytkowania energii i jej nośników. Poprawa i stymulowanie poprawy efektywności energetycznej na wszystkich etapach procesu zaopatrzenia miasta w energię**

**Zadanie C3.Z1** – Kontynuacja i doskonalenie zarządzania zużyciem i kosztami energii w zasobach gminnych.

Racjonalizacja gospodarki energią w jednostkach gminnych wymaga, z uwagi na specyfikę ich eksploatacji, ciągłych i wnikliwych obserwacji. Istotnym argumentem prze-

mawiającym za doskonaleniem systemu stałego monitoringu i zarządzania energią jest pozycja kosztów energii w budżecie gminy oraz wymagania stawiane przez ustawę o efektywności energetycznej. Istotnym jest również kontynuacja działań oraz propagowanie ich wyników.

**Zadanie C3.Z2** – Stymulowanie racjonalizacji i likwidacji przestarzałych i niskosprawnych ogrzewań węglowych – likwidacja „niskiej emisji”.

Planując działania w myśl Polityki energetycznej Polski do 2030 roku oraz w zgodzie ze standardami ochrony środowiska gmina powinna podjąć działania edukacyjne i stymulacyjne dla przedsięwzięć mających na celu zmianę sposobu zasilania w ciepło – z niskosprawnych, opartych o paliwo węglowe – na rozwiązania niskoemisyjne, tj. podłączenia do systemu ciepłowniczego, systemu gazowniczego oraz wykorzystanie odnawialnych źródeł energii. Istotnym jest kontynuowanie programu działań związanych z dofinansowywaniem modernizacji przez odbiorców indywidualnych.

**Zadanie C3.Z3** – Podniesienie efektywności systemów dystrybucji energii i jej nośników poprzez kontynuację modernizacji systemu w zakresie sieci dystrybucyjnych i zasilających. Realizacja po stronie odpowiednich przedsiębiorstw energetycznych, z koordynacją ze strony służb miasta.

**Zadanie C3.Z4** – Podniesienie efektywności użytkowania ciepła poprzez ograniczanie zużycia energii użytecznej w ramach działań związanych z:

- termomodernizacją budynków mieszkalnych wielorodzinnych i obiektów miejskich,
- wspieraniem działań termomodernizacyjnych i modernizacji indywidualnych systemów grzewczych w zabudowie jednorodzinnej.

**Zadanie C3.Z5** – Sukcesywna modernizacja systemu oświetlenia ulicznego.

#### **Cel nr 4 – Rozwój racjonalnego wykorzystania odnawialnych i lokalnych źródeł energii w oparciu o zidentyfikowane lokalne możliwości**

Rozwój odnawialnych źródeł energii (OZE) na terenie Rybnika winien być ukierunkowany na wykorzystanie energii słonecznej (instalowanie kolektorów i ogniw słonecznych) oraz zastosowanie pomp ciepła. Zakłada się, że Miasto powinno stymulować rozwój OZE i źródeł lokalnych wśród odbiorców indywidualnych i we własnych zasobach. W przypadku obiektów gminnych każdorazowo decyzję o modernizacji źródła ciepła w obiektach użyteczności publicznej należy poprzedzić analizą możliwości zastosowania w obiekcie odnawialnych źródeł energii lub wysokosprawnej mikrokogeneracji.

**Zadanie C4.Z1** – Planowanie i finansowanie budowy odnawialnych źródeł energii w obiektach miejskich.

**Zadanie C4.Z2** – Popularyzacja w budownictwie mieszkaniowym racjonalnych rozwiązań OZE poprzez system zachęt finansowych dla mieszkańców.

**Zadanie C4.Z3** – Popularyzacja rozwiązań OZE racjonalnych do zastosowania w obiektach usług komercyjnych i przedsiębiorstwach.



**Zadanie C4.Z4** – Tworzenie zachęt ekonomicznych i administracyjnych do budowy źródeł OZE oraz wykorzystania lokalnych źródeł energii w obiektach na terenie miasta.

**Cel nr 5 – Edukacja i promocja szeroko rozumianej efektywności energetycznej i rozszerzania zakresu wykorzystania odnawialnych i lokalnych źródeł energii**

**Zadanie C5.Z1** – Kontynuacja i dalszy rozwój działań edukacyjnych w obszarze efektywności energetycznej i odnawialnych źródeł energii dla różnych odbiorców – dzieci, młodzieży, dorosłych mieszkańców.

**Zadanie C5.Z2** – Promocja działań gminy w obszarze efektywności energetycznej i odnawialnych źródeł energii poprzez zamieszczenie informacji w środkach masowego przekazu (m.in. prasa, internet, akcje plakatowe) na temat zrealizowanych działań i ich efektów.

**Zadanie C5.Z3** – Promocja gospodarki niskoemisyjnej i efektywnej energetycznie (niskoemisyjne zamówienia publiczne, planowanie przestrzenne itp.).

**Zadanie C5.Z4** – Pełnienie wzorcowej roli przez gminne objekty użyteczności publicznej w zakresie efektywnego wykorzystania energii i OZE oraz ograniczania zużycia energii i kosztów jej zakupu.

16. Niniejszy projekt aktualizacji założeń stanowi dla Prezydenta Miasta podstawę do przeprowadzenia procesu legislacyjnego zgodnie z art. 19 ustawy Prawo energetyczne oraz ich uchwalenie na sesji Rady Miasta Rybnika.

Uchwalone zaktualizowane założenia stanowią winny dokument „lokalnego prawa energetycznego” będący podstawą do realizacji przez Miasto lokalnej polityki energetycznej, której wiodącym celem winien być zrównoważony rozwój gospodarki energetycznej Rybnika, w oparciu o zasadę zapewnienia bieżącego i perspektywicznego bezpieczeństwa energetycznego oraz spełnienia wymogów niskoemisyjności, i którego wdrożenie i formy realizacji powinny podlegać bieżącemu monitorowaniu przez stosowne komisje Rady.

Aktualizację „Założeń do planu zaopatrzenia...” winno się przeprowadzać w 3-letnich okresach (zgodnie z obowiązującą ustawą Prawo energetyczne).

17. Na podstawie art. 20 ust. 1 w zw. z art. 19 ust. 1 i 2 ustawy Prawo energetyczne (t.j. Dz. U. z 2012 r. poz. 1059 z późn.zm.) niniejsza aktualizacja założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe może stanowić podstawę opracowania projektu planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Rybnika w sytuacji braku realizacji niniejszych założeń przez wskazane przedsiębiorstwa energetyczne. W szczególności dotyczy to zabezpieczenia zaopatrzenia w ciepło m.s.c. Rybnika po 2022 r.



Podjęcie planu zaopatrzenia miasta w nośniki energii i jego realizacja przez władze miejskie może być źródłem absorpcji środków pomocowych z Unii Europejskiej, których udział w powyższych inwestycjach jako bezzwrotny, nie będzie wpływać na podwyżkę kosztów energii dla odbiorców. W każdym innym przypadku komercyjny inwestor przeniesie koszty inwestycji do opłat dla odbiorców energii.

18. Dla realizacji zadań wynikających z potrzeby prowadzenia polityki energetycznej na terenie miasta proponuje się dalsze rozwijanie działalności oddzielnej (samodzielnej) komórki organizacyjnej Urzędu Miasta do spraw energetycznych (np. Biuro Inżyniera/Energetyka Miejskiego), która będzie m.in.:

- organizować i nadzorować realizację zadań podejmowanych w mieście w celu zapewnienia ich zgodności z założeniami polityki UE i Polski;
- po podjęciu stosownej decyzji koordynować z ramienia Prezydenta opracowanie i realizację ewentualnego planu zaopatrzenia miasta w energię wg art. 20 ustawy Prawo energetyczne;
- w układzie ciągłym prowadzić działania związane z zarządzaniem energią w obiektach miejskich;
- koordynować i tworzyć programy miejskie związane z racjonalizacją użytkowania energii wśród odbiorców indywidualnych;
- opiniować w sprawach sporów pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami;
- prowadzić edukację społeczeństwa w zakresie wiedzy ekologicznej i energetycznej oraz efektywnego wykorzystania energii (m.in. przez stworzenie i rozwój aktywnego tematycznego miejskiego portalu internetowego).