



energoekspert sp. z o. o.
energia i ekologia

40-105 Katowice, ul. Węglowa 7
tel. +48/32/351-36-70, fax +48/32/351-36-75
e-mail: biuro@energoekspert.com.pl
www.energoekspert.com.pl



**Aktualizacja założeń do planu zaopatrzenia
w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe
dla Gminy Miasta Mrągowo
(Projekt)**

Katowice, październik 2016 r.





Zespół projektantów

mgr inż. Zbigniew Przedpełski – kierownik projektu

mgr Marcin Całka

mgr inż. Natalia Jakubowska

mgr inż. Agata Lombarska-Blochel

Sprawdzający:

dr inż. Adam Jankowski – dyrektor do spraw produkcji



Spis treści

1	Wstęp	7
1.1	Wprowadzenie	7
1.2	Podstawa opracowania	7
2	Charakterystyka miasta	9
2.1	Położenie	9
2.2	Klimat	10
2.3	Sytuacja społeczno-gospodarcza	11
2.3.1	Ludność	11
2.3.2	Działalność gospodarcza	12
2.3.3	Zatrudnienie i bezrobocie	14
2.3.4	Sytuacja społeczno-gospodarcza – podsumowanie	14
2.4	Ogólna charakterystyka infrastruktury budowlanej	15
2.4.1	Zabudowa mieszkaniowa	15
2.4.2	Budynki użyteczności publicznej	17
2.4.3	Obiekty przemysłowe, handel i usługi	17
3	Systemy energetyczne	18
3.1	System ciepłowniczy	18
3.1.1	Miejski system ciepłowniczy	18
3.1.2	Odbiorcy ciepła i jego zużycie	23
3.1.3	Plany rozwoju przedsiębiorstw energetycznych	25
3.1.4	Ocena stanu zaopatrzenia miasta w ciepło	26
3.2	System gazowniczy	27
3.2.1	Informacje ogólne	27
3.2.2	Odbiorcy paliwa gazowego i jego zużycie	29
3.2.3	Plany rozwoju przedsiębiorstw energetycznych	32
3.2.4	Ocena stanu zaopatrzenia miasta w gaz sieciowy	32
3.3	System elektroenergetyczny	33
3.3.1	Informacje ogólne	33
3.3.2	Odbiorcy energii elektrycznej i jej zużycie	43
3.3.3	Plany rozwoju przedsiębiorstw energetycznych	45
3.3.4	Ocena stanu zaopatrzenia miasta w energię elektryczną	46
4	Bilans energetyczny	49
4.1	Wprowadzenie	49
4.2	Bilans energetyczny miasta Mrągowo	49
4.3	Bilans zużycia paliw na obszarze miasta	53
5	Możliwości wykorzystania odnawialnych zasobów paliw i energii	55
5.1	Energia wiatru	55
5.2	Energia promieniowania słonecznego	58
5.3	Energia geotermalna	65
5.4	Energia cieków wód powierzchniowych	70
5.5	Energia z biomasy	72
5.6	Energia z odpadów	76
6	Zakres współpracy z innymi gminami	79

7	Stan środowiska na rozpatrywanym obszarze	80
8	Koszty energii.....	84
8.1	Taryfa dla ciepła.....	84
8.2	Taryfa dla energii elektrycznej	85
8.3	Taryfa dla paliw gazowych.....	88
8.4	Koszty zaopatrzenia w ciepło.....	90
9	Wyjściowe założenia rozwoju	92
9.1	Wprowadzenie	92
9.2	Założenia polityki energetycznej Polski do 2030 roku.....	96
9.3	Prawdopodobne scenariusze uwarunkowań zewnętrznych – rozwój wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych	100
9.4	Rozwój energetyki odnawialnej.....	102
10	Wyjściowe założenia rozwoju społeczno-gospodarczego miasta.....	105
11	Przewidywane zmiany zapotrzebowania na ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe	109
12	Przedsięwzięcia racjonalizujące użytkowanie ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych	122
12.1	Uwarunkowania i narzędzia prawne racjonalizacji	122
12.2	Użytkowanie energii w budynkach	127
12.3	Pozostałe obszary racjonalizacji	132
12.4	Modernizacja oświetlenia ulicznego.....	137
12.5	Propozycja działań organizacyjnych – energetyk miejski.....	138
12.6	Założenia miejskiego programu zmniejszenia kosztów energii w obiektach gminnych – zasady i metody budowy programu zmniejszenia kosztów energii ..	141
12.7	Obowiązki jednostek sektora publicznego	144
13	Kierunki rozwoju i modernizacji systemów zaopatrzenia w energię	148
13.1	Miejski system ciepłowniczy	148
13.2	System dystrybucji gazu ziemnego.....	148
13.3	System elektroenergetyczny.....	149
14	Podsumowanie	150
	Spis tabel.....	154
	Spis rysunków	155

1 Wstęp

1.1 Wprowadzenie

Uchwałą Nr XXX/3/2005 Rady Miejskiej w Mrągowie z dnia 28 kwietnia 2005 roku w sprawie przyjęcia „Projektu założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe Miasta Mrągowo” zostały uchwalone „Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe Miasta Mrągowo”. Z dniem 11 marca 2011 r. weszły w życie przepisy nowelizacji ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne, wprowadzonej ustawą z dnia 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. Nr 21, poz. 104), która w art. 1 pkt 29) nałożyła obowiązek aktualizacji co najmniej raz na 3 lata projektu założeń sporządzonego dla obszaru gminy co najmniej na okres 15 lat. W zaistniałym stanie prawnym, uchwałą XXV/13/2012 Rady Miejskiej w Mrągowie z dnia 29 listopada 2012 roku w sprawie aktualizacji założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Gminy Miasta Mrągowo, przyjętych uchwałą Nr XXX/3/2005 Rady Miejskiej w Mrągowie z dnia 28 kwietnia 2005 roku w sprawie przyjęcia „Projektu założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe Miasta Mrągowo” uchwalono „Aktualizację założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Gminy Miasta Mrągowo, przyjętych uchwałą Nr XXX/3/2005 Rady Miejskiej w Mrągowie z dnia 28 kwietnia 2005 roku, w sprawie przyjęcia „Projektu założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe Miasta Mrągowo”.

Ze względu na upływ kolejnego trzyletniego okresu, o którym mowa w art. 19 ust. 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012 r., poz. 1059 ze zm.), zaistniała konieczność aktualizacji założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe Miasta Mrągowo, w związku z czym Burmistrz Miasta Mrągowo sporządził niniejszy projekt dokumentu.

1.2 Podstawa opracowania

Podstawą prawną opracowania projektu „Aktualizacji założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Gminy Miasta Mrągowa” jest art. 19 ust. 1 w zw. z ust. 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012 r., poz. 1059 ze zm.).

Podstawą formalną opracowania "Projektu aktualizacji założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Gminy Miasta Mrągowa" jest umowa nr 14/GKM/2016 zawarta pomiędzy Gminą Miasto Mrągowo, jako Zamawiającym, reprezentowaną przez Burmistrza Miasta Mrągowo, a Energoekspert Sp. z o.o. w Katowicach jako Wykonawcą, na mocy której Zamawiający zlecił a Wykonawca przyjął do wykonania niniejsze opracowanie, którego podstawę stanowi „Projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Gminy Miasta Mrągowa”, który został

przyjęty przez Radę Miejską w Mrągowie uchwałą nr XXX/3/2005 z dnia 28 kwietnia 2005r., a następnie zaktualizowany i uchwalony przez Radę Miejską w Mrągowie (Nr XXV/13/2012) w dniu 29 listopada 2012 r.

Niniejsze opracowanie pt. „Projekt aktualizacji założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Gminy Miasta Mrągora”, odpowiada pod względem redakcji wymogom art. 19 ust. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, tj. zawiera:

- 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 odnawialnych źródłach energii, energii elektrycznej i ciepła użytkowego wytwarzanych w kogeneracji oraz zagospodarowania ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych;
- możliwości stosowania środków poprawy efektywności energetycznej w rozumieniu art. 6 ust. 2 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2016 r., poz. 831);
- zakres współpracy z innymi gminami.

Niniejsze opracowanie zostało wykonane zgodnie z umową, przepisami obowiązującymi wg stanu prawnego na dzień 1 października 2016 r., normami i zasadami wiedzy technicznej oraz zostało wydane w stanie kompletnym ze względu na cel oznaczony w umowie.

2 Charakterystyka miasta

2.1 Położenie

Mrągowo jest stolicą powiatu mrągowskiego w województwie warmińsko-mazurskim. Zgodnie z podziałem geograficznym leży na Pojezierzu Mrągowskim, które jest częścią Pojezierza Mazurskiego. Całe pojezierze charakteryzuje się ciągami jezior połączonych szeregowo rzekami i ułożonych w rynnach zorientowanych południowo, odległych od siebie o kilka kilometrów. Mrągowo leży nad jeziorami Czos i Juno. Najważniejszymi rzekami okolic Mrągowa - znanymi przede wszystkim ze swoich walorów krajobrazowych – są Kruytynia i Dajna tworzące szlaki kajakowe. Rozpościerający się nieopodal Mazurski Park Krajobrazowy obejmuje tereny o największych walorach przyrodniczych i krajoznawczych Kryniny Wielkich Jezior Mazurskich.

Na terenie nadleśnictwa Mrągowo znajdują się rezerваты leśne "Bukowo" i "Dębowo" z ponad 140-letnimi drzewostanami bukowymi, rezerwat faunistyczny "Piłaki" oraz rezerwat torfowiskowy "Gązwa".

Z Mrągowa do Olsztyna jest 62 km, a do innych większych miast: Warszawy – 197 km, Łodzi – 289 km, Krakowa – 470 km, Wrocławia – 460 km, Poznania – 360 km, Bydgoszczy – 270 km, Gdańska – 196 km, Elku – 87 km, Kętrzyna – 28 km i Szczytna – 58 km.

Przez Mrągowo przebiegają dwa ważne ciągi komunikacyjne:

- droga krajowa nr 16 Grudziądz – granica państwa (Ogrodniki),
- droga krajowa nr 59 Rozogi - Giżycko.

Poza tym przez teren miasta przebiegają dwie drogi wojewódzkie mające duże znaczenie ponadregionalne:

- droga wojewódzka nr 591 - Michałkowo - Mrągowo,
- droga wojewódzka nr 600 - Mrągowo - Szczytno.

Niespełna 50 km dzieli Mrągowo od Międzynarodowego Portu Lotniczego Olsztyn-Mazury, położonego na terenie gminy Szczytno, w miejscowości Szymany. Międzyregionalne znaczenie ma również szlak turystyki wodnej rzeki Krutyni, która przepływa przez powiat mrągowski. Przez miasto przebiega drugorzędna linia kolejowa Czerwonka - Mrągowo - Elk, obecnie zamknięta dla ruchu pasażerskiego od dnia 01.05.2010 r.

2.2 Klimat

Miasto Mrągowo leży w IV strefie klimatycznej, w której temperatura obliczeniowa powietrza na zewnątrz budynków wynosi - 22°C w sezonie grzewczym według PN-82/B-02403. Według podziału Polski na dzielnice klimatyczne okolice Mrągowo leżą w dzielnicy mazurskiej. Należy ona do najchłodniejszych obszarów w Polsce. Można wyróżnić tu dwa obszary o zróżnicowanych warunkach klimatycznych, tj. rynna mrągowska i wysoczyzna polodowcowa.

Na znacznie obniżonych – w stosunku do wysoczyzny, terenach rynny występują tendencje do stagnacji chłodnego powietrza. Zjawisko nasila się przy bezwietrznej pogodzie w porze nocnej. Szczególnie silnie zaznacza się ono na terenach bagiennych i w ich pobliżu. W takich warunkach pogodowych tereny leżące w rynnie odznaczają się dużą wilgotnością i większą częstością występowania mgieł.

Parametry charakteryzujące klimat miasta Mrągowo to:

- średnia roczna temperatura powietrza: +6,6 °C,
- średnia miesięczna temperatura w lipcu (miesiąc najcieplejszy): 17,4 °C,
- średnia miesięczna temperatura w lutym (miesiąc najzimniejszy): - 4,8 °C,
- średnia roczna suma opadów: 576 mm,
- minimum opadów przypada na marzec: 23 mm,
- maksimum opadów przypada na lipiec: 78 mm.

W skali roku dominują wiatry południowo-zachodnie, a w lecie zachodnie.

2.3 Sytuacja społeczno-gospodarcza

2.3.1 Ludność

Wg stanu na dzień 31.12.2015 w mieście było zameldowanych 22 005 osób, w tym 11 426 kobiet i 10 579 mężczyzn.

Poniżej przedstawiono podstawowe dane w oparciu o informacje Głównego Urzędu Statystycznego zebrane podczas Narodowego Spisu Powszechnego w 2011 r.:

- ludność według faktycznego zamieszkania 22 323 osób,
- ludność w wieku produkcyjnym - 14 937 osób,
- ludność w wieku poprodukcyjnym – 3 372 osób,
- ludność w wieku przedprodukcyjnym – 4 014 osób.

Tabela 2-1. Liczba ludności –podział na kobiety i mężczyzn

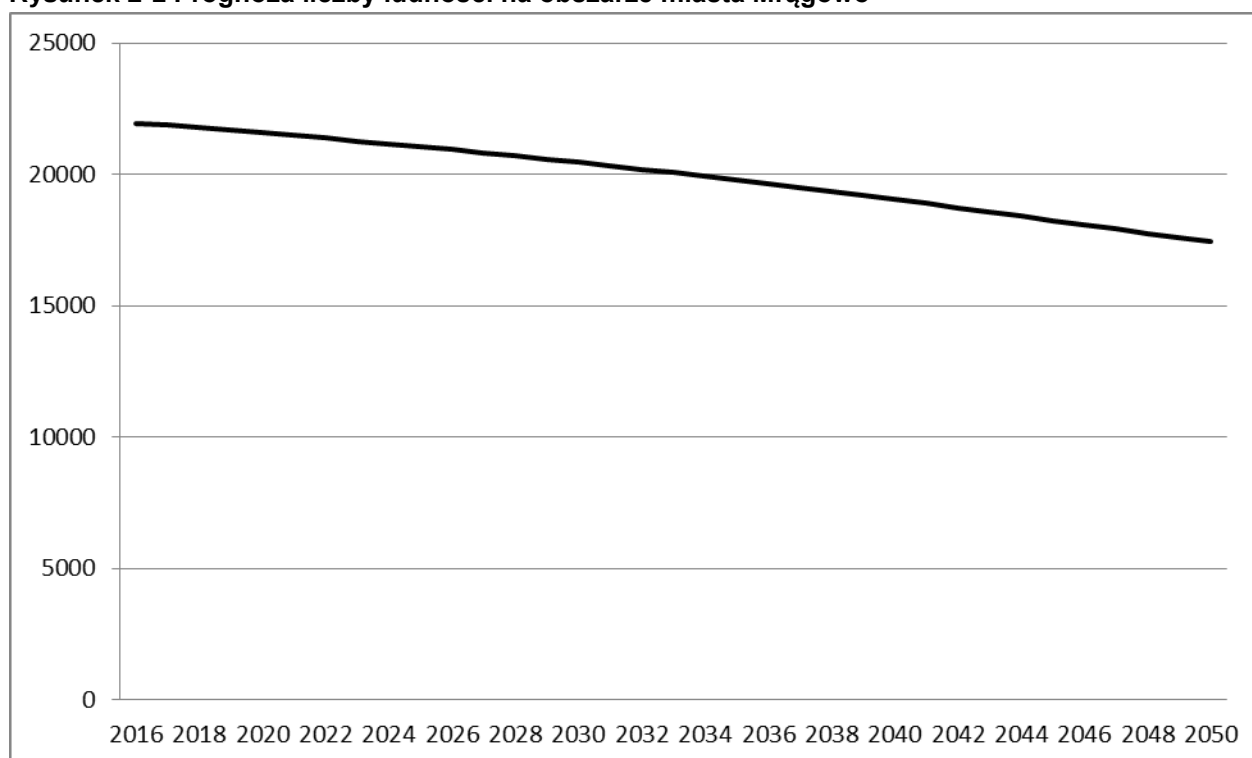
Rok	Ludność		
	ogółem	mężczyźni	kobiety
	[osoba]	[osoba]	[osoba]
1995	22674	11060	11614
1996	22868	11164	11704
1997	22999	11198	11801
1998	23126	11260	11866
1999	22020	10694	11326
2000	22084	10728	11356
2001	22109	10735	11374
2002	22037	10693	11344
2003	22016	10694	11322
2004	21884	10601	11283
2005	21809	10552	11257
2006	21715	10475	11240
2007	21699	10449	11250
2008	21734	10431	11303
2009	21732	10410	11322
2010	21712	10383	11329
2011	22244	10704	11540
2012	22251	10704	11547
2013	22190	10660	11530
2014	22135	10654	11481
2015	22005	10579	11426

Źródło: GUS

Na rysunku 2-1 zaprezentowano prognozę liczby ludności na obszarze miasta Mrągowo wg „Prognozy ludności na lata 2014-2050”, opublikowanej przez Główny Urząd Statystyczny w 2014 r. Wymieniona publikacja stanowi kontynuację opracowań GUS poświęconych prognozom demograficznym, w tym poprzedniej prognozy GUS na lata 2008-2035 r.

i 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. Zamieszczone w publikacji założenia prognostyczne były przedmiotem konsultacji szerokiego grona specjalistów reprezentujących środowisko naukowe. Zostały zaprezentowane i przedyskutowane m.in. na Posiedzeniu Plenarnym Rządowej Rady Ludnościowej w dniu 22 maja 2014 r. Uwagi ekspertów oraz recenzentów pozwoliły na wybór scenariusza założeń uznanego za najlepiej określający prawdopodobny rozwój ludności Polski w perspektywie do 2050 r. Prezentowana prognoza demograficzna do 2050 r., jako punkt wyjścia przyjęła stan ludności w dniu 31 grudnia 2013 r., w podziale administracyjnym obowiązującym od 1 stycznia 2014 r.

Rysunek 2-1 Prognoza liczby ludności na obszarze miasta Mrągowo



Źródło: opracowanie GUS: „Prognoza ludności na lata 2014-2050”, Warszawa 2014 r.

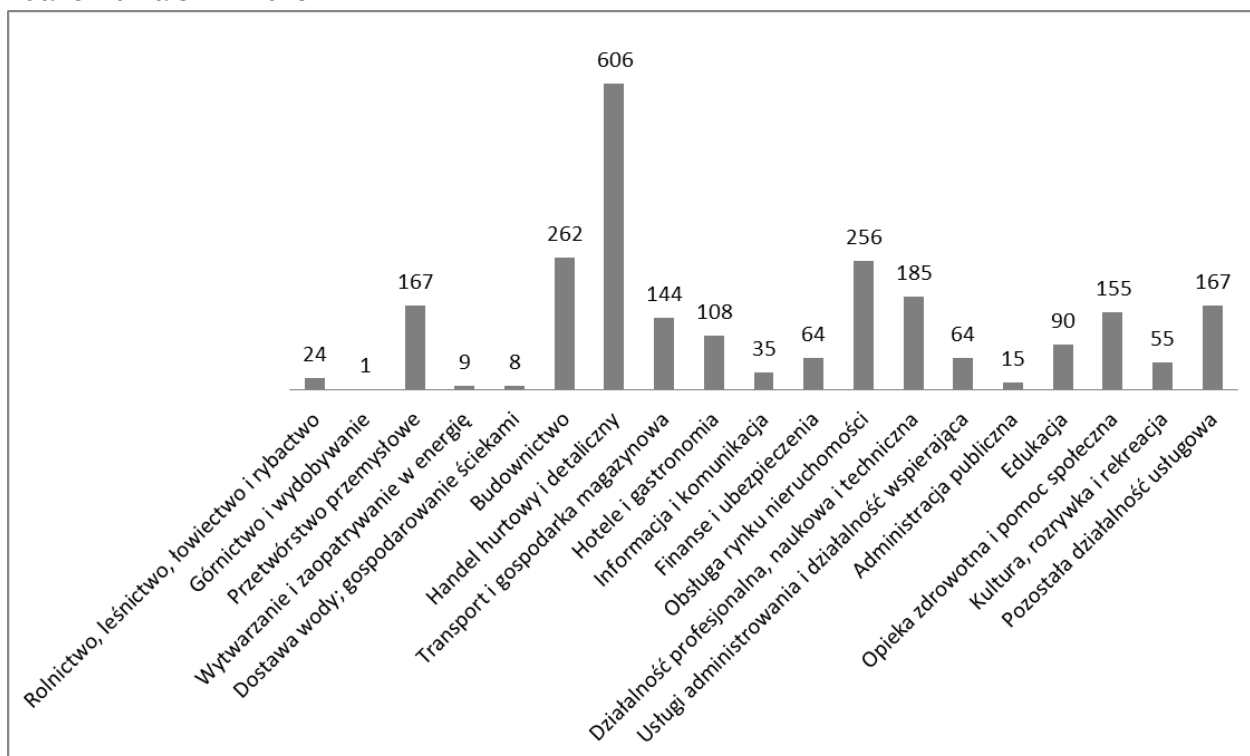
2.3.2 Działalność gospodarcza

Dominujące branże gospodarki to przemysł spożywczy (mleczarski), drzewny (meblarski), metalowy, odzieżowy i przede wszystkim turystyka. Do największych zakładów przemysłowych zaliczyć można Spółdzielnię Mleczarską „Mlekoop”. Miasto Mrągowo nie ma w zasadzie potencjału przemysłowego poza ww. SM „Mlekoop” – Zakład Produkcji Mleczarskiej w Mrągowie. Ogółem w Mrągowie działało w 2015 r. 2418 podmiotów gospodarki narodowej, w tym: 2294 w sektorze prywatnym i 110 w sektorze publicznym. Ich strukturę wg rodzajów prowadzonej działalności (sekcji PKD) przedstawiono na rysunku 2-2.

Wg Strategii rozwoju społeczno-gospodarczego powiatu mrągowskiego na lata 2007-2020, 48% powierzchni miasta to obszar zurbanizowany. Użytki rolne stanowią 21,6%, obszary zalesione 8,8%, a akweny wodne 21,6%.

Rolnictwo w gospodarce miasta ma raczej marginalne znaczenie. Obszar miasta Mrągowa charakteryzuje się przewagą gleb słabo urodzajnych w partiach centralnych. Natomiast na obrzeżu wschodnim i zachodnim, poza granicami administracyjnymi miasta, przeważają gleby urodzajne. W rymnie mrągowskiej dominują gleby o niskiej przydatności dla rolnictwa. Gleby bardziej przydatne dla rolnictwa zalegają na wysoczyźnie morenowej w pewnym oddaleniu od rymny. W obrębie miejskim gleby są na ogół zdegradowane.

Rysunek 2-2 Podmioty gospodarki narodowej wpisane do rejestru REGON, wg wybranych sekcji PKD - dane z dnia 31.12.2015



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych GUS

Mrągowo posiada wysoki potencjał turystyczny – na co wpływ ma niewątpliwie atrakcyjne położenie miasta wśród jezior i lasów Pojezierza Mrągowskiego oraz szereg oferowanych atrakcji, w tym oferta kulturalna, w tym ogólnokrajowe imprezy kulturalno-rozrywkowe, takie jak spopularyzowane przez telewizję: Piknik Country, Festiwal Kultury Kresowej, Mazurska Noc Kabaretowa. Dzięki atrakcyjnej ofercie turystyczno-wypoczynkowej Mrągowo odwiedza rokrocznie znacząca liczba turystów z całego kraju. Ugruntowana pozycja miasta na turystycznej mapie Polski, będąca w dużej mierze efektem skutecznej promocji w ogólnokrajowych mediach, stanowi ważny atut miasta w skali całego regionu.

Miasto posiada bazę noclegową udzielającą rocznie 159 577 noclegów dla 67 160 osób – wg danych GUS za 2015 r.

2.3.3 Zatrudnienie i bezrobocie

Liczba pracujących w gospodarce narodowej na terenie miasta Mrągowo w dniu 31.12.2014 r. wynosiła 5 582 osoby i wzrosła o 3,3 % w porównaniu do roku 2002, kiedy zatrudnionych było 5 403 osoby. Przedstawione dane o pracujących dotyczą osób wykonujących pracę przynoszącą im zarobek lub dochód. Nie obejmują pracujących w gospodarstwach indywidualnych, duchownych pełniących obowiązki duszpasterskie oraz osób fizycznych zatrudnionych w podmiotach gospodarczych o liczbie pracujących do 9 osób.

Na dzień 31.12.2015 r. w mieście było zarejestrowanych 1 240 bezrobotnych, w tym 684 mężczyzn i 556 kobiet. W latach 2003–2015 udział bezrobotnych zarejestrowanych w liczbie ludności w wieku produkcyjnym zmniejszył się z 20% do 8,7%. W poniższej tabeli przedstawiono charakterystykę bezrobocia w Gminie Miejskiej Mrągowo na przestrzeni lat 2011-2015.

Tabela 2-2 Bezrobocie w Gminie Miejskiej Mrągowo w latach 2011 – 2015

Rok	Zarejestrowani bezrobotni					
	Razem	w tym:				
		kobiety	bezrobotni do 30 roku życia, w tym do 25	powyżej 50 roku życia	długotrwale bezrobotni	z prawem do zasiłku
2011	1577	786	324	409	752	288
2012	1699	782	338	429	762	317
2013	1598	692	273	471	793	230
2014	1358	578	376/189	455	761	193
2015	1240	556	332/184	425	652	152

Źródło: PUP Mrągowo. „Informacja o sytuacji na rynku pracy w powiecie mrągowskim w 2015 roku

W ostatnich latach w gminie miejskiej Mrągowo zmniejszał się udział procentowy kobiet w ogóle zarejestrowanych bezrobotnych, jednak od końca 2014 roku wskaźnik ten znów wzrósł. Liczba zarejestrowanych kobiet na koniec 2015 roku wynosiła 556, co stanowiło wzrost w stosunku do 2014 roku o 1,2%. Liczba bezrobotnych będących w szczególnej sytuacji na rynku pracy na koniec grudnia ubiegłego roku wynosiła w gminie 1 082 osoby i spadła w stosunku do analogicznego okresu 2014 roku o 1%. Wśród osób będących w szczególnej sytuacji na rynku pracy 184 osoby to bezrobotni do 25 roku życia. Bezrobotni powyżej 50 roku życia stanowią duży procent w tej grupie. Bardzo dużo jest również osób zaliczanych do osób długotrwale bezrobotnych.

2.3.4 Sytuacja społeczno-gospodarcza – podsumowanie

Zmiany społeczno-gospodarcze w latach 2003 – 2015 generalnie należy ocenić jako korzystne, z uwagi na wystąpienie wielu pozytywnych symptomów.

Do najważniejszych zjawisk pozytywnych zaliczyć należy:

- obecność zakładu przemysłowego o ugruntowanej pozycji na rynku, tj. Spółdzielni Mleczarskiej „MLEKPOL” – największej spółdzielni mleczarskiej w Polsce, a także jednym z dwudziestu największych przetwórców mleka w Europie;

- znacząca liczba podmiotów gospodarczych zarejestrowanych w systemie REGON;
- stale zmniejszająca się stopa bezrobocia.

Tendencją pozytywną w strukturze zatrudnienia jest bezsprzecznie stały wzrost zatrudnienia w sektorze szeroko rozumianych usług, w którym od początku lat 90-tych następuje systematyczna przemiana strukturalna. Do 1990 r. zatrudnieni w usługach byli głównie pracownicy jednostek państwowych i spółdzielczych. Obecnie są to zasadniczo osoby prowadzące własną działalność gospodarczą, przede wszystkim w sferze turystyki i handlu. Usługi należy uznać za ten sektor gospodarki miasta, który najszybciej zaczął wychodzić z kryzysu transformacyjnego.

Również sektor przemysłu objęty został istotnymi przekształceniami własnościowymi. Zakład Produkcji Mleczarskiej w Mrągowie przy ul. Kormoranów 1, wszedł w skład Spółdzielni Mleczarskiej „MLEKPOL”, będącej jak już wyżej wspomniano największą polską spółdzielnią mleczarską oraz jednym z dwudziestu największych przetwórców nabiału w Europie, skupującej od około 14 tys. rolników i przerabiającej co roku ponad miliard dwieście milionów litrów mleka, co stanowi ponad 14% skupu tego surowca w Polsce. Natomiast do 2013 roku właścicielem zakładu odzieżowego Warmia SA był Skarb Państwa, obecnie jest to również prywatny inwestor.

2.4 Ogólna charakterystyka infrastruktury budowlanej

Obiekty znajdujące się na terenie miasta różnią się wiekiem, technologią wykonania, przeznaczeniem i wynikającą z powyższych parametrów energochłonnością. Na terenie całego miasta wyróżnić należy:

- budynki mieszkalne,
- obiekty użyteczności publicznej,
- obiekty usługowe i przemysłowe - podmioty gospodarcze.

Poniższy opis ilustruje, jak kształtowały się standardy ocieplenia budynków budowanych w poszczególnych latach. Po roku 1993 nastąpiła znaczna poprawa parametrów energetycznych nowych budynków i redukcja strat ciepła.

2.4.1 Zabudowa mieszkaniowa

O jakości życia w mieście świadczą też wskaźniki dotyczące zasobów mieszkaniowych. Wg stanu na koniec roku 2014 w Mrągowie było 1 885 budynków mieszkalnych. Zasoby miasta Mrągowo z końcem roku 2014 wynosiły 8 487 mieszkań o łącznej powierzchni użytkowej 539 427 m² (wg danych GUS). W porównaniu do roku 2002 liczba mieszkań w mieście wzrosła o 872. Wskaźnik powierzchni mieszkalnej przypadającej na jednego mieszkańca wyniósł w 2014 r. 24,4 m² i wzrósł w odniesieniu do 2002 r. o 2,9 m²/osobę. Średni metraż przeciętnego mieszkania wynosi 63,56 m² (2014 r.). W tym samym roku średni metraż mieszkania w województwie wyniósł 67,95 m². Liczba mieszkań na 1 000 mieszkańców wynosi 383,4 i jest wyższa niż średnio w miastach województwa warmińsko-mazurskiego, gdzie wynosi 347,1 mieszkań. W zasobie gminy pozostaje 701 mieszkań

komunalnych o łącznej powierzchni użytkowej 30 114 m², z czego 136 mieszkań o łącznej powierzchni użytkowej 5 083 m² stanowi mieszkania socjalne.

Znikoma jest ilość mieszkań niezamieszkałych w zasobie gminy, klasyfikowana przez GUS jako tzw. pustostany, których liczba nie przekracza kilkunastu sztuk. Spośród zasobów mieszkaniowych miasta 99,9% wyposażonych jest w instalację wodociągową, 96,8% – w łazienkę, zaś 92,5% posiada instalację centralnego ogrzewania.

Stan techniczny budynków komunalnych uzależniony jest w głównej mierze od ich wieku, a ponadto zależy od struktur własnościowych występujących w mieście. Spółdzielnie mieszkaniowe i wspólnoty mieszkaniowe tworzą własne fundusze remontowe, mieszkania komunalne otrzymują dotacje na remonty z budżetu miasta, zaś w mieszkaniach prywatnych lokatorzy sami finansują remonty.

Ogólna ocena stanu aktualnego zasobów mieszkaniowych w mieście Mrągowo jest w zasadzie bardzo podobna do sytuacji na terenie całego kraju. Generalnie w całym mieście zastosowane technologie w budynkach zmieniały się wraz z upływem czasu i rozwojem technologii wykonania materiałów budowlanych, począwszy od najstarszych budynków, w których zastosowano mury wykonane z cegły wraz z drewnianymi stropami, kończąc na budynkach najnowocześniejszych, gdzie zastosowano maksymalne ocieplenie przegród budowlanych materiałami termoizolacyjnymi. Występują także budynki starsze, w których wykonano prace termomodernizacyjne (ocieplenie stropodachów, ocieplenie ścian szczytowych i osłonowych, wymiana okien na zespolone, wymiana lokalnego źródła ciepła na wysokosprawne, modernizacja instalacji grzewczej). W tabeli 2-3 przedstawione zostały najważniejsze informacje dotyczące zasobów mieszkaniowych.

Na podstawie diagnozy stanu aktualnego zasobów mieszkaniowych w Mrągowie można stwierdzić, że:

- istnieje duży potencjał zaoszczędzenia energii cieplnej ze względu na niski poziom termomodernizacji w budynkach mieszkalnych,
- generalnie należy dążyć do stymulowania i zachęcania do oszczędzania energii w budynkach mieszkalnych, co może odbywać się za pomocą uświadamiania społeczeństwa poprzez prowadzenie różnorodnych akcji (organizowanie na ten temat spotkań, przedstawiania problemów w lokalnej prasie, rozsyłanie ulotek), a także poprzez prowadzenie punktu informacyjno-doradczego w urzędzie miasta,
- w budownictwie jednorodzinnym i wielorodzinnym należy dążyć do wymiany niesprawnych źródeł węglowych na proekologiczne.

Tabela 2-3 Statystyka mieszkaniowa z lat 1996 - 2014 dotycząca miasta Mrągowo

Rok	Ilość mieszkań	Powierzchnia użytkowa	Mieszkania oddane do użytku	Mieszkania oddane do użytku - powierzchnia użytkowa
	szt.	m ²	szt.	m ²
1995	6 597	376 029	99	8 123
1996	6 711	383 443	118	7 628
1997	6 795	389 193	87	5 871
1998	6 878	394 456	91	5 583

Rok	Ilość mieszkań	Powierzchnia użytkowa	Mieszkania oddane do użytku	Mieszkania oddane do użytku - powierzchnia użytkowa
	szt.	m ²	szt.	m ²
1999	6 910	396 644	38	2 515
2000	7 061	404 789	154	8 316
2001	7 298	416 908	242	12 306
2002	7 615	474 016	72	4 990
2003	7 686	481 825	89	8 480
2004	7 701	484 176	54	4 894
2005	7 745	487 002	52	3 872
2006	7 836	492 480	95	6 049
2007	7 962	501 398	130	9 645
2008	8 068	508 390	106	6 992
2009	8 143	514 689	75	6 299
2010	8 134	516 689	64	5 271
2011	8 291	526 456	157	9 767
2012	8 337	530 118	47	3 707
2013	8 384	533 271	47	3 153
2014	8 487	539 427	119	7 007

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych GUS

2.4.2 Budynki użyteczności publicznej

Na terenie miasta znajdują się budynki użyteczności publicznej o zróżnicowanym przeznaczeniu, wieku i technologii wykonania. W skład tych obiektów wchodzi:

- obiekty służby zdrowia (Powiatowy Szpital im. Michała Kajki, przychodnie, apteki),
- obiekty oświaty i nauki (Przedszkole Publiczne Nr 1 „Stokrotka”, Przedszkole Publiczne Nr 2 „Bajka”, Zespół Szkół Nr 1, Zespół Szkół Nr 2 im. Władysława Jagiełły, Zespół Szkół Nr 4 im. Gen. Stefana Grota Roweckiego, Gimnazjum Nr 1, Zespół Szkół Zawodowych, I Liceum Ogólnokształcące im. Obrońców Westerplatte, Zespół Oświatowo-Sportowy „Baza”, Zespół Szkół Specjalnych, Zespół Szkół Rolniczych),
- obiekty zabytkowe (ratusz - obecnie oddział Muzeum Warmii i Mazur, kościół ewangelicki z XVIII w., zabudowa z przełomu XIX i XX w.),
- inne budynki należące do miasta i powiatu (Młodzieżowy Dom Kultury, Miejski Ośrodek Pomocy Społecznej, Centrum Kultury i Turystyki, Powiatowy Urząd Pracy).

2.4.3 Obiekty przemysłowe, handel i usługi

Firmy usługowe znajdujące się na terenie miasta Mrągowa: 606 firm handlowych, 144 przedsiębiorstwa z branży transportu i łączności, 262 przedsiębiorstwa budowlane, 167 zakładów usługowych, w tym zakładów ślusarskich, krawieckich, stolarskich, salonów fryzjerskich, pralni i innych. Łącznie w systemie REGON w 2015 roku zarejestrowanych było 2418 podmiotów, z których przeważająca większość działała w sektorze prywatnym.

3 Systemy energetyczne

3.1 System ciepłowniczy

3.1.1 Miejski system ciepłowniczy

Wytwarzaniem ciepła sieciowego i jego zdalaczną dostawą zajmuje się Miejska Energetyka Ciepła Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością w Mrągowie, będąca własnością Miasta Mrągowa, które posiada 100% udziałów w wymienionej spółce. Przedmiotem działalności przedsiębiorstwa jest wytwarzanie i zaopatrywanie w parę wodną i gorącą wodę - 35.30.Z wg PKD. Wymienione przedsiębiorstwo energetyczne posiada koncesje:

- na wytwarzanie ciepła WCC/82/329/U/3/98/ZJ z dn. 23 września 1998 r., z późniejszymi zmianami
- na przesyłanie i dystrybucję ciepła PCC788/329/U/3/98/ZJ z dn. 23 września 1998 r., z późniejszymi zmianami

Źródłem ciepła zasilającym miejski system ciepłowniczy jest Kotłownia Rejonowa zlokalizowana przy ul. Kolejowej 4B. Moc zainstalowana i osiągalna kotłowni wynosi 40,7 MWt. Źródło ciepła jest wyposażone w następujące podstawowe urządzenia wytwórcze:

- kocioł WR 5 nr 3,
- kocioł WR 10-12 nr 4,
- kocioł WR 10-12 nr 5,
- kocioł WR 10-12 nr 6.

Parametry techniczne podstawowych urządzeń wytwórczych zainstalowanych w Kotłowni Rejonowej przy ul. Kolejowej 4B zebrano w poniższej tabeli.

Tabela 3-1 Parametry techniczne kotłów zainstalowanych w Kotłowni Rejonowej MEC Mrągowo

Lp	Dane Techniczne	Jedn.	Wartość parametru lub opis			
1	2	3	4	5	6	7
1.	Ogólne	-	K3	K4	K5	K6
1.1.	- wytwórca	-	Sędziszowska Fabryka Kotłów			
1.2.	- typ i rodzaj kotła		WR-5-022	WR-10-012	WR-10-012	WRN 10-012
1.3.	- numer fabryczny	-	1040320	1032394	1032396	1032395
1.4.	- numer rejestracyjny	-	N 2215000345	N 2215000381	N 2215000312	N 2215000337
1.5.	- rok budowy kotła	-	1980	1984/1985	1984/1885	1984/1985
2.	Kotły					
2.1.	- pow. ogrzew. kotła	m ²	490	740	740	740
2.2.	- wydajność trwała	GJ/h	5	10	10	10
2.3.	- wydajność trwała	MW	5,8	11,6	11,6	11,6
2.5.	- pojemność wodna kotła	m ³	3,1	5,14	5,14	5,14
2.6.	- temperatura wylotowa		150	150	150	150
2.7.	- min temperatura wody zasilającej	V	70	70	70	70
2.8.	- ciśnienie znamionowe	MPa	1,2	1,6	1,6	1,6
2.9.	- max ciśnienie wody za kotłem	MPa	1,2	1,2	1,2	1,2
2.10.	- przepływ wody podczas pracy	t/h	64	128	126	128
2.11.	- sprawność nominalna	%	80	78	78	78

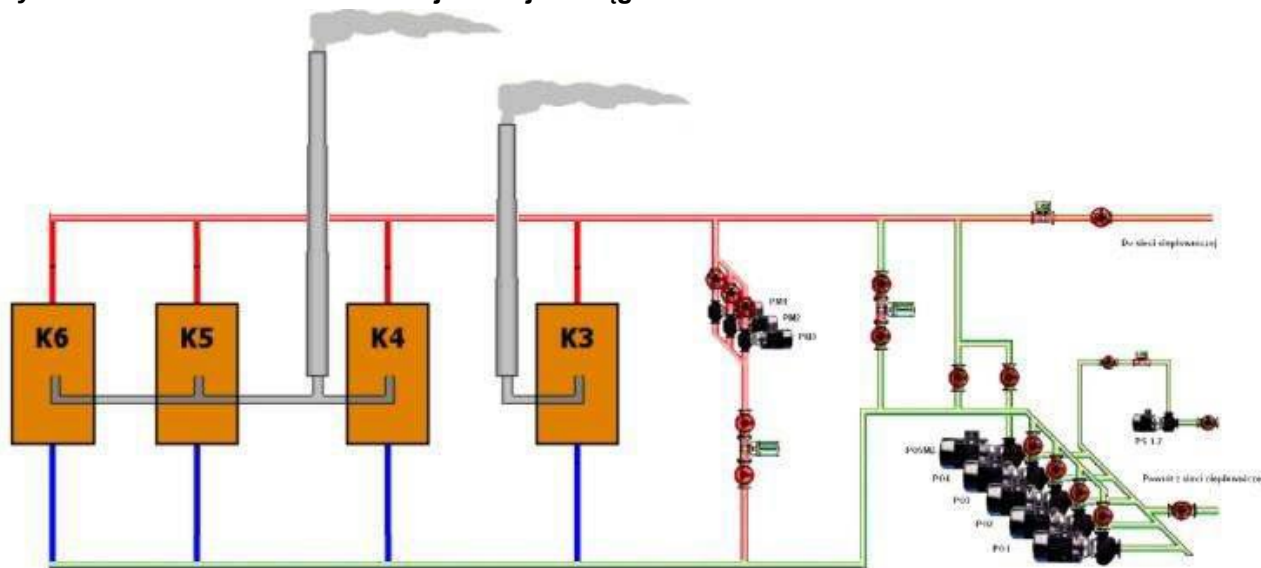


Lp	Dane Techniczne	Jedn.	Wartość parametru lub opis			
1	2	3	4	5	6	7
3.	Instalacja odprowadzenia spalin					
3.1.	- ilość spalin za kotłem	Nm ³ /min	250	38 C	380	38C
3.2.	- ilość spalin za kotłem	Nm ³ /h	15800	22850	22850	22850
3.3.	Urządzenia odpylające wstępne	typ/rok zainstalowania	MOSx12 /maj 2015r.	MOSx24 /grudzień 2013r.	MOSx24 /grudzień 2013r.	MOSx24 /maj 2015r.
	Urządzenia odpylające / data modernizacji	typ/rok zainstalowania	Multicyklon 2x68x205/ maj 2015r.	Multicyklon 2x64x205 /grudzień 2013r.	Multicyklon 2x64x205 /grudzień 2013r.	Multicyklon 2x 64x205 /maj 2015r.
3.4.	- elektrofiltry, filtry workowe	szt	-	-	-	-
3.5.	- wentylatory wyciągowe	szt	1	1	1	1
3.6.	- typ	-	WPWs63/1,8	WFWDs55/1,8	WPWDs55/1,8	WPWDs55/1,8
3.7.	- wydajność	Nm ³ /h	27000	43200	43200	43200
3.8.	- moc	kW	22	55	55	55
3.9.	- spręż całkowity	mm H ₂ O	200	340	340	340
3.10.	- obroty	obr/min	881	1440	1440	1440
3.11.	- napięcie zasilania	V	400	400	400	400
3.12.	- sterowanie	-	falownik	falownik	falownik	falownik
4.	Wentylatory podmuchowe					
4.1.	- wytwórca	-	FW „OWENT”	FW „OWENT”	FW „OWENT”	FW „OWENT”
4.2.	-typ	-	b.d.	WWOax-63	WWOax-63	WWOax-63
4.3.	- wentylatory podmuchowe	szt	1	1	1	1
4.4.	- wydajność	m ³ /h	b.d.	21600	21600	21600
4.5.	- spręż całkowity	mm H ₂ O	b.d.	150	150	150
4.6.	- moc	kW	4	15	15	15
4.7.	- obroty	obr/min	970	1470	1470	1470
4.8.	- napięcie zasilania	V	400	400	400	400
4.9.	- sterowanie	-	falownik	falownik	falownik	falownik
5.	Wentylator powietrza wtórnego					
5.1.	- wytwórca	-	MAWENT	MAWENT	MAWENT	MAWENT
5.2.	- typ	-	WPO-8	WPO-8	WP-25L/1	WPO-8
5.3.	- wydajność	m ³ /h	252	252	252	252
5.4.	- spręż całkowity	mm H ₂ O	145	145	145	145
5.5.	- moc	kW	0,37	0,37	0,37	0,37
5.6.	- obroty	obr/min	2880	2880	2880	2880
5.7.	- napięcie zasilania	V	400	400	400	400
5.8.	- sterowanie	-	-	-	-	-
6.	Ruszt					
6.1.	- producent		ZUK Stomporków			
6.2.	- typ	-	RTS-1845	RTW -2560	RTW -2560	RTW -2560
6.3.	- rodzaj	-	taśmowy	taśmowy	taśmowy	taśmowy
6.4.	- szerokość użyteczna	m	1,8	2,5	2,5	2,5
6.5.	- długość użyteczna	m	4,5	6,0	6,0	6,0
6.6.	- powierzchnia użytkowa	m ²	8,1	15	15	15
6.7.	- ilość stref podmuchowych	szt.	5	6	6	7/modernizacja skrzyni podmuchowej w 2015r.
6.8.	- napęd	-	2,2kW 1450 obr/min	2,2kW 1450 obr/min	2,2kW 1450 obr/min	2,2kW 1450 obr/min
7.	Paliwo					
7.1.	- rodzaj	-	węgiel kamienny	węgiel kamienny	węgiel kamienny	węgiel kamienny
7.2.	- sortyment (PN-82/C-97001)	-	M-II	M-II	M-II	M-II
7.3.	- klasa (PN-82/C-97003)	-	A23/18/12	A23/18/12	A23/18/12	A23/18/12
7.4.	- granulacja	mm	0-20	0-20	0-20	0-20
7.5.	- popiół	%	<16	<16	<16	<16
7.6.	- zawartość wilgoci	%	<14	<14	<14	<14
7.7.	- zawartość części lotnych	%	>38	>38	>38	>38
7.8.	- wartość opałowa	MJ/kg	21-23	21-23	21-23	21-23
7.9.	- ilość spalnego paliwa przy max wydajności	kg/h	1400	2460	2460	2460

Źródło: Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o.

Uproszczony schemat Kotłowni Rejonowej w Mrągowie przedstawia rys. 3-1.

Rysunek 3-1 Schemat Kotłowni Rejonowej w Mrągowie



Źródło: Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o. o.

Kotłownia Rejonowa zasila system ciepłociągów o całkowitej długości 24 169,4 mb. Rurociągi ciepłownicze wykonane w technologii kanałowej osiągnęły dojrzały wiek eksploatacyjny, sięgający 35 lat. Od wielu lat systematycznie powiększa się udział nowoczesnych ciepłociągów wykonanych w technologii elementów preizolowanych. Poszczególne odcinki tej sieci są eksploatowane przez okres od 1 do 22 lat. Charakterystykę strukturalną sieci ciepłowniczej na obszarze Gminy Miejskiej Mrągowo przedstawiono w tabeli 3-2.

Straty ciepła zanotowane w sieci ciepłowniczej w roku 2011 wyniosły 7,65%, co jest wynikiem dobrym w porównaniu do innych podobnych przedsiębiorstw w skali kraju. Ubytki wody sieciowej w roku 2011 wyniosły poniżej 0,3 m³/h, co jest wielkością porównywalną z wielkością ubytków w latach 2006 - 2014. Obecnie w Mrągowie eksploatuje się 189 węzłów cieplnych wyposażonych w pompy elektroniczne, z których 144 węzły są włączone do sieci telemetrycznej MEC Mrągowo z możliwością sterowania zdalnego. Szczegółowe dane dotyczące poziomu strat ciepła i nośnika ciepła w sieci ciepłowniczej przedstawiono w tabeli 3-3.

Miejski system ciepłowniczy w Mrągowie podlega ustawicznym procesom rozwoju i modernizacji. W latach 2012-2016 w roku zmodernizowano instalacje odpylania kotłów nr 3, 4, 5 i 6 oraz zmodernizowano pomieszczenia Kotłowni Rejonowej. Zlikwidowano grupowy węzeł cieplny przy ul. Wolności i Młynowej oraz wymieniono sieć ciepłą na Osiedlu Grunwaldzkim. W 2012 r. wybudowano nowe przyłącza do obiektów: os. Mazurskie 1A, ul. Mrongowiusza 73, ul. Wojska Polskiego 17, ul. Brzozowa 16, ul. Bohaterów Warszawy 13, ul. Kolejowa 2C, ul. Kopernika 4. W 2013 r. wybudowano nowe przyłącza do obiektów: os. Piaskowe 4H, ul. Warszawska 26, ul. Wojska Polskiego 15, ul. Ratuszowa 1A, ul. Oficerska 4A, ul. Kolejowa 13, ul. Kopernika 1, ul. Żeromskiego 3/5 i os. Grunwaldzkie 14A. Nadto w 2014 r. wybudowano nowe przyłącza do obiektów: ul. Warszawska 14B, ul. Woj-

ska Polskiego 25, ul. Młynowa 1B oraz ul. Piaskowa 4G, zaś w 2015 r. wybudowano nowe przyłącza do obiektów: ul. Piaskowa 4F, ul. Królewiecka 40B i C, ul. Wojska Polskiego 22C, ul. Wojska Polskiego 7/9, ul. Brzozowa 24A i ul. Kajki 8.

Tabela 3-2 Struktura sieci ciepłowniczej w Mrągowie

Rodzaj	Średnica [Dn]	Długość [mb.]	Wiek	Stan techniczny
Preizolowana	20	8,10	Od 1994 r. do 2015 r.	Dobry
	25	178,50		
	32	610,10		
	40	1 389,10		
	50	2 141,90		
	65	2 809,50		
	80	1 933,00		
	100	2 231,75		
	125	1 841,35		
	150	233,60		
	200	3 835,50		
	250	1 159,00		
	300	905,00		
Kanałowa	32	35,00	Od 1981r. do 1993 r.	Dobry
	40	96,40		
	50	74,80		
	65	184,00		
	80	493,00		
	100	1 829,00		
	125	908,00		
	150	311,50		
	200	62,50		
	250	444,80		
Napowietrzna	150	218,50	Od 1978 r. do 1987 r.	Dobry
	350	235,50		

Źródło: Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o.

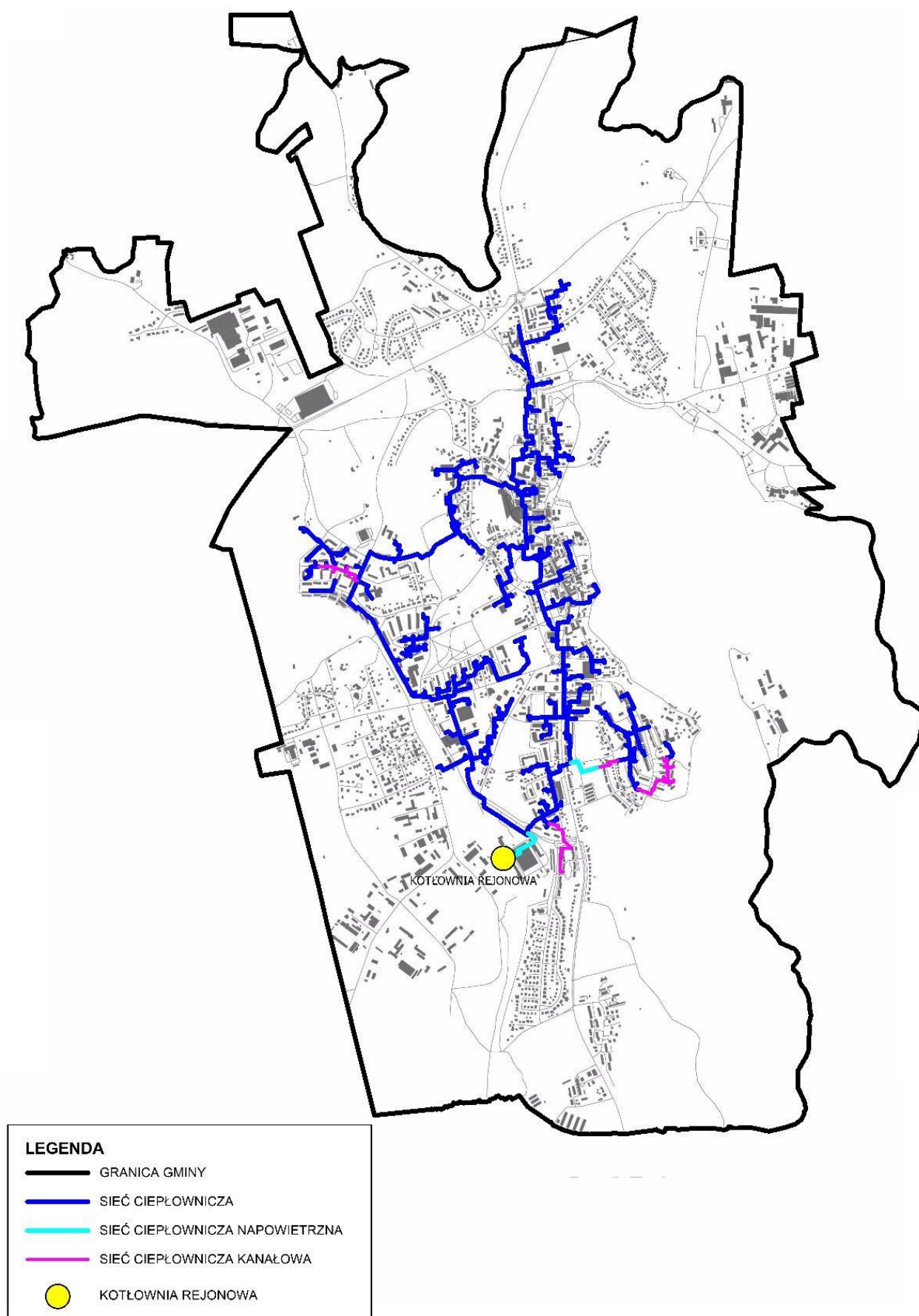
Tabela 3-3 Straty ciepła i ubytki wody w sieci ciepłowniczej MEC Sp. z o.o.

Rok	Ciepło [GJ]	Woda [m ³]
2012	12 999	1 480
2013	13 036	1 776
2014	12 009	1 575
2015	12 122	1 422

Źródło: Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o.

Na rysunku poniżej przedstawiono schematycznie obecny kształt miejskiego systemu ciepłowniczego w Mrągowie.

Rysunek 3-2 Miejski system ciepłowniczy w Mrągowie



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych MEC Sp. z o.o.

3.1.2 Odbiorcy ciepła i jego zużycie

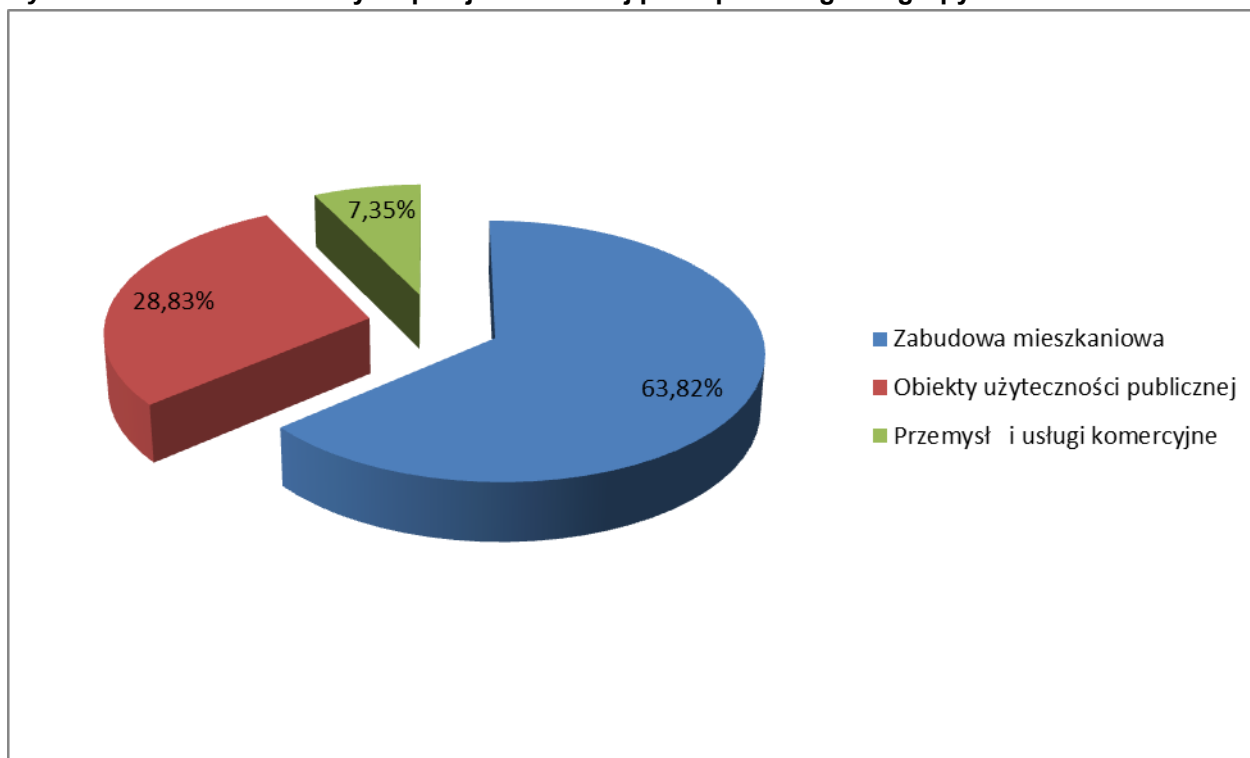
Moc zamówiona przez odbiorców wynosi obecnie nieco ponad 25,57 MW, z czego na potrzeby centralnego ogrzewania przypada 19,03 MW, zaś 6,42 MW to moc zamówiona na potrzeby wytwarzania ciepłej wody użytkowej. Potrzeby technologiczne stanowią marginalną wielkość w bilansie mocy zamówionej z Kotłowni Rejonowej (KR) przy ul. Kolejowej 4B, która wynosi 0,12 MW. W 2015 r. moc zamówiona z Kotłowni Rejonowej w podziale na grupy odbiorców kształtowała się jak następuje:

Tabela 3-4 Moc cieplna zamówiona z KR z podziałem na grupy odbiorców

Grupa odbiorców	CO	CWU	Technologia
	MW	MW	MW
Zabudowa mieszkaniowa	8,402	5,2087	0
Obiekty użyteczności publicznej	5,729	0,299	0,12
Przemysł i usługi komercyjne	1,568	0	0

Źródło: Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o.

Rysunek 3-3 Struktura mocy cieplnej zamówionej przez poszczególne grupy odbiorców w 2015 r.

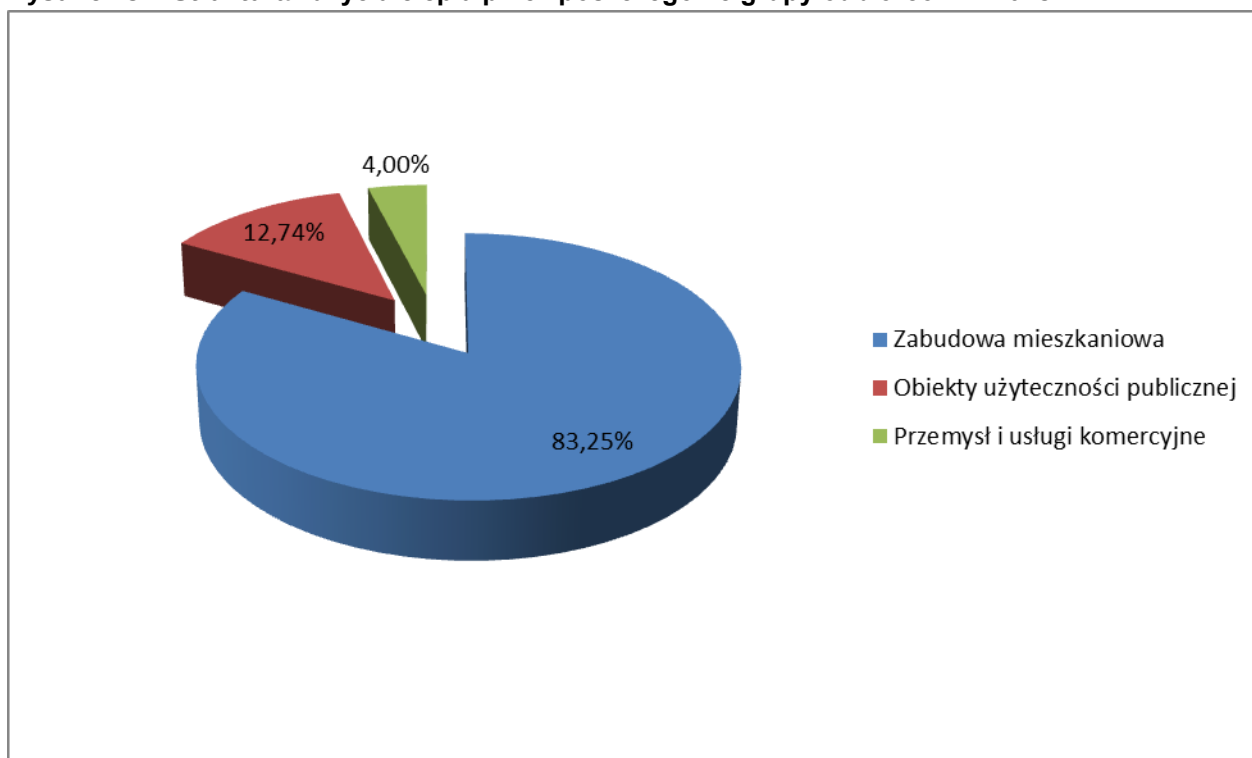


Źródło: opracowanie własne na podstawie danych MEC Sp. z o.o.

Tabela 3-5 Produkcja i sprzedaż z sieci MEC Sp. z o.o. w latach 2011 – 2015 wraz ze strukturą

Rok	Odbiorca	Produkcja	Sprzedaż
		GJ	GJ
2011	Zabudowa mieszkaniowa	187 012	163 197,9
	Obiekty użyteczności publicznej		6 831,1
	Przemysł i usługi komercyjne		
2012	Zabudowa mieszkaniowa	198 481	172 852,7
	Obiekty użyteczności publicznej		7 027,2
	Przemysł i usługi komercyjne		
2013	Zabudowa mieszkaniowa	199 063	173 275,6
	Obiekty użyteczności publicznej		6 712,7
	Przemysł i usługi komercyjne		
2014	Zabudowa mieszkaniowa	182 154	137 400,6
	Obiekty użyteczności publicznej		20 994,2
	Przemysł i usługi komercyjne		6 211,3
2015	Zabudowa mieszkaniowa	177 318	132 664,3
	Obiekty użyteczności publicznej		20 307,6
	Przemysł i usługi komercyjne		6 378,0

Źródło: Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o.

Rysunek 3-4 Struktura zużycia ciepła przez poszczególne grupy odbiorców w 2015 r.


Źródło: opracowanie własne na podstawie danych MEC Sp. z o.o.

Jak z powyższego wynika najpoważniejszym odbiorcą ciepła sieciowego na obszarze Mrągowa jest mieszkalnictwo, zamawiające blisko 2/3 mocy cieplnej i zużywające ponad 80% ciepła dostarczanego za pośrednictwem systemu. Świadczy to o stosunkowo wysokim udziale dostaw ciepła dla gospodarstw domowych z przeznaczeniem do wytwarzania cwu, jak również o podejmowaniu działań proefektywnościowych przez odbiorców mogących czasowo obniżać temperaturę ogrzewanych pomieszczeń.

3.1.3 Plany rozwoju przedsiębiorstw energetycznych

Istniejące źródło dysponuje rezerwą mocy i istnieje możliwość zwiększenia dostaw ciepła sieciowego dla odbiorców. MEC Sp. z o.o. rokrocznie przyłącza kilku nowych odbiorców ciepła jednak nie przekłada się to na wzrost mocy zamówionej przez odbiorców, ponieważ równolegle już przyłączeni odbiorcy w wyniku działań termomodernizacyjnych ograniczają moc zamówioną. W ocenie MEC Sp. z o.o. ta tendencja utrzyma się w latach następnych. W szczególności, w „Wieloletnim planie modernizacji i rozwoju urządzeń ciepłowniczych Miejskiej Energetyki Ciepłej Spółka z o.o. w Mrągowie na lata 2016 - 2020” przewidziano sukcesywną wymianę przestarzałych sieci kanałowych i napowietrznych o stosunkowo wysokich stratach ciepła na przesyle, na sieci budowane w technologii ciepłociągów preizolowanych, które to w chwili obecnej posiadają najniższy współczynnik strat, tj. około 30 W/m². Równocześnie z wymianą sieci przewidziano modernizację węzłów cieplnych oraz rozbudowę sieci monitoringu w celu zdalnego sterowania, odczytu i rejestracji parametrów. Kotły będą sukcesywnie modernizowane i wyposażane w nowe technologie. Urządzenia kotłowni będą modernizowane na wydajniejsze i sprawniejsze. Ponadto MEC Sp. z o.o. planuje w najbliższym czasie ustawicznie przyłączać nowych odbiorców do istniejącego systemu ciepłowniczego.

W szczególności w 2016 r. zaplanowano realizację następujących zadań inwestycyjnych:

1. Przebudowa sieci i przyłączenie os. Parkowego - I etap;
2. Budowa 5 szt. węzłów cieplnych na os. Parkowym i 1 szt. na pl. Kajki 8;
3. Wymiana przyłącza os. Mazurskie 12;
4. Wymiana przyłącza os. Mazurskie 14;
5. Budowa sieci i przyłączy na ul. Leśna Droga;
6. Budowa 2 szt. węzłów cieplnych przy ul. Leśna Droga;
7. Budowa przyłącza i węzła: ul. 8-maja, ul. Szkolna 4, ul. Oficerska.

W 2017 r. zaplanowano realizację następujących zadań inwestycyjnych:

1. Budowa sieci i przyłączy do budynków Plutonowa 3A, 5, 11;
2. Budowa przyłącza i węzła cieplnego - Moniuszki 5/7/9;
3. Zakup i montaż tlenomierza wody sieciowej;
4. Budowa przyłącza i węzła cieplnego - Mrongowiusza 50;
5. Zmiana odgazowywacza z termicznego na próżniowy;
6. Budowa węzłów w budynkach Plutonowa 3A, 5, 11.

W 2018 r. zaplanowano realizację następujących zadań inwestycyjnych:

1. Ułożenie kabla monitorującego Wojska Polskiego 25 do Dziękczynej 1A;
2. Wymiana sieci os. Grunwaldzkie - etap 5;
3. Modernizacja stacji uzdatniania wody.

W 2019 r. zaplanowano realizację następujących zadań inwestycyjnych:

1. Wymiana sieci os. Grunwaldzkie - etap 6;
2. Wymiana sieci napowietrznej os. Grunwaldzkie z likwidacją skrzyżowania;
3. Budowa przyłącza i węzła cieplnego os. Mazurskie 24;
4. Budowa przyłącza i węzła cieplnego os. Mazurskie 25.

W 2020 r. zaplanowano realizację następujących zadań inwestycyjnych:

1. Wymiana sieci os. Mazurskie;
2. Wymiana sieci os. 18-23

3. Modernizacja kotła Nr 3 w celu zmniejszenia mocy;

4. Wymiana sieci os. Parkowe etap 2.

Ponadto w latach 2017-2020 zaplanowano sukcesywne ponoszenie nakładów na przyłączenia nowych odbiorców w wysokości 150 tys. zł rocznie.

Spółka przewiduje sfinansowanie wykonania całego zakresu zamierzeń w ramach odpisów amortyzacyjnych, tak aby nie powodować istotnego wzrostu kosztów produkcji ciepła. Ogółem w latach 2016÷2020 MEC Sp. z o.o. planuje realizację zadań na kwotę 4 570 400 zł. Celem planowanych zamierzeń jest poprawa niezawodności funkcjonowania systemu ciepłowniczego, wzrost zadowolenia mieszkańców z jakości świadczonych usług, odtworzenie majątku Spółki, zapobieganie degradacji technicznej sieci oraz ograniczenie emisji pyłów do atmosfery i wreszcie podniesienie wartości przedsiębiorstwa Spółki.

Przewiduje się korygowanie powyższych zamierzeń na etapie konstruowania rocznych planów finansowo-rzeczowych, tak aby osiągnąć pełną korelację z zamierzeniami inwestycyjnymi Gminy oraz planami rozbudowy miasta. Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. wnioskuje iż plan zaopatrzenia gminy w energię powinien nakazywać obowiązek przyłączania się budynków w obrębie sieci ciepłej do ciepła sieciowego. Natomiast obrzeża miasta (zabudowa indywidualna) powinny być zarezerwowane dla gazu i oleju opałowego, jako nośnika energii. Pozwoliłoby to na perspektywiczne dobieranie optymalnych przekrojów sieci ciepłej, nie generując zbędnych kosztów zarówno po stronie MEC jak i innych dostawców nośników energii, zaś mieszkańcom miasta gwarantowałoby to niską cenę ciepła.

3.1.4 Ocena stanu zaopatrzenia miasta w ciepło

Na terenie miasta funkcjonuje miejski system ciepłowniczy zapewniający pokrycie zapotrzebowania na ciepło znaczącej części mieszkańców oraz sektora użyteczności publicznej. Istniejące rezerwy mocy zainstalowanej w Kotłowni Rejonowej umożliwiają pokrycie zapotrzebowania potencjalnych nowo przyłączanych odbiorców w długookresowym horyzoncie czasowym. Transport nośnika ciepła do odbiorców końcowych odbywa się za pomocą stale rozbudowywanych sieci ciepłowniczych. Sieć ciepłownicza podlega nieustannej modernizacji, w szczególności odcinki sieci wykonane w przestarzałej technologii kanałowej są konsekwentnie wymieniane na nowoczesne sieci w technologii preizolowanej, co zmniejsza poziom strat ciepła i przyczynia się do poprawy bezpieczeństwa funkcjonowania systemu.

W tej sytuacji zasadniczym zagrożeniem dla funkcjonowania systemu eksploatowanego przez Miejską Energetykę Ciepłą Sp. z o.o. w Mrągowie są kwestie związane z zapewnieniem ekonomicznej konkurencyjności zdalaczynnej dostawy ciepła dla obszaru swojego działania. Regulacje w zakresie systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych w perspektywie najbliższych kilku lat mogą wpłynąć na wzrost kosztów ciepła wytwarzanego z paliwa węglowego. Warunkiem dalszego rozwoju systemu sieciowej dostawy ciepła na obszarze Mrągowa jest utrzymanie konkurencyjnej relacji cen ciepła i jego dostawy w stosunku do cen gazu i opłat za przesyłanie i dystrybucję paliwa gazowego.

3.2 System gazowniczy

3.2.1 Informacje ogólne

Operatorem Systemu Dystrybucyjnego gazowego na terenie Mrągowa jest Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. Oddział w Gdańsku Zakład w Olsztynie.

Źródłem gazu dla miasta Mrągowa jest stacja wysokiego ciśnienia (I stopnia) w Marcinkowie o przepustowości $Q=3150 \text{ m}^3/\text{h}$. Stacja ta zasila dwie stacje systemowe średniego ciśnienia (II stopnia) na terenie miasta Mrągowa i jedną stację w Marcinkowie, która zasila odbiorców gazu w mieście Mrągowa. Charakterystykę stacji gazowych przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 3-6 Charakterystyka stacji gazowych wg stanu na dzień 31.12.2015 r.

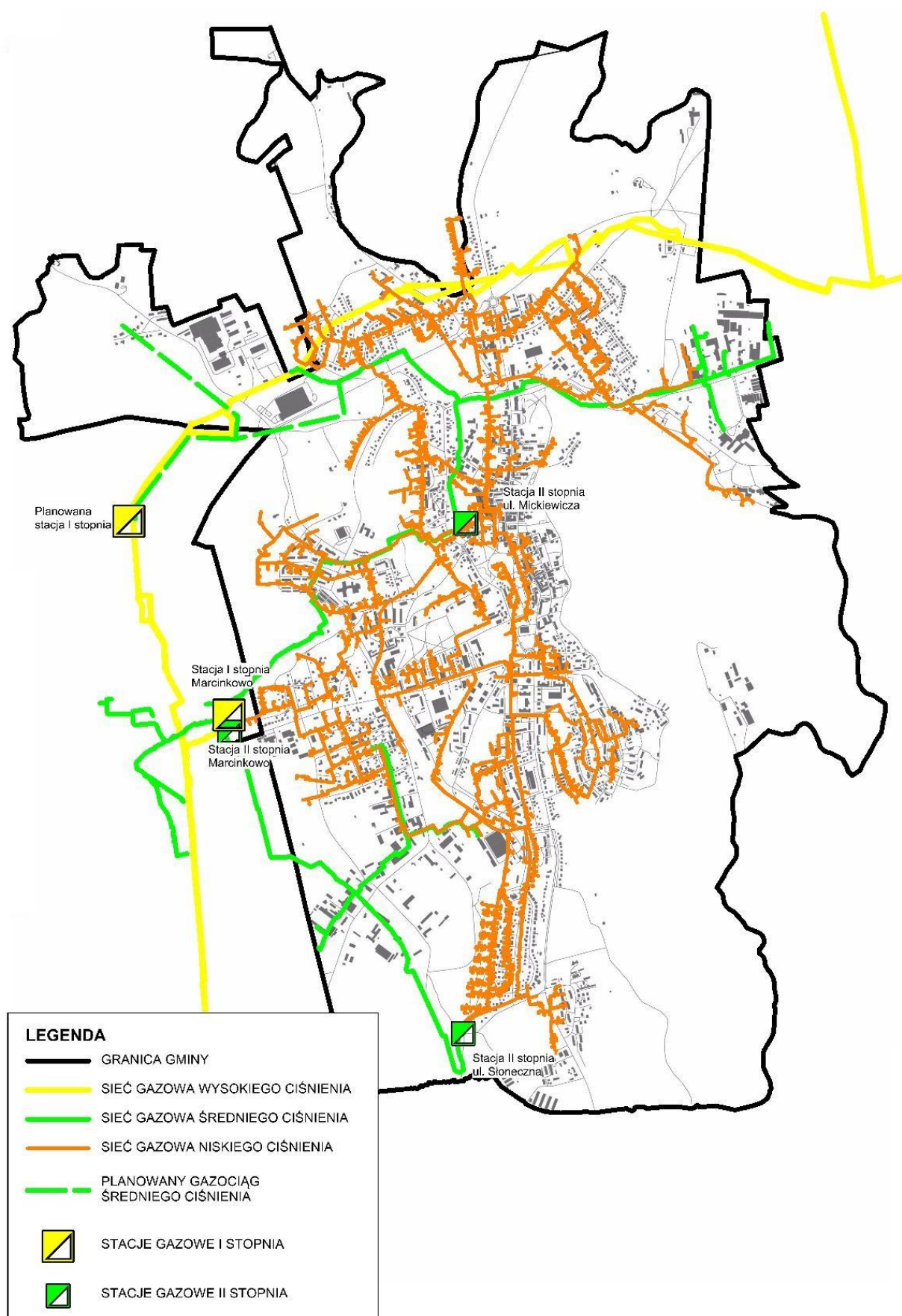
Stacja gazowa	Adres	Rodzaj	Przepustowość [m^3/h]	Rok budowy/modernizacji	Stan techniczny
Wysokiego ciśnienia (I stopnia)	Marcinkowo dz.12-420/1	redukcyjno-pomiarowa	3150	1976/2004	bardzo dobry
Średniego ciśnienia (II stopnia)	Marcinkowo dz.12-420/1	redukcyjno-pomiarowa	650	1994	dobry
Średniego ciśnienia (II stopnia)	Mrągowo ul. Mickiewicza dz. 4-170/19	redukcyjno-pomiarowa	2500	1975/2007	bardzo dobry
Średniego ciśnienia (II stopnia)	Mrągowo ul. Słoneczna dz. 8-284/7	redukcyjno-pomiarowa	1600	1990	dobry

Źródło: PSG sp. z o.o. Oddział w Gdańsku Zakład w Olsztynie

Gaz ziemny jest pobierany z gazociągu przesyłowego wysokiego ciśnienia w stacji redukcyjno-pomiarowej I stopnia i po redukcji ciśnienia paliwo gazowe jest przesyłane rurociągami średniego ciśnienia do stacji redukcyjno-pomiarowych II stopnia, skąd po kolejnej redukcji ciśnienia gaz jest transportowany do odbiorców za pomocą sieci rozdzielczej niskiego ciśnienia. Gaz rozprowadzany jest na terenie całego miasta siecią o łącznej długości (bez czynnych przyłączy gazowych) 65 610 m, w tym 5 445 m sieci wysokiego ciśnienia, 11 483 m sieci rozdzielczej średniego ciśnienia i 48 682 m sieci rozdzielczej niskiego ciśnienia. Na obszarze Mrągowa eksploatowanych jest 2 150 czynnych przyłączy gazowych o łącznej długości 33 638 m, w tym 2 109 przyłączy niskiego ciśnienia o łącznej długości 32 765 m oraz 49 przyłączy średniego ciśnienia o łącznej długości 873 m. Wymienione dane liczbowe dotyczą stanu na koniec 2015 r.

Operator Systemu Dystrybucyjnego prowadzi stałą rozbudowę systemu na obszarze Gminy Miejskiej Mrągowa. W latach 2012÷2015 wybudowano 7 548,7 m gazociągów, w tym 3 001 m gazociągów wysokiego ciśnienia, 2 468,7 m gazociągów średniego ciśnienia i 2 079 m gazociągów niskiego ciśnienia, a także 97 szt. przyłączy gazowych o łącznej długości 1 723 m, w tym 87 przyłączy niskiego ciśnienia o łącznej długości 1 471,5 m oraz 10 przyłączy średniego ciśnienia o łącznej długości 251,5 m.

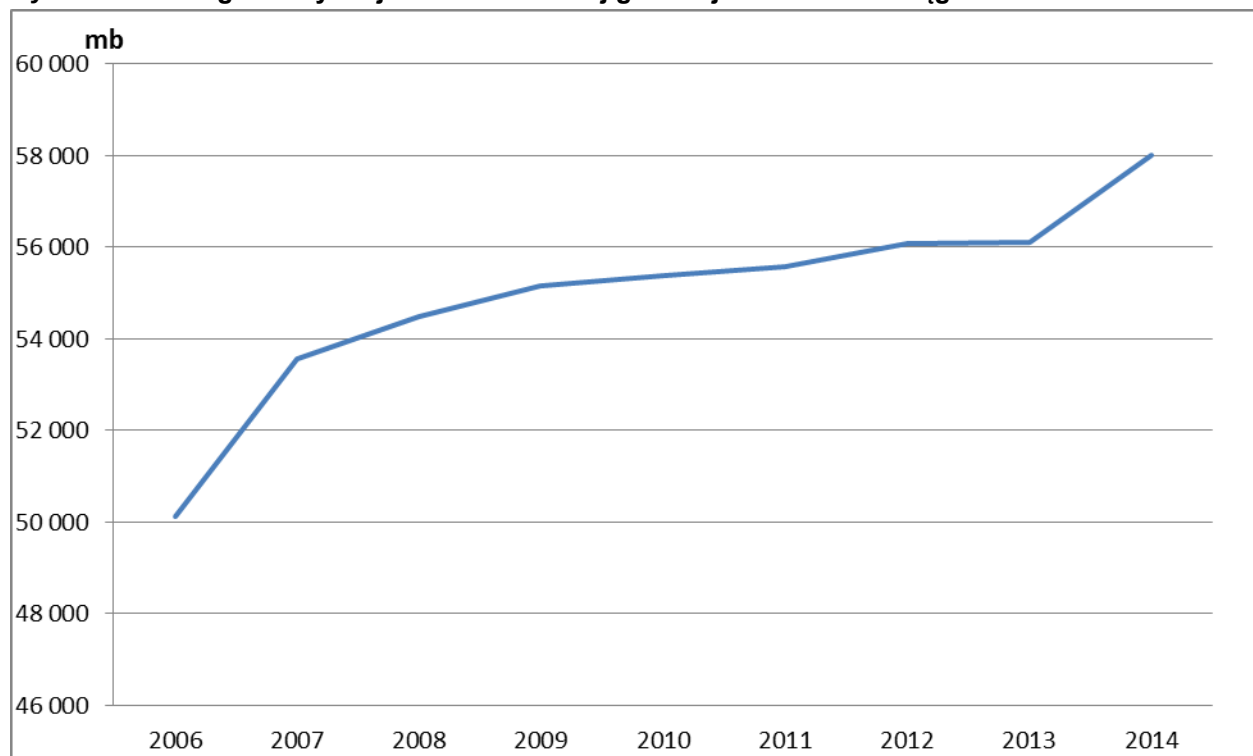
Rysunek 3-5 System dystrybucyjny gazu ziemnego na obszarze miasta Mrągowo



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PSG sp. z o.o.

Dynamikę rozwoju sieci rozdzielczej na obszarze Mrągowa w latach 2006-2014 zobrazowano na wykresie poniżej.

Rysunek 3-6 Długość czynnej sieci rozdzielczej gazowej na obszarze Mrągowa w latach 2006 – 2014



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych GUS

3.2.2 Odbiorcy paliwa gazowego i jego zużycie

Miasto Mrągowo jest zgazyfikowane w około 85%. W 2014 r. na 8 470 gospodarstw domowych przyłączonych do sieci gazowej było 7 230, co stanowi 85,4 % korzystających z instalacji gazowej w stosunku do ogółu ludności.

Maksymalne zapotrzebowanie godzinowe gazu ziemnego wg danych pomiarowych na stacji wysokiego ciśnienia w Marcinkowie dla sezonu letniego i zimowego przedstawiono w tabeli 3-7. Wg stanu na koniec 2015 r. liczba odbiorców gazu z sieci wynosi 6 586, z czego największą część stanowi sektor mieszkalnictwa – 6 285, handel i usługi - 267, przemysł - 30, zaś pozostali to 4 odbiorców.

Tabela 3-7 Maksymalne zapotrzebowanie godzinowe gazu ziemnego dla sezonu letniego i zimowego

Rok	Maksymalne zapotrzebowanie letnie			Maksymalne zapotrzebowanie zimowe		
	Przepustowość [m ³ /h]	Dzień	Godzina	Przepustowość [m ³ /h]	Dzień	Godzina
2011	b.d.	b.d.	b.d.	1 581	24.02.2011	17.00
2012	b.d.	b.d.	b.d.	2 041	06.02.2012	08.00
2013	1 293	04.04.2013	08.00	1 757	21.01.2013	10.00
2014	1 002	30.10.2014	08.00	1 865	24.01.2014	08.00
2015	1 052	02.04.2015	08.00	1 668	07.01.2015	09.00

Źródło: PSG sp. z o.o. Oddział w Gdańsku Zakład w Olsztynie

Tabela 3-8 Ilość i charakter odbiorców gazu ziemnego na terenie Mrągowa w latach 2006 - 2015

Rok	Gospodarstwa domowe	Przemysł	Usługi	Handel	Pozostali	Ogółem
	[szt.]	[szt.]	[szt.]	[szt.]	[szt.]	[szt.]
2006	5 877	25	21	70	1	5 994
2007	6 031	32	77	59	2	6 201
2008	6 185	30	81	65	2	6 363
2009	6 318	22	73	96	2	6 511
2010	6 258	26	88	100	4	6 476
2012	6 296	45	132	105	5	6 583
2013	6 176	32	137	103	5	6 453
2014	6 272	37	359*		5	6 673
2015	6 285	30	267*		4	6 586

* - łącznie handel i usługi

Źródło: PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.

Tabela 3-9 Zużycie gazu ziemnego na terenie Mrągowa w latach 2006 - 2015

Rok	Zużycie ogółem	Mieszkalnictwo	Przemysł	Usługi	Handel	Pozostali
	[tys. Nm ³]	[tys. Nm ³]	[tys. Nm ³]	[tys. Nm ³]	[tys. Nm ³]	[tys. Nm ³]
2006	5 043,3	3 651,9	795,6	304,9	282,4	8,5
2007	5 123,3	3 268,2	943,8	735,3	167,8	8,2
2008	5 602,6	3 315,2	1 010,4	1 087,1	181,5	8,4
2009	4 360,9	1 991,4	1 365,6	777,8	218,1	8,0
2010	4 634,8	2 120,8	1 447,0	489,8	573,4	3,8
2012	5 149,3	2 693,1	1 213,1	937,1	297,9	8,1
2013	5 095,8	2 577,2	1 193,4	1 007,8	311,3	6,1
2014	4 853,2	2 438,7	1 215,2	1 193,4*		5,9
2015	4 636,0	2 443,0	1 032,4	1 155,5*		5,1

* - łącznie handel i usługi

Źródło: PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.

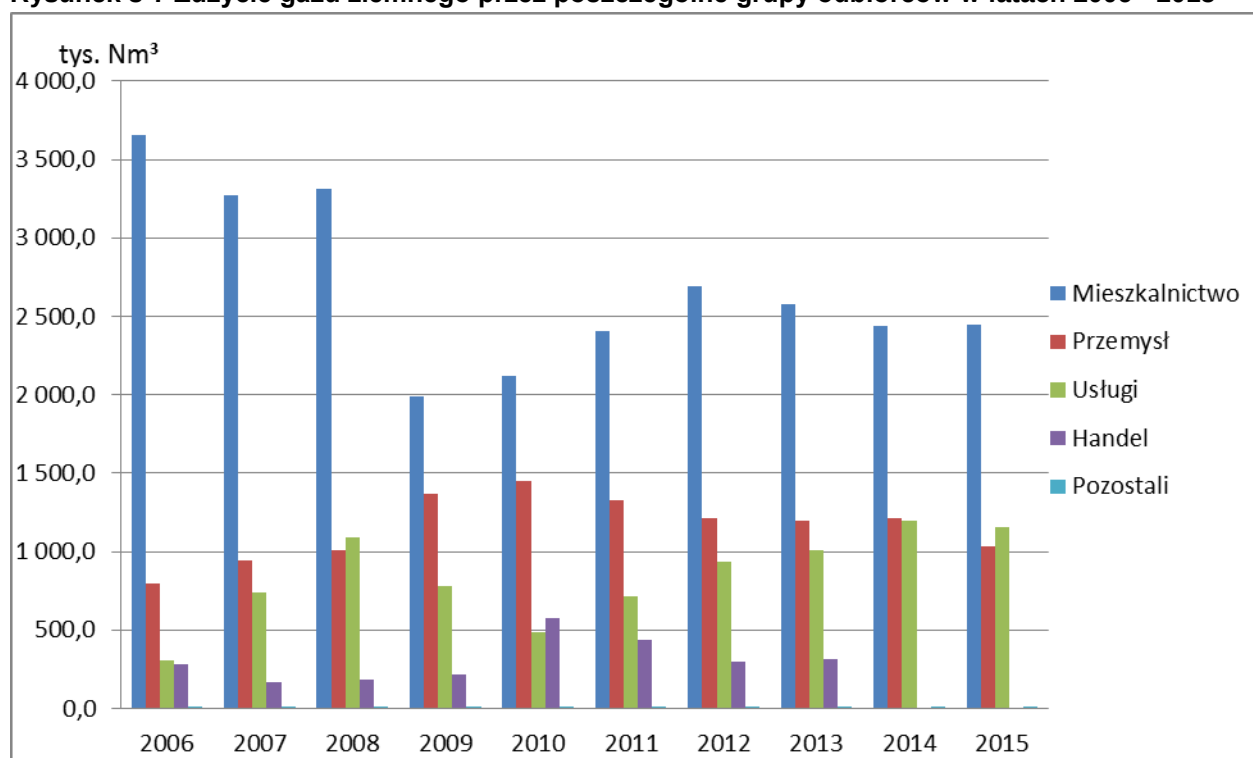
Wyżej przedstawione wielkości wynikają z bilansów handlowych. Natomiast zużycie wg pomiaru na stacji gazowej I-stopnia w Marcinkowie kształtowało się jak następuje:

Tabela 3-10 Roczne zużycie gazu dla miasta Mrągowa wg pomiarów na stacji wysokiego ciśnienia (I stopnia) w Marcinkowie

Rok	Zużycie gazu [m ³]
2011	5 174 726
2012	5 146 996
2013	5 039 081
2014	4 780 476
2015	4 871 325

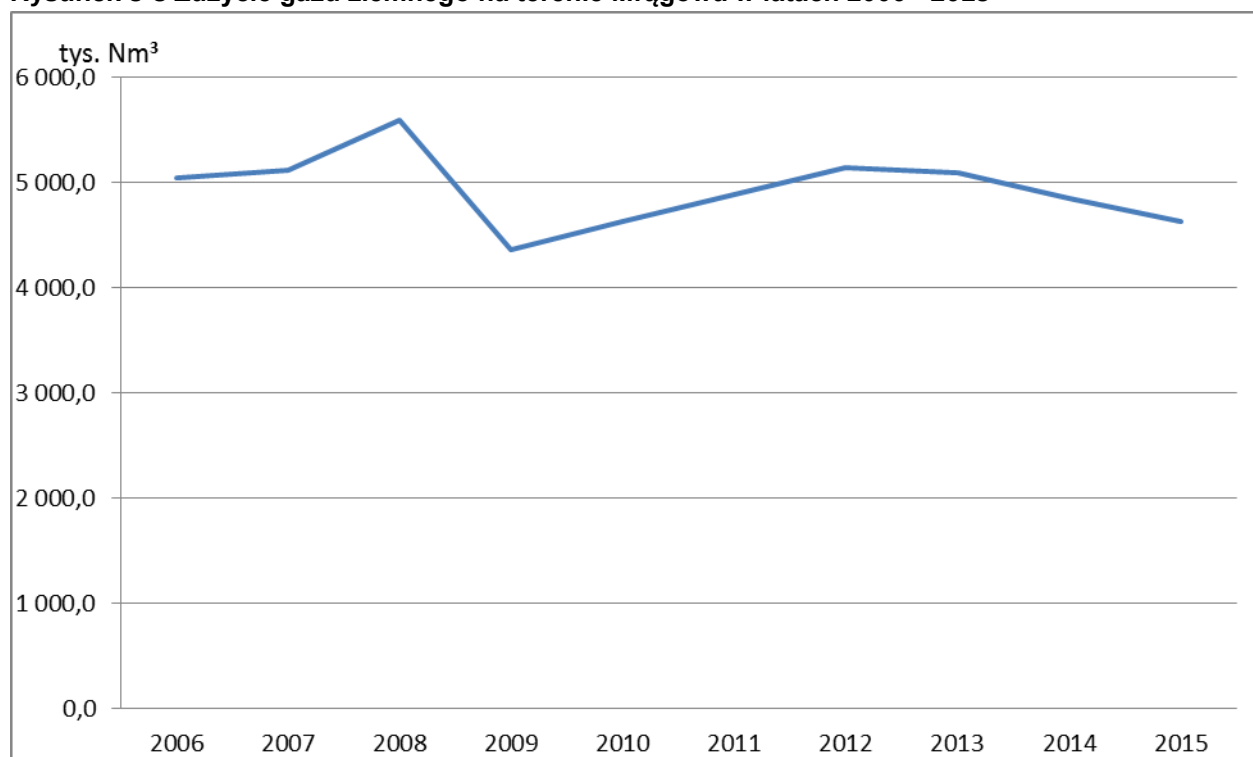
Źródło: PSG sp. z o.o. Oddział w Gdańsku Zakład w Olsztynie

Różnice w wielkościach zużycia notowanego na stacji pomiarowej i wynikającego z bilansów handlowych zasadniczo mieszczą się w zakresie tolerancji wynikającym z klasy urządzeń pomiarowych, jedynie pomiary z lat 2011 i 2015 wskazują na występowanie w tych latach podwyższonej awaryjności sieci gazowej na obszarze miasta.

Rysunek 3-7 Zużycie gazu ziemnego przez poszczególne grupy odbiorców w latach 2006 - 2015


Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.

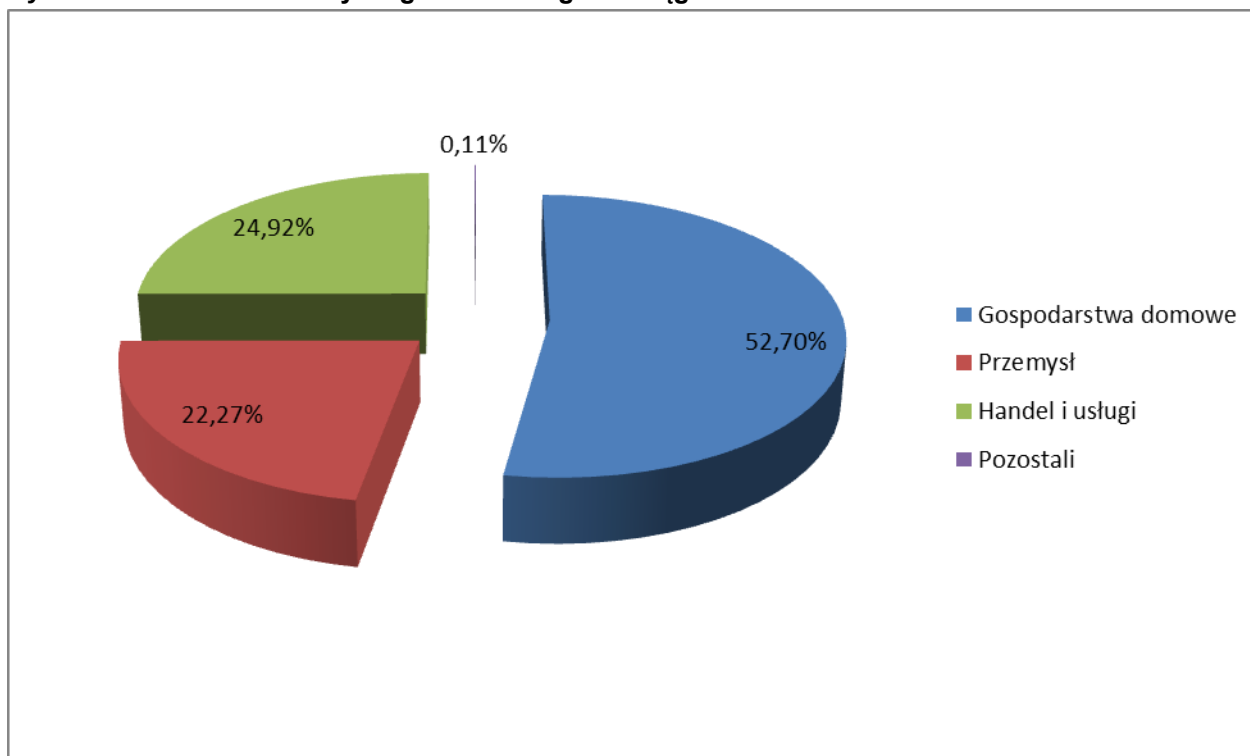
Zużycie gazu w 2015 roku wyniosło 4 636 tys. Nm³, w tym największym odbiorcą było mieszkalnictwo, następnie sektory: handlu i usług oraz przemysłu. Udział tzw. pozostałych odbiorców, tj. odbiorców z sektorów: rolnictwa, leśnictwa, łowiectwa oraz rybactwa ma marginalne znaczenie.

Rysunek 3-8 Zużycie gazu ziemnego na terenie Mrągowa w latach 2006 - 2015


Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.

Strukturę zużycia gazu ziemnego przedstawiono na wykresie poniżej.

Rysunek 3-9 Struktura zużycia gazu ziemnego w Mrągowie w 2015 r.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.

3.2.3 Plany rozwoju przedsiębiorstw energetycznych

W przyszłości Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. planuje wybudowanie stacji wysokiego ciśnienia, która będzie zlokalizowana w północno-zachodniej części Marcinkowa oraz gazociągu średniego ciśnienia zasilającego odbiorców gazu na obszarze miasta Mrągowo.

3.2.4 Ocena stanu zaopatrzenia miasta w gaz sieciowy

Dostawa gazu na obszar miasta Mrągowo realizowana jest jednostronnie ze stacji redukcyjno-pomiarowej pierwszego stopnia, skąd paliwo gazowe rozprowadzane jest do stacji redukcyjnych drugiego stopnia i następnie siecią gazową na cały obszar miasta. Sieć gazowa jest w dobrym stanie technicznym. W chwili obecnej w gaz zaopatrywanych jest ponad 85% gospodarstw domowych. Prowadzona jest systematyczna rozbudowa systemu gazowniczego. Rozwój systemu sieciowej dostawy gazu w Mrągowie zależny jest od relacji cenowej gazu i ciepła systemowego.

3.3 System elektroenergetyczny

3.3.1 Informacje ogólne

Sieć energetyczna SN 15 kV obsługująca miasto Mrągowo wyprowadzona jest z jednego Głównego Punktu Zasilania 110/15 kV GPZ „Mrągowo” zlokalizowanego poza granicami miasta w rejonie wsi Młynowo. GPZ Mrągowo jest 8-polową stacją elektroenergetyczną w układzie mostkowym H4, z polami przekładników napięciowych na sekcjach. W stacji tej zainstalowane są 2 transformatory 110/15 kV o mocy znamionowej 16 MVA każdy. GPZ „Mrągowo” zasilany jest przelotowo liniami WN 110 kV Biskupiec - Mrągowo - Kętrzyn. Nadto wyprowadzona jest z niego linia odgałęźna WN 110 kV relacji Mrągowo - Mikołajki. Wszystkie te linie przebiegają poza granicami miasta. Charakterystykę poszczególnych odcinków linii elektroenergetycznych zasilających GPZ Mrągowo przytoczono w tabeli poniżej.

Tabela 3-11 Linie elektroenergetyczne WN zasilające GPZ Mrągowo

Lp.	Relacja	Napięcie	Długość	Typ i układ przewodów
		kV	m	
1	Kętrzyn - Mrągowo	110	13 351	3xAFL-6 240 1xAFL1.7-70 trójkątny
2	Mrągowo - Mikołajki	110	8 837	3xAFL-6 240 1xAFL1.7-70 trójkątny
3	Biskupiec - Mrągowo	110	11 950	3xAFL-6 240 1xAFL1.7-50 trójkątny
4	Biskupiec - Mrągowo	110	316	3xAFL-6 240 1xAFL1.7-70 trójkątny
5	Biskupiec - Mrągowo	110	430	3xAFL-6 240 1xAFL1.7-50 pionowy

Źródło: ENERGA OPERATOR SA

W poniższej tabeli przedstawiono obciążenie transformatorów w GPZ Mrągowo, zarejestrowane przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego w dni pomiarowe w latach 2009÷2016. Jak wynika z tabeli, zainstalowana w GPZ Mrągowo moc transformacji umożliwia obecnie zapewnienie bezpieczeństwa zasilania z uwzględnieniem kryterium „n-1”.

Tabela 3-12 Obciążenie GPZ Mrągowo w dni pomiarowe w latach 2009 - 2016

Rok	Moc zainstalowana	Obciążenie TR 1	Obciążenie TR2
	[MVA]	[MVA]	[MVA]
2009	16 + 16	7,2	8,6
2010	16 + 16	7,8*	8,3*
2011	16 + 16	7,2	8,2
2012	16 + 16	7,4	8,5
2013	16 + 16	8,5	7,5
2014	25 + 25	7,1	8,4
2015	25 + 25	7,4	8,8
2016	25 + 25	8,3**	9,5**

* - obciążenie w szczycie letnim

** - wartości zarejestrowane w dniu 20-07-2016

Źródło: ENERGA OPERATOR SA

Istniejąca sieć SN 15 kV zasilająca stacje transformatorowe 15/0,4 kV wykonana jest jako kablowa (w zwartej zabudowie miejskiej) i napowietrzna (występująca na obrzeżach miasta oraz w jednym przypadku wzdłuż jeziora Czos). Na północy i południu miasta przebie-

gają także linie SN 15 kV, obsługujące tereny przyległych gmin. Sieć rozdzielcza 110 kV i 15 kV oraz GPZ i stacje transformatorowe 15/0,4 kV (poza abonenckimi z pomiarem po stronie SN) jest własnością Operatora Systemu Dystrybucyjnego jakim jest Energa Operator S.A. z siedzibą w Gdańsku, Oddział w Olsztynie. Długość sieci napowietrznej 15 kV na terenie miasta Mrągowo wynosi 22,366 km, długość sieci kablowej 15 kV 44,349 km. Liczba stacji transformatorowych 15/0,4 kV - 82 szt. Moc transformatorów zainstalowanych w stacjach wynosi 39,355 MVA. Charakterystykę stacji SN/nN i linii elektroenergetycznych SN przytoczono w tabelach 3-13 i 3-14.

Tabela 3-13 Stacje transformatorowe SN/nN na obszarze Miasta Mrągowo

Lp.	Numer stacji	Nazwa stacji	Moc stacji
			kVA
1	2	3	4
1	K-0334	MRĄGOWO-MELIORACJA	0
2	K-0860	MRĄGOWO-HOTEL ORBIS	630
3	K-0990	MRĄGOWO-OGRODKI DZIAŁKOWE	50
4	K-1162	MRĄGOWO-MAZURY	630
5	K-0203	MRĄGOWO-FABRYKA MEBLI	0
6	K-0069	MRĄGOWO-SUW	0
7	K-2064	MRONGOVILLE	400
8	K-1221	MRĄGOWO-PRZEMYSŁOWA 2	250
9	K-0300	MRĄGOWO-MLECZARNIA	0
10	K-0527	MRĄGOWO-POM	250
11	K-0208	MRĄGOWO-ZSM "BUMAR"	25
12	K-0337	MRĄGOWO-ZAJEZDZIA PKS	0
13	K-2101	MRĄGOWO-WOSZK	1260
14	K-1087	MRĄGOWO-ZPO "WARMIA"	630
15	K-2086	MRĄGOWO-KAUFLAND	630
16	K-0511	MRĄGOWO-PRZEPOMPOWNIĄ SCIEKÓW	630
17	K-1192	MRĄGOWO-MAZURSKA 2	250
18	K-2071	MRĄGOWO-BRUSS	630
19	K-2095	MRĄGOWO-ADAMS	400
20	K-2018	MRĄGOWO-OW FSO (OBICA)	630
21	K-0777	MRĄGOWO-RON	250
22	T612104	MRĄGOWO-GLOB METAL	1260
23	K-0893	MRĄGOWO-ŚWIERCZEWSKIEGO	250
24	K-0945	MRĄGOWO-SZPITAL	630
25	K-1113	MRĄGOWO-BRZOZOWA 1	250
26	K-0382	MRĄGOWO-PLUTONOWA	400
27	K-1025	MRĄGOWO-DZIEKCZYNNIA	400
28	K-0463	LEŚNA DROGA	100
29	K-0013	MRĄGOWO-MŁYNOWA	160
30	K-0993	MRĄGOWO-PBROL	630
31	K-1037	MRĄGOWO-LUBELSKA	400
32	K-0705	MRĄGOWO-SOJUSZNICZA	400
33	K-0168	MRĄGOWO-ROOSEVELTA	630
34	K-0167	MRĄGOWO-ZWYCIĘSTWA	630
35	K-0349	MRĄGOWO-HOTEL PBROL	250
36	K-0838	MRĄGOWO-KOSZARY	400
37	K-1235	MRĄGOWO-BOHATERÓW WARSZAWY	400
38	K-1121	MRĄGOWO-WSCHODNIA	400
39	K-0845	MRĄGOWO-OLSZTYŃSKA	250
40	K-2023	MRĄGOWO-MMI (OBICA)	630
41	K-0659	MRĄGOWO-PIASKOWA	630
42	K-0568	MRĄGOWO-BRZOZOWA 2	400
43	K-0170	MRĄGOWO-KOPERNIKA	630
44	K-0894	MRĄGOWO-WOJSKA POLSKIEGO	250
45	K-0571	MRĄGOWO-SIENKIEWICZA	400
46	K-0825	MRĄGOWO-GRUNWALDZKA 1	400
47	K-0883	MRĄGOWO-SŁONECZNA 1	250

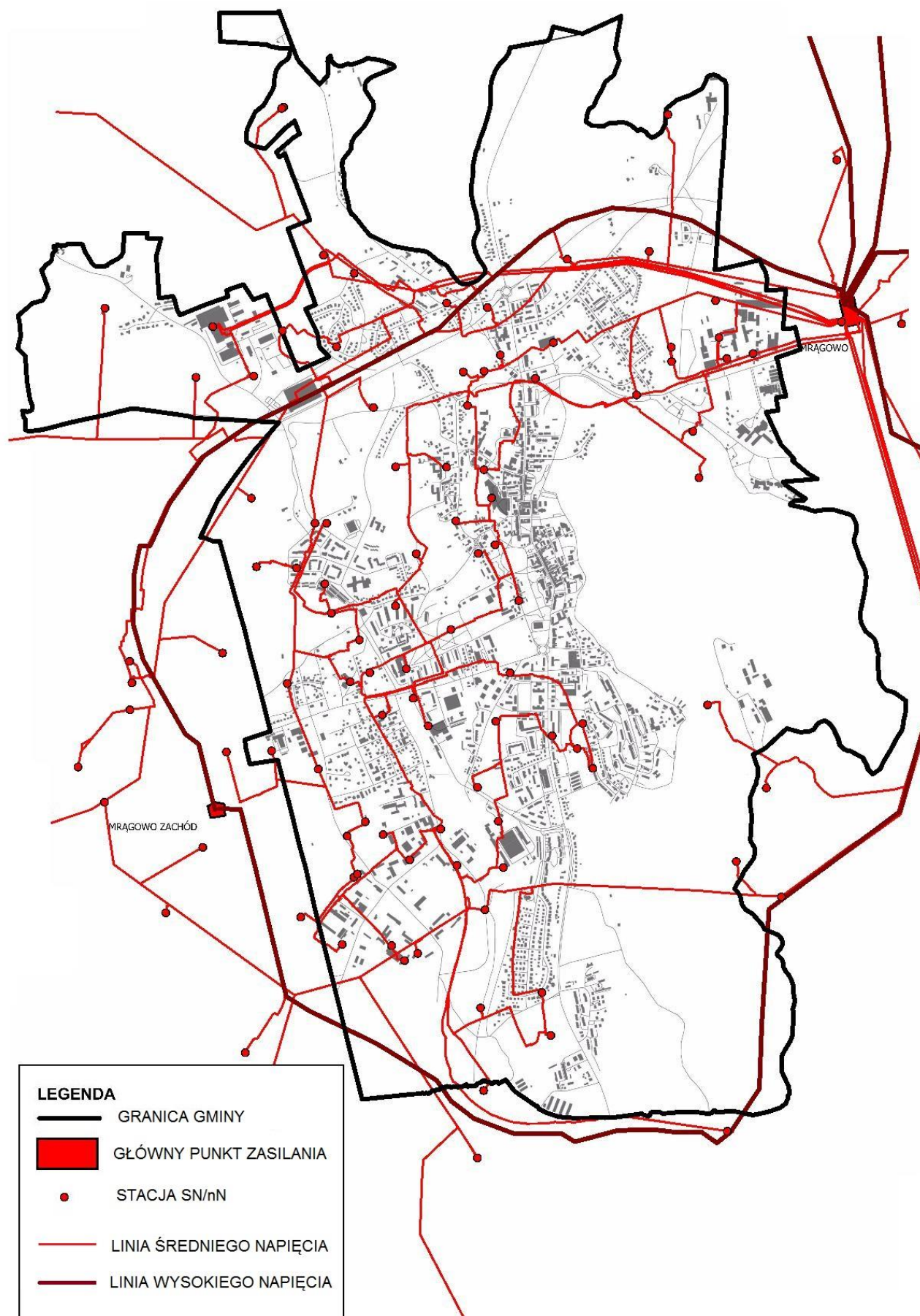


Lp.	Numer stacji	Nazwa stacji	Moc stacji
			kVA
1	2	3	4
48	K-0884	MRĄGOWO-SŁONECZNA 2	250
49	K-2100	MRĄGOWO-WĘZEL BETONIARSKI	500
50	K-0151	MRĄGOWO-MŁODKOWSKIEGO	100
51	K-1157	MRĄGOWO-FERMSTAŁ	630
52	K-1011	MRĄGOWO-PUNKT USŁUG	160
53	K-0839	MRĄGOWO-GALANTERIA	250
54	K-1057	MRĄGOWO-H.SAWICKIEJ	250
55	K-1022	MRĄGOWO-AMFITEATR	800
56	K-0823	MRĄGOWO-NIKUTOWO OSIEDLE 1	160
57	K-0476	POLSKA WIEŚ 4	400
58	K-1018	MRĄGOWO-WILEŃSKA	400
59	K-1030	MRĄGOWO-WYZWOLENIA	400
60	K-0925	MRĄGOWO-NADBRZEŻNA	250
61	K-2077	MRĄGOWO-WYTWÓRNIA ASFALTU	1260
62	K-0126	MRĄGOWO-HARCERSKA	250
63	K-0828	MRĄGOWO-WIDOK	250
64	K-0782	MRĄGOWO-ŁABĘDZIA	100
65	K-0327	MRĄGOWO-KLONOWA	400
66	K-0236	MRĄGOWO-PRZEMYSŁOWA	400
67	K-2020	MRĄGOWO-KOTŁOWNIA (OBCA)	630
68	K-0861	MRĄGOWO-NIKUTOWO OSIEDLE 2	160
69	K-1046	MRĄGOWO-WYSPIANSKIEGO	630
70	K-0572	MRĄGOWO-PARKOWA 1	250
71	K-0379	MRĄGOWO-NIKUTOWO SUSZARNIA	400
72	K-0702	MRĄGOWO-ZSZ	250
73	K-1229	MRĄGOWO-MAGISTRACKA	630
74	K-0475	POLSKA WIEŚ 3	400
75	K-1178	MRĄGOWO-SOŁTYSKA	250
76	K-0730	MRĄGOWO-MAZURSKA	400
77	K-1139	MRĄGOWO-BAZA ZWIERZĄT RZEŻNYCH	630
78	K-0452	MRĄGOWO-RDP	160
79	K-0948	MRĄGOWO-JUBILATKA	400
80	K-1016	MRĄGOWO-FREGATA	630
81	K-0552	MRĄGOWO-MRONGOWIUSZA	400
82	K-0090	MRĄGOWO-SZKOŁA	250
83	K-0709	MRĄGOWO-PARKOWA 2	400
84	K-0826	MRĄGOWO-GRUNWALDZKA 2	400

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENERGA OPERATOR SA

Stan techniczny istniejących linii napowietrznych 110 kV i 15 kV oraz stacji 110/15 kV GPZ Mrągowo należących do ENERGA OPERATOR SA Oddział w Olsztynie ocenia się jako dobry. Osiągnięty stan rozdzielni wynika w znacznej mierze z prowadzonych sukcesywnie prac modernizacyjnych. Zainstalowana w rozdzielni 110 kV aparatura obwodów pierwotnych, w tym głównie aparatura łączeniowa (wyłączniki LTB 145 D1/B) posiada parametry znamionowe i zwarciove umożliwiające jej dalszą eksploatację. Parametry zwarciove sieci 110 kV ENERGA OPERATOR SA Oddziału Olsztyn nie przekraczają parametrów znamionowych aparatury. W wielu przypadkach prądy zwarciove tylko nieznacznie przekraczają wielkość prądów znamionowych wyłączników. Są to bardzo korzystne uwarunkowania dla aparatury i znacząco wpływają na wydłużenie czasu żywotności. Poszczególne elementy sieci elektroenergetycznej 110 kV i 15 kV (linie, transformatory, szyny zbiorcze i łączniki szyn) wyposażone są w typowe dla energetyki polskiej zestawy zabezpieczeń cyfrowych podstawowych i rezerwowych, a także w układy automatyki (SPZ, SZR, SCO) dla pól SN to zabezpieczenia EX-BEL oraz układy automatycznej regulacji napięcia ARN.

Rysunek 3-10 Sieć elektroenergetyczna na obszarze miasta Mrągowo



Źródło: opracowanie własne na podst. ENERGA-OPERATOR SA Oddz. w Olsztynie, 6MMR Wydział Rozwoju, 2016 r.

Tabela 3-14 Linie elektroenergetyczne SN na obszarze Miasta Mrągowa

Lp.	Numer linii	Typ przewodu	Przekrój przewodu	Długość
			mm ²	m
1	2	3	4	5
1	1722	AFL-6	50	46.44
2	1714	HAKnFtA	120	98
3	1714	YHAKXS	70	13
4	1725	YHAKX	120	787
5	170802	XUHAKXS	70	9
6	1726	HAKnFtA	120	167
7	1726	XUHAKXS	120	19
8	1716	XUHAKXS	70	5
9	1716	HAKnFtA	120	2
10	1725	HAKnFtA	50	171.85
11	1725	HAKnFtA	120	147
12	171602	AFL-6	70	22.11
13	171602	AAsXSn	50	335
14	171602	AFL-6	35	324.41
15	171406	AFLwsXSn	35	68
16	1714	AFL-6	70	211.83
17	172803	AFL-6	35	1.64
18	1728	AAsXSn	70	125
19	172803	AFL-6	35	266
20	1722	AFL-6	50	209.79
21	172202	AFL-6	70	8.73
22	1911	AFLwsXSn	50	11.41
23	1708	AFLwsXSn	50	62
24	1708	AFLwsXSn	50	35
25	1708	AFL-6	35	79.38
26	1714	HAKnFtA	95	261
27	1714	HAKnFtA	95	124
28	171408	XUHAKXS	70	88.02
29	1728	XUHAKXS	70	80
30	1726	XUHAKXS	120	89
31	1725	XRUHAKXS	70	228
32	171602	AAsXSn	50	129
33	1728	AAsXSn	70	105
34	1714	HAKnFtA	95	263
35	1725	YHAKX	120	117
36	170803	NA2xSY	70	63
37	1725	HAKnFtA	120	88
38	1716	XUHAKXS	120	9
39	1725	HAKnFtA	50	178
40	1726	XRUHAKXS	120	252
41	172601	XRUHAKXS	120	318
42	1726	HAKnFtA	120	312
43	172601	XRUHAKXS	70	117
44	1714	HAKnFtA	95	125
45	172202	HAKnFtA	120	270
46	172202	YHAKXS	70	108
47	170802	YHAKXS	70	8
48	1715	AFL-6	120	474.67
49	1717	XUHAKXS	70	1
50	1714	XUHAKXS	120	176
51	1714	XUHAKXS	70	14
52	172501	HAKnFtA	50	216
53	1717	XUHAKXS	70	10
54	1725	HAKnFtA	120	65
55	1716	HAKnFtA	120	153
56	1725	HAKnFtA	120	11
57	1717	NA2xSY	120	2244
58	1714	XRUHAKXS	120	142
59	1714	HAKnFtA	95	164
60	1714	HAKnFtA	95	117
61	1714	XUHAKXS	120	15
62	1714	HAKnFtA	95	1



Lp.	Numer linii	Typ przewodu	Przekrój przewodu	Długość
			mm ²	m
1	2	3	4	5
63	171602	AFL-6	35	295
64	1714	AFL-6	70	94.54
65	171403	AFL-6	70	203.63
66	1714	AFL-6	70	671.13
67	171403	AAsXSn	50	141.89
68	1728	AAsXSn	70	105
69	172601	AFL-6	50	117.6
70	1722	AFL-6	50	188.1
71	1708	AFL-6	70	85.22
72	170803	AFL-6	35	20.05
73	170801	AAsXSn	70	249
74	1708	AFL-6	70	310.29
75	1717	NA2xSY	120	636
76	1728	XUHAKXS	70	75
77	1726	HAKnFtA	120	39
78	1714	AFL-6	70	375
79	1716	XUHAKXS	120	165
80	1714	HAKnFtA	95	125
81	172801	XUHAKXS	150	200
82	1717	YHAKX	240	385
83	171409	XUHAKXS	70	135
84	1717	XUHAKXS	70	80
85	1726	HAKnFtA	120	710
86	1726	HAKnFtA	120	581.11
87	171602	YHAKXS	70	487
88	1714	HAKnFtA	120	59
89	1726	XUHAKXS	120	74
90	171403	XUHAKXS	70	57
91	1717	XRUHAKXS	120	535
92	1717	XUHAKXS	70	192
93	1715	XRUHAKXS	120	1
94	172601	XnRUHAKXS	120	4
95	1714	XUHAKXS	120	158
96	172202	YHAKXS	70	164
97	172601	XUHAKXS	70	3
98	172601	XUHAKXS	70	39
99	171602	AFL-6	70	154.68
100	1716	AFLwsXSn	70	370.15
101	171602	AFL-6	70	16.13
102	1716	AFL-6	70	142.04
103	171407	AFL-6	50	11.94
104	1714	AFL-6	70	196.89
105	1728	AFL-6	50	2
106	172202	AFL-6	70	81
107	1726	XUHAKXS	70	3
108	172601	XUHAKXS	70	14
109	172601	XUHAKXS	70	104
110	172202	XRUHAKXS	120	419
111	170801	HAKnFtA	70	163.09
112	1728	AAsXSn	70	65
113	170801	AAsXSn	70	266
114	172802	YHAKXS	70	31
115	1714	AFL-6	70	85
116	1714	XUHAKXS	70	11
117	172203	YHAKXS	70	7
118	1714	XRUHAKXS	70	298
119	1725	HAKnFtA	50	167
120	172601	HAKFtA	120	222.16
121	1714	HAKnFtA	120	309
122	172501	XRUHAKXS	120	214
123	1714	XRUHAKXS	70	130.09
124	1717	XRUHAKXS	120	412
125	171702	YHAKX	120	259.54



Lp.	Numer linii	Typ przewodu	Przekrój przewodu	Długość
			mm ²	m
1	2	3	4	5
126	171702	XRUHAKHS	120	290
127	1725	XRUHAKHS	120	29
128	1726	XUHAKXS	120	26
129	172601	HAKFtA	50	178.67
130	1716	HAKnFtA	120	58
131	1726	XUHAKXS	120	153
132	1714	HAKnFtA	120	87
133	1716	XUHAKXS	120	46
134	1726		0	0
135	1725	HAKnFtA	50	63
136	1725	HAKnFtA	120	1
137	1726	XUHAKXS	120	95
138	172601	HAKFtA	50	56
139	1726	XRUHAKHS	120	345
140	171602	AFL-6	70	672.18
141	171602	AFL-6	70	141.01
142	171406	AFLwsXSn	35	63.95
143	1722	AFL-6	50	138.85
144	1708	AFL-6	70	174.38
145	1708	AFL-6	70	554.16
146	1708	AFL-6	70	640
147	1716	XUHAKXS	70	23
148	1714	XUHAKXS	70	12
149	1714	YHAKXS	120	16
150	1714	XRUHAKHS	120	28
151	1714	HAKnFtA	120	8
152	172601	HAKFtA	50	85
153	172601	HAKnFtA	50	46
154	1725	HAKnFtA	50	77
155	1722	XRUHAKXS	120	113
156	172202	XUHAKXS	120	15
157	1714	AFL-6	70	25
158	172204	YHAKX	70	144.87
159	171201	XUHAKXS	70	200
160	1714	HAKnFtA	120	307
161	1726	HAKnFtA	120	241
162	172601	XRUHAKHS	70	106
163	1726	HAKnFtA	120	204
164	1714	HAKnFtA	95	89
165	1725	XRUHAKXS	70	228
166	1725	XUHAKXS	70	222
167	1717	XUHAKXS	70	260
168	1725	XUHAKXS	120	7
169	1717	XUHAKXS	70	1032
170	1716	HAKnFtA	120	206
171	171602	YHAKXS	70	895
172	172601	XUHAKXS	120	9
173	1726	XUHAKXS	120	11
174	172601	XUHAKXS	70	9
175	1725	HAKnFtA	120	265
176	1714	XRUHAKHS	120	6
177	1725	HAKnFtA	50	68
178	1725	HAKnFtA	50	326
179	1717	XUHAKXS	70	268
180	171602	XRUHAKHS	120	85
181	172803	XUHAKXS	70	46
182	171602	AAsXSn	50	6
183	1716	XRUHAKHS	120	303
184	1725	YHAKX	120	111
185	1726	HAKnFtA	120	1
186	171602	XRUHAKHS	120	1
187	1714	XRUHAKXS	70	7
188	171406	XRUHAKHS	120	580



Lp.	Numer linii	Typ przewodu	Przekrój przewodu	Długość
			mm ²	m
1	2	3	4	5
189	1714	HAKnFtA	95	326
190	1714	HAKnFtA	95	412
191	1725	XRUHAKXS	70	220
192	1717		0	200.84
193	1716		0	145.85
194	1716	HAKnFtA	120	168
195	1725	HAKnFtA	50	25
196	1725	XUHAKXS	70	18
197	172601	XUHAKXS	70	42
198	1725	XUHAKXS	120	2
199	172601	XUHAKXS	70	35
200	172202	XRUHAKHS	120	17
201	172202	AAsXSn	70	5
202	1726	HAKnFtA	120	19
203	171602	AFL-6	70	11.27
204	171602	AFL-6	35	673
205	171602	AFL-6	35	254
206	171406	AFL-6	35	285.2
207	171404	AFL-6	35	9.47
208	1714	AFL-6	70	71.89
209	1728	AAsXSn	70	113
210	1722	AFL-6	50	57.89
211	172201	AFL-6	35	8.83
212	1722	AFLwsXSn	50	282.98
213	170803	AFL-6	35	38.4
214	1714	HAKnFtA	95	262
215	1728	XUHAKXS	70	340
216	1728	XUHAKXS	70	16
217	1726	XUHAKXS	120	3
218	172601	XUHAKXS	70	104
219	172601	HAKnFtA	70	26
220	1726	HAKnFtA	120	432
221	170801	XRUHAKXS	120	66
222	170802	XUHAKXS	70	1
223	1725	XRUHAKHS	120	85
224	1714	AFL-6	70	1.26
225	1714	XUHAKXS	70	12
226	171409	XUHAKXS	70	135
227	172601	XUHAKXS	70	17
228	1717	XUHAKXS	70	436
229	1725	XUHAKXS	120	7
230	172601	HAKnFtA	50	174
231	1716	HAKnFtA	95	203
232	1725	XUHAKXS	70	6
233	1714	YHAKXS	120	42
234	1725	XUHAKXS	120	123
235	1725	XUHAKXS	70	457
236	1717	XUHAKXS	70	278
237	171602	XRUHAKHS	120	71
238	1714	YHAKXS	120	79
239	1725	XUHAKXS	120	194
240	172601	HAKnFtA	70	39
241	1715	XRUHAKXS	240	851
242	1715	XRUHAKXS	240	1
243	170801	XUHAKXS	70	7.07
244	170802	YHAKXS	70	8
245	1725	XRUHAKXS	70	51
246	1726	HAKnFtA	120	156
247	1725	XRUHAKXS	70	72
248	1716	HAKnFtA	120	111
249	1716	HAKnFtA	120	486.98
250	172601	HAKFtA	70	51
251	1725	HAKnFtA	50	65



Lp.	Numer linii	Typ przewodu	Przekrój przewodu	Długość
			mm ²	m
1	2	3	4	5
252	1725	HAKnFtA	120	1
253	1728	XUHAkXS	70	269
254	172601	HAKnFtA	70	72
255	1714	HAKnFtA	95	124
256	172202	AAsXS _n	70	4
257	171602	AFL-6	70	10.62
258	1716	AFL-6	70	149.38
259	171404	AFL-6	35	8.32
260	1714	AFL-6	70	12.23
261	1714	AFL-6	70	64.02
262	1722	AFL-6	50	319.35
263	1722	AFL-6	50	1174.32
264	1722	AFLwsXS _n	50	63
265	1911	AFLwsXS _n	50	28.53
266	170803	AFL-6	35	522.52
267	1708	AAsXS _n	50	15
268	1714	XRUHAkXS	120	77
269	172601	XUHAkXS	70	8
270	1726	HAKnFtA	120	49
271	1726	XUHAkXS	120	86
272	1708	XUHAkXS	120	214
273	1728	AAsXS _n	70	94.27
274	1728	XUHAkXS	70	120
275	172202	YHAkXS	120	27
276	1714	HAKnFtA	95	158
277	172201	AFL-6	35	27.35
278	171401	AFLwsXS _n	35	65
279	1714	XRUHAkHS	120	260
280	172501	YHAkX	120	126
281	1714	HAKnFtA	95	221
282	1714	HAKnFtA	95	20
283	1725	HAKnFtA	50	279
284	1726	XUHAkXS	120	61
285	1726	HAKnFtA	120	692
286	172601	XUHAkXS	70	10
287	1716	XUHAkXS	70	19
288	1714	HAKnFtA	120	518
289	1717	XUHAkXS	70	154
290	1725	HAKnFtA	120	1
291	1714	XRUHAkHS	70	26
292	1722	AFL-6	50	64
293	1714	HAKnFtA	120	203.54
294	1725	HAKnFtA	70	17
295	1726	HAKnFtA	120	118
296	1716	YHAkXS	120	80
297	1726	HAKnFtA	120	272
298	1726	HAKnFtA	120	63
299	172601	HAKFtA	70	1
300	1716	HAKnFtA	120	258
301	1716	HAKnFtA	120	74
302	1726	HAKnFtA	120	56
303	1725	HAKnFtA	50	221.45
304	1715	XRUHAkXS	120	230
305	1714	AFL-6	70	389
306	1714	AFL-6	70	611.09
307	172804	AFLwsXS _n	35	0.41
308	1728	AFL-6	50	0.41
309	1722	AFL-6	50	107
310	1708	AFLwsXS _n	70	23.28
311	170803	AFL-6	35	219.61
312	1708	AFL-6	70	922
313	171602	XUHAkXS	70	81
314	1714	XRUHAkXS	120	162



Lp.	Numer linii	Typ przewodu	Przekrój przewodu	Długość
			mm ²	m
1	2	3	4	5
315	172601	HAKnFtA	50	93
316	172601	HAKFtA	70	221.98
317	1726	HAKnFtA	120	235
318	172601	HAKFtA	120	212.53
319	1726	HAKnFtA	120	401
320	1725	YHAKXS	70	581.48
321	1725	HAKnFtA	120	61.2
322	1725	YHAKXS	70	192
323	172202	YHAKXS	70	546
324	1708	XRUHAKXS	120	83
325	170802	HAKnFtA	95	588
326	1708	XRUHAKXS	120	121
327	1728	AAsXSn	70	75
328	1714	HAKnFtA	120	210
329	170801	XUHAKXS	70	15.57
330	1714	AFL-6	70	460.99
331	170803	AFL-6	35	256.1
332	1726	HAKnFtA	120	4
333	1717	XUHAKXS	70	331
334	172601	HAKFtA	50	62
335	172501	XUHAKXS	70	9
336	1725	HAKnFtA	50	83
337	1725	XUHAKXS	120	420
338	1717	NA2xSY	120	23
339	1714	HAKnFtA	95	349
340	171602	AFL-6	35	98
341	1715	XRUHAKXS	240	1607
342	1715	XRUHAKXS	240	1
343	171602	XRUHAKHS	120	1
344	171702	XRUHAKHS	120	1
345	1714	XUHAKXS	120	67
346	172204	AFL-6	35	7.76
347	172203	YHAKXS	70	25
348	1714	XUHAKXS	120	30
349	1714	HAKnFtA	95	177
350	172601	XUHAKXS	70	3
351	172601	XUHAKXS	70	1
352	1725	XUHAKXS	70	40.67
353	1725	HAKnFtA	50	85
354	1726	HAKnFtA	120	336.24
355	1716	XUHAKXS	120	72
356	1725	HAKnFtA	50	14
357	1714	XRUHAKXS	120	22
358	171602	AFL-6	35	324.41
359	1715	AFL-6	120	115.94
360	171403	AAsXSn	50	10
361	1728	AAsXSn	70	128
362	1728	AAsXSn	70	43.65
363	172804	AFLwsXSn	35	14.99
364	172804	AFLwsXSn	35	419.57
365	1728	AAsXSn	70	195
366	172202	AFL-6	70	7.63
367	1708	AFL-6	70	1131
368	170803	AFL-6	35	124.41
369	1708	AFL-6	70	96
370	1708	AFL-6	70	222
371	170801	AAsXSn	70	77
372	1708	AFL-6	70	72
373	1714	HAKnFtA	120	4
374	1714	HAKnFtA	120	72
375	1728	XUHAKXS	70	118.16
376	172801	YHAKXS	120	10
377	172601	XUHAKXS	70	2

Lp.	Numer linii	Typ przewodu	Przekrój przewodu	Długość
			mm ²	m
1	2	3	4	5
378	1726	HAKnFtA	120	301
379	172601	HAKnFtA	50	182
380	1726	HAKnFtA	120	1
381	1714	AFL-6	70	70
382	172601	AFL-6	50	35.17
383	1714	HAKnFtA	95	178
384	1714	XRUHAKXS	120	78
385	172202	HAKnFtA	120	270
386	172204	AFL-6	35	665.89
387	1714	AFL-6	70	100.27
388	1708	XUHAKXS	70	3.49
389	1714	XUHAKXS	70	19
390	1714	HAKnFtA	95	451
391	1725	XRUHAKXS	70	1
392	1725	HAKnFtA	50	380
393	172601	XUHAKXS	70	14
394	1716	HAKnFtA	120	164
395	172501	HAKnFtA	70	239
396	1714	HAKnFtA	120	234
397	1714	HAKnFtA	95	499
398	172601	XUHAKXS	70	99
399	1726	XUHAKXS	120	11
400	1726	XRUHAKXS	120	252
401	1717	XRUHAKXS	120	445
402	1717	XUHAKXS	70	1
403	1725	XRUHAKHS	120	29
404	1714	XUHAKXS	120	67
405	1714	XUHAKXS	70	252
406	1716	XRUHAKHS	120	293
407	1714	YHAKXS	120	6
408	1714	HAKnFtA	95	20
409	1714	AFL-6	70	126.4
410	1716	XRUHAKHS	120	3
411	1714	YHAKXS	120	6
412	1714	HAKnFtA	95	20
413	1714	HAKnFtA	95	125

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENERGA OPERATOR SA

3.3.2 Odbiorcy energii elektrycznej i jej zużycie

W poniższych tabelach przedstawiono dane dotyczące struktury odbiorców oraz zużycia energii elektrycznej na terenie miasta Mrągowo z podziałem na grupy odbiorców.

Tabela 3-15 Struktura odbiorców energii elektrycznej na obszarze Mrągowo w latach 2007 - 20011

Rok	Odbiorcy na SN	Odbiorcy na nN - tar.C	Odbiorcy na nN - tar.G	Ogółem odbiorcy
	[szt.]	[szt.]	[szt.]	[szt.]
2007	16	789	7972	8777
2008	16	832	8238	9086
2009	16	832	8276	9124
2010	17	850	8322	9189
2011	18	1011	8744	9773
2013	16	1118	8752	9886
2014	17	1361	8644	10022
2015	19	1048	8822	10199

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENERGA OPERATOR SA

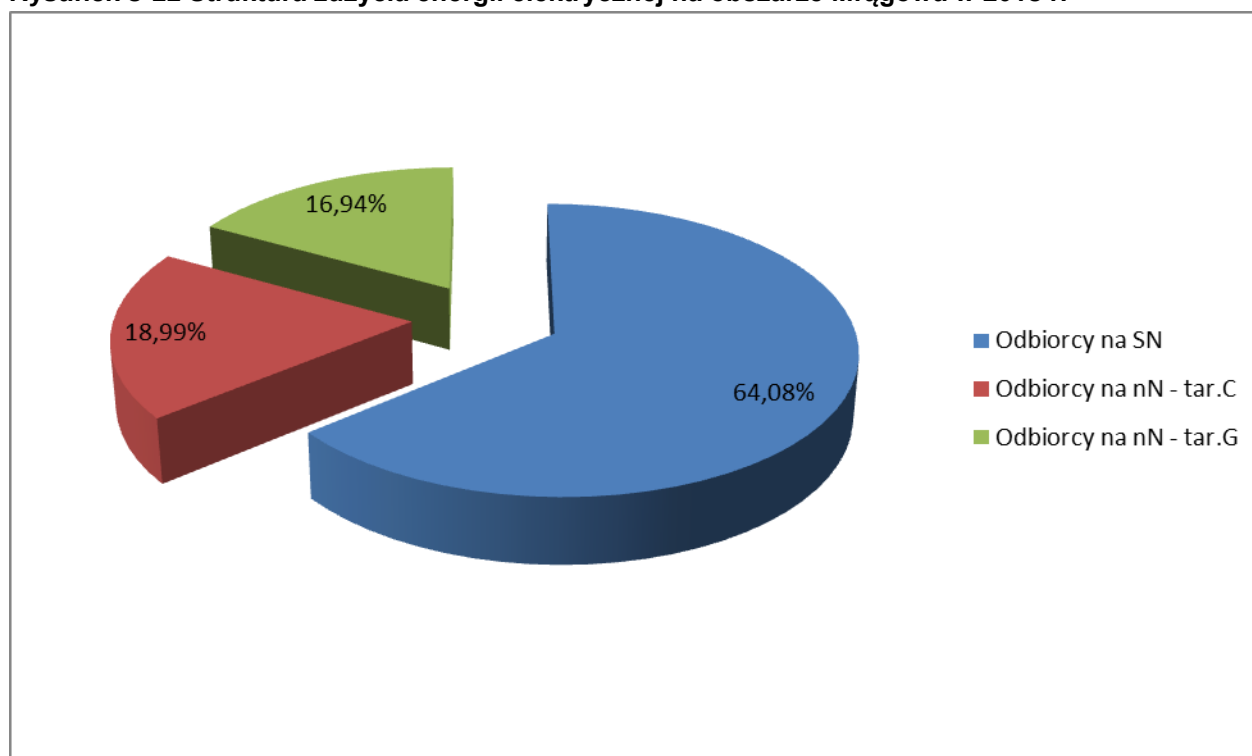
Tabela 3-16 Zużycie energii elektrycznej przez poszczególne grupy odbiorców na obszarze Mrągowa w latach 2007 - 2011

Rok	Zużycie na SN	Zużycie na nN – odbiorcy tar.C	Zużycie na nN – odbiorcy tar.G	Ogółem zużycie
	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]
2007	35 894,77	14 821,12	14 414,74	65 130,63
2008	38 672,15	15 507,38	14 583,22	68 762,75
2009	39 603,60	15 417,38	14 969,25	69 990,23
2010	41 971,99	15 871,34	15 142,12	72 985,45
2011	40 427,75	16 049,48	14 337,45	70 814,67
2013	45 160,64	16 747,17	14 958,10	76 985,71
2014	46 859,16	16 786,07	13 459,08	77 203,83
2015	51 086,27	15 136,72	13 501,45	79 814,84

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENERGA OPERATOR SA

Natomiast na wykresie przedstawiono strukturę zużycia energii elektrycznej przez poszczególne grupy odbiorców na obszarze Mrągowa w 2015 r. Jak wynika z załączonego wykresu 19 odbiorców zasilanych z poziomu SN posiada ponad 64% udziału w całkowitym zużyciu w mieście. Ilustruje to dominującą rolę dużych odbiorców, najczęściej o charakterze przemysłowym, w kwestiach związanych z zaopatrzeniem w energię elektryczną i jego planowaniem.

Rysunek 3-11 Struktura zużycia energii elektrycznej na obszarze Mrągowa w 2015 r.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENERGA OPERATOR SA

3.3.3 Plany rozwoju przedsiębiorstw energetycznych

W Planie rozwoju ENERGA OPERATOR SA w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną w latach 2017-2022, w odniesieniu do obszaru miasta Mrągowo zaplanowano:

- zwiększenie mocy przez Spółdzielnię Mleczarską „MLEKPOL” (odbiorca III grupy przyłączeniowej) do 7MW oraz planowana w związku z tym modernizacja istniejących linii kablowych,
- budowa w obszarze odcinków 2 linii WN 110 kV zasilających planowaną przy południowo-zachodniej granicy miasta stację 110/15 kV MRĄGOWO ZACHÓD,
- budowę sieci i przyłączy o sumarycznej mocy 220 kW,
- instalacja łączników z telesterowaniem w stacjach wewnętrznych SN/nN, Stacje SN/nn 7 szt.,
- Wymiana rozdzielnic SN w izolacji powietrznej w stacji Mrągowo Parkowa 2, K-0709 na rozdzielnicę typu Xiria,
- wymiana rozdzielnic SN w izolacji powietrznej w stacji Mrągowo Mazury K-1162 na rozdzielnicę typu Xiria,
- wymiana rozdzielnic SN w izolacji powietrznej w stacji Mrągowo Wyzwolenia, K-1030 na rozdzielnicę typu Xiria, GPZ Mrągowo – wymiana transformatorów potrzeb własnych - nakłady w wys. 82,7 tys. PLN,
- GPZ Mrągowo – wymiana transformatorów potrzeb własnych - nakłady w wys. 82,7 tys. PLN,
- GPZ Mrągowo – wymiana zabezpieczeń Transformatora nr 1 oraz nr 2 110/15 kV, nakłady w wys. 160 tys. PLN.

Uwzględnione w Planie rozwoju ENERGA-OPERATOR zwiększenie mocy do 7MW wnioskowane przez Spółdzielnię Mleczarską „MLEKPOL” zostało w 2016 roku zwiększone do 11 MW. W celu realizacji zwiększenia ww. mocy zapotrzebowanej przez „MLEKPOL” planowana jest budowa 2 nowych wyprowadzeń kablowych SN 15 kV z GPZ MRĄGOWO. Szczegóły modernizacji istniejącej linii kablowej SN 15 kV oraz budowa dodatkowych linii bezpośrednio zasilających ww. podmiot będzie ustalona na etapie opracowania dokumentacji budowlanej.

Ponadto w wymienionym planie rozwoju na lata 2014 – 2019 zostały ujęte również zadania w zakresie modernizacji linii 110 kV, które pośrednio zasilają Mrągowo:

- Budowa stacji elektroenergetycznej stacji 110/15 kV MRĄGOWO ZACHÓD oraz 2 linii WN 110 kV zasilających planowaną stację w obszarze Gminy Mrągowo,
- modernizacja termiczna linii 110 kV Olsztyn Mątki – Lidzbark Warmiński przez podniesienie temperatury projektowej linii 110 kV o dł. 50,2 km do temp. 80°C - nakłady 5,17 mln. PLN,
- modernizacja termiczna linii 110 kV o przekroju 240 mm² relacji Bartoszyce – Korze przez podniesienie temperatury projektowej linii 110 kV o dł. 37 km do temp. 80°C - przewidywane nakłady 4,3 mln PLN,

- modernizacja termiczna linii 110 kV o przekroju 240 mm² relacji Kętrzyn – Giżycko przez podniesienie temperatury projektowej linii 110 kV o dł. 19,8 km do temp. 80°C - przewidywane nakłady 4,3 mln PLN.

Operator Systemu Dystrybucyjnego na bieżąco prowadzi działalność inwestycyjną związaną z przyłączaniem nowych odbiorców do sieci elektroenergetycznej. W latach 2014–2015 wydano łącznie 136 sztuk warunków przyłączenia na łączną moc przyłączeniową 11 415 kW, z czego zawarto 118 umów na przyłączenie mocy 4 030 kW, z czego zrealizowano 106 umów dotyczących mocy przyłączeniowej 3 657 kW.

3.3.4 Ocena stanu zaopatrzenia miasta w energię elektryczną

Obszar miasta Mrągowo jest zasilany w energię elektryczną zasadniczo z sieci rozdzielczej 110 kV, przyłączonej w stosunkowo odległych punktach do Krajowego Systemu Przesyłowego. W normalnym układzie pracy istniejąca stacja WN/SN, pełniąc funkcję głównego punktu zasilania zapewnia wystarczające możliwości i rezerwy transformacji do zasilania obszaru miasta i jego okolic. Aktualna konfiguracja i stan techniczny sieci WN, w tym: przepustowość linii elektroenergetycznych WN oraz możliwości zasilania stacji WN/SN upoważniają do sformułowania wniosku, że na obszarze objętym niniejszymi założeniami zapewniono niezbędny poziom bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Również stan sieci SN i stacji transformatorowych SN/nN nie generuje zasadniczych zagrożeń dla pracy elektroenergetycznego systemu dystrybucyjnego na rozpatrywanym obszarze.

Zwarcia na szynach rozdzielni 110 kV GPZ Mrągowo są likwidowane na zasadzie rezerwy zdalnej przez zabezpieczenia odległościowe zainstalowane w stacjach sąsiednich. Sukcesywnie rozdzielnie o układach mostkowych szyn 110 kV są wyposażane w zabezpieczenia szyn zbiorczych. W pierwszej kolejności stacje z przyłączoną generacją np. GPZ Korsze, stacje w aglomeracjach miejskich lub nowobudowane. W rozdzielniach 110 i 15 kV eksploatowane są zabezpieczenia cyfrowe, objęte zdalnym nadzorem. Komunikacja z przełącznikami jest realizowana poprzez sieć światłowodową drogami redundantnymi do systemu zdalnego nadzoru w Regionalnym Dyspozycji Mocy w Olsztynie oraz w zakresie sieci 110 kV do systemu w Centralnej Dyspozycji Mocy w Gdańsku. Sieć SN zasilana z GPZ Mrągowo pracuje z punktem neutralnym uziemionym przez rezystor, co ułatwia szybkie i selektywne likwidowanie zwarć i wpływa na uproszczenie układów automatyki w tej sieci.

Istotnym zagrożeniem mogą okazać się obserwowane coraz częściej na przestrzeni ostatnich lat ekstremalne zjawiska pogodowe, nierzadko o katastrofalnym charakterze, których skutki najczęściej są niemożliwe do przewidzenia, zaś prawdopodobieństwo zaistnienia trudne do określenia. Częstotliwość ich występowania wzrasta znacząco w stosunku do statystycznie opisanych doświadczeń w tym zakresie z lat ubiegłych. W przypadku odbiorców szczególnie zainteresowanych pewnością zasilania istnieje możliwość stosowania specjalnych rozwiązań technicznych, w postaci np. wielostronnego zasilania na różnych poziomach napięć, zaś w obiektach wymagających absolutnej pewności zasilania użytko-

wane są różnego rodzaju systemy zasilania awaryjnego. W ogólnym przypadku rodzaj takiego systemu i typ zainstalowanych środków technicznych rozciąga się od instalacji akumulatorowych, systemów podtrzymania napięcia, aż do generatorów awaryjnych uruchamianych ręcznie, bądź automatycznie impulsem od zaniku napięcia i zależy od potrzeb i wymagań zasilanej instalacji. Innych parametrów zasilania awaryjnego wymagają bowiem systemy informatyczne, innych system zapewnienia zasilania urządzeń przesyłowych pracy ciągłej, czy np. szpitala.

Charakterystycznym dla obszaru zasilania miasta Mrągowo może okazać się również niebezpieczeństwo ponadstandardowego obciążenia systemu o charakterze incydentalnym, w okresach wzmożonego ruchu turystycznego, szczególnie podczas realizacji masowych imprez o charakterze artystyczno-kulturalnym.

W aspekcie rozwoju przyszłego zapotrzebowania niezbędne są adekwatne działania inwestycyjne lokalnego Operatora Systemu Dystrybucyjnego, polegające na stopniowej rozbudowie infrastruktury elektroenergetycznej i ciągłym dostosowywaniu jej do wzrastającego zapotrzebowania odbiorców. Nie ulega bowiem wątpliwości, że podstawowym zagrożeniem bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej może być wzrost obciążenia systemu rozdzielczego wskutek realizacji szerokiego programu inwestycyjnego, przy jednoczesnym wyczerpaniu dostępnych rezerw w zakresie przepustowości i transformacji. O ile bowiem wzrost zapotrzebowania wynikający z tempa budownictwa mieszkaniowego jest do pewnego stopnia możliwy do pokrycia w ramach rezerw istniejącego systemu, o tyle planowane przyłączenia obiektów o znaczącym poborze mocy mogą wymagać zastosowania szczególnych rozwiązań w zakresie zabezpieczenia niezakłóconej dostawy energii elektrycznej, zwłaszcza w zakresie zwiększania dostępnej mocy transformacji. Wymaga to odpowiednich działań nie tylko ze strony ENERGA OPERATOR SA, lecz również organów administracji samorządowej zaangażowanych w całokształt procesu planowania zagospodarowania przestrzennego.

W szczególności Operator Systemu Dystrybucyjnego zwraca uwagę, że w przypadku planowanej rozbudowy centrum miasta oraz terenów położonych w pobliżu jeziora Czos, konieczne jest zarezerwowanie w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego zarówno terenów pod lokalizację nowych stacji transformatorowych 15/0,4 kV, jak również wyznaczenie korytarzy technicznych pod niezbędne sieci 15 kV. W przeciwnym wypadku, realizacja przez ENERGA OPERATOR SA zadań inwestycyjnych na rzecz nowych przyłączy może być skazana na niepowodzenie lub w najlepszym przypadku okazać się bardzo czasochłonna - nawet powyżej 2 lat w zakresie etapu opracowania projektu budowlanego.

Jako uwagę generalną ENERGA OPERATOR SA podkreśla stale rosnące problemy związane z posadowieniem urządzeń elektroenergetycznych istniejących i próbami pozyskania gruntu pod urządzenia projektowane. W tym miejscu wydaje się, iż bez spójnej polityki planistycznej prowadzonej przez Gminę Miejską Mrągowo, rozwój miasta może okazać się bardzo utrudniony. Próby uzyskania zgód właścicieli terenu pod nowe inwestycje liniowe coraz częściej kończą się niepowodzeniem, często z uwagi na nierealne warunki finansowe. Celowe przy okazji opracowywania projektów miejscowych planów zagospodarowania



przestrzennego bądź wydawania decyzji o warunkach zabudowy byłoby zwracanie baczniejszej uwagi na odpowiednie zarezerwowanie terenu pod projektowane inwestycje celu publicznego (w tym obiekty kubaturowe) – najlepiej na terenach miejskich w obszarach przyległych do ciągów komunikacyjnych itp. Zamieszczenie takich zapisów ułatwi operatorom systemów liniowych działania związane z opracowaniem niezbędnej dokumentacji projektowej.

4 Bilans energetyczny

4.1 Wprowadzenie

Zaopatrzenie w energię jest podstawowym czynnikiem niezbędnym dla egzystencji ludności, jednak użytkowanie energii wywiera największy szkodliwy wpływ na środowisko spośród wszystkich rodzajów aktywności człowieka na Ziemi. Jest to wynikiem zarówno ogromnej ilości użytkowanej energii, jak i istoty przemian energetycznych, którym energia musi być poddawana w celu dostosowania do potrzeb odbiorców. Mrągowo należy do miast średniej wielkości, liczba ludności wynosi około 22 tysięcy. Podobnie jak wiele innych miast w Polsce, boryka się z szeregiem problemów technicznych, ekonomicznych, środowiskowych i społecznych we wszystkich dziedzinach funkcjonowania. Jedną z istotnych dziedzin funkcjonowania gminy, miasta jest gospodarka energetyczna, czyli zagadnienia związane z zaopatrzeniem w energię oraz jej użytkowaniem i gospodarowaniem.

4.2 Bilans energetyczny miasta Mrągowo

Bilans energetyczny miasta przedstawia przegląd potrzeb energetycznych poszczególnych odbiorców wraz ze sposobem ich pokrywania oraz strukturę użytkowania poszczególnych nośników energii i paliw. O wielkości i złożoności problemu energetycznej gospodarki miasta świadczą poniższe liczby:

- powierzchnia miasta: 14,81 km²,
- liczba ludności: 22 005 mieszkańców,
- powierzchnia użytkowa mieszkań wynosi około 545 tys.m².

Ze względu na pozyskanie kompletnych danych od przedsiębiorstw energetycznych oraz możliwości stworzone przepisami ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (t.j.: Dz. U. 2016, poz. 353 z późn.zm), w tym możliwość pozyskania danych o zużyciu paliw w zakładach przemysłowych, bilans energetyczny sporządzono bazując na następujących założeniach:

- dane odnośnie przyrostu zasobów mieszkaniowych i powierzchni użytkowej budynków niemieszkalnych przyjęto wg publikacji Głównego Urzędu Statystycznego;
- dane o przyroście powierzchni użytkowej budynków użyteczności publicznej i zużyciu energii do celów oświetlenia przyjęto wg informacji Głównego Urzędu Statystycznego oraz opracowania „Plan Gospodarki Niskoemisyjnej dla Miasta Mrągowo”;
- dane o zużyciu paliw przez podmioty gospodarcze korzystające ze środowiska wg informacji Wojewódzkiego Banku Zanieczyszczeń Środowiska otrzymanej z Urzędu Marszałkowskiego Województwa Warmińsko-Mazurskiego;
- dane o zużyciu ciepła, gazu i energii elektrycznej wg informacji od właściwych przedsiębiorstw energetycznych, tj.: MEC Sp. z o.o., PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. i ENERGA OPERATOR SA;

- średnia sprawność indywidualnych kotłów gazowych i olejowych na poziomie 90%, średnią sprawność kotłów i palenisk na paliwa stałe przyjęto na poziomie 75%.

Ze względu na fakt, że ponad 36% substancji mieszkaniowej jest ogrzewane z systemu ciepłowniczego, jako uzasadnione przyjęto założenie, że średni stan i struktura budynków ogrzewanych za pomocą miejskiego systemu ciepłowniczego są reprezentatywne dla średniego stanu i struktury zabudowy miasta. Moc elektryczną przyłączeniową dla zabudowy przemysłowo-komercyjnej i użyteczności publicznej wyznaczono z zastosowaniem wskaźników powszechnie stosowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne.

Wyniki przeprowadzonych obliczeń przedstawiono w tabelach 4-1 i 4-2.

Tabela 4-1 Zapotrzebowanie mocy na obszarze miasta Mrągowo w 2015 r.

Rodzaj obiektów	Powierzchnia użytkowa	Moc cieplna	Moc na cele bytowe	Moc elektryczna*
	m ²	MW	MW	MW
Mieszkalnictwo	544 417	37,75	14,25	59,86
Budynki użyteczności publicznej	112 475	11,82	0,62	11,25
Handel, usługi, przemysł	194 640	56,72	3,88	38,92
Oświetlenie ulic	-	-	-	0,67
Suma	851 532	106,29	18,75	110,7
*) - moc przyłączeniowa				

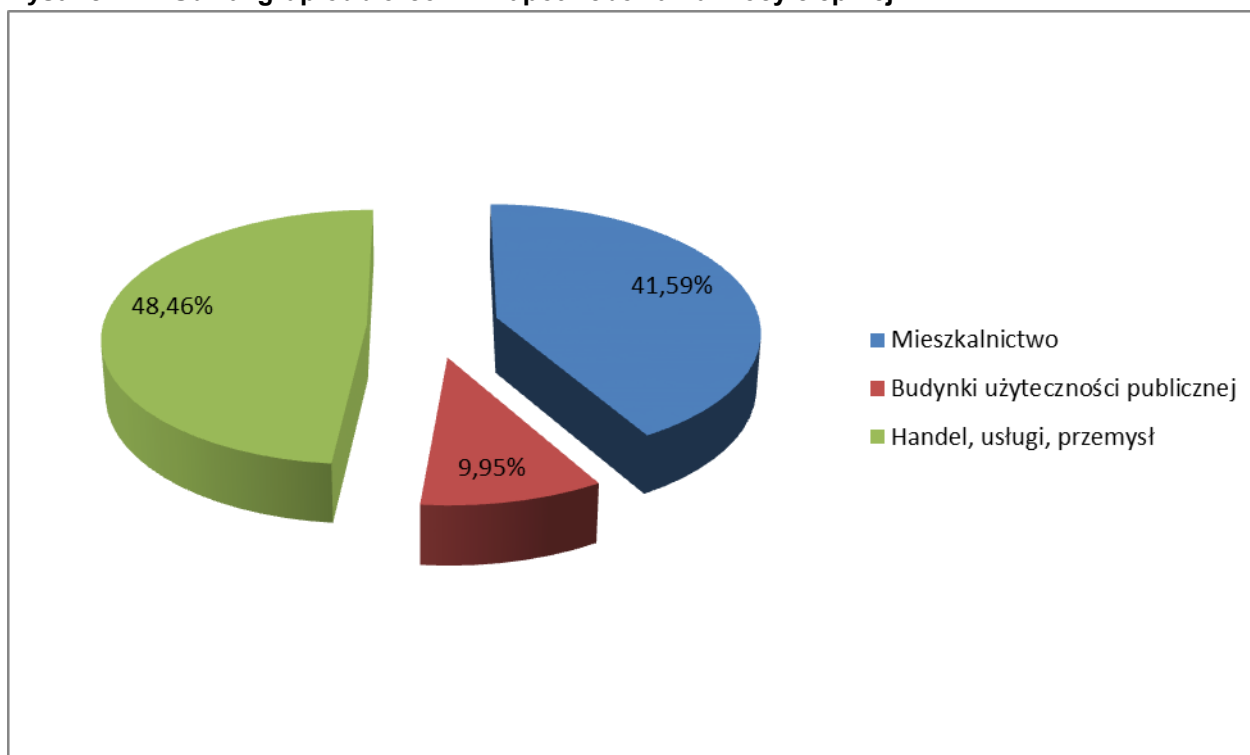
Źródło: opracowanie własne

Tabela 4-2 Zapotrzebowanie energii na obszarze miasta Mrągowo

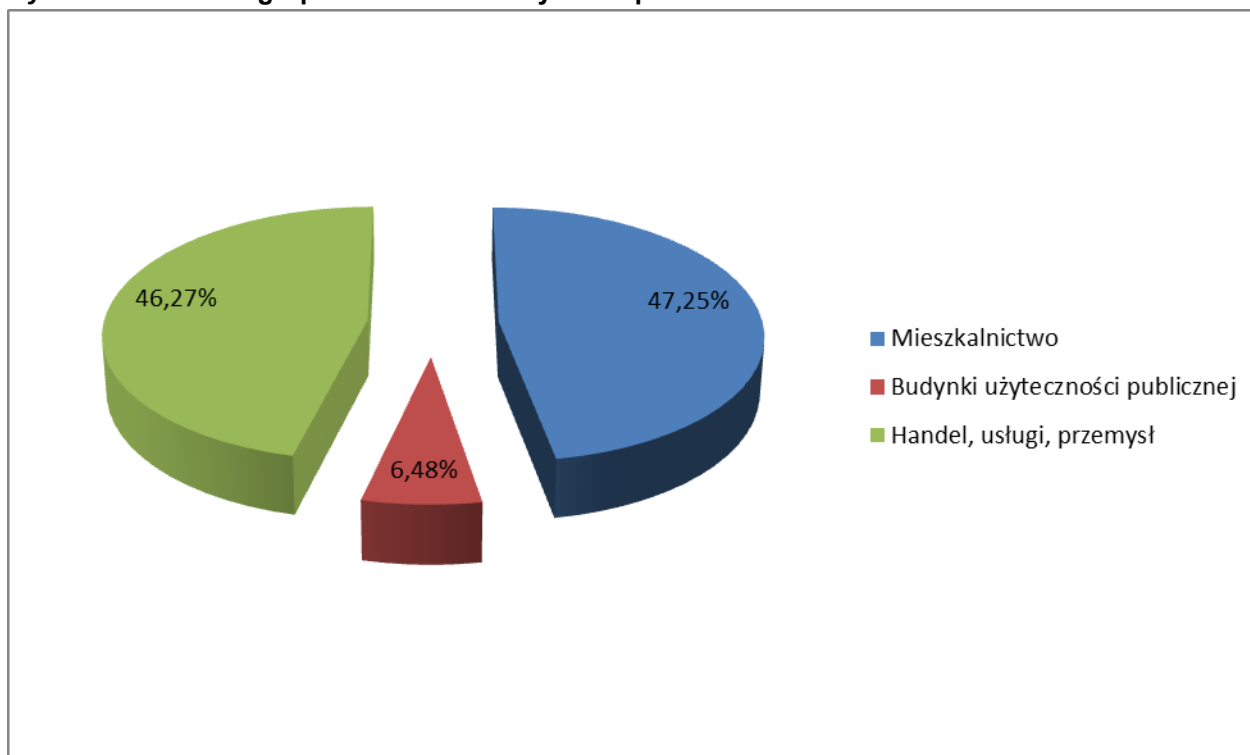
Rodzaj obiektów	Zużycie ciepła	Zużycie energii na cele bytowe	Zużycie energii elektrycznej
	GJ/rok	GJ/rok	MWh/rok
Mieszkalnictwo	370 066	26 186	12 729
Budynki użyteczności publicznej	48 934	5 437	11 853
Handel, usługi, przemysł	368 678	19 404	54 137
Oświetlenie ulic	-	-	1 096
Suma	787 678	51 027	79 815

Źródło: opracowanie własne

Udział w rynku ciepła poszczególnych grup przedstawiono na poniższych rysunkach.

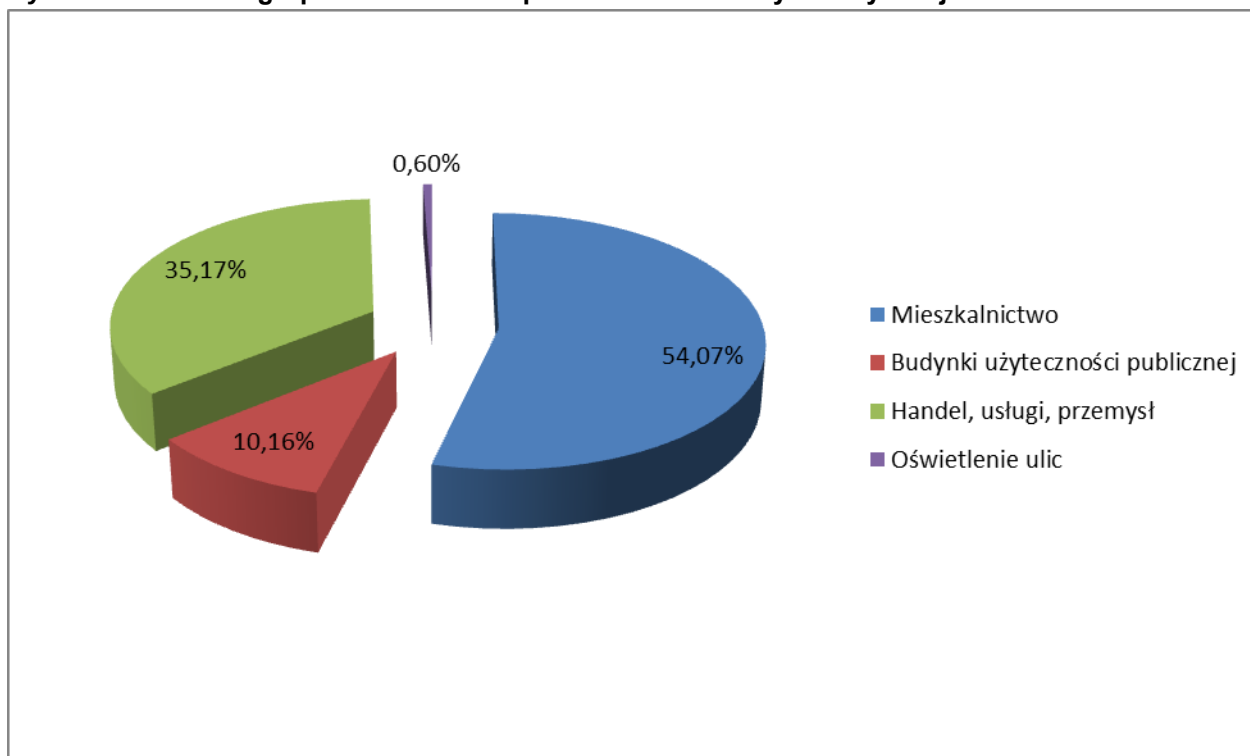
Rysunek 4-1 Udział grup odbiorców w zapotrzebowaniu mocy cieplnej


Źródło: opracowanie własne

Rysunek 4-2 Udział grup odbiorców w zużyciu ciepła

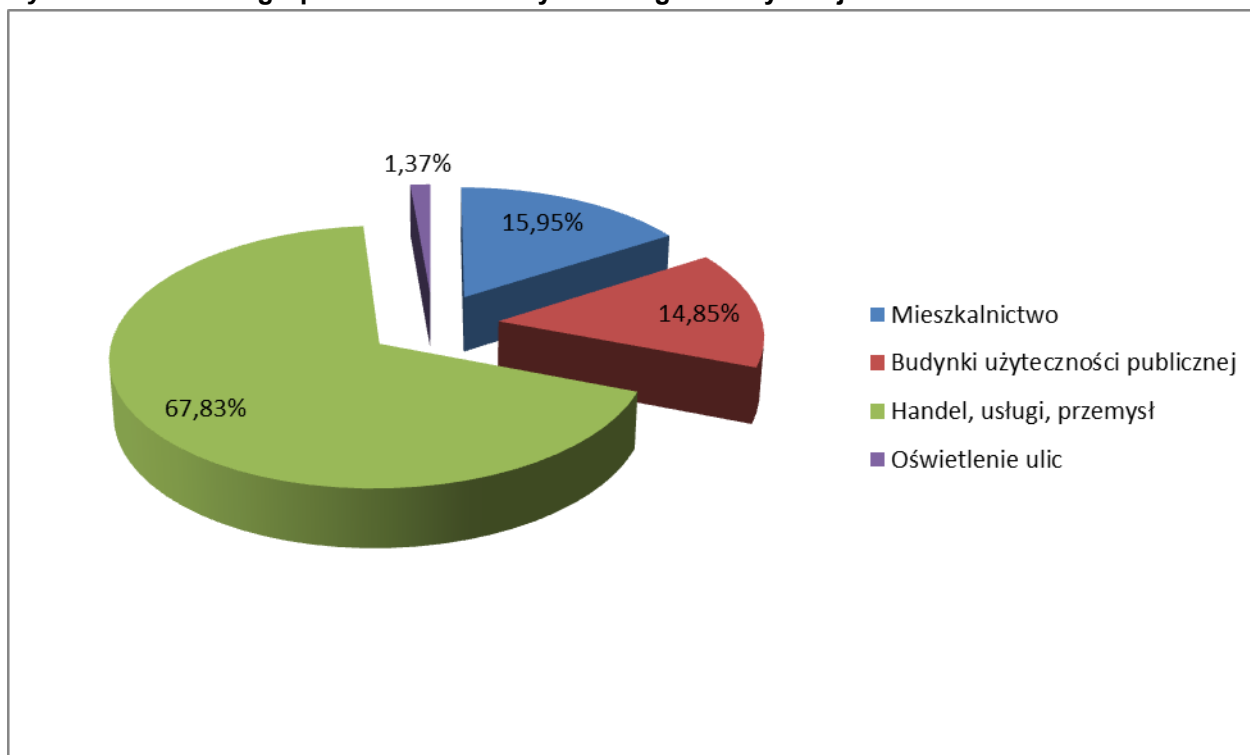
Źródło: opracowanie własne

Natomiast udział poszczególnych grup w rynku energii elektrycznej kształtuje się jak następuje.

Rysunek 4-3 Udział grup odbiorców w zapotrzebowaniu mocy elektrycznej

Źródło: opracowanie własne

Rysunek 4-4 Udział grup odbiorców w zużyciu energii elektrycznej



Źródło: opracowanie własne

Należy zaznaczyć, że zapotrzebowanie mocy elektrycznej określone w tabeli 4-1 dotyczy tzw. mocy przyłączeniowej. Rzeczywiste szczytowe obciążenie systemu elektroenergetycznego na obszarze Mrągowa wynosi ok. 18 MW, co potwierdzają dane pomiarowe OSD.

4.3 Bilans zużycia paliw na obszarze miasta

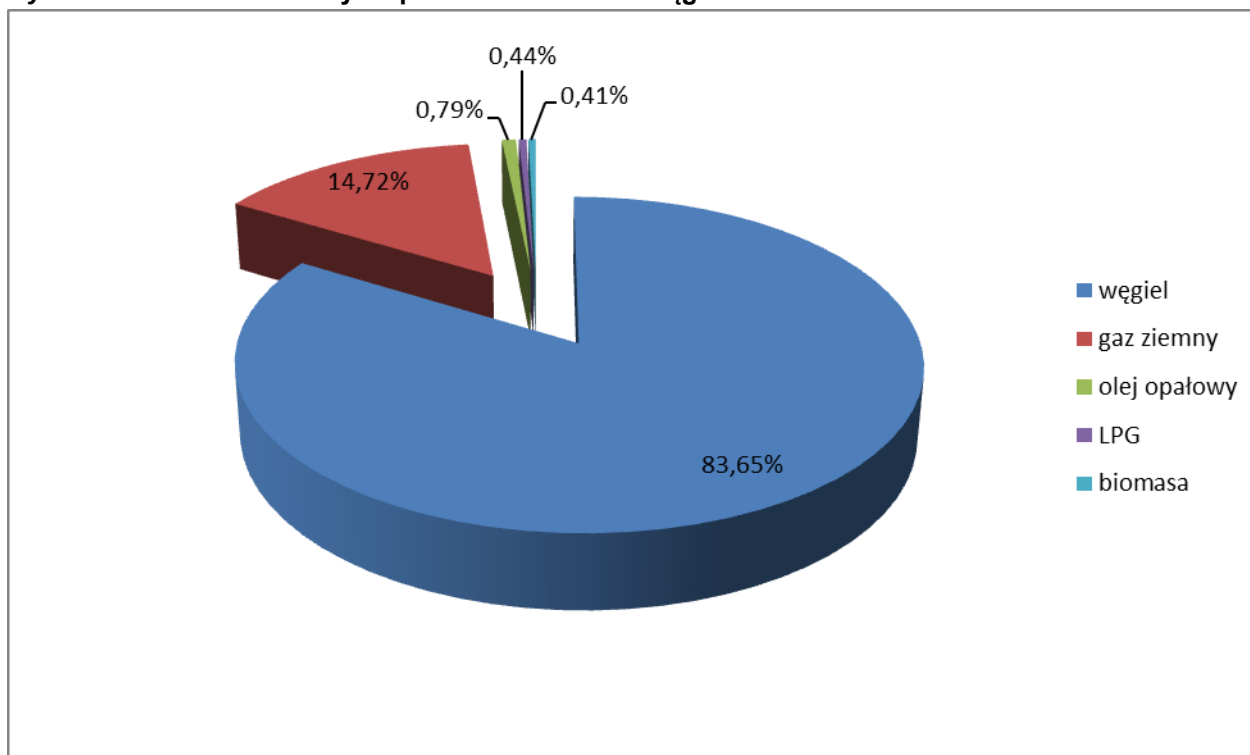
Na podstawie bilansu zużycia energii na obszarze miasta oraz danych otrzymanych od przedsiębiorstw energetycznych, jak również danych z pozyskanych z Urzędu Marszałkowskiego Województwa Warmińsko-Mazurskiego, obliczono roczne zużycie poszczególnych paliw w Mrągowie w roku 2015.

Tabela 4-3 Bilans zużycia paliw na obszarze Mrągowa

Lp.	Paliwo	Jednostka miary	Roczne zużycie
1.	węgiel	Mg	39 532
2.	gaz ziemny	tys. Nm ³	4 636
3.	olej opałowy	Mg	202
4	LPG	Mg	103
5	biomasa	Mg	316

Źródło: opracowanie własne

Strukturę zużycia paliw z uwzględnieniem ich wartości opałowej przedstawiono na wykresie poniżej.

Rysunek 4-5 Struktura zużycia paliw na obszarze Mrągowa

Źródło: opracowanie własne

Największą rolę w bilansie paliwowym miasta odgrywa węgiel kamienny, który jest podstawowym paliwem stosowanym w celu wytwarzania ciepła do zasilania miejskiego systemu ciepłowniczego i w innych kotłowniach przemysłowych, w tym największej kotłowni w przetwórnicy mleczarskiej. Znaczący udział w rynku paliw posiada również gaz ziemny. Pozostałe paliwa mają marginalne znaczenie.

5 Możliwości wykorzystania odnawialnych zasobów paliw i energii

Zgodnie z definicją określoną w art. 2 pkt 20 w zw. z pkt pkt.: 9, 10, 11 i 12, ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2015 r. poz. 478, 2365 i z 2016 r. poz. 925), 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.

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.

Obecnie na całym świecie obserwuje się wzrost wykorzystania odnawialnych źródeł energii. Wpływa na to wiele czynników, związanych przede wszystkim z problemem globalnego ocieplenia klimatu, wywołanym zanieczyszczeniem atmosfery tzw. gazami cieplarnianymi, powstającymi w znacznych ilościach w wyniku gospodarczej aktywności ludzkości i związany z tym rozwój świadomości społecznej i propagowanie zasad zrównoważonego rozwoju. Stale rosnącemu światowemu zapotrzebowaniu na energię towarzyszy wzrost cen paliw kopalnych. Stwarza to polityczne i ekonomiczne przesłanki dla coraz szybszego rozwoju technologii w dziedzinie odnawialnych źródeł energii.

5.1 Energia wiatru

Siłownie wiatrowe produkują czystą, ekologiczną energię, przyczyniając się do redukcji emisji gazów cieplarnianych. Pamiętać jednak należy, że zasadniczą cechą energii wiatrowej są znaczne wahania wytwarzanej mocy oraz w ogólnym przypadku brak koincyden-

cji pomiędzy strumieniem wytwarzanej energii a zapotrzebowaniem na nią, co może być powodem wystąpienia poważnych trudności natury regulacyjnej. Należy wyraźnie podkreślić, że najważniejszym zagrożeniem są, obserwowane już obecnie w Niemczech (gdzie najbardziej rozwinięto energetykę wiatrową), masowe przeciążenia sieci powodowane przez nieprzewidywalną energetykę wiatrową, które z kolei stwarzają ryzyko i miliardowe koszty, po raz pierwszy udokumentowane w raporcie Deutsche Energie-Agentur GmbH (DENA) z 2005 r. W określonych warunkach pogodowych, poważne perturbacje regulacyjne, związane z nadmiarem energii elektrycznej wytworzonej przez niemiecką energetykę wiatrową, notowane były także w polskim Krajowym Systemie Elektroenergetycznym przez który przepływały niekontrolowane przepływy pierścieniowe na stronę Republiki Czeskiej.

Dotychczas przeprowadzone oceny zasobów energii wiatru w Polsce opierały się na materiale obserwacyjnym gromadzonym przez stacje meteorologiczne IMiGW. Ponieważ, w porównaniu ze standardami europejskimi liczba stanowisk pomiarowych na obszarze kraju jest niewielka, a ich rozmieszczenie dość przypadkowe, to otrzymane wyniki należy traktować jedynie jako przybliżenie stanu rzeczywistego. Wyniki tych ocen nie mogą być podstawą do oszacowań wydajności energetycznej elektrowni wiatrowych. W związku z tym każda większa inwestycja związana z budową siłowni wiatrowych poprzedzona musi być wstępnym rozpoznaniem warunków wiatrowych na obszarze przyszłej inwestycji. Konieczne jest prowadzenie przez minimum rok lub lepiej przez kilka lat pomiarów prędkości wiatru dokładnie w miejscu, w którym zlokalizowana będzie siłownia wiatrowa (lub farma). Okres kilku lat może wydawać się zbyt długi. Pamiętać jednak należy, że czas działania siłowni wiatrowej wynosi 25 lat, a wybór odpowiedniej konstrukcji dostosowanej do warunków wiatrowych i jej dobra lokalizacja powinna zapewnić zwrot kosztów inwestycji w 8 do 12 lat. W przypadku pomiarów prowadzonych tylko przez rok trzeba liczyć się z błędem rzędu +/- 20% w stosunku do rocznej wydajności siłowni wyznaczonej na podstawie pomiarów wieloletnich.

Obszary Polski wymieniane jako najbardziej korzystne do rozwoju energetyki wiatrowej, to:

- Pobrzeże Słowińskie i Kaszubskie (5-6 m/s)*,
- Suwalszczyzna (4,5-5 m/s)*,
- Mazowsze i w środkowa część Pojezierza Wielkopolskiego (4-5 m/s)*,
- Wyspa Uznam (5 m/s)*.

Podział kraju na strefy zasobów energii wiatru wg warunków anemologicznych przedstawiono na rysunku 5-1.

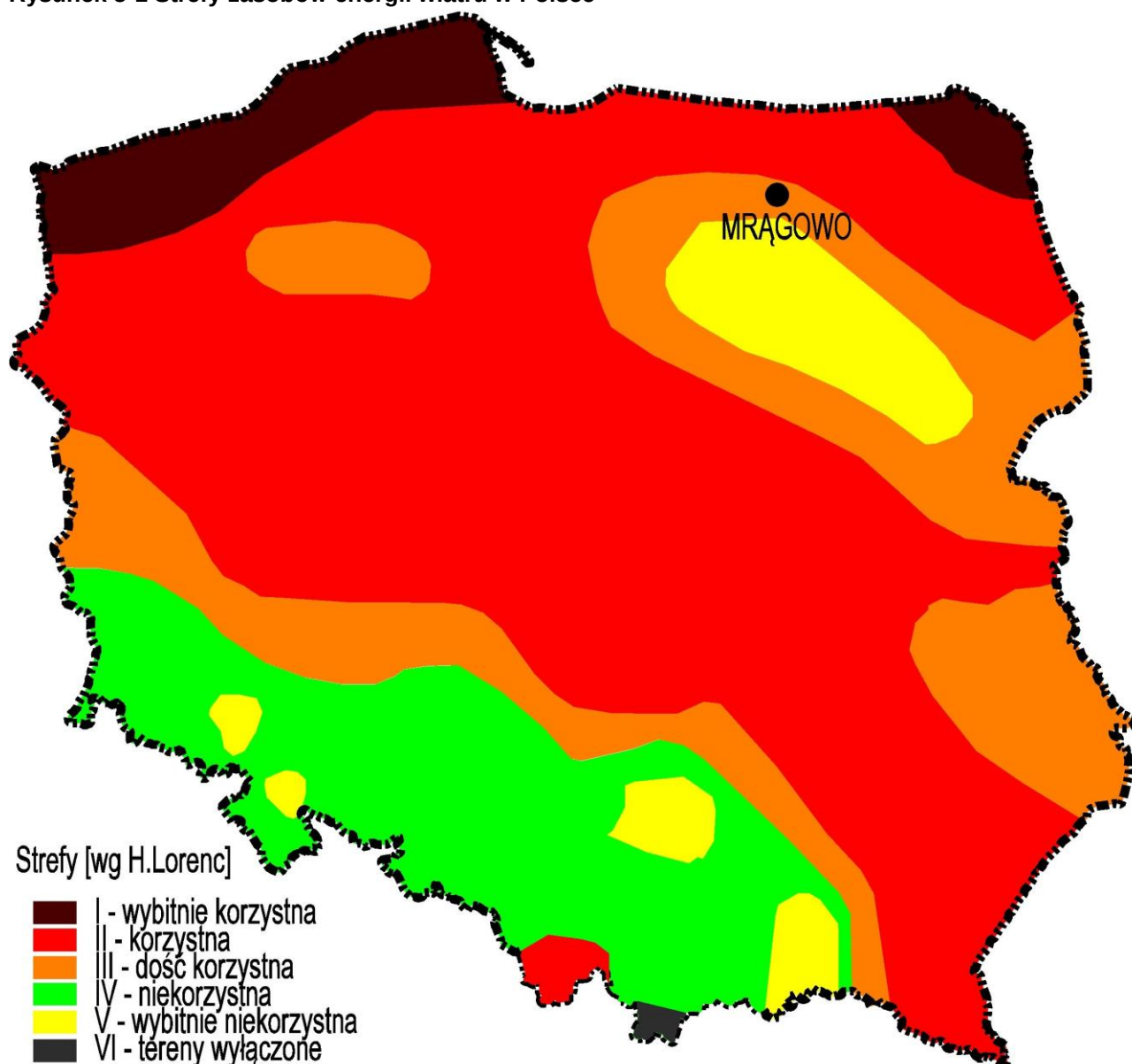
Poza wymienionymi wyżej obszarami istnieją miejsca, w których ze względu na specyficzne ukształtowanie terenu istnieją korzystne warunki do lokalizacji siłowni wiatrowych. Przykładowo można tu wymienić rejony Beskidu Śląskiego i Żywieckiego oraz Bieszczady i Pogórze Dynowskie. Oszacowanie występujących tam zasobów wiatru możliwe jest jedynie przez prowadzenie rzetelnych, wieloletnich pomiarów prędkości wiatru.

* - średnia roczna prędkość wiatru na wysokości 30 m nad poziomem gruntu według danych IMiGW.

Mrągowo leży w strefie III – dość korzystnej dla lokalizacji siłowni wiatrowych. Potencjał energetyczny wiatru wynosi poniżej 1000 kWh/m²/rok na wysokości 30 m nad powierzchnią gruntu. Należy podkreślić, że użyteczną dla potrzeb energetycznych jest prędkość wiatru co najmniej 4 m/s.

Energetyka wiatrowa, jak każda działalność ludzka, nie pozostaje bez wpływu na środowisko naturalne. Podstawowymi problemami są poważne zmiany krajobrazu, hałas oraz wpływ na dzikie ptactwo na szlakach migracji sezonowych. Przy opracowywaniu projektów lokalizacji pojedynczych siłowni wiatrowych, czy też farm, szczególną uwagę zwrócić należy na pobliskie rezerваты przyrody, parki narodowe oraz parki krajobrazowe. Przy planowaniu inwestycji należy wziąć także pod uwagę cień wirnika i wieży oraz zdarzające się odblaski od poruszających się łopat wirnika. Oddzielnym problemem jest dostępność terenu wymaganego w celu instalacji nowoczesnych turbin wiatrowych, których wysokość wieży przekracza 100 m przy długości łopat rzędu 85 m. Uciążliwości wywołane hałasem są nie do wyeliminowania - zaradzić im można inwestując w cichsze, nowoczesne konstrukcje lub też wybierając lokalizacje oddalone od siedzib ludzkich. Z wymienionych względów realizacja inwestycji w zakresie energetyki wiatrowej jest niemożliwa, a co najmniej bardzo utrudniona na zurbanizowanych obszarach miejskich.

Rysunek 5-1 Strefy zasobów energii wiatru w Polsce



Źródło: opracowanie własne na podstawie: H. Lorenc i inni: „Atlas klimatu Polski”, IMiGW, Warszawa 2005

5.2 Energia promieniowania słonecznego

Energia słoneczna jest strumieniem ciepła i światła docierającym na powierzchnię Ziemi z najbliższej gwiazdy – Słońca. Umożliwiając życie na planecie, była wykorzystywana przez ludzkość od najdawniejszych lat. Absorbując promieniowanie słoneczne lądy, morza i oceany nagrzewają się podnosząc swoją temperaturę do 14°C średnio na obszarze globu. Zawierające wilgoć z parujących wód, ogrzane od powierzchni globu powietrze unosi się do góry. W warstwach chłodniejszego powietrza zawarta w nim para wodna ulega kondensacji i formują się chmury. Ciepło oddane w trakcie kondensacji przez wodę staje się powodem zjawisk klimatycznych, takich jak wiatr, będący skądinąd innym źródłem energii odnawialnej. Energia słoneczna jest siłą napędową procesów fotosyntezy, powodujących nagromadzenie energii chemicznej w biomasie, przekształcającej się z upływem

milionów lat w paliwa kopalne. Promieniowanie słoneczne jest zatem podstawowym źródłem energii na naszej planecie.

Obecnie skupiono się na wykorzystaniu promieniowania słonecznego, jakkolwiek wszystkie rodzaje energii odnawialnej, z wyjątkiem geotermalnej i energii pływów oraz paliw jądrowych, zawdzięczają swoje zasoby energetyczne Słońcu. Radiacja promieniowania słonecznego o spektrum, zawierającym się w granicach od bliskiej podczerwieni do bliskiego nadfioletu, pozwala uzyskać energię elektryczną zarówno w procesach wykorzystujących silniki cieplne, jak i za pomocą zjawiska fotowoltaicznego. Oprócz generacji energii elektrycznej niepełna lista zastosowań energii słonecznej obejmuje m.in.: ogrzewanie i chłodzenie pomieszczeń, uzdatnianie wody pitnej przez destylację i dezynfekcję, oświetlenie słoneczne, podgrzewanie wody, gotowanie potraw. W zależności od sposobu przechwytywania promieniowania słonecznego oraz jego przetwarzania i dystrybucji technologie słoneczne dzielimy na aktywne i pasywne. Aktywne technologie słoneczne obejmują panele fotowoltaiczne i kolektory słoneczne przetwarzające promieniowanie na cele użyteczne. Technologie pasywne obejmują właściwą orientację obiektów architektonicznych względem słońca, dobór materiałów o odpowiedniej pojemności cieplnej i właściwościach rozpraszających, jak również projektowanie systemów naturalnego oświetlenia i naturalnej cyrkulacji powietrza. Technologie aktywne wpływają, zatem na zwiększenie ilości wykorzystywanej energii, podczas gdy technologie pasywne dążąc do najefektywniejszego wykorzystania zasobów, redukują raczej zapotrzebowanie na dodatkowe dostawy energii.

Światło słoneczne wpływało na projekty architektoniczne już od zamierzchłej przeszłości. Architekci w starożytnej Grecji i Chinach dążyli do orientowania budowli w kierunku południowym, w celu lepszego wykorzystania cieplnej i świetlnej energii promieniowania słonecznego. Optymalne wykorzystanie energii słonecznej ma również duże znaczenie w rolnictwie i ogrodnictwie. W znaczeniu energetycznym technologie słoneczne znajdują obecnie zastosowanie do wytwarzania ciepła i energii elektrycznej. Ciepło słoneczne najczęściej bywa wykorzystywane do podgrzewania wody i wspomagania centralnego ogrzewania, chłodzenia i wytwarzania ciepła procesowego. Obecnie opanowane technologie sprawiają, że znaczący odsetek zapotrzebowania na ciepłą wodę użytkową o temperaturze sięgającej 60°C, może być pokryty z instalacji solarnych. W tym celu najczęściej wykorzystuje się próżniowe kolektory rurowe lub płaskie kolektory płytowe z odpowiednim układem obiegu czynnika grzewczego i instalacją zbiornikową. Do podgrzewania wody w basenach powszechnie stosuje się kolektory z tworzyw sztucznych.

Analogicznie technologia słoneczna może być stosowana do wspomagania ogrzewania pomieszczeń, jak również ich chłodzenia i wentylacji. Wysokie temperatury uzyskiwane dzięki elementom koncentrującym, takim jak reflektory lub soczewki Fresnela, pozwalają na wykorzystanie energii słonecznej do gotowania posiłków. Skonstruowany w 1986 r. przez Wolfganga Schefflera ruchomy, paraboliczny reflektor, którego cechą jest możliwość dostosowywania krzywizny zwierciadła parabolicznego do sezonowych zmian kąta padania promieni słonecznych, stosowany jest w wielu kuchniach słonecznych. Reflektory Schefflera są wyposażone w urządzenie śledzące z mechanizmem powodującym właściwe ustawienie względem Słońca. Zwierciadła paraboliczne, zwierciadła rynnowe i reflektory

ry Schefflera mogą dostarczać ciepło technologiczne do zastosowań w procesach przemysłowych. Ekonomicznie uzasadnione zastosowanie energii cieplnej może obecnie mieć miejsce w wielu branżach przemysłu, przy wytwarzaniu różnych nośników ciepła (powietrze, gorąca woda, para) o wymaganych potrzebach procesu parametrach. Często stosowaną opcją w przypadku procesów niskotemperaturowych jest wykorzystanie technologii ORC (ang.: Organic Rankine Cycle), tj. organicznego obiegu Rankine'a. 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. W przypadku technologii słonecznych główną zaletą staje się umożliwienie obniżenia wymaganej temperatury w wytwornicy pary, co umożliwia zmniejszenie powierzchni zwierciadeł skupiających, a co za tym idzie zmniejszenie powierzchni całej instalacji.

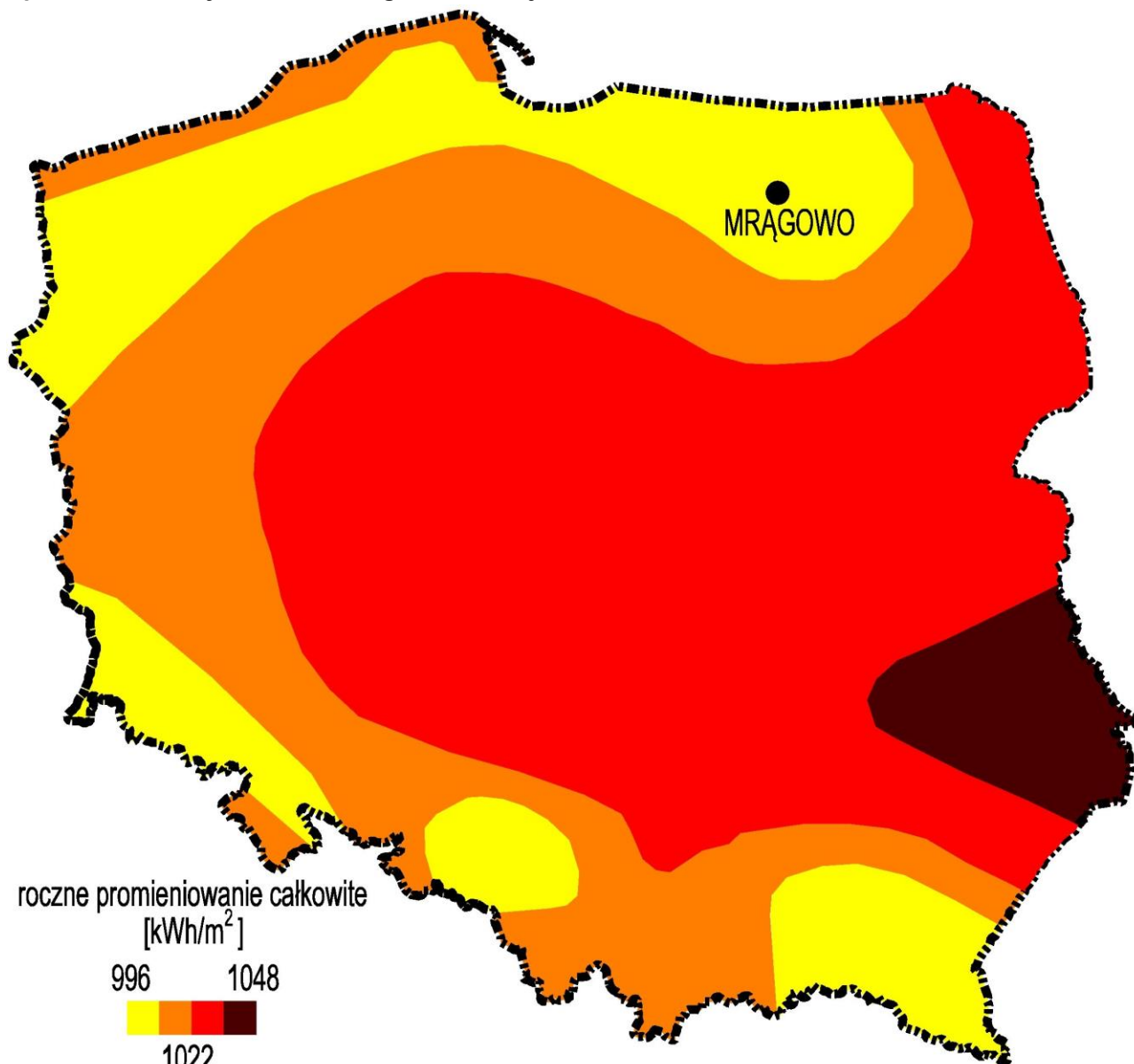
Naczelnym problemem związanym z wykorzystywaniem energii słonecznej jest fakt, iż jest ona dostępna tylko w dzień. Dlatego też magazynowanie ciepła uzyskiwanego z tej energii jest zagadnieniem niezmiernie ważnym z punktu widzenia jej użyteczności. W tym celu próbowano wykorzystać materiały o wysokiej pojemności właściwej. Początkowy wybór padł na materiały podlegające przemianie fazowej, takie jak воск parafinowy i sól glauberska. Obecnie, po latach doświadczeń i przeprowadzeniu wielu testów z użyciem mediów takich jak: woda, powietrze, olej czy ciekły sól, specjaliści z National Sandia Laboratories za najlepszy nośnik ciepła słonecznego uznali stopioną sól, w formie mieszaniny 60% azotanu (V) sodu i 40% azotanu (V) potasu, gdyż jest ona ciekła pod ciśnieniem atmosferycznym, jest czynnikiem o umiarkowanym koszcie i wysokiej efektywności składowania energii i może być stosowana w zakresie ciśnień i temperatur, kompatybilnym z wymaganiami nowoczesnych, wysokociśnieniowych i wysokotemperaturowych obiegów siłowni parowych. Mieszanina topi się w temperaturze 207°C. W obiegu roboczym siłowni słonecznej przechowywana jest w zbiorniku przy temperaturze 275°C, skąd pompowana jest do kolektora, gdzie ulega podgrzaniu do temperatury 550°C i trafia do zbiornika gorącej soli. Następnie gorąca sól kierowana jest do wytwornicy pary w obiegu siłowni parowej, skąd trafia z powrotem do zbiornika zimnej soli, o temperaturze 275°C. Zależnie od pojemności izolowanych zbiorników, można uzyskać możliwość utrzymania w ruchu turbiny od dwóch do dwunastu godzin. Przykładowo dwa cylindryczne zbiorniki soli o średnicy 24 m i wysokości 9 m, mogą zapewnić utrzymanie w ruchu turbiny parowej o mocy 100 MWe, przy czym sprawność składowania energii osiąga 99%. Doświadczenia przeprowadzone w National Sandia Laboratories wykazały, że odpowiednio zaizolowane zbiorniki, mogą zapewnić utrzymanie ciepła nawet przez okres jednego tygodnia. Obecnie w National Sandia Laboratories uzyskano obiecujące wyniki w dziedzinie zastosowania silnika Stirlinga napędzanego promieniowaniem słonecznym w procesie wytwarzania energii mechanicznej, możliwej następnie do przetworzenia np. w energię elektryczną. Ponadto do wytwarzania energii elektrycznej są używane coraz doskonalsze ogniwa fotowoltaiczne, jednakże w tym przypadku otrzymywany jest prąd stały, którego przyłączenie do sieci energetycznej wymaga zastosowania odpowiednich falowników, a możliwości potencjalnego magazynowania energii gwarantują na obecnym etapie niższą sprawność, niż w przypadku układów z termicznymi kolektorami ciepła.

W ostatnich latach coraz większą popularność zdobywają nowoczesne technologie solarne, częstokroć w formie tzw. systemów hybrydowych, umożliwiających pozyskiwanie mocy elektrycznej w wielkości odpowiadającej aktualnemu zapotrzebowaniu na energię elektryczną i niezależniące od wynikających z warunków meteorologicznych oraz pory doby wahań ilości dostępnej energii słonecznej. Przykładem jest wybudowana w Algierii elektrownia Hassi R'Mel, w której skupiająca promienie słoneczne instalacja zwierciadlana o mocy 25 MW wspomaga pracującą w cyku kombinowanym gazowo-parowym instalację do wytwarzania energii elektrycznej z paliwa kopalnego. Na podobnej zasadzie działa elektrownia Yzad w Iranie. W systemach PVT (ang.: **photovoltaic thermal hybrid solar collectors**), stanowiących niejako połączenie idei źródeł fotowoltaicznych i termicznych kolektorów słonecznych, promieniowanie słoneczne przekształcane jest zarówno w energię elektryczną jak i w ciepło. Podobnie działają tzw. systemy CPVT (ang.: **concentrated photovoltaic thermal hybrid**), wykorzystujących skupione promieniowanie słoneczne do pozyskiwania energii elektrycznej i ciepła zamiast konwencjonalnych ogniw fotowoltaicznych. Systemy PVD (ang.: **photovoltaic diesel hybrid system**) stanowią połączenie klasycznych technologii fotowoltaicznych z generatorami napędzanymi silnikami Diesla. Systemy fotowoltaiczno-termoelektryczne wykorzystują oprócz zjawiska fotowoltaicznego również zjawisko termoelektryczne, polegające na wytwarzaniu różnicy potencjałów elektrycznych pomiędzy ciałami o różnej temperaturze.

Postęp technologiczny w dziedzinie wytwarzania wysokosprawnych systemów solarnych, jak również magazynowania pozyskiwanej energii słonecznej sprawia, że energetyczne wykorzystanie radiacji promieniowania słonecznego staje się stopniowo opłacalne również na obszarach, na których dotychczas stosowanie solarnych instalacji energetycznych nie było rozważane. Szczególnie szybki postęp ma miejsce w dziedzinie obwodów fotowoltaicznych. Uzyskanie wysokosprawnych ogniw cienkowarstwowych i podjęcie ich przemysłowego wytwarzania na skalę masową umożliwiło rozpowszechnienie stosowania instalacji fotowoltaicznych na całą Europę, w tym na obszary położone na zbliżonych do Polski szerokościach geograficznych. Montaż ogniw fotowoltaicznych staje się coraz bardziej popularny na budynkach i budowlach w Wielkiej Brytanii, Francji, Luksemburgu, Austrii, Niemczech, Republice Czeskiej i innych państwach tej części Europy. Również w Polsce powstają pierwsze instalacje tego typu. Jako przykład można wymienić instalację fotowoltaiczną o mocy zainstalowanej 69 kW, eksploatowaną przez Parafię Rzymsko-Katolicką Matki Boskiej Nieustającej Pomocy w Jaworznie, powstałą z udziałem dotacji z NFOŚiGW.

Zasoby słoneczne Polski są podobne do istniejących w Niemczech czy Francji, co wynika z położenia na takiej samej szerokości geograficznej. Przykładowo roczna suma napromieniowania (energii promieniowania słonecznego padającej na płaszczyznę poziomą o powierzchni 1 m²) wynosi w Warszawie 1025 kWh/m²/rok, Monachium 1150 kWh/m²/rok, Berlin 1000 kWh/m²/rok. Średnie nasłonecznienie poszczególnych obszarów Polski podano na rysunku 4-2.

Rysunek 5-2 Strefy zasobów energii słonecznej w Polsce



Jakkolwiek Mrągowo leży w strefie stosunkowo najmniejszego nasłonecznienia, istnieją obecnie technologie umożliwiające korzystanie z energii solarnej również na takich obszarach.

Konwersja fotowoltaiczna polega na bezpośredniej zamianie energii promieniowania słonecznego na energię elektryczną. Odbyna się to dzięki wykorzystaniu tzw. efektu fotowoltaicznego polegającego na powstawaniu siły elektromotorycznej w materiałach o niejednorodnej strukturze, podczas ich ekspozycji na promieniowanie elektromagnetyczne. Tylko w specjalnie spreparowanych przyrządach wykonanych z półprzewodników zwanych ogniwami słonecznymi wystawionych na promieniowanie słoneczne, efekt fotowoltaiczny mierzony powstającą siłą elektromotoryczną jest na tyle duży, aby mógł być wykorzystywany praktycznie do generacji energii elektrycznej. Ogniwia słoneczne łączy się ze sobą w układy zwane modułami fotowoltaicznymi, a te z kolei służą do budowy systemów fotowoltaicznych. Systemy fotowoltaiczne można podzielić na systemy podłączone do sieci

trójfazowej elektroenergetycznej poprzez specjalne urządzenie zwane falownikiem oraz na systemy autonomiczne zasilające bezpośrednio urządzenia prądu stałego, zazwyczaj z wykorzystaniem okresowego magazynowania energii w akumulatorach elektrochemicznych. Klasyfikacja powyższa nie obejmuje słonecznych systemów z koncentratorami słonecznymi oraz systemów dużej mocy wykorzystujące heliostaty stosowane na świecie w elektrowniach, elektrociepłowniach i piecach słonecznych. Urządzenia te wykorzystują jedynie promieniowanie bezpośrednie, a jak wspomniano w Polsce promieniowanie to stanowi w zależności od pory roku 25÷50 % promieniowania całkowitego i dlatego znaczenie praktyczne tych technologii dla naszego kraju jest marginalne.

Konwersję fototermiczną energii promieniowania słonecznego wykorzystuje się do bezpośredniej produkcji ciepła dwoma sposobami: sposobem pasywnym (biernym) i sposobem aktywnym (czynnym). Transmisja zaabsorbowanej energii słonecznej do odbiorników odbywa się w specjalnych instalacjach. Systemy pasywne do swego działania nie potrzebują dodatkowej energii z zewnątrz. W tych systemach konwersja energii promieniowania słonecznego w ciepło zachodzi w sposób naturalny w istniejących lub specjalnie zaprojektowanych elementach struktury budynków pełniących rolę absorberów. Dla odmiany, 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. Granice podziału pomiędzy dwoma wyżej wymienionymi sposobami wykorzystania konwersji termicznej są dość płynne. Z jednej strony w systemach pasywnych dopuszcza się stosowanie pewnych elementów regulujących przepływ energii uzyskanej z promieniowania słonecznego. W przypadku, gdy zastosowane są w tym celu urządzenia mechaniczne można mówić o systemach semiaktywnych. Z drugiej strony często celowo stosuje się uzupełniające się wzajemnie w jednej instalacji grzewczej systemy pasywne i aktywne jednocześnie. Mówi się wtedy o systemach kombinowanych. Najbardziej rozpowszechnionym typem kolektorów są płaskie kolektory płytowe. W izolowanej, odpornej na czynniki atmosferyczne obudowie, pod przezroczystym pokryciem umieszczony jest absorber, najczęściej w formie płyty metalowej pokrytej powłoką selektywną, wspomagającą pochłanianie ciepła. Ciepło odprowadzane jest najczęściej cieczą przepływającą przez pełniący rolę wymiennika ciepła system metalowych rur we wnętrzu kolektora. Próżniowe kolektory rurowe przybierają różną postać, od szklanych rur próżniowych połączonych z umieszczonym powyżej ich poziomu zbiornikiem, w których to próżniowych rurkach czynnik odprowadzający ciepło ogrzewa się i grawitacyjnie unosi do góry, podnosząc temperaturę w zbiorniku czynnika odprowadzającego ciepło, po bardziej wyrafinowane konstrukcje, w których wykorzystuje się szklane rury próżniowe, w których element zbierający ciepło tzw. absorber przyjmuje postać metalowej rurki pokrytej powłoką selektywną, zawierającej specjalnie dobrany nietoksyczny płyn, który odparowuje w dolnej części rurki absorbera i w postaci pary unosi się do górnej części rurki absorbera, umieszczonej w rurze z czynnikiem odprowadzającym ciepło. Tam umieszczony we wnętrzu absorbera płyn ulega skropleniu, oddając ciepło czynnikowi odprowadzającemu i opada na dno absorbera, po czym dalej bierze udział w procesie transportu ciepła. Należy zwrócić uwagę, że w tym ostatnim rozwiązaniu nie zachodzi nie-

bezpieczeństwo rozsądzenia rurek próżniowych kolektora w okresie zimowym. Obiecujące eksperymenty, polegające na umieszczaniu węzownic z czynnikiem grzejącym pod powierzchnią nowobudowanych dróg i placów prowadzone są w Wielkiej Brytanii. Jakkolwiek w celu wykorzystania tak zebranego ciepła do ogrzewania lub klimatyzacji położonego w pobliżu budynku wymagane jest wspomaganie pompą ciepła, w opisywanym rozwiązaniu nakłady na instalację odbierającą ciepło są stosunkowo nieznaczne i pozwalają praktycznie uniknąć nakładów związanych z instalacją kolektorów ciepła.

Obecnie najbardziej efektywną konwersję promieniowania słonecznego uzyskuje się w procesach wytwarzania ciepła niskotemperaturowego (o temperaturze $< 100^{\circ}\text{C}$) w instalacji hybrydowej z baterią płaskich kolektorów słonecznych.

Kolektory słoneczne w polskich warunkach klimatycznych można stosować do:

- wspomaganie centralnego ogrzewania;
- wspomaganie przygotowania ciepłej wody użytkowej;
- ogrzewania wody w basenach;
- podgrzewania gruntów szklarniowych;
- suszenia produktów rolnych i ziół.

Należy pamiętać o tym, że kolektor słoneczny sam nie zapewni 100% podgrzewu ciepłej wody użytkowej. W naszych warunkach klimatycznych kolektor może pokryć maksymalnie 70÷80% zapotrzebowania energii na przygotowanie ciepłej wody użytkowej w ciągu roku. Dlatego niezbędne jest drugie dogrzewające wodę źródło energii. Najlepszym rozwiązaniem jest połączenie kolektora poprzez zasobnik ciepłej wody użytkowej z kotłem gazowym lub pompą ciepła. W poniższej tabeli przedstawiono przykładowe koszty zestawu kolektorów słonecznych dla budynku jednorodzinnego, w którym zamieszkuje 4-5 osób.

Tabela 5-1 Roczny uzysk energii z zestawów solarnych i ich szacunkowy koszt

Rodzaj zestawu	Roczny uzysk energii przez kolektor	Szacunkowy koszt zestawu
	[kWh / rok]	[zł]
do całorocznego przygotowania ciepłej wody użytkowej i wspomaganie ogrzewania	14 602	90 000
do całorocznego przygotowania ciepłej wody użytkowej (100% zapotrzebowania pokryte solarnie)	5 157	80 000
do wspomaganie przygotowania ciepłej wody użytkowej (75% zapotrzebowania pokryte solarnie)	3 888	15 000

Źródło: opracowanie własne

Szacuje się, że instalacje do wspomaganie wytwarzania ciepłej wody użytkowej osiągnęły już próg ekonomicznej opłacalności. W tych warunkach decyzje o realizacji instalacji powinni podejmować indywidualni inwestorzy. Rola władz samorządowych winna polegać na popularyzacji dostępnych rozwiązań oraz ewentualnym wykorzystaniu energii słonecznej w miejskich budynkach użyteczności publicznej w ramach pełnienia wzorcowej roli sektora publicznego.

5.3 Energia geotermalna

Źródłem energii geotermalnej jest wnętrze Ziemi o temperaturze około 5400°C, generujące przepływ ciepła w kierunku powierzchni. Początkowo, ciepło wewnętrzne Ziemi pochodziło głównie z kontrakcji grawitacyjnej w okresie formowania się planety. Obecnie, najwięcej ciepła (45 do 90%) pochodzi z rozpadu radioaktywnego izotopów potasu, uranu i toru. Źródła ciepła upatruje się też częściowo w ochładzaniu się płaszcza, tarcu wewnętrznym wywołanym siłami pływowymi i zmianami w prędkości obrotu Ziemi. Szacuje się, że strumień ciepła wypływającego na powierzchnię Ziemi wynosi ok. 46 TW. Energia geotermiczna wykorzystywana jest najczęściej w formie wydobytych na powierzchnię ziemi wód geotermalnych. Energię tę zalicza się do energii odnawialnej, bo jej źródło - gorące wnętrze kuli ziemskiej - jest praktycznie niewyczerpalne. 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 geotermiczne są z reguły mocno zasolone, jest to powodem szczególnie trudnych warunków pracy wymienników ciepła i innych elementów armatury instalacji geotermicznych. Energię geotermiczną wykorzystuje się w układach centralnego ogrzewania jako podstawowe źródło energii cieplnej. Drugim zastosowaniem energii geotermicznej jest produkcja energii elektrycznej. Jest to opłacalne jedynie w przypadkach źródeł szczególnie gorących. Zagrożenie jakie niesie za sobą produkcja energii geotermicznej to zanieczyszczenia wód głębinowych, uwalnianie radonu, siarkowodoru i innych gazów. Gorące źródła tzw. gejzery są charakterystycznym elementem krajobrazu Islandii, która wykorzystuje je jako źródło ogrzewania i ciepłej wody. Nie wpływa to ujemnie na środowisko naturalne.

Zdaniem niektórych ekspertów, Polska ma bardzo dobre warunki geotermalne, gdyż 80% powierzchni kraju jest pokryte przez 3 prowincje geotermalne: centralnoeuropejską, przedkarpacką i karpacką. Temperatura wody dla tych obszarów wynosi od 30÷130 °C (a lokalnie nawet 200°C), a głębokość występowania w skałach osadowych od 1 do 10 km. Naturalny wypływ zdarza się bardzo rzadko (Sudety – Cieplice, Łądek Zdrój). Możliwości wykorzystania wód geotermalnych dotyczą 40% obszaru kraju (wydobycie jest opłacalne, gdy do głębokości 2 km temperatura osiąga 65°C, zasolenie nie przekracza 30 g/l a także gdy wydajność źródła jest odpowiednia). Powstał atlas wód geotermalnych występujących na terenie Polski pod redakcją prof. Wojciecha Góreckiego z Wydziału Geologii Akademii Górniczo-Hutniczej, wskazujący obszary występowania wód geotermalnych na terenie Polski. Podział kraju na strefy zasobów wód geotermalnych przedstawiono na rysunku 4-3.

Pierwszy w Polsce Zakład Geotermalny w Bańskiej - Białym Dunajcu powstał w latach 1989-1993. Od kilku lat z odwiertów i instalacji korzysta PEC Geotermia Podhalańska SA, która dostarcza ciepło do większości domów w Zakopanem. Jak dotąd na terenie Polski funkcjonuje osiem geotermalnych zakładów ciepłowniczych:

- Bańska Niżna - 4,5 MW, docelowo 70 MW
- Pyrzyce - 15 MW, docelowo 50 MW
- Stargard Szczeciński - 14 MW
- Mszczonów - 7,3 MW

- Uniejów – 2,6 MW
- Słomniki – 1 MW
- Lasek – 2,6 MW
- Kilkuszowa – 1 MW

Zasoby energii geotermalnej w Polsce związane są z wodami podziemnymi występującymi na różnych głębokościach. Wody podziemne po wydobyciu na powierzchnię ziemi mają temperaturę od 40 do 70 °C.

Rysunek 5-3 Strefy zasobów energii geotermalnej w Polsce



Źródło: Opracowanie własne na podstawie „Energia Geotermalna. Świat-Polska-Środowisko”, Instytut gospodarki surowcami mineralnymi i energią. Laboratorium geotermalne PAN, Kraków 2000 r.

Z uwagi na stosunkowo niski poziom energetyczny płynów geotermalnych można je wykorzystywać:

- do ciepłownictwa (m.in.: ogrzewanie niskotemperaturowe i wentylacja pomieszczeń, przygotowanie ciepłej wody użytkowej);
- 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 basenach).

Należy zaznaczyć, że eksploatacja energii geotermalnej powoduje również problemy ekologiczne, z których najważniejszy polega na kłopotach związanych z emisją szkodliwych gazów uwalniających 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. Ograniczenie szkodliwego oddziaływania tego gazu na środowisko naturalne stanowi stale otwarty, nierozwiązany do tej pory, problem techniczny.

Jak wynika z rys. 4-2 Mrągowo leży w granicach okręgu grudziądzko-warszawskiego, uznawanego za jeden z potencjalnie najbogatszych terenów występowania wód geotermalnych w Polsce. Według informacji pozyskanej z Systemu Gospodarki i Ochrony Bogactw Mineralnych oraz rejestru obszarów górniczych i rejestru złóż kopalin, prowadzonych przez Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy, na obszarze Miasta Mrągowo nie występują złoża wód geotermalnych. W sytuacji braku rozpoznanych złóż wód geotermalnych, a także potencjalnie dużych kosztów ewentualnej budowy i eksploatacji systemów geotermalnych, w sytuacji zapewnienia zaopatrzenia w ciepło odbiorców z obszaru miasta z rozbudowanego i posiadającego znaczne rezerwy systemu ciepłowniczego, jak również rozbudowanego systemu gazowniczego, nie należy zakładać budowy instalacji tzw. geotermii głębokiej na obszarze Mrągowo.

Natomiast ewentualne wykorzystanie energii geotermalnej, względnie hydrotermalnej i aerotermalnej może się odbywać za pomocą instalacji z pompami ciepła, tj. urządzeniami pobierającym ciepło niskotemperaturowe lub odpadowe i transformującym je na wyższy poziom temperaturowy, spełniającymi rolę tzw. temperaturowych transformatorów 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 nadmiernie 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 tablicy 5-2. 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 strat 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 5-3.

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 aerotermalnej,

hydrotermalnej, bądź geotermalnej. Zakłada się, że wykorzystanie pomp ciepła w gminie będzie realizowane głównie przez inwestorów indywidualnych przy wsparciu informacyjnym i mecenacie ze strony Gminy.

Tabela 5-2 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.	2,90	1,27	1,16
powietrze/woda	Suchy termometr przy wlocie: 2 Mokry termometr przy wlocie: 1	Temperatura przy wlocie: 30 Temperatura przy wylocie: 35	3,10	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.	3,40	1,49	1,36
solanka/woda	Temperatura przy wlocie: 0 Temperatura przy wylocie: - 3	Temperatura przy wlocie: 30 Temperatura przy wylocie: 35	4,30	1,89	1,72
		Temperatura przy wlocie: 40 Temperatura przy wylocie: 45	3,50	1,54	1,4
woda/woda	Temperatura przy wlocie: 10 Temperatura przy wylocie: 7	Temperatura przy wlocie: 30 Temperatura przy wylocie: 35	5,10	2,24	2,04
		Temperatura przy wlocie: 40 Temperatura przy wylocie: 45	4,20	1,85	1,68
woda/powietrze	Temperatura przy wlocie: 1 5 Temperatura przy wylocie: 12	Suchy termometr przy wlocie: 20 Mokry termometr przy wlocie: 15 maks.	4,70	2,07	1,88
	(źródło - pętla wody) Temperatura przy wlocie: 20 Temperatura przy wylocie: 17	Suchy termometr przy wlocie: 20 Mokry termometr przy wlocie: 15 maks.	4,40	1,93	1,76

Źródło: decyzja Komisji Europejskiej 2007/742/WE z dnia 9 listopada 2007 r. określająca kryteria ekologiczne dotyczące przyznawania wspólnotowego oznakowania ekologicznego pompom ciepła zasilanym elektrycznie, gazowo lub absorpcyjnym pompom ciepła

Tabela 5-3 Wymagana efektywność 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
		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: decyzja Komisji Europejskiej 2007/742/WE z dnia 9 listopada 2007 r. określająca kryteria ekologiczne dotyczące przyznawania wspólnotowego oznakowania ekologicznego pompom ciepła zasilanym elektrycznie, gazowo lub absorpcyjnym pompom ciepła

5.4 Energia cieków wód powierzchniowych

Powstanie energii wód śródlądowych jest związane z cyklem krążenia wody w przyrodzie. Źródłem tej energii jest w istocie energia słoneczna. Warunkiem otrzymania dużej mocy jest koncentracja w możliwie ograniczonym obszarze dużej różnicy poziomów oraz dużego

przepływu masowego wody. Z uwagi na brak naturalnej koncentracji spadów, stwarza się sztuczne spadki poprzez: spiętrzenie górnego poziomu wody, obniżenie dolnego poziomu wody lub budowę elektrowni podziemnej lub też budowę kanału skracającego, dzięki czemu zmniejsza się straty przepływowe (znacznie krótsza droga przepływu). Często stosuje się wymienione sposoby jednocześnie. Mimo iż energia wodna nie odegra decydującej roli w dalszym zwiększeniu produkcji energii elektrycznej z powodu ograniczonych zasobów wody nadających się do wykorzystania w celach energetycznych, trudnego do nich dostępu (duże odległości skupisk ludzkich od źródeł zasobów), dużych kosztów budowy hydrotechnicznych i długich okresów realizacji inwestycji, to jednak obserwuje się rozwój budownictwa elektrowni wodnych, zwłaszcza tam, gdzie zasoby są duże oraz warunki hydrologiczne temu sprzyjają. Największe zespoły są instalowane na wielkich rzekach i osiągają moce jednostkowe wielu tysięcy MW. Zasoby hydroenergetyczne Polski szacuje się na 13,7 TWh rocznie. Największy potencjał energetyczny mają rzeki dorzecza Wisły, następnie Wisła, Odra, Dunajec i Warta. Potencjał energetyczny rzek w Polsce zestawiono w tabeli 5-4. Obecnie w Polsce wykorzystuje się zasoby hydroenergetyczne jedynie w 12%, co stanowi 7,3% mocy zainstalowanej w krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Elektrownie wodne można podzielić na elektrownie przepływowe produkujące energię elektryczną oraz elektrownie szczytowo-pompowe, służące do magazynowania energii elektrycznej wyprodukowanej w inny sposób.

Tabela 5-4 Potencjał energetyczny rzek w Polsce w GWh/rok

Lp.	Wyszczególnienie	Teoretyczny	Techniczny	Wykorzystanie
1.	Dorzecze Wisły	16 457	9 270	56%
2.	Wisła	9 305	6 177	66%
3.	Odra	2 802	1 273	45%
4.	Dunajec	1 433	814	57%
5.	Warta	1 032	351	34%

Najpoważniejszy ciek wodny w okolicach obszaru objętego niniejszym opracowaniem stanowi rzeka Krutynia, której zasoby energetyczne nie uzasadniają budowy znaczących obiektów energetyki wodnej. Ewentualne 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. Ze względu na niepewność ewentualnej ekonomicznej opłacalności przedsięwzięć w zakresie małej energetyki wodnej na rozpatrywanym obszarze, badania takie powinny być ewentualnie wykonane na koszt i ryzyko zainteresowanego budową obiektów małej energetyki wodnej lokalnego inwestora. Rola właściwych władz samorządowych sprowadza się do wydania stosownych decyzji i pozwoleń oraz kontroli zgodności ewentualnego procesu inwestycyjnego z obowiązującym stanem prawnym.

5.5 Energia z biomasy

Zgodnie z definicją określoną w art. 2 pkt 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, 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. W art. 2 pkt 3a powołana ustawa wprowadza ponadto kategorię biomasy lokalnej, oznaczającą biomasę pochodzącą z upraw energetycznych, a także odpady lub pozostałości z produkcji rolnej oraz przemysłu przetwarzającego jej produkty, zboża inne niż pełnowartościowe, pozyskane w sposób zrównoważony, określony w przepisach wykonawczych.

Biomasa jest produktem reakcji fotosyntezy, która przebiega pod wpływem promieniowania słonecznego. Produktem ubocznym przetwarzania energii chemicznej zawartej w biomacie na ciepło jest powstawanie dwutlenku węgla. Powszechnie uważa się, że 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 biomacie 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.

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 – gnojownicę, osady ściekowe w przemyśle celulozowo-papierniczym, makulaturę, odpady organiczne z cukrowni, roszarni lnu, gorzelni, browarów;

Jako źródło energii biomasa jest również - przy racjonalnej gospodarce - odnawialna, gdyż rośliny mają to do siebie, że ich zasoby odnawiają się w relatywnie krótkim horyzoncie czasowym (w przeciwieństwie np. do pokładów paliw kopalnych). Nie ma również problemu z utylizacją popiołu, gdyż jest znakomitym nawozem. Wbrew pozorom jest to paliwo wydajne - dwie tony suchej biomasy (czy to słomy, czy drewna) są równoważne energetycznie jednej tonie węgla kamiennego.

Podstawą do rozważań o szerszym zastosowaniu drewna dla potrzeb energetycznych ludności jest stwierdzenie, że energia czerpana do procesu fotosyntezy przez światowe zasoby lasu około dziesięciokrotnie przewyższa ilość energii, którą ludzkość uzyskuje dzięki wydobyciu ropy naftowej, gazu ziemnego i węgla kamiennego. Drewno jest jednym z niewielu materiałów opałowych, które są w pełni odtwarzalne. Jego dużą zaletą jest fakt, że przy odpowiednim składowaniu jego wartość energetyczna nie tylko nie zmniejsza się, lecz wprost przeciwnie - w pierwszych dwóch, trzech latach można ją relatywnie zwiększyć susząc drewno. Jest to ważna wskazówka, gdyż nadmierna wilgoć zawarta w drewnie uwalniana jest w palenisku, co obniża wydajność kotła spalającego. Drewno jest tanim materiałem opałowym. Przy prawidłowym spalaniu i odpowiedniej wilgotności spalanie odbywa się praktycznie bez dymu, łatwo się rozpala i pozostaje po nim niewiele popiołu - około 1% jego pierwotnej masy. Popiół drzewny nie spieka się i jest doskonałym nawozem naturalnym. Zawiera azot, wapń, wodorotlenek potasu, tlenek krzemu, kwas fosforowy i pierwiastki śladowe.

Najwyższą wartość opałową ma drewno twarde liściaste. Oprócz tego, że daje ono najwięcej ciepła najdłużej utrzymuje ogień. Ważnym aspektem jest, aby drewno, którym palimy było dobrze wysuszone, tzn. jego wilgotność nie była większa od 15÷20%. Podczas spalania wilgotnego drewna dochodzi nie tylko do obniżenia wydajności grzewczej, lecz tym samym do obniżenia temperatury spalania. To z kolei prowadzi do nieprawidłowego utleniania spalanego materiału, co objawia się kopceniem, nieprawidłowym przemieszczaniem się dymu i w końcu do skrócenia okresu przydatności kotła. Normalnie poleca się spalanie drewna składowanego od 18 do 24 miesięcy. Czas ten można skrócić, jeżeli drewno pocięte było na odpowiedniej wielkości polana składowane pod zadaszeniem w przewiewnym miejscu. Drewno pocięte na 4 części schnie lepiej niż drewno w pniu. Jeżeli pień jest mały, należy przynajmniej usunąć częściowo korę.

Spalanie drewna na potrzeby ogrzewania budynków jednorodzinnych winno odbywać się w przystosowanych do wykorzystania tego paliwa jednostkach kotłowych. Na rynku krajowym istnieje duża różnorodność urządzeń tego typu, mogących znaleźć zastosowanie w kotłowniach domowych (kotły o mocach do 30 kW i cały szereg innych produkowanych w mniejszych i większych zakładach produkcyjnych w kraju i za granicą).

Zastosowanie kotła przystosowanego do spalania drewna jest bardzo korzystnym rozwiązaniem dla inwestora indywidualnego. W Mrągowie rozwiązania takie mogą zostać zastosowane w obszarach peryferyjnych, nie wyposażonych w sieć ciepłowniczą i gazową, jako alternatywa dla drogich eksploatacyjnie instalacji grzewczych z wykorzystaniem oleju i gazu płynnego oraz modernizacji starych palenisk węglowych.

Poniżej przedstawiono potencjalne możliwości pozyskania na obszarze miasta Mrągowa energii cieplnej z poszczególnych rodzajów biomasy.

Celem oszacowania potencjalnych zasobów słomy na obszarze miasta, przyjęto następujące założenia:

- 317,74 ha - powierzchnia zasiewów zbóż na obszarze miasta (dane na podstawie spisu rolnego z 2010 r.);
- 20 q/ha - przeciętny uzysk słomy;
- 14 MJ/kg - wartość opałowa słomy;
- 80% - średnioroczna sprawność przetwarzania energii chemicznej słomy na energię cieplną.

Po uwzględnieniu powyższych założeń otrzymamy następujące wyniki:

- 635,5 Mg - łączne zasoby słomy w mieście;
- 7117 GJ/rok - wielkość rocznej produkcji energii cieplnej.

W grupie energetycznych upraw biomasy drzewnej wykorzystuje się szybko wzrastające krzewy z rotacją 3÷4 letnich cykli wyrębu, gęsto sadzonych, z odpowiednim nawadnianiem i nawożeniem gleby. Najpopularniejszymi roślinami, które można uprawiać na potrzeby produkcji biomasy są: wierzba wiciowa (*Salix viminalis*), ślazier pensylwański lub inaczej malwa pensylwańska (*Sida hermaphrodita*), topinambur czyli słonecznik bulwiasty (*Helianthus tuberosus*), róża wielokwiatowa znana też jako róża bezkolcowa (*Rosa multiflora*), rdest sachaliński (*Polygonum sachalinense*) oraz trawy wieloletnie, jak np: miskant olbrzymi czyli trawa słoniowa (*Miscanthus sinensis gigantea*), miskant cukrowy (*Miscanthus sacchariflorus*), spartina preriowa (*Spartina pectinata*) czy palczatka Gerarda (*Andropogon gerardi*).

Tego rodzaju rośliny są sadzone bardzo gęsto (np. 8 000 sadzonek drzew na hektar, z odstępem między rzędami 2 m i odległością pomiędzy sadzonkami 0,5 m) przy zachowaniu dostępu dla maszyn. Uprawiane w ten sposób drzewa są ścinane po kilku latach (2 do 5) i uzyskuje się znaczną ilość biomasy. Korzenie sadzonek pozostają nietknięte, a następnej wiosny po ścięciu na każdym pniu pokazują się nowe pędy. Ponownie, po 2÷3 latach, sadzonki ścina się, uzyskując biomasę dwu- lub nawet trzykrotnie większą niż po pierwszym ścięciu. Proces ten jest powtarzany 3 do 5 razy - w zależności od gatunku, aż do momentu, gdy konieczne okaże się zasadzenie nowych drzew. Gatunek sadzonki musi być wybrany w zależności od warunków klimatycznych, dostępności wody i rodzaju gleby.

W celu oszacowania potencjalnych zasobów energii z tego typu plantacji na obszarze miasta Mrągowa, przyjęto następujące założenia:

- 198,23 ha - powierzchnia przeznaczona pod plantacje w gminie (grunty ugorowane, pozostałe użytki rolne i pozostałe grunty wg powszechnego spisu rolnego z 2010 r.);
- 25 t/ha - przeciętny roczny przyrost suchej masy;

- 3 lata - cykl zbioru z danego terenu;
- 14 MJ/kg - wartość opałowa;
- 80% - średnioroczna sprawność przetwarzania energii chemicznej na energię ciepłą.

Po uwzględnieniu powyższych założeń otrzymamy następujące wyniki:

- 55 504 GJ/rok - wielkość rocznej produkcji energii ciepłej.

Plantacja drzewna nie ma dużych wymagań glebowych i może być interesującym sposobem zagospodarowania nadmiarów małożylnych terenów rolnych lub terenów przeznaczonych do rekultywacji.

Odrębnym sposobem wykorzystania biomasy jest jej przeróbka na biopaliwa. Zgodnie z obowiązującymi w Polsce przepisami biopłynny są to 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.

Najpowszechniej obecnie stosowanym biopaliwem gazowym jest biogaz. Zgodnie z definicją określoną w art. 2 pkt 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, biogaz jest gazem uzyskanym z biomasy, w szczególności z instalacji przeróbki odpadów zwierzęcych lub roślinnych, oczyszczalni ścieków oraz składowisk odpadów. Ponadto w art. 2 pkt. 2, powołana ustawa wprowadza termin: „biogaz rolniczy”, oznaczający 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 biogazu pozyskanego z surowców pochodzących z oczyszczalni ścieków oraz składowisk odpadów.

Biogaz jest produktem fermentacji anaerobowej, tj. procesu biologicznego rozkładu związków pochodzenia organicznego (np. ścieków i odpadów komunalnych, odchodów zwierzęcych, odpadów przemysłu rolno-spożywczego, biomasy), przeprowadzanego w warunkach beztlenowych przez bakterie anaerobowe (beztlenowe) np. bakterie metanowe. Biogaz powstaje przedziale temperatur od 30 do 40°C (fermentacja mezofilowa) lub od 50 do 60°C (fermentacja termofilowa). Cechą charakterystyczną procesu są długie czasy zatrzymania substratu, powyżej 15 dni a nawet znacznie przekraczające 30 dni, w wyniku czego biogaz jest wytwarzany w sposób ciągły, co umożliwia nieprzerwaną produkcję energii. Brak jest skoków lub przerw w dostawie energii elektrycznej w przeciwieństwie do innych odnawialnych źródeł energii, np. elektrowni wiatrowych i kolektorów słonecznych. Biogaz jest mieszaniną metanu (CH₄: 50 – 75% obj.), dwutlenku węgla (CO₂: 25 – 50% obj.), wody (H₂O: 2÷7% obj.), siarkowodoru (H₂S: 20÷20 000 ppm), azotu (N₂: < 2% obj.), wodoru (H₂: < 1% obj.), tlenu (O₂: < 1% obj.). Jego średnia wartość opałowa wynosi 23÷25,5 MJ/Nm³.

Popularnymi surowcami do produkcji biogazu mogą być:

- zboża: pszenica, żyto, jęczmień, owies, kukurydza;
- nasiona roślin oleistych: rzepak, słonecznik;
- rośliny wysokobiałkowe: groch, łubin słodki;
- len;
- koniczyna, trawa, lucerna, trawa sudańska;
- kapusta, burak pastewny, słonecznik bulwiasty;
- gnojowica bydłęca, gnojowica świńska;
- obornik bydłęcy;
- obornik ptasi;
- nać ziemniaka, nać buraka, słoma.

W ogólnym przypadku typowymi zastosowaniami biogazu mogą być:

- spalanie w kotłach grzewczych,
- spalanie w silnikach agregatów prądotwórczych,
- podłączenie do sieci gazu ziemnego,
- zasilanie silników pojazdów trakcyjnych.

Ponadto pewne nadzieje wiązane są z wykorzystaniem w ogniwach paliwowych. Najczęściej biogaz jest spalany w silnikach gazowych agregatów prądotwórczych. Inne z wyżej przedstawionych metod eksploatacji znajdują w chwili obecnej rzadkie zastosowanie, względnie są technologiami przyszłości. Wytwarzane ciepło może być wykorzystane na potrzeby własne do ogrzewania budynku technicznego biogazowni, do podgrzewania zamkniętych komór fermentacji oraz suszenia substratu. Ponadto ciepło może być rozprawdane poprzez sieci ciepłownicze do budynków mieszkalnych i obiektów użyteczności publicznej.

Pogłowie zwierząt gospodarskich, obejmujące na obszarze miasta Mrągowo: 66 szt. bydła (w tym 40 szt. krów), 10 koni, 249 owiec, 213 kóz i 517 szt. drobiu, nie stanowi podstawy do rozpatrywania ewentualnej budowy instalacji wytwórczej biogazu rolniczego posiadającej znaczenie z punktu widzenia energetycznych potrzeb miasta. Natomiast często spotykanym rozwiązaniem są małe instalacje biogazowe do wytwarzania energii z osadów w oczyszczalniach ścieków i na składowiskach odpadów. Ilość biogazu wytwarzanego w takich instalacjach zwykle nie ma znaczenia z punktu widzenia zaspokojenia potrzeb energetycznych miasta i zużywana jest na zaspokojenie potrzeb własnych obiektu.

5.6 Energia z odpadów

Najważniejszą wytwarzaną w Mrągowie substancją odpadową możliwą do energetycznego wykorzystania są odpady komunalne. Nieprzetworzona część odpadów komunalnych może być niewątpliwie znaczącym potencjalnym źródłem energii dla miasta. 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 do składowania. Składowanie jest najgorszym sposobem zagospodarowania odpadów i należy je traktować jako ostateczność.

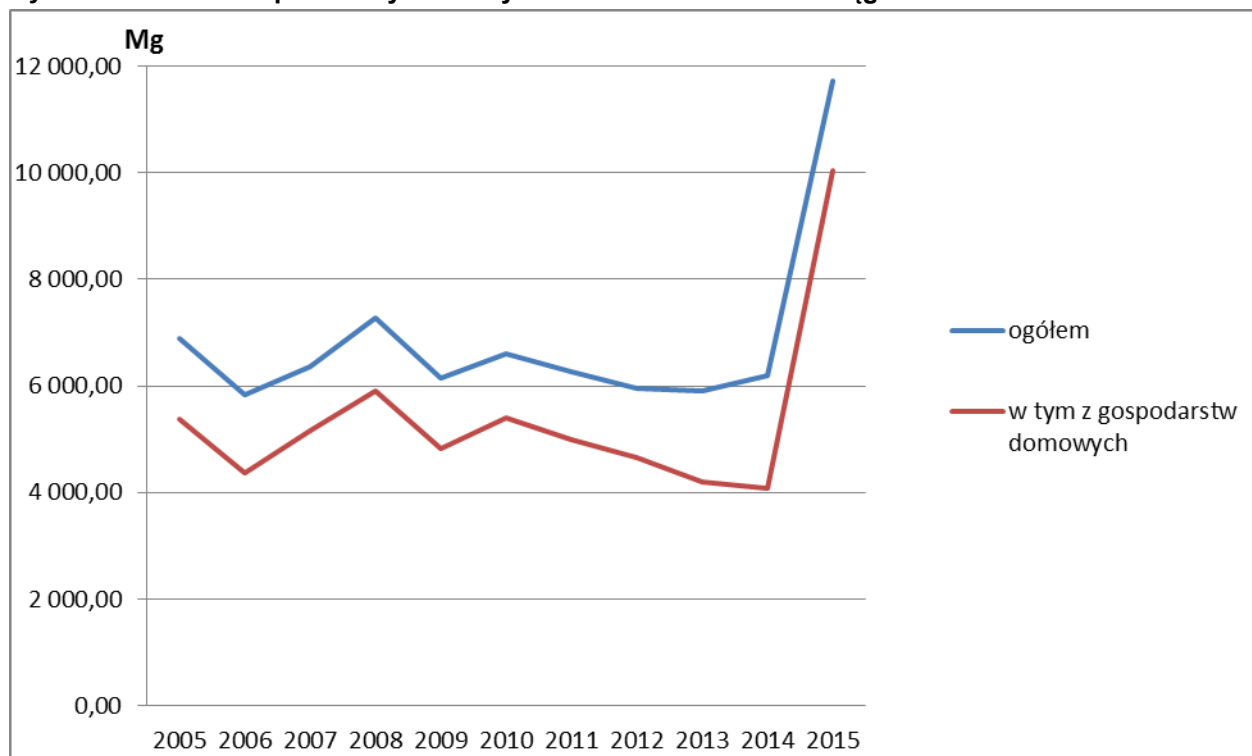
Jednym ze sposobów zagospodarowania pozostałości odpadów do składowania, po wcześniejszym wykorzystaniu wszystkich innych sposobów odzysku, jest ich spalanie. Odpady komunalne poddane procesowi odzysku i recykulacji tworzą pewną pozostałość dostatecznie bogatą w części palne (część organiczna), która może być wykorzystana z dobrym efektem energetycznym i ekologicznym (także higienicznym) w spalarni odpadów komunalnych. Wartość opałowa niesegregowanych odpadów komunalnych waha się w granicach 3,4 – 12,5 GJ/Mg. Sytuacja w tym zakresie zależna jest nie tylko od charakterystycznych cech danego miasta, lecz również podlega okresowej zmienności w zależności od pory roku, np. w miastach o dużym udziale indywidualnych palenisk grzewczych w zimie dominującą frakcją odpadów komunalnych staje się popiół. Zatem zastosowanie odpadów komunalnych do celów spalania wymaga dokonania wcześniejszego rozeznania odnośnie ich ilości i charakterystyki.

Istnieje kategoria odpadów szczególnie atrakcyjna z punktu widzenia zastosowań energetycznych, jaką są odpady ulegające biodegradacji. Zaliczamy do niej papier, tekturę, odpady z zakładów gastronomicznych, odpady z przemysłu spożywczego i gospodarstw hodowlanych, odpady parkowe i odpady cmentarne po odsortowaniu frakcji szkła. Ich szczególna atrakcyjność polega na możliwości przeróbki na biogaz w procesie fermentacji termofilowej. Jakkolwiek takie wykorzystanie wymaga rozwiązania problemów związanych z selektywną zbiórką odpadów, rozwiązanie tych problemów jest opłacalne, gdyż jest to właśnie frakcja odpowiedzialna za późniejsze wytwarzanie metanu w składowisku. Wcześniejsza przeróbka odpadów ulegających biodegradacji w specjalistycznej biogazowni jest rozwiązaniem najnowocześniejszym i optymalnym z energetycznego, jak również ekologicznego punktu widzenia. Wysoka jakość otrzymywanych w procesie nawozów naturalnych w połączeniu z brakiem uciążliwości dla otoczenia wynikającym z absolutnej szczelności instalacji sprawia, że jest to rozwiązanie daleko korzystniejsze od klasycznego kompostowania. Wydajność obecnie budowanych instalacji opisywanego typu wynosi od 20 do 100 tysięcy ton odpadów rocznie.

W przypadku Mrągowa budowa wysokowydajnej instalacji byłaby zatem możliwa, wyłącznie pod warunkiem zabezpieczenia dostawy odpowiednio posortowanych odpadów także z innych rejonów województwa. Obecnie, zgodnie z obowiązującymi w tej materii przepisami, szczegółowe planowanie gospodarki odpadami należy do kompetencji władz samorządowych województwa. Zgodnie z „Planem gospodarki odpadami dla województwa warmińsko-mazurskiego na lata 2011-2016” obszar Mrągowa zaliczono do Centralnego Regionu Gospodarki Odpadami obejmującego 37 gmin środkowej części województwa warmińsko-mazurskiego, położonych w obrębie 8 powiatów. Obszar ten w 2010 roku zamieszkiwało 534,33 tys. osób. Zgodnie z wymienionym dokumentem zagospodarowaniem odpadów komunalnych na terenie Regionu Centralnego będą się zajmować głównie: Olsz-

tyński Zakład Komunalny Sp. z o.o. w Olsztynie oraz Zakład Gospodarki Odpadami Spółka z o.o. w Bartoszycach.

Rysunek 5-4 Ilość odpadów wytwarzanych rocznie na obszarze Mrągowa



Źródło opracowanie własne na podstawie danych GUS

6 Zakres współpracy z innymi gminami

Na terenie miasta w chwili obecnej występują trzy sieciowe nośniki energii - energia elektryczna, ciepło sieciowe i gaz ziemny. Miasto Mrągowo graniczy w całości z gminą wiejską Mrągowo. Jednostki te posiadają powiązania w zakresie systemu elektroenergetycznego. System elektroenergetyczny na terenie miasta zasilany jest ze stacji GPZ zlokalizowanej poza jego obszarem. Współpraca jest realizowana w ramach działalności Energa Operator SA Oddział w Olsztynie. Planuje się utrzymanie istniejących warunków zasilania. Wymieniony Operator Systemu Dystrybucyjnego zwraca uwagę, że problemem związanym z brakiem dostatecznej regulacji prawnej dotyczącej istniejących urządzeń elektroenergetycznych na gruntach obcych (w tym również będących własnością Gminy Mrągowo) jest ich bieżąca eksploatacja – czasem wręcz właściciele terenu uniemożliwiają dostęp do urządzeń służbom operatora w celu usunięcia awarii. Procedury wynikające z obowiązujących aktów normatywnych często są niewystarczające, bądź są zbyt czasochłonne w świetle konieczności usunięcia awarii i przywrócenia zasilania.

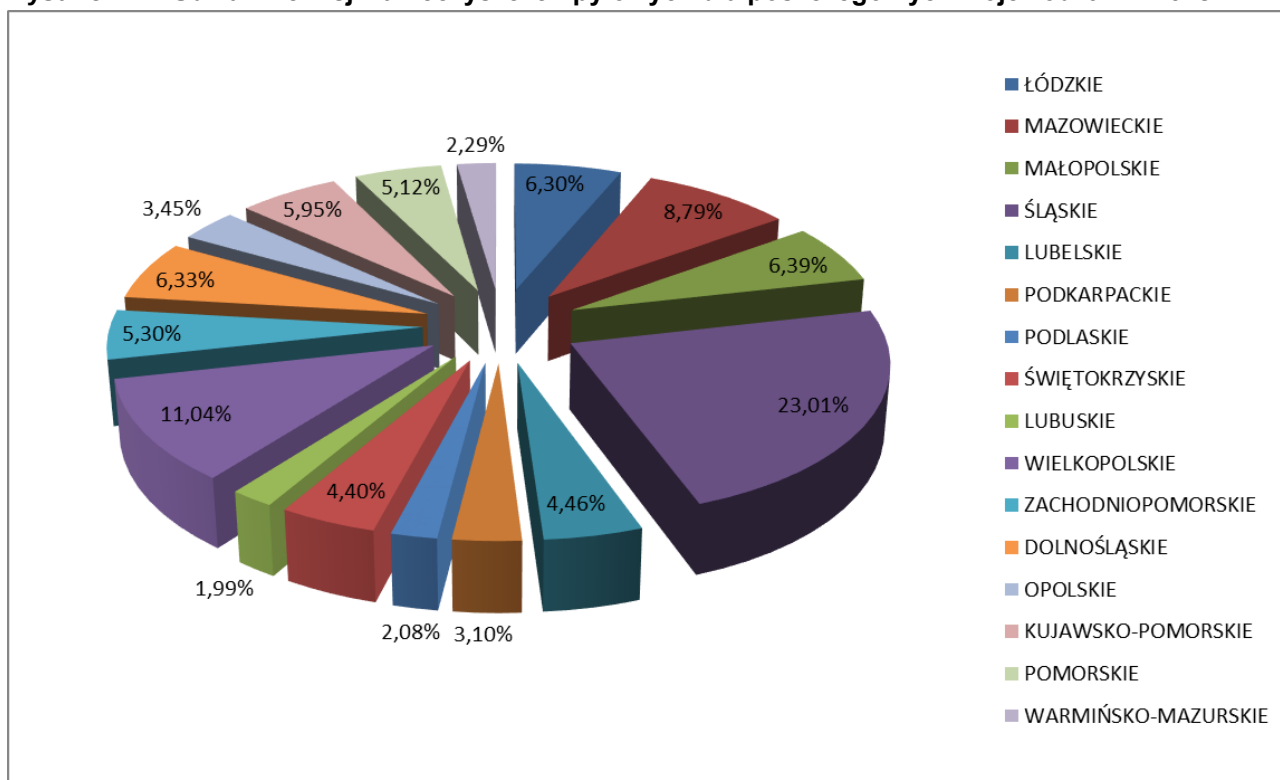
Przez teren gminy przebiega gazociąg wysokiego ciśnienia. Na jej obszarze zlokalizowana jest stacja redukcyjna I stopnia Marcinkowo, z której zasilane jest miasto Mrągowo. Na terenie gminy wiejskiej obiekty nie są zasilane z sieci gazowniczej. Współpraca może odbywać się przy współudziale Polskiej Spółki Gazownictwa Sp z o.o. Oddział w Gdańsku Zakład Gazowniczy w Olsztynie.

Miasto Mrągowo nie posiada powiązań w zakresie systemu ciepłowniczego z gminą Mrągowo. Możliwości rozwinięcia współpracy w zakresie rozwoju i budowy magistral ciepłowniczych na terenie gminy wiejskiej są nierealne ze względów ekonomicznych.

7 Stan środowiska na rozpatrywanym obszarze

Województwo warmińsko-mazurskie klasyfikuje się w grupie województw wprowadzających do atmosfery najmniejsze ilości zanieczyszczeń. Na podstawie danych Głównego Urzędu Statystycznego oceniać można, że na obszarze województwa w 2015 r. wytworzono około 2,3% całkowitej emisji pyłu w Polsce (rysunek 7-1) i około 0,7% całkowitej emisji zanieczyszczeń gazowych w Polsce (rysunek 7-2).

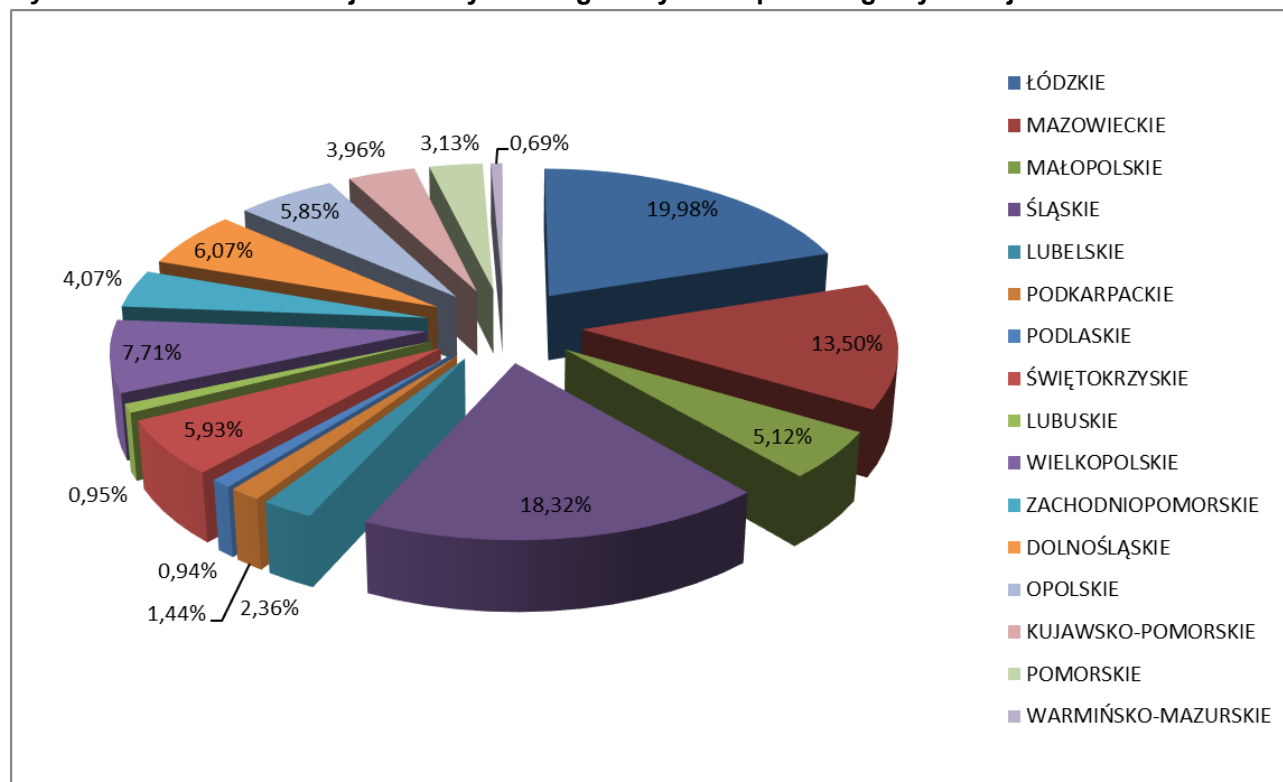
Rysunek 7-1 Udział w emisji zanieczyszczeń pyłowych dla poszczególnych województw w 2015 r.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych GUS

System zaopatrzenia w ciepło na terenie miasta Mrągowo oparty jest głównie o spalanie paliw stałych w indywidualnych paleniskach i kotłowni MEC Sp. z o.o. Stąd główne oddziaływanie systemów energetycznych na środowisko będzie przejawiać się emisją substancji toksycznych. Dlatego w niniejszym rozdziale skupiono uwagę na stanie powietrza atmosferycznego na omawianym obszarze. Na terenie miasta występuje wiele punktowych źródeł zanieczyszczenia powietrza. Największymi emitarami wprowadzającymi zanieczyszczenia do powietrza są: Spółdzielnia Mleczarska "MLEKPOL" i Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. Duży udział w emisji ogólnej posiada niska emisja ze źródeł rozproszonych (paleniska domowe, lokalne kotłownie węglowe). Istotne znaczenie ma również niekontrolowana emisja z transportu samochodowego.

Rysunek 7-2 Udział w emisji zanieczyszczeń gazowych dla poszczególnych województw w 2015 r.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych GUS

Na podstawie badań prowadzonych przez Wojewódzki Inspektorat Ochrony Środowiska w Olsztynie jakość powietrza atmosferycznego w Gminie Miasto Mrągowo można określić jako zasadniczo dobrą, tym niemniej występują przypadki przekroczenia dopuszczalnych, ze względu na ochronę zdrowia, stężeń zanieczyszczeń powietrza, przede wszystkim pyłu zawieszonego PM₁₀. Przekroczenia te zostały odnotowane w eksploatowanej przez WIOŚ automatycznej stacji monitoringu jakości powietrza, zlokalizowanej w Mrągowie przy ul. Brzozowej 7. W stacji wykonywane są pomiary stężeń dwutlenku siarki, tlenku azotu i dwutlenku azotu, ozonu oraz pyłu zawieszonego PM₁₀. W 2016 r. zanotowano przekroczenia poziomu dopuszczalnego pyłu PM₁₀ (50 µg/m³) w dniach: od 5 do 9, 15, 18, 20, 21, 23 i 24 stycznia oraz w dniu 26 marca 2016 r. Rekordowy poziom stężenia pyłu zawieszonego PM₁₀, wynoszący 241 µg/m³ zanotowano w dniu 21 stycznia 2016 r. o godz. 19.00.

Zgodnie z zestawieniem przypadków przekroczeń dla obszaru strefy warmińsko-mazurskiej, publikowanym przez Warmińsko-Mazurskiego Wojewódzkiego Inspektora Ochrony Środowiska, przekroczenia poziomu dopuszczalnego pyłu zawieszonego PM₁₀ występują głównie w okresie jesienno-zimowym, zaś przyczynami przekroczeń jest oddziaływanie emisji związanych z indywidualnym ogrzewaniem budynków w połączeniu z oddziaływaniem emisji związanej z ruchem pojazdów na głównej drodze leżącej w pobliżu stacji oraz oddziaływaniem emisji z zakładów przemysłowych zlokalizowanych w pobliżu stacji pomiarowej, w warunkach wystąpienia szczególnie niekorzystnej sytuacji meteorologicznej z punktu widzenia zanieczyszczenia powietrza. Sporadycznie w ciągu roku notowane są również przekroczenia dopuszczalnego stężenia ozonu. Ozon jest tzw. zanieczyszczeniem wtórnym. Powstaje w wyniku procesów fotochemicznych w troposferze. Do prekursorów takiej reakcji należą między innymi tlenki azotu, powstające w procesach

spalania. Zanieczyszczenie ozonem jest więc silnie powiązane z zanieczyszczeniami komunikacyjnymi przyczynowo, ale nie obszarowo. Najwyższe stężenia ozonu notuje się przeważnie w pewnym oddaleniu od głównych linii komunikacyjnych. Ozon jest zanieczyszczeniem, którego stężenie na terenach miejskich i wiejskich jest podobne. Jest to spowodowane przenoszeniem tlenków azotu poza obszary miejskie.

Na terenie województwa warmińsko-mazurskiego głównym źródłem dwutlenku siarki są paleniska przemysłowe i domowe, spalające paliwa stałe, zwłaszcza węgiel kamienny (zawierający siarkę) w celach energetycznych. Notowane w stacjach pomiarowych WIOŚ średnie stężenie dwutlenku siarki w okresie grzewczym jest kilkakrotnie wyższe niż w okresie letnim. W sezonie grzewczym notowane są ekstremalne wartości jednogodzinnych i średniodobowych stężeń SO₂. Problemy występują również z zanieczyszczeniami benzo(α)pirenem. Głównym źródłem tego zanieczyszczenia jest spalanie paliw kopalnych głównie w indywidualnych domostwach. Z tego powodu stężenia notowane w okresie zimowym są kilkakrotnie wyższe od obserwowanych w okresie letnim. Zanotowane w 2015 r. na obszarze województwa warmińsko-mazurskiego stężenie benzo(α)pirenu trzeba uznać za wysokie, natomiast źródeł zanieczyszczenia należy szukać poza bezpośrednim sąsiedztwem stacji. Jak wykazują badania przeprowadzone na zlecenie Głównego Inspektora Ochrony Środowiska duży wpływ na stężenia zanotowane na stacji w Puszczy Boreckiej ma emisja zanieczyszczeń pochodząca z obszarów aglomeracji warszawskiej, trójmiejskiej oraz bydgosko-toruńskiej. Trajektorie wsteczne przemieszczania się zanieczyszczeń ze wspomnianych obszarów wykazują, że transgraniczny transport zanieczyszczeń może mieć wpływ na wyniki na znacznym obszarze województwa. Pomimo wymienionych faktów, należy mieć na uwadze emisję niską jako główne źródło problemu.

Analiza danych pomiarowych WIOŚ pozwala wnioskować, że jakość powietrza w województwie warmińsko-mazurskim jest na ogół dobra. Lokalnie mogą występować sytuacje niekorzystne dla zdrowia mieszkańców, np. w miejscu o zwiększonej emisji spalin samochodowych, zanieczyszczeń przemysłowych, zanieczyszczeń powstających przy niepełnym spalaniu paliw stałych w paleniskach domowych, w starych, wyeksploatowanych kotłowniach, zwłaszcza w ciasnej zabudowie miejskiej. W wyniku przeprowadzonej analizy danych jakość powietrza pod kątem zanieczyszczenia pyłem PM₁₀ została oceniona jako C w dwóch strefach: Miasto Elbląg i obejmująca swoim zasięgiem Mrągowo strefa warmińsko-mazurska. Strefie Miasto Olsztyn nadano klasę A. Jakość powietrza pod kątem benzo(α)pirenu została oceniona jako C we wszystkich strefach w województwie. Jakość powietrza pod kątem pozostałych zanieczyszczeń została oceniona we wszystkich strefach jako A.

W związku z zaliczeniem strefy warmińsko-mazurskiej do klasy C pod kątem zanieczyszczenia pyłem PM₁₀ i benzo(α)pirenem, Sejmik Województwa Warmińsko-Mazurskiego uchwałą Nr IV/96/15 z dnia 16 lutego 2015 r. określił Program ochrony powietrza dla strefy warmińsko-mazurskiej ze względu na przekroczenie poziomu dopuszczalnego pyłu PM₁₀ i poziomu docelowego benzo(α)pirenu zawartego w pyłe PM₁₀ wraz z Planem działań krótkoterminowych ze względu na ryzyko wystąpienia przekroczenia poziomu dopuszczalnego pyłu zawieszonego PM₁₀.

W wymienionym dokumencie określono działania zmierzające do obniżenia emisji komunalnej, przy czym jako możliwe do wykonania i najskuteczniejsze działania naprawcze zmierzające do obniżenia emisji komunalnej wskazano:

- Podłączenie do sieci ciepłowniczej lub zastosowanie do ogrzewania energii elektrycznej w lokalach, w których jako czynnik grzewczy stosowane są niskosprawne kotły na paliwa stałe, zarówno w zabudowie wielo- jak i jednorodzinnej;
- Wymianę nieefektywnego ogrzewania na paliwa stałe na nowoczesne piece gazowe, zarówno w zabudowie wielo- jak i jednorodzinnej;
- Wymianę nieefektywnego ogrzewania na paliwa stałe na nowoczesne kotły retortowe/peletowe, głównie w zabudowie jednorodzinnej.

Wybór wyżej wymienionych działań podyktowany został najkorzystniejszym w stosunku do ceny zakładanym efektem ekologicznym. Działania tego typu są najczęściej stosowane w ramach wymiany sposobu ogrzewania mieszkań. Należy zwrócić uwagę na problem termomodernizacji. Działania termomodernizacyjne są zasadne i skuteczne kiedy dotyczą:

- Termomodernizacji budynków w połączeniu z wymianą źródeł grzewczych;
- Termomodernizacji budynków należących do osób fizycznych lub wspólnot mieszkaniowych, gdzie źródłem grzewczym jest kocioł gazowy lub węglowy;
- Termomodernizacji budynków użyteczności publicznej, warsztatów, zakładów itp. gdzie źródłem grzewczym jest kocioł gazowy lub węglowy.

Zgodnie z przyjętym „Programem ochrony powietrza dla strefy warmińsko-mazurskiej ze względu na przekroczenie poziomu dopuszczalnego pyłu PM10 i poziomu docelowego benzo(α)pirenu zawartego w pyłe PM10”, pierwszym działaniem mającym wpływ na redukcję emisji powierzchniowej w strefie warmińsko-mazurskiej jest zwiększanie efektywności energetycznej gmin poprzez systematyczną wymianę starych, niskosprawnych kotłów, w których spalane jest paliwo stałe (węgiel) na nowoczesne kotły wysokiej sprawności (retortowe lub gazowe, elektryczne, pompy ciepła) lub włączanie budynków do istniejących sieci ciepłowniczych oraz termomodernizacja budynków, w których dokonano wymiany źródła ciepła w celu zwiększenia ich efektywności energetycznej. Działanie to dotyczy również terenów, dla których nie określono szczegółowych działań naprawczych, w tym również obszaru miasta Mrągowo.

8 Koszty energii

8.1 Taryfa dla ciepła

MIEJSKA ENERGETYKA CIEPLNA Spółka z o.o. stosuje taryfę dla ciepła stanowiącą załącznik do decyzji Prezesa URE z dnia 16 października 2015 r. Nr OGD-4210-22(16)/2015/329/XV/KG.

W taryfie wprowadzono następujący podział odbiorców na grupy taryfowe:

- grupa A - odbiorcy, którym ciepło, wytwarzane w źródle ciepła Kotłownia Rejonowa dostarczane jest do obiektów poprzez sieć ciepłowniczą i grupowe węzły cieplne stanowiące własność i eksploatowane przez MEC Mrągowo oraz zewnętrzne instalacje odbiorcze za tymi węzłami, stanowiące własność i eksploatowane przez odbiorców.
- grupa B - odbiorcy, którym ciepło, wytwarzane w źródle ciepła Kotłownia Rejonowa dostarczane jest do obiektów poprzez sieć ciepłowniczą oraz węzły cieplne, stanowiące własność i eksploatowane przez MEC Mrągowo.
- grupa C - odbiorcy, którym ciepło, wytwarzane w źródle ciepła Kotłownia Rejonowa dostarczane jest do obiektów poprzez sieć ciepłowniczą stanowiącą własność i eksploatowaną przez MEC Mrągowo oraz węzły cieplne, stanowiące własność i eksploatowane przez odbiorców.
- grupa D - odbiorcy, którym ciepło, wytwarzane w źródle ciepła Kotłownia Rejonowa dostarczane jest do obiektów poprzez sieć ciepłowniczą, grupowe węzły cieplne oraz zewnętrzne instalacje odbiorcze za tymi węzłami, stanowiące własność i eksploatowane przez MEC Mrągowo.

W taryfie zastosowano ceny i stawki opłat przedstawione w poniższej tabeli.

Tabela 8-1 Ceny i stawki opłat w taryfie MEC Sp. z o.o.

grupa odbiorców	cena za zamówioną moc cieplną		cena ciepła	cena nośnika ciepła	stawka opłaty za usługi przesyłowe		
	roczna	rata miesięczna			stała		zmienna
	zł/MW		zł/GJ	zł/m3	zł/MW		zł/GJ
A	77 332,67	6 444,39	26,19	29,82	34 410,23	2 867,52	10,74
B	77 332,67	6 444,39	26,19	29,82	38 805,51	3 233,79	13,90
C	77 332,67	6 444,39	26,19	29,82	21 653,22	1 804,44	8,90
D	77 332,67	6 444,39	26,19	29,82	46 579,59	3 881,63	16,06

Źródło: taryfa wg decyzji prezesa URE z dnia 16 października 2015 r. Nr OGD-4210-22(16)/2015/329/XV/KG

Ustalane w taryfie ceny i stawki opłat nie zawierają podatku od towarów i usług (VAT). Podatek VAT nalicza się zgodnie z obowiązującymi przepisami.

Ponadto taryfa określa: stawki opłat za przyłączenie do sieci, warunki stosowania cen i stawek opłat oraz zasady wprowadzania cen i stawek opłat.

8.2 Taryfa dla energii elektrycznej

Operator Systemu Dystrybucyjnego elektroenergetycznego stosuje taryfę ENERGA OPERATOR zatwierdzoną decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr DRE-4211-64(12)/2015/2686/IX/JSz z dnia 17 grudnia 2015 roku, opublikowaną w Biuletynie branżowym URE - Energia elektryczna nr 178/2015 z dnia 17 grudnia 2015 roku, w której określono: zasady rozliczeń za świadczone usługi dystrybucji, zasady kwalifikacji odbiorców do grup taryfowych, strefy czasowe, okresy rozliczeniowe stosowane w rozliczeniach z odbiorcami i ogólne zasady rozliczania odbiorców, zasady korygowania wystawionych faktur, szczegółowe zasady rozliczeń za usługi dystrybucji, opłaty za usługi dystrybucji energii elektrycznej, zasady rozliczeń z odbiorcami za ponadumowny pobór energii biernej, bonifikaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców i parametrów jakościowych energii elektrycznej, zasady ustalania opłat za przyłączanie podmiotów do sieci, opłaty za usługi wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorcy, opłaty za nielegalne pobieranie energii, oraz tabele stawek opłat: abonamentowej dla poszczególnych grup taryfowych i okresów rozliczeniowych, dystrybucyjnych, sieciowych, przejściowej i jakościowej oraz wykaz miast i gmin obsługiwanych przez Oddziały ENERGA-OPERATOR SA. Poniżej zamieszczono tabelę stawek opłat sieciowych dla Oddziału w Olsztynie.

Tabela 8-2 Tabela stawek opłat sieciowych dla ENERGA OPERATOR SA Oddziału w Olsztynie

Grupa taryfowa	Składnik zmienny stawki sieciowej						Składnik stały stawki sieciowej	
	całodobowy	szczytowy	pozaszczytowy	szczyt przedpołudniowy	szczyt popołudniowy	pozostałe godzinny doby		
Symbol	[zł/kWh]						[zł/kW/m-c]	
A0	11,44						7,64	
A23ZIMA				15,31	20,08	11,56	9,44	
A23 LATO				14,57	19,88	10,41	9,44	
B11	93,94						10,20	
B21	63,73						11,54	
B22		91,36	47,26				11,54	
B23ZIMA				52,36	64,03	24,05	13,04	
B23 LATO				51,84	63,96	20,15	13,04	
	[zł/kWh]						[zł/kW/m-c]	
C21	0,1804						19,12	
C22a		0,2115	0,1486				19,12	
C22b		0,1807	0,0838				19,12	
C23ZIMA				0,1920	0,2757	0,0708	19,12	
C23 LATO				0,1848	0,2637	0,0694	19,12	
C11	0,2528						4,07	
C11o»	0,1049						4,07	
C12a		0,3138	0,0966				4,07	
C12b		0,2713	0,0641				4,07	
C12w		0,3662	0,0395				4,07	
C12o*		0,2039	0,0643				10,00	
R	0,2690						4,71	
[zł/kWh]							Instalacja 1-fazowa	Instalacja 3-fazowa
							[zł/m-c]	[zł/m-c]
Gil	0,2296						3,72	6,10
G12		0,2510	0,0580				7,65	11,17
G12w		0,2632	0,0593				7,65	11,17
G12r		0,2383	0,0615				7,65	11,17

Źródło: taryfa ENERGA OPERATOR SA

Tabela 8-3 ENERGA OPERATOR SA - stawki opłaty przejściowej i jakościowej – taryfy G

Grupa taryfowa	Stawki opłaty przejściowej [w zł/m-c] dla zużycia rocznego [w kWh]			Stawka opłaty jakościowej [w zł/kWh]
	<500	500 - 1200	> 1200	
G11	0,24	1,00	3,15	0,0129
G12	0,24	1,00	3,15	0,0129
G12w	0,24	1,00	3,15	0,0129
G12r	0,24	1,00	3,15	0,0129

Źródło: taryfa ENERGA OPERATOR SA

Stawki opłat dystrybucyjnych dla grup taryfowych G, obejmujących gospodarstwa domowe, przedstawiono w tabeli 8-3. Natomiast w grupach taryfowych C stawka opłaty jakościowej jest identyczna jak w taryfach G, natomiast stawka opłaty przejściowej wynosi 1,06 zł/kW/m-c. Stawki opłaty abonamentowej dla odbiorców na niskim napięciu zawierają się w granicach od 0,58 do 19,00 zł/m-c. Ustalane w taryfie stawki opłat oraz opłaty nie zawierają podatku od towarów i usług (VAT). W odniesieniu do nich podatek od towarów i usług nalicza się zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa. Kryteria kwalifikowania odbiorców do poszczególnych grup taryfowych przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 8-4 ENERGA OPERATOR SA - kryteria i zasady kwalifikowania do grup taryfowych

GRUPY TARYFOWE	KRYTERIA KWALIFIKOWANIA DO GRUP TARYFOWYCH DLA ODBIORCÓW:
A0 A21 A22 A23	Zasilanych z sieci elektroenergetycznych wysokiego napięcia, z rozliczeniem za pobraną energię elektryczną odpowiednio: A0 - całodobowym, przeznaczonym jedynie dla odbiorców już korzystających z rozliczeń w tej grupie taryfowej (dotyczy wyłącznie Oddziału w Kaliszu), A21 - jednostrefowym, A22 - dwustrefowym (strefy: szczyt, pozaszczyt), A23 - trójstrefowym (strefy: szczyt przedpołudniowy, szczyt popołudniowy, pozostałe godziny doby),
B21 B22 B23	Zasilanych z sieci elektroenergetycznych średniego napięcia o mocy umownej większej od 40 kW, z rozliczeniem za pobraną energię elektryczną odpowiednio: B21 - jednostrefowym, B22 - dwustrefowym (strefy: szczyt, pozaszczyt), B23 - trójstrefowym (strefy: szczyt przedpołudniowy, szczyt popołudniowy, pozostałe godziny doby).
B11	Zasilanych z sieci elektroenergetycznych średniego napięcia o mocy umownej nie większej niż 40 kW z jednostrefowym rozliczeniem za pobraną energię elektryczną.
C21 C22a C22b C23	Zasilanych z sieci elektroenergetycznych niskiego napięcia o mocy umownej większej od 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym większym od 63 A. z rozliczeniem za pobraną energię elektryczną odpowiednio: C21 - jednostrefowym, C22a - dwustrefowym (strefy: szczyt, pozaszczyt) C22b - dwustrefowym (strefy: dzień, noc), C23 - trójstrefowym (strefy: szczyt przedpołudniowy, szczyt popołudniowy, pozostałe godziny doby),
C11 C12a C12b C12w	Zasilanych z sieci elektroenergetycznych niskiego napięcia o mocy umownej nie większej niż 40 kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przed licznikowego nie większym niż 63 A, z rozliczeniem za pobraną energię elektryczną odpowiednio: C11 - jednostrefowym, C12a - dwustrefowym (strefy: szczyt, pozaszczyt), C12b - dwustrefowym (strefy: dzień, noc), C12w - dwustrefowym (strefy: dzień, noc), w którym do strefy nocnej zaliczane są dodatkowo wszystkie godziny sobót i niedziel oraz innych dni ustawowo wolnych od pracy.

GRUPY TARYFOWE	KRYTERIA KWALIFIKOWANIA DO GRUP TARYFOWYCH DLA ODBIORCÓW:
C11o C12o	Zasilanych z sieci elektroenergetycznych niskiego napięcia o mocy umownej nie większej niż 40 kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przed licznikowego nie większym niż 63 A, z rozliczeniem za pobraną energię elektryczną odpowiednio: C11o - całodobowym - dotyczy wyłącznie Oddziału w Kaliszu, C12o - dwustrefowym (strefy: dzień, noc) - dotyczy wyłącznie Oddziału w Płocku. Do grup C11o i C12o kwalifikowani są odbiorcy o stałym poborze mocy, których odbiorniki sterowane są przekaźnikami zmierzchowymi lub urządzeniami sterującymi zaprogramowanymi według: godzin skorelowanych z godzinami wschodów i zachodów słońca lub godzin ustalonych z odbiorcą.
G11 G12 G12r G12w	Niezależnie od napięcia zasilania i wielkości mocy umownej z rozliczeniem za pobraną energię elektryczną odpowiednio: G11 - jednostrefowym, G12 - dwustrefowym (strefy: dzień, noc), G12r - dwustrefowym (strefy: szczyt, pozaszczyt), G12w-dwustrefowym (strefy: dzień, noc), w którym do strefy nocnej zaliczane są dodatkowo wszystkie godziny sobót i niedziel oraz innych dni ustawowo wolnych od pracy, zużywana na potrzeby: a) gospodarstw domowych, b) pomieszczeń gospodarczych, związanych z prowadzeniem gospodarstw domowych tj. pomieszczeń piwnicznych, garaży, strychów, o ile nie jest w nich prowadzona działalność gospodarcza, c) lokali o charakterze zbiorowego mieszkania, to jest: domów akademickich, internatów, hoteli robotniczych, klasztorów, plebanii, kanonii, wikariat, rezydencji biskupich, domów opieki społecznej, hospicjów, domów dziecka, jednostek penitencjarnych i wojskowych w części bytowej, jak też znajdujących się w tych lokalach pomieszczeń pomocniczych, to jest: czytelní, pralni, kuchni, pływalni, warsztatów itp., służących potrzebom bytowo-komunalnym mieszkańców, o ile nie jest w nich prowadzona działalność gospodarcza, d) mieszkań rotacyjnych, mieszkań pracowników placówek dyplomatycznych i zagranicznych przedstawicielstw, e) domów letniskowych, domów kempingowych i altan w ogródkach działkowych, w których nie jest prowadzona działalność gospodarcza oraz w przypadkach wspólnego pomiaru-administracji ogródków działkowych, f) oświetlenia w budynkach mieszkalnych: klatek schodowych, numerów domów, piwnic, strychów, suszarni, itp., g) zasilania dźwigów w budynkach mieszkalnych, h) węzłów cieplnych i hydroforni, będących w gestii administracji domów mieszkalnych, i) garaży indywidualnych odbiorców, w których nie jest prowadzona działalność gospodarcza.
R	Dla odbiorców przyłączanych do sieci niezależnie od napięcia znamionowego sieci, których instalacje za zgodą Operatora nie są wyposażone w układy pomiarowo -rozliczeniowe, celem zasilania w szczególności: a) silników syren alarmowych, b) stacji ochrony katodowej gazociągów. c) oświetlania reklam. d) krótkotrwałego poboru energii elektrycznej trwającego nie dłużej niż rok.

Źródło: taryfa ENERGA OPERATOR SA

W oparciu o wyżej przytoczone zasady podziału odbiorców ustalono dla Oddziału w Olsztynie następujące grupy taryfowe:

- dla odbiorców zasilanych z sieci WN - A23,
- dla odbiorców zasilanych z sieci SN - B11, B21, B22 i B23,
- dla odbiorców zasilanych z sieci nN - C21, C22a, C22b, C23, C11, C12a, C12b i C12w,
- dla odbiorców zasilanych niezależnie od poziomu napięcia i wielkości mocy umownej - G11, G12, G12w, G12r i R.

8.3 Taryfa dla paliw gazowych

Polska Spółka Gazownictwa rozlicza usługi w oparciu o „Taryfę Nr 3 dla usług dystrybucji paliw gazowych i usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego”. Decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr DRG-4212-24(6)/2016/22378/III/AIK z dnia 9 czerwca 2016 r. zatwierdzona została „Druga zmiana Taryfy Nr 3 dla usług dystrybucji paliw gazowych i usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego” Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie oraz przedłużenie okresu jej obowiązywania do dnia 31 grudnia 2016 r. Zatwierdzona zmiana taryfy nie powoduje zmiany stawek opłat za świadczone usługi dystrybucji i regazyfikacji. Ww. decyzja została opublikowana w Biuletynie Branżowym Urzędu Regulacji Energetyki - Paliwa Gazowe nr 39/2016 (916).

Taryfa określa:

- grupy taryfowe i szczegółowe kryteria kwalifikowania do tych grup,
- stawki opłat za świadczenie usługi dystrybucji gazu wysokometanowego,
- stawki opłat abonamentowych,
- sposób ustalania opłat za przyłączenie do sieci wysokich ciśnień oraz stawki opłat za przyłączenie do sieci średnich i niskich ciśnień,
- opłaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi ZUD oraz sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych gazu,
- sposób ustalania opłaty za:
 - przekroczenie mocy umownej,
 - nielegalny pobór gazu,
 - niedostosowanie się do wprowadzonych ograniczeń,
- sposób ustalania bonifikat z tytułu wprowadzonych ograniczeń lub przerw w dostawie gazu,
- sposób ustalania opłat oraz stawki opłat za usługi wykonywane na dodatkowe zlecenie ZUD lub Odbiorcy,
- sposób ustalania opłat za świadczenie usługi dystrybucji na podstawie umów krótkoterminowych dotyczących usługi świadczonej przez okres krótszy niż rok.

Odbiorca za świadczoną usługę dystrybucji rozliczany jest według stawek opłat właściwych dla grup taryfowych, do których został zakwalifikowany. Kwalifikacja do grupy taryfowej, dokonywana jest odrębnie dla każdego miejsca odbioru w oparciu o następujące kryteria:

- ciśnienie gazu w miejscu jego odbioru,
- moc umowną,
- roczną ilość odbieranego gazu,
- charakterystykę poboru określoną wskaźnikiem nierównomierności poboru,
- liczbę odczytów układu pomiarowego w roku.

W oparciu o powyższe zasady ustalono grupy taryfowe jak następuje:

Tabela 8-5 PSG Sp. z o.o. – kryteria kwalifikacji do grup taryfowych

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 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 < 13350		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-6A.1	710 < b < 6 580	-	c < 0,571	12
W-6A.2				
W-6B.1	710 < b < 6 580	-	c > 0,571	12
W-6B.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				
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	16460 <b< 36210	-	-	12
W-9.2				
W-10.1	36 210 < 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: Taryfa nr 3 PSG Sp. z o.o.

Natomiast stawki opłat dystrybucyjnych dla obszaru Oddziału w Gdańsku przedstawia poniższa tabela:

Tabela 8-6 PSG Sp. z o.o. – stawki opłat dystrybucyjnych

Grupa taryfowa	Stawki opłat		
	Stawka opłaty stałej		Stawka opłaty zmiennej
	[zł/m-c]	[gr/(kWh/h)za h]	[gr/kWh]
Dla gazu wysokometanowego E			
W-1.1	3,83	—	5.413
W-1.2	4,34	—	5.413
W-2.1	10,22	—	4.208
W-2.2	10,90	—	4.208
W-3.6	34,67	—	3.626
W-3.9	36,28	—	3.626
W-4	186,80	—	3.444
W-5.1	—	0,563	2.408
W-5.2	—	0,609	2.408
W-6A.1	—	0,683	2.396
W-6A.2	—	0,720	2.396
W-6B.1	—	0,665	2.390
W-6B.2	—	0,701	2.390
W-7A.1	—	0,653	1,757
W-7A.2	—	0,680	1,757
W-7B.1	—	0,638	1,741
W-7B.2	—	0,666	1,741
W-8.1	—	0,446	0,821
W-8.2	—	0,455	0,821
W-9.1	—	0,432	0,811
W-9.2	—	0,441	0,811
W-10.1	—	0,423	0,807
W-10.2	—	0,428	0,807
W-11.1	—	0,310	0,455
W-11.2	—	0,311	0,455
W-12.1	—	0,249	0,419
W-12.2	—	0,250	0,419
W-13.1	—	0,188	0,383
W-13.2	—	0,189	0,383

Źródło: Taryfa nr 3 PSG Sp. z o.o.

8.4 Koszty zaopatrzenia w ciepło

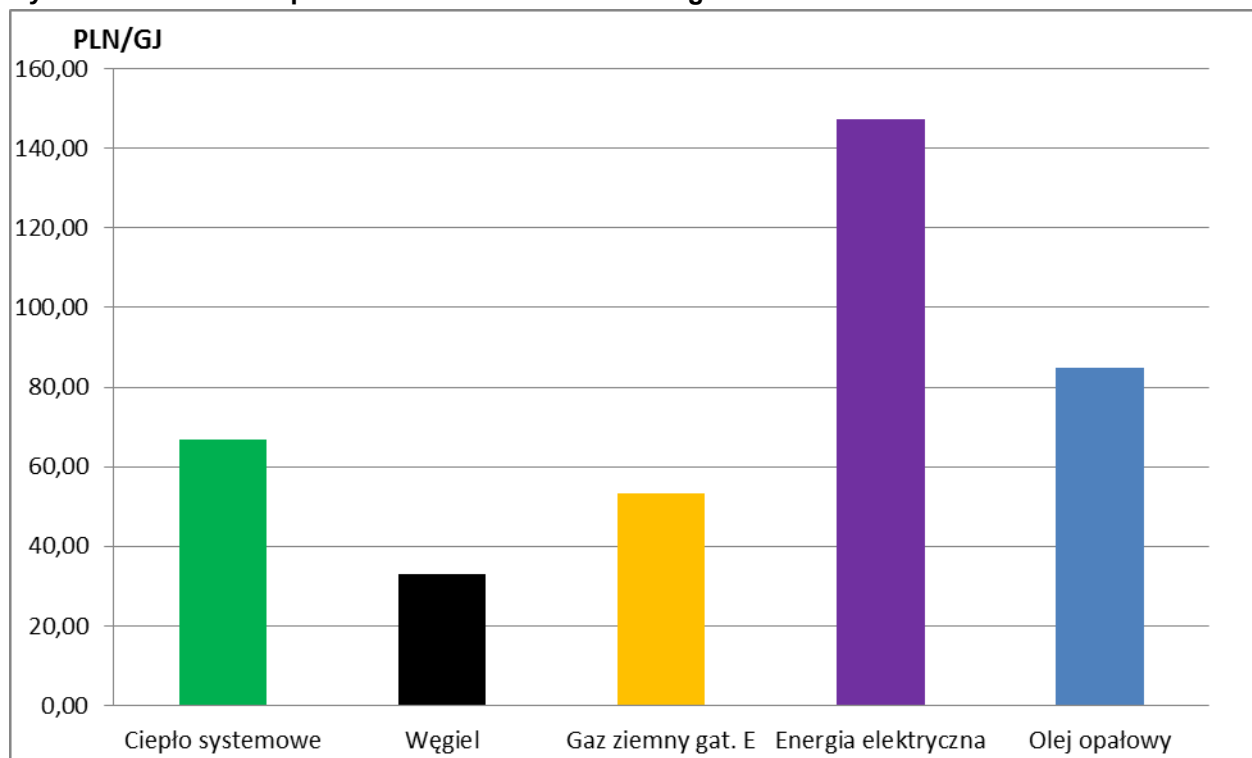
W celu analizy kosztów energii cieplnej na potrzeby ogrzewania pomieszczeń na obszarze Mrągowa dokonano obliczeń kosztów jednego gigadżuła ciepła do ogrzewania pomieszczeń dla przykładowego budynku wielorodzinnego o powierzchni użytkowej 2000 m², zaopatrzeniu mocy cieplnej 200 kW i rocznym zużyciu ciepła na potrzeby c.o. (centralnego ogrzewania) około 1 152 GJ/rok. Przyjęto następujące dane i założenia:

- taryfa dla ciepła sieciowego MEC Sp. z o. o. – grupa taryfowa C;
- taryfa dla energii elektrycznej ENERGA OPERATOR SA Oddział w Olsztynie - grupa taryfowa G12;
- taryfa nr 3 dla usługi dystrybucji gazu ziemnego PSG Sp. z o.o. – grupa taryfowa W-4;
- ceny pozostałych nośników energii przyjęto na następującym poziomie; węgiel – 650 zł/Mg (cena ekogroszku z KWK Chwałowice we wrześniu 2016 r.), olej opałowy

- 2,8 zł/l (średnia cena detaliczna w województwie warmińsko-mazurskim z września 2016).

Wyznaczono koszty ciepła wytworzonego z powyższych nośników w zł/GJ. Otrzymane wyniki przedstawiono w ujęciu graficznym na rysunku 8-1.

Rysunek 8-1 Koszt ciepła w zależności od źródła energii



Źródło: opracowanie własne

Jak wynika z powyższego wykresu, najtańszym nośnikiem energii pierwotnej do wytwarzania ciepła nadal pozostaje węgiel kamienny. Gaz ziemny nie może obecnie konkurować cenowo z węglem, natomiast w przypadku kontynuacji obecnego trendu cen gazu, może okazać się konkurencyjny w stosunku do ciepła z miejskiego systemu ciepłowniczego.

9 Wyjściowe założenia rozwoju

9.1 Wprowadzenie

Sporządzanie długoterminowych prognoz zapotrzebowania energii, w tym ciepła, odgrywa ważną rolę w planowaniu budowy przyszłych jednostek wytwórczych oraz rozwoju sieci dystrybucyjnej i przesyłowej. Określenie wielkości maksymalnego zapotrzebowania stanowi ważny element zarządzania energetycznego. Zapotrzebowanie energii w danym momencie czasowym jest funkcją wielu czynników, takich jak: temperatury zewnętrzne, ogólny stan pogody, pora dnia, dzień tygodnia, sezony wakacyjne, warunki ekonomiczne itd. W znaczeniu długoterminowym należy ująć ogół poziomów zapotrzebowania szczytowego na podstawie prognoz przyrostu gęstości zaludnienia, 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, powodowanym błędami prognoz rozwoju czynników takich jak: wielkość populacji, przemiany technologiczne, warunki ekonomiczne, przeważające warunki pogodowe (oraz rozkład tych warunków), jak również ogólną przypadkowością właściwą dla określonego zjawiska. W przypadku zapotrzebowania na wytwarzanie ciepłej wody użytkowej, poszukiwana wielkość jest ponadto funkcją kilku rozpoznanych czynników czasowych, takich jak pora dnia, pora roku i okresy wakacyjne.

Występują różne rodzaje prognoz obciążenia, które można skategoryzować na wiele różnych sposobów. Najważniejsze z cech to: termin i rodzaj danych wejściowych. Każda prognoza: krótkoterminowa, średnioterminowa i długoterminowa posiada różne cechy charakterystyczne, wymagające zastosowania właściwych danych wejściowych i technik. Każdy typ prognozy cechuje podobne ryzyko, jednakże doniosłość poszczególnych czynników ryzyka może się diametralnie różnić. W ogólności prognozy krótkoterminowe sporządzane są na okres jednego roku lub krótszy. Ten typ prognoz nie jest nadmiernie obciążony ryzykiem regulacyjnym lub technologicznym, jednakże nagła upadłość wielkiego odbiorcy przemysłowego może mieć znaczny wpływ na ten typ prognozy. W dodatku nadzwyczajne uwarunkowania pogodowe łatwo mogą skutkować ryzykiem dla trafności przewidywań krótkoterminowych. Prognozy średnioterminowe sporządzane są na okres od roku do pięciu lat. Mogą być wykorzystywane do określenia niezbędnych aktywów cechujących się krótszym czasem niezbędnym do ich zaprojektowania i budowy, takich jak kocioł wodny lub źródło szczytowe. Prognozy takie są nieprzydatne do określenia wymagań stawianych wizji strategicznej, albowiem okres potrzebny do zaplanowania budowy dużego źródła podstawowego łatwo może przekroczyć pięć lat, zważywszy czas potrzebny na ustalenie lokalizacji, często występującą konieczność nowelizacji miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, a wreszcie rozwiązanie ewentualnej kwestii możliwych protestów

społecznych, z jakimi coraz częściej mamy do czynienia przy projektowaniu i realizacji inwestycji energetycznych.

Prognozy długoterminowe dotyczą okresów dłuższych niż pięć lat. Przydatne są do wielu celów, wzbudzając zainteresowanie różnych grup. Ważnym polem zastosowania tego typu prognoz jest planowanie zasobów. W państwach, które dokonały deregulacji, przedsiębiorstwa energetyczne używają długoterminowych modeli do planowania alokacji zasobów. Dla aktywów, których rozwój jest regulowany, ten typ prognoz jest niezbędny nie tylko do planowania, lecz również dla spełnienia wymagań regulatora.

Czynniki pogodowe są ważną zmienną w prognozowaniu zużycia ciepła, z ewentualnym wyjątkiem prognoz zużycia przemysłowego. Wymagany poziom szczegółowości jest zależny od typu prognozy. Jak wiadomo, aktualne obciążenie jest funkcją na którą wpływa temperatura i inne czynniki pogodowe. Tradycyjnie, dane historyczne na temat liczby dni wymaganego ogrzewania i chłodzenia (klimatyzacja), stanowią niezbędną daną wejściową. Ten wpływ jest stosunkowo prosty do uwzględnienia w symulacji, jednakże wiatr, grubość warstwy chmur, deszcz i śnieg, mogą zredukować zapotrzebowanie latem i zwiększyć w zimie. Być może w nieodległej przyszłości te czynniki będą również uwzględniane w procesie modelowania. Sezonowość zapotrzebowania ciepła jest teoretycznie zbadana i udokumentowana, jednakże wraz z wydłużeniem horyzontu czasowego prognozy wzrasta niepewność wynikająca z warunków pogodowych.

Dokładność modelu stanowi istotny czynnik każdej prognozy. Zadaniem niezwykle trudnym, a nawet niemożliwym, jest uwzględnienie wszystkich zmiennych i charakterystyk statystycznych każdej z takich zmiennych. Zdolność oceny czynników istotnych, jak również praktyczne doświadczenie prognostyka, istotnie wpływa na ostateczny kształt i przydatność sporządzonego opracowania. Niezmiennie istotny jest dostęp do danych zewnętrznych o kształtowaniu się zapotrzebowania, chociażby w celu porównania aktualnie notowanych wielkości z prognozami opracowanymi w przeszłości.

Aby uwzględnić niepewności takie jak wielkość zapotrzebowania, rozwój technik energooszczędnych i programy wzrostu sprawności energetycznej w sporządzanej prognozie, trzeba znacznych umiejętności w zakresie dokonywania stosownych oszacowań. Należy wyjaśnić dwie kwestie: kiedy dany program wpłynie na wartość zapotrzebowania i w jakim stopniu wpłynie na zachowanie odbiorców. Udzielenie odpowiedzi na każde z tych pytań nie jest sprawą łatwą. Oczywiście ceny ciepła i mocy będą miały wpływ na te dwie sprawy. Z kolei wpływ odpowiedzi na postawione pytania będzie różny dla każdego z rozważanych typów prognozy. Jeżeli implementacja programu jest jednoczesna z okresem prognozy krótkoterminowej, wpływ na uzyskany wynik może być bardzo znaczący, w innym przypadku wpływ taki może być niewielki. Jeśli ceny energii wykazują ciągły wzrost w znaczącym stopniu, 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. Takie modyfikacje rodzajów zachowania wpływają na trafność prognozy, stanowiąc

swoiste wyzwanie dla jej autorów. Wymiar tego wyzwania można ocenić metodami analizy wrażliwości lub stosując techniki badań rynkowych do oceny potencjalnego wpływu programów oszczędnościowych na obserwowaną wielkość zapotrzebowania. Prognozy długoterminowe zawsze obarczone są wyższym poziomem ryzyka niż prognozy średnioterminowe, tak więc trudność oceny wpływu przedsięwzięć oszczędnościowych wzrasta z wydłużeniem horyzontu czasowego prognozy.

Wśród metod planowania można wyróżnić: modelowanie ekonometryczne, modelowanie odbiorcy końcowego, symulacje Monte-Carlo, analizę wrażliwości, analizę scenariuszy rozwoju.

W modelowaniu ekonometrycznym wykorzystuje się wielką ilość dostępnych modeli regresji, przydatnych przy prognozowaniu, przy czym wybór najodpowiedniejszego zależy od charakterystyki danych wejściowych. Zaawansowanie modeli regresji może oscylować od prostych do bardzo skomplikowanych.

Modele odbiorcy końcowego wychodzą od zapotrzebowania mocy dla różnych kategorii odbiorców końcowych. Mogą przyjmować różny stopień komplikacji, np. można rozpatrywać tylko gospodarstwa domowe lub gospodarstwa domowe w podziale na różne typy, jak: apartamenty, mieszkania w zabudowie wielorodzinnej, mieszkania w zabudowie jednorodzinnej, względnie stosować średnie wskaźniki w odniesieniu do jednostki powierzchni lub kubatury.

Symulacje Monte Carlo są rozpowszechnioną metodą o wielu zastosowaniach. Można symulować każdy typ prognozy. Technika ta obejmuje określenie możliwych wariantów zdarzeń i przyporządkowanych im w jednoznaczny sposób prawdopodobieństw zaistnienia każdego z nich.

Analizy scenariuszy są podobne do analiz symulacyjnych. Model zostaje oparty na kilku scenariuszach, co najmniej dwóch lub więcej, zaś zmienne są rozpatrywane w sposób mogący generować do kilkunastu wyników wyjściowych. Typowa analiza scenariuszy obejmuje najgorszy, oczekiwany i najlepszy przypadek.

Dane wejściowe zależą od typu prognozy i wymagań klienta. Dane uwzględniane dla prognoz długoterminowych dla odbiorców przemysłowych są różne w porównaniu z danymi dla prognoz krótkoterminowych. Kolejnym czynnikiem jest poziom uszczegółowienia każdej z danych wejściowych. Oczywiście, rozważając mniejsze regiony, dane ich dotyczące mogą się różnić mniej lub bardziej od danych średnich krajowych. Zwykle metodą efektywniejszą kosztowo jest tworzenie bazy danych, począwszy od mniejszych obszarów, takich jak dzielnica lub obszar jednostki bilansowej.

Niestety, w większości przypadków planowania energetycznego mamy do czynienia z napiętym budżetem finansowym i czasowym, co z natury wyklucza zastosowanie kosztownych i skomplikowanych metod prognostycznych, uwzględniających szeroki zakres danych wejściowych, niezbędnych w celu zapewnienia maksymalnej precyzji sporządzanego

oszacowania. W przypadku planowania zaopatrzenia w ciepło miasta lub gminy pojawia się dodatkowa trudność, wynikająca z faktu sporządzania oszacowania dla stosunkowo niewielkiego obszaru, do którego nie mają zastosowania wnioski wynikające z ogólnych prognoz makroekonomicznych. W tych warunkach realizacja jednej inwestycji, bądź porzucenie planów budowy, np. dużego zakładu przemysłowego, wpływa radykalnie na trafność prognozy. Analogicznie precyzyjne określenie przyszłego zapotrzebowania mocy w sektorze przemysłowym jest zadaniem niemal niemożliwym, nawet po analizie makroekonomicznych prognoz branżowych, albowiem nie uwzględniają one uwarunkowań takich, jak złe zarządzanie konkretnym przedsiębiorstwem, którego upadłość i likwidacja może skutkować zmniejszeniem zapotrzebowania mocy rzędu kilkunastu, a nawet kilkudziesięciu megawatów, co w skali jednego, nawet dużego miasta, powoduje znaczący błąd prognozy, absolutnie niemożliwy do przewidzenia na etapie jej formułowania. Okoliczności te miał zresztą zapewne na myśli ustawodawca, wprowadzając obowiązek okresowej aktualizacji dokumentacji związanej z miejskim i gminnym planowaniem energetycznym.

W praktyce Energoekspert Sp. z o.o. wysoce przydatna okazała się kompilacja wyżej wymienionej metody scenariuszowej z metodą modelowania odbiorcy końcowego. Rzeczona kompilacja została zastosowana w wielu opracowaniach gminnych projektów założeń do planów zaopatrzenia w ciepło energię elektryczną i paliwa gazowe, a po kilku latach od ich opracowania można stwierdzić wysoce zadowalającą korelację tak sporządzonych prognoz z ukształtowaną później sytuacją faktyczną. Tym niemniej w dobie znaczących przemian o charakterze politycznym oraz w warunkach rozwijającego się powszechnego kryzysu ekonomicznego, którego skutki np. w tzw. strefie euro są trudne do określenia, sporządzanie konkretnych prognoz zużycia poszczególnych nośników energetycznych jest bardzo utrudnione. Okres prognozy zbiega się w czasie z wdrażaniem kolejnych etapów rozwoju wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych. O ile założenia ścieżek zmniejszania przydziałów darmowych uprawnień do emisji tych gazów do 2020 r. są w chwili obecnej zasadniczo znane, o tyle zdania ekonomistów co do skutków podejmowanych działań są podzielone, zaś rzeczywiste parametry ekonomiczne, takie jak koszty dostaw poszczególnych nośników energii, ustalą w najbliższym czasie warunki rynkowe. Ze względu na substytucyjność, np. gazu ziemnego i ciepła sieciowego, odbiorcy będą podejmowali racjonalne decyzje odnośnie zastosowania danego nośnika energii na podstawie kosztów jego dostawy. O ile zatem rozwój zapotrzebowania energii na obszarze miasta jest jak najbardziej możliwy do przewidzenia w granicach założonej rozsądnej dokładności, o tyle możliwość przewidzenia sposobu pokrycia tego zapotrzebowania jest siłą rzeczy ograniczona w warunkach obciążenia poważnym stopniem niepewności rynkowej. W niniejszym rozdziale przedstawiono zasadnicze uwarunkowania makro- i mikroekonomiczne, jakie będą miały wpływ na kształtowanie przyszłego zapotrzebowania na poszczególne nośniki energii na obszarze miasta.

9.2 Założenia polityki energetycznej Polski do 2030 roku

W „Polityce energetycznej Polski do 2030 r.”, 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.

Znacznie zmienione, w stosunku do wcześniej obowiązującej „Polityki energetycznej państwa do 2025 r.”, zostało podejście do wykorzystania krajowych zasobów surowców energetycznych - podkreślono, że będą one stabilizatorem bezpieczeństwa energetycznego Polski.

Do głównych narzędzi realizacji aktualnie obowiązującej polityki energetycznej zaliczono:

- Regulacje prawne określające zasady działania sektora paliwowo-energetycznego oraz ustanawiające standardy techniczne,
- Efektywne wykorzystanie przez Skarb Państwa nadzoru właścicielskiego do realizacji celów polityki energetycznej,
- Bieżące działania regulacyjne Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, obejmujące m. innymi zatwierdzanie wysokości taryf oraz zastosowanie analizy typu benchmarking w zakresie energetycznych rynków regulowanych,
- Mechanizmy wsparcia poprzez funkcjonowanie rynku „certyfikatów”,
- Monitorowanie sytuacji na rynkach paliw i energii przez Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów i Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki oraz podejmowanie działań interwencyjnych,
- Działania na forum Unii Europejskiej prowadzące do tworzenia polityki energetycznej UE uwzględniającej uwarunkowania polskiej energetyki,
- Ustawowe działania jednostek samorządu terytorialnego, uwzględniające priorytety polityki energetycznej państwa, w tym poprzez zastosowanie partnerstwa publiczno – prywatnego (PPP),
- Planowanie przestrzenne, zapewniające realizację priorytetów polityki energetycznej, planów zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe gmin oraz planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych,
- Działania informacyjne prowadzone poprzez organy rządowe i współpracujące instytucje badawczo-rozwojowe,
- Aktywne członkostwo Polski w organizacjach międzynarodowych, takich jak np. Międzynarodowa Agencja Energetyczna,
- Wsparcie realizacji istotnych dla kraju projektów w zakresie energetyki (np. projekty inwestycyjne, prace badawczo-rozwojowe) ze środków publicznych, w tym funduszy europejskich.

Działania określone w dokumencie będą realizowane w dużej mierze przez komercyjne firmy energetyczne, działające w warunkach konkurencyjnych rynków paliw i energii lub rynków regulowanych. W związku z powyższym, interwencjonizm państwa w funkcjono-

wanie sektora winien mieć ograniczony charakter i jasno określony cel: zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju - i tylko w takim zakresie oraz w zgodzie z prawem UE ma być stosowana interwencja państwa w sektorze energetycznym.

Podstawowymi kierunkami działań określonymi w Polityce, jak już wspomniano wyżej, są:

→ Poprawa efektywności energetycznej – ta kwestia jest traktowana w dokumencie w sposób priorytetowy, a postęp w tej dziedzinie będzie kluczowy dla realizacji wszystkich celów w nim określonych. Główne cele polityki energetycznej w tym obszarze to:

- Dążenie do osiągnięcia zeroenergetycznego wzrostu gospodarczego, tj. rozwoju gospodarki następującego bez wzrostu zapotrzebowania na energię pierwotną;
- Obniżenie do 2030 roku energochłonności gospodarki w Polsce do poziomu UE-15 z 2005 roku.

Natomiast celami szczegółowymi są:

- zwiększenie sprawności wytwarzania energii elektrycznej, poprzez budowę wysokosprawnych jednostek wytwórczych,
- dwukrotny wzrost do roku 2020 produkcji energii elektrycznej wytwarzanej w technologii wysokosprawnej kogeneracji, w porównaniu do produkcji w 2006 r.,
- zmniejszenie wskaźnika strat sieciowych w przesyłach i dystrybucji, poprzez m.in. modernizację obecnych i budowę nowych sieci, wymianę transformatorów o niskiej sprawności oraz rozwój generacji rozproszonej,
- wzrost efektywności końcowego wykorzystania energii,
- zwiększenie stosunku rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną do maksymalnego zapotrzebowania na moc w szczycie obciążenia, co pozwala zmniejszyć całkowite koszty zaspokojenia popytu na energię elektryczną.

→ Wzrost bezpieczeństwa energetycznego – tj. zapewnienie stabilnych dostaw paliw i energii na poziomie gwarantującym zaspokojenie potrzeb krajowych i po akceptowalnych przez gospodarkę i społeczeństwo cenach. Głównymi celami są:

- W zakresie paliw – ich pozyskiwania i przesyłu:
 - dla węgla - racjonalne i efektywne gospodarowanie złożami węgla znajdującymi się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej (cele szczegółowe to m.in.: zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju poprzez zaspokojenie krajowego zapotrzebowania na węgiel; wykorzystanie węgla do produkcji paliw płynnych i gazowych; wykorzystanie nowoczesnych technologii w sektorze górnictwa węgla);
 - dla gazu - zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju poprzez dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego (do celów szczegółowych zaliczono m.in.: realizację inwestycji umożliwiających zwiększenie wydobycia gazu ziemnego na terytorium Polski; zapewnienie alternatywnych źródeł i kierunków dostaw gazu do Polski; zwiększenie pojemności magazynowych gazu ziemnego; pozyskanie gazu z wykorzystaniem technologii zgazowania węgla; gospodarcze wykorzystanie metanu poprzez eksploatację z naziemnych odwiertów powierzchniowych);
 - dla ropy naftowej i paliw płynnych - zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego poprzez zwiększenie stopnia dywersyfikacji źródeł dostaw ropy naftowej, rozumia-

nej jako uzyskiwanie ropy naftowej z różnych regionów świata, od różnych dostawców, pośredników, z wykorzystaniem alternatywnych szlaków transportowych.

➤ W zakresie produkcji i przesyłu energii elektrycznej oraz ciepła - zapewnienie bezpieczeństwa dostaw przy jednoczesnym zachowaniu konkurencyjności oraz zrównoważonego rozwoju. Szczegółowe cele w tym obszarze to:

- ➔ Budowa nowych mocy wytwórczych w celu zrównoważenia krajowego popytu i utrzymania niezbędnych rezerw mocy na poziomie minimum 15% maksymalnego zapotrzebowania na moc elektryczną,
- ➔ Budowa interwencyjnych źródeł wytwarzania energii elektrycznej,
- ➔ Rozwój systemu przesyłowego, a w szczególności zamknięcie pierścienia 400 kV oraz pierścieni wokół głównych miast Polski,
- ➔ Rozwój połączeń transgranicznych skoordynowany z rozbudową krajowego systemu przesyłowego pozwalający na wymianę co najmniej 15% energii elektrycznej zużywanej w kraju do roku 2015, 20% do roku 2020 oraz 25% do roku 2030,
- ➔ Rozbudowa sieci dystrybucyjnej pozwalającej na rozwój energetyki rozproszonej wykorzystującej lokalne źródła energii,
- ➔ Modernizacja sieci przesyłowych i sieci rozdzielczych pozwalająca obniżyć poziom awaryjności o 50%,
- ➔ Zastąpienie do roku 2030 ciepłowni zasilających scentralizowane systemy ciepłownicze – źródłami kogeneracyjnymi.

➔ Rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w tym biopaliw - zwiększenie wykorzystania tych źródeł niesie za sobą większy stopień uniezależnienia się od dostaw energii z importu, podniesienie lokalnego bezpieczeństwa energetycznego oraz zmniejszenie strat przesyłowych, zmniejszenie emisji zanieczyszczeń oraz rozwój słabiej rozwiniętych regionów, bogatych w zasoby energii odnawialnej. Główne cele polityki energetycznej w tym obszarze to:

- Wzrost wykorzystania odnawialnych źródeł energii w bilansie energii finalnej do 15% w roku 2020 oraz dalszy wzrost tego wskaźnika w latach następnych;
- Osiągnięcie w 2020 roku 10% udziału biopaliw w rynku paliw transportowych oraz zwiększenie udziału biopaliw II generacji;
- Ochrona lasów przed nadmiernym eksploataowaniem w celu pozyskiwania biomasy oraz zrównoważone wykorzystanie obszarów rolniczych na cele OZE, w tym biopaliw, tak aby nie doprowadzić do konkurencji pomiędzy energetyką odnawialną i rolnictwem.

Kluczowymi zadaniami w zakresie OZE będą: opracowanie Planu działań na rzecz wzrostu wykorzystania OZE do 2020 roku, przedstawiającego ścieżkę dochodzenia do realizacji wyznaczonych w dyrektywie celów, oraz wdrożenie przedmiotowej dyrektywy do prawa krajowego. Realizacja tych działań będzie miała decydujący wpływ na przyszłość odnawialnych źródeł energii w Polsce.

Ponadto w ramach realizacji polityki energetycznej utrzymane zostaną mechanizmy wsparcia dla OZE. Ich działanie będzie monitorowane pod kątem funkcjonalności oraz efektywności kosztowej. Przewiduje się także wprowadzenie dodatkowych mechanizmów wsparcia dla ciepła i chłodu ze źródeł odnawialnych, usuwanie barier dla rozwoju ener-

tyki wiatrowej na morzu oraz stymulowanie rozwoju przemysłu produkującego urządzenia dla OZE.

- Rozwój konkurencyjnych rynków paliw i energii - głównym celem polityki energetycznej w tym obszarze jest zapewnienie niezakłóconego funkcjonowania rynków paliw i energii, a przez to przeciwdziałanie nadmiernemu wzrostowi cen. Wyznaczono następujące cele szczegółowe:
 - zwiększenie dywersyfikacji źródeł i dostaw gazu ziemnego, ropy naftowej i paliw płynnych;
 - zniesienie barier przy zmianie sprzedawcy energii elektrycznej i gazu;
 - regulacja rynku paliw i energii w sposób zapewniający równowagę interesów wszystkich uczestników rynku;
 - zmiana zasad rynku bilansującego energii elektrycznej, w tym jego decentralizacja oraz wprowadzenie rynku dnia bieżącego;
 - stworzenie płynnego rynku kontraktów terminowych energii elektrycznej;
 - wprowadzenie rynkowych metod kształtowania cen ciepła.
- Ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko - jako główne cele polityki energetycznej państwa w tym obszarze określono:
 - Ograniczenie emisji CO₂ do 2020 roku przy zachowaniu wysokiego poziomu bezpieczeństwa energetycznego;
 - Ograniczenie emisji SO₂ i NO_x do poziomów ustalonych w Traktacie Akcesyjnym;
 - Minimalizacja składowania odpadów poprzez jak najszersze wykorzystanie ich w gospodarce;
 - Zmiana struktury wytwarzania energii w kierunku technologii niskoemisyjnych.
- Dywersyfikacja struktury wytwarzania energii elektrycznej poprzez wprowadzenie energetyki jądrowej.

Ponadto określone zostały działania służące realizacji wyznaczonych w „Polityce...” celów oraz przewidywane efekty tych działań.

9.3 Prawdopodobne scenariusze uwarunkowań zewnętrznych – rozwój wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych

W procesie planowania wizji systemów energetycznych niewątpliwym zagadnieniem problemowym jest określenie przyszłych cen uprawnień do emisji dwutlenku węgla oraz przyszłych cen energii elektrycznej i ciepła w warunkach funkcjonowania europejskiego systemu handlu uprawnieniami do emisji. W przyszłości należy spodziewać się, że omawiany system zastąpi szereg funkcjonujących obecnie mechanizmów wsparcia, w postaci np. handlu prawami majątkowymi wynikającymi z dotychczasowych świadectw pochodzenia.

W „Prognozie zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku”, stanowiącej Załącznik 2 do „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku”, przewidziano wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną o ok. 55% w okresie od 2006 r. do 2030 r. W tym czasie emisja dwutlenku węgla ma podlegać stopniowemu obniżeniu do ok. 300 mln t w 2030 roku, co stanowi zmniejszenie emisji o 8,5% w porównaniu do roku bazowego 1990. W wymienionych warunkach spodziewany jest blisko dwukrotny wzrost cen energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych, jak również dla odbiorców bytowo-komunalnych, wywołany głównie poprzez wzrost opłat za przydział uprawnień do emisji.

Na mocy postanowień dyrektywy parlamentu europejskiego i rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniającej dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz.U. L 140 z 5.6.2009, str. 63—87), w artykule 10a ust. 4 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2003/87/WE dopuszczono przyznawanie bezpłatnych uprawnień do emisji sieciom ciepłowniczym oraz wysokosprawnej kogeneracji w celu zaspokojenia ekonomicznie uzasadnionego popytu, w odniesieniu do wytwarzania energii cieplnej lub chłodu, przy czym w każdym roku następującym po roku 2013 całkowity przydział uprawnień dla takich instalacji w odniesieniu do wytwarzania energii cieplnej będzie korygowany współczynnikiem liniowym 1,74%.

Zgodnie z decyzją Komisji z dnia 27 kwietnia 2011 r. w sprawie ustanowienia przejściowych zasad dotyczących zharmonizowanego przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji w całej Unii na mocy art. 10a dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (Dz. Urz. UE L 130 z 17.5.2011, str. 1 – 45) całkowity wolumen tego typu uprawnień będzie systematycznie zmniejszany po roku 2013 według przyjętego współczynnika, co oznacza, że w roku 2013 ilość takich bezpłatnie przydzielonych uprawnień wyniesie 80%, a w roku 2020 osiągnie ona poziom 30%. Ostatecznie w 2027 roku przydział bezpłatnych uprawnień zostanie zlikwidowany.

Przewidywana ścieżka cenowa uprawnień do emisji dwutlenku węgla kształtuje się jak następuje:

Tabela 9-1 Prognoza cen uprawnień EUA w latach 2016-2030 wg Thomson Reuters (w EUR – poziom cen 2015)

Rok	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Koszt uprawnień	6,5	7,1	8,1	9	10	11	12	14	15	16	17	18	19	22	26

Źródło: KOBiZE: Raport z rynku CO₂, Nr 48, marzec 2016

W opisanym stanie rzeczy należy liczyć się ze zmianami cen energii elektrycznej i ciepła sieciowego produkowanych z węgla. Lansowany przez Komisję Europejską sposób przydziału dodatkowych uprawnień dla sektora ciepłownictwa w oparciu o zasadę tzw. benchmarku gazowego będzie skutkował koniecznością zakupu dodatkowych uprawnień przez wytwórców opierających swą produkcję na węglu, co będzie musiało znaleźć stosowne odzwierciedlenie w cenach ciepła sieciowego wytwarzanego z węgla. Należy spodziewać się przy tym również wzrostu cen energii elektrycznej produkowanej z węgla, który w Polsce wciąż jeszcze jest i będzie w najbliższych latach podstawowym paliwem w elektrowniach. Skutki ekonomiczne tych zjawisk zależą od przyszłych skomplikowanych zjawisk rynkowych, w tym przede wszystkim ustalonych w warunkach wolnorynkowych cen uprawnień do emisji gazów cieplarnianych. Rozwój miejskich systemów energetycznych, tj. ciepłowniczego, elektroenergetycznego i dostawy gazu sieciowego będzie zależny od uwarunkowań natury ekonomicznej, a przede wszystkim cen nośników energii i ich dostawy.

9.4 Rozwój energetyki odnawialnej

Zasady i warunki wykonywania działalności w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z: odnawialnych źródeł energii, biogazu rolniczego oraz biopłynów w instalacjach odnawialnego źródła energii oraz mechanizmy i instrumenty wspierające wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych źródeł energii i biogazu rolniczego w instalacjach odnawialnego źródła energii określa ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. Wymieniona ustawa określa ponadto: zasady wydawania gwarancji pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii, zasady realizacji krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych, warunki i tryb certyfikowania instalatorów mikroinstalacji, małych instalacji i instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej cieplnej nie większej niż 600 kW oraz akredytowania organizatorów szkoleń a także zasady współpracy międzynarodowej w zakresie odnawialnych źródeł energii oraz wspólnych projektów inwestycyjnych. Powołana ustawa w zakresie swojej regulacji wdraża:

- 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 dyrektywę 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz. Urz. UE L 140 z 05.06.2009, str. 16, z późn.zm.);
- 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 uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE (Dz. Urz. UE L 315 z 14.11.2012, str. 1);
- dyrektywę Rady 2013/18/UE z dnia 13 maja 2013 r. dostosowującą dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, w związku z przystąpieniem Republiki Chorwacji (Dz. Urz. UE L 158 z 10.06.2013, str. 230).

Szczegółne mechanizmy wsparcia ustawa wdraża w odniesieniu do:

- małych instalacji, tj. instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 40 kW i nie większej niż 200 kW, przyłączonych 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;
- mikroinstalacji, tj. instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 40 kW, przyłączonych do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu nie większej niż 120 kW.

Podjęcie i wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji i w małej instalacji, a także z biogazu rolniczego oraz wyłącznie z biopłynów nie wymaga uzyskania koncesji. Działalność gospodarcza w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w małej instalacji jest działalnością regulowaną w rozumieniu ustawy o swobodzie działal-

ności gospodarczej i wymaga wpisu do rejestru wytwórców wykonujących działalność gospodarczą w zakresie małych instalacji prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Działalność gospodarcza w zakresie wytwarzania biogazu rolniczego w instalacjach odnawialnego źródła energii innych niż mikroinstalacja biogazu rolniczego oraz energii elektrycznej z biogazu rolniczego w instalacjach innych niż mikroinstalacja, jest działalnością regulowaną w rozumieniu ustawy o swobodzie działalności gospodarczej i wymaga wpisu do rejestru wytwórców wykonujących działalność gospodarczą w zakresie biogazu rolniczego prowadzonego przez Prezesa Agencji Rynku Rolnego.

W ramach mechanizmów i instrumentów wspierających wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, biogazu rolniczego oraz ciepła, w instalacjach odnawialnego źródła energii w ustawie określono: możliwość wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania, dystrybucji oraz obrotu ciepłem, energią elektryczną i paliwami gazowymi w ramach klastra energii, tj. cywilnoprawnego porozumienia, w skład którego mogą wchodzić osoby fizyczne, osoby prawne, jednostki naukowe, instytuty badawcze lub jednostki samorządu terytorialnego, dotyczące wytwarzania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią z odnawialnych źródeł energii lub z innych źródeł lub paliw, w ramach sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV, na obszarze działania tego klastra nieprzekraczającym granic jednego powiatu w rozumieniu ustawy z dnia 5 czerwca 1998 r. o samorządzie powiatowym (Dz. U. z 2016 r. poz. 814) lub 5 gmin w rozumieniu ustawy z dnia 8 marca 1990 r. o samorządzie gminnym (Dz. U. z 2016 r. poz. 446). Działalność taka może być realizowana w ramach koncesji wydanej dla koordynatora klastra energii.

Wprowadzono obowiązek zakupu oferowanej: niewykorzystanej energii elektrycznej wytworzonej przez wytwórcę innego niż prosument w mikroinstalacji z odnawialnych źródeł energii oraz energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji przez wytwórcę będącego przedsiębiorcą w rozumieniu ustawy o swobodzie działalności gospodarczej, przez wyznaczonego przez Prezesa URE sprzedawcę energii elektrycznej, tzw. sprzedawcę zobowiązanego, przy czym koszty bilansowania handlowego energii wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW pokrywają w całości sprzedawcy zobowiązani. W ustawie określono również maksymalną wartość pomocy publicznej, jaką może otrzymać wytwórca energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii w instalacji odnawialnego źródła energii oraz stworzono możliwość sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii na aukcjach ogłaszanych organizowanych i przeprowadzanych przez Prezesa URE nie rzadziej niż raz w roku, przy czym maksymalna ilość i wartość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii wytworzonej oddzielnie w instalacjach odnawialnego źródła energii która może zostać sprzedana w drodze aukcji w następnym roku kalendarzowym będzie określana w drodze rozporządzenia wydawanego w terminie do dnia 31 października każdego roku przez Radę Ministrów. Wprowadzono obowiązek uzyskiwania i przedstawiania do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii lub świadectwo pochodzenia biogazu rolniczego lub uiszczania opłat zastępczych, co wiąże się z przypisaniem do wymienionych świadectw zbywalnych praw majątkowych.

Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego został upoważniony do pobierania opłaty OZE, związanej z zapewnieniem dostępności energii ze źródeł odnawialnych w krajowym systemie elektroenergetycznym. Opłatę ustala się na podstawie stawki opłaty OZE, obowiązującej w danym roku i kalkulowanej przez Prezesa URE, wyrażonej w złotych za MWh. Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się w obszarze danej sieci ciepłowniczej obrotem ciepłem lub wytwarzaniem ciepła i jego sprzedażą odbiorcom końcowym zostały zobowiązane do dokonywania zakupu oferowanego im ciepła wytworzonego w przyłączonych do tej sieci instalacjach termicznego przekształcania odpadów oraz odnawialnego źródła energii, innych niż instalacja termicznego przekształcania odpadów, wytworzonego z odnawialnych źródeł energii z wyłączeniem ciepła wytworzonego w instalacjach spalania wielopaliwowego innego niż ciepło użytkowe wytworzone w wysokosprawnej kogeneracji. Obowiązek dotyczy zakupu ciepła w ilości nie większej niż zapotrzebowanie odbiorców końcowych przyłączonych do sieci danego przedsiębiorstwa ciepłowniczego. W przypadku ciepła wytworzonego z biopłynów, dystrybutor ciepła jest obowiązany do zakupu tego ciepła pod warunkiem, że biopłyny wykorzystane do jego wytworzenia spełniają kryteria zrównoważonego rozwoju. Operatorzy systemów dystrybucyjnych gazowych zostali na obszarach swojego działania zobowiązani do odbierania biogazu lub biogazu rolniczego spełniającego parametry jakościowe dla paliw gazowych wprowadzanych do sieci i wytwarzanego w instalacjach odnawialnego źródła energii przyłączonych bezpośrednio do sieci tych operatorów.

Oczekuje się, że wyżej opisane mechanizmy wsparcia przyczynią się do dynamicznego rozwoju wytwarzania energii elektrycznej, ciepła i biogazu w instalacjach odnawialnych źródeł energii.

10 Wyjściowe założenia rozwoju społeczno-gospodarczego miasta

Podstawą do projektu założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe są założenia rozwoju społeczno-gospodarczego miasta, bowiem przyjęcie tych założeń spowoduje określoną potrzebę rozwoju infrastruktury energetycznej. Założenia rozwoju społeczno-gospodarczego miasta wyznaczają również kierunki zagospodarowania przestrzennego w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego oraz miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego dla poszczególnych obszarów Mrągowa.

Na potrzeby założeń do planu zaopatrzenia w energię sformułowano scenariusze rozwoju, wychodząc z dostępnych informacji oraz ogólnych prognoz i strategii społeczno-gospodarczego rozwoju kraju, dostosowanych do specyfiki miasta Mrągowa. Do dalszych analiz przyjęto założenie, że rozwój Mrągowa w zakresie społecznym oraz handlu i usług będzie się odbywał zgodnie ze wskaźnikami rozwoju makroekonomicznego całego kraju podanymi w Polityce Energetycznej Polski do 2030 roku, przyjętej przez Radę Ministrów w dniu 10 listopada 2009 roku.

Na podstawie danych zawartych w uogólnionej charakterystyce trendów gospodarczych miasta sformułowano trzy scenariusze rozwoju społeczno-gospodarczego do 2031 r. Poniżej opisano założenia jakie przyjęto w poszczególnych scenariuszach:

- scenariusz I optymistyczny – tempo rozwoju miasta na poziomie notowanym w najlepszych latach z okresu 2004-2015, rozwój budownictwa zarówno mieszkaniowego, jak również użyteczności publicznej, zasoby pieniężne ludności wystarczają na opłacanie wysokich i stale wzrastających rachunków za energię;
- scenariusz II odniesienia – rozwój miasta na dotychczasowym poziomie – trendy rozwojowe na podstawie mediany danych z okresu 2004-2015;
- scenariusz III pesymistyczny – stagnacja w zakresie wznoszenia budynków mieszkalnych i niemieszkalnych, trendy rozwojowe wyznaczone na podstawie najgorszych lat z okresu 2004-2015, wśród społeczeństwa popularność zyskują działania prooszczędnościowe.

W poniższych tabelach przedstawiono wskaźniki rozwoju społeczno-gospodarczego miasta Mrągowa dla tak sformułowanych scenariuszy.

Tabela 10-1 Wskaźniki rozwoju – scenariusz I optymistyczny

Rok	Ludność	Ilość oddanych mieszkań	Powierzchnia oddawanych mieszkań	Ilość mieszkań ogółem	Powierzchnia użytkowa mieszkań ogółem	Powierzchnia użytkowa nowych budynków niemieszkalnych
	osób	szt./rok	m ² /rok	szt.	m ²	m ²
2004	21 884	54	4 894	7 701	484 176	7 711
2005	21 809	52	3 872	7 745	487 002	1 362
2006	21 715	95	6 049	7 836	492 480	1 123
2007	21 699	130	9 645	7 962	501 398	7 153
2008	21 734	106	6 992	8 068	508 390	10 283
2009	21 732	75	6 299	8 143	514 689	2 082
2010	22 332	64	5 271	8 134	519 960	5 751
2011	22 244	157	9 767	8 291	529 727	3 658
2012	22 251	47	3 707	8 337	538 593	6 815
2013	22 190	47	3 153	8 384	547 459	471
2014	22 135	119	7 007	8 487	556 325	7 398
2015	22 005	64	4 990	8 551	565 191	26 222
2016	21 953	128	8 353	8 679	573 544	12 904
2017	21 862	128	8 353	8 807	581 897	12 904
2018	21 770	128	8 353	8 935	590 250	12 904
2019	21 677	128	8 353	9 063	598 603	12 904
2020	21 579	128	8 353	9 191	606 956	12 904
2021	21 480	128	8 353	9 319	615 309	12 904
2022	21 378	128	8 353	9 447	623 662	12 904
2023	21 273	128	8 353	9 575	632 015	12 904
2024	21 165	128	8 353	9 703	640 368	12 904
2025	21 054	128	8 353	9 831	648 721	12 904
2026	20 939	128	8 353	9 959	657 074	12 904
2027	20 821	128	8 353	10 087	665 427	12 904
2028	20 701	128	8 353	10 215	673 780	12 904
2029	20 579	128	8 353	10 343	682 133	12 904
2030	20 453	128	8 353	10 471	690 486	12 904
2031	20 326	128	8 353	10 599	698 839	12 904

Źródło: opracowanie własne

Tabela 10-2 Wskaźniki rozwoju – scenariusz II odniesienia

Rok	Ludność	Ilość odda- nych mieszkań	Powierzchnia oddawanych mieszkań	Ilość mieszkań ogółem	Powierzchnia użytkowa mieszkań ogółem	Powierzchnia użytkowa nowych budynków niemieszkalnych
	osób	szt./rok	m ² /rok	szt.	m ²	m ²
2004	21 884	54	4 894	7 701	484 176	7 711
2005	21 809	52	3 872	7 745	487 002	1 362
2006	21 715	95	6 049	7 836	492 480	1 123
2007	21 699	130	9 645	7 962	501 398	7 153
2008	21 734	106	6 992	8 068	508 390	10 283
2009	21 732	75	6 299	8 143	514 689	2 082
2010	22 332	64	5 271	8 134	519 960	5 751
2011	22 244	157	9 767	8 291	529 727	3 658
2012	22 251	47	3 707	8 337	538 593	6 815
2013	22 190	47	3 153	8 384	547 459	471
2014	22 135	119	7 007	8 487	556 325	7 398
2015	22 005	64	4 990	8 551	565 191	26 222
2016	21 953	84	5 971	8 635	571 162	6 669
2017	21 862	84	5 971	8 719	577 133	6 669
2018	21 770	84	5 971	8 803	583 104	6 669
2019	21 677	84	5 971	8 887	589 075	6 669
2020	21 579	84	5 971	8 971	595 046	6 669
2021	21 480	84	5 971	9 055	601 017	6 669
2022	21 378	84	5 971	9 139	606 988	6 669
2023	21 273	84	5 971	9 223	612 959	6 669
2024	21 165	84	5 971	9 307	618 930	6 669
2025	21 054	84	5 971	9 391	624 901	6 669
2026	20 939	84	5 971	9 475	630 872	6 669
2027	20 821	84	5 971	9 559	636 843	6 669
2028	20 701	84	5 971	9 643	642 814	6 669
2029	20 579	84	5 971	9 727	648 785	6 669
2030	20 453	84	5 971	9 811	654 756	6 669
2031	20 326	84	5 971	9 895	660 727	6 669

Źródło: opracowanie własne

Tabela 10-3 Wskaźniki rozwoju – scenariusz III pesymistyczny

Rok	Ludność	Ilość odda- nych mieszkań	Powierzchnia oddawanych mieszkań	Ilość mieszkań ogółem	Powierzchnia użytkowa mieszkań ogółem	Powierzchnia użytkowa nowych budynków niemieszkalnych
	osób	szt./rok	m ² /rok	szt.	m ²	m ²
2004	21 884	54	4 894	7 701	484 176	7 711
2005	21 809	52	3 872	7 745	487 002	1 362
2006	21 715	95	6 049	7 836	492 480	1 123
2007	21 699	130	9 645	7 962	501 398	7 153
2008	21 734	106	6 992	8 068	508 390	10 283
2009	21 732	75	6 299	8 143	514 689	2 082
2010	22 332	64	5 271	8 134	519 960	5 751
2011	22 244	157	9 767	8 291	529 727	3 658
2012	22 251	47	3 707	8 337	538 593	6 815
2013	22 190	47	3 153	8 384	547 459	471
2014	22 135	119	7 007	8 487	556 325	7 398
2015	22 005	64	4 990	8 551	565 191	26 222
2016	21 953	50	3 651	8 601	568 842	1 260
2017	21 862	50	3 651	8 651	572 493	1 260
2018	21 770	50	3 651	8 701	576 144	1 260
2019	21 677	50	3 651	8 751	579 795	1 260
2020	21 579	50	3 651	8 801	583 446	1 260
2021	21 480	50	3 651	8 851	587 097	1 260
2022	21 378	50	3 651	8 901	590 748	1 260
2023	21 273	50	3 651	8 951	594 399	1 260
2024	21 165	50	3 651	9 001	598 050	1 260
2025	21 054	50	3 651	9 051	601 701	1 260
2026	20 939	50	3 651	9 101	605 352	1 260
2027	20 821	50	3 651	9 151	609 003	1 260
2028	20 701	50	3 651	9 201	612 654	1 260
2029	20 579	50	3 651	9 251	616 305	1 260
2030	20 453	50	3 651	9 301	619 956	1 260
2031	20 326	50	3 651	9 351	623 607	1 260

Źródło: opracowanie własne

11 Przewidywane zmiany zapotrzebowania na ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe

Obecnie na obszarze miasta Mrągowa występują trzy sieciowe nośniki energii: energia elektryczna, ciepło sieciowe w wodzie gorącej oraz gaz ziemny. Potrzeby cieplne na terenie miasta pokrywane są głównie za pomocą ciepła sieciowego oraz z indywidualnych kotłowni węglowych i gazowych.

Wielkość zapotrzebowania na te nośniki wyznaczają następujące czynniki: cena za dany nośnik energii, aktywność gospodarcza (wielkość produkcji i usług) lub społeczna (liczba mieszkańców korzystających z usług energetycznych i pochodne komfortu życia jak np. wielkość powierzchni mieszkalnej) oraz energochłonność produkcji i usług lub energochłonność usługi energetycznej w gospodarstwach domowych (np. jednostkowe zużycie ciepła na ogrzewanie mieszkań, jednostkowe zużycie energii elektrycznej do przygotowania posiłków i ciepłej wody użytkowej, jednostkowe zużycie energii elektrycznej na oświetlenie i napędy sprzętu gospodarstwa domowego itp.).

Przyjęto następujący podział grup odbiorców na sieciowe nośniki energii:

- gospodarstwa domowe - ogrzewanie i pozostałe cele
- użyteczność publiczna; handel, usługi i przemysł;
- oświetlenie ulic.

Wskaźniki energochłonności przyjęto z uwzględnieniem:

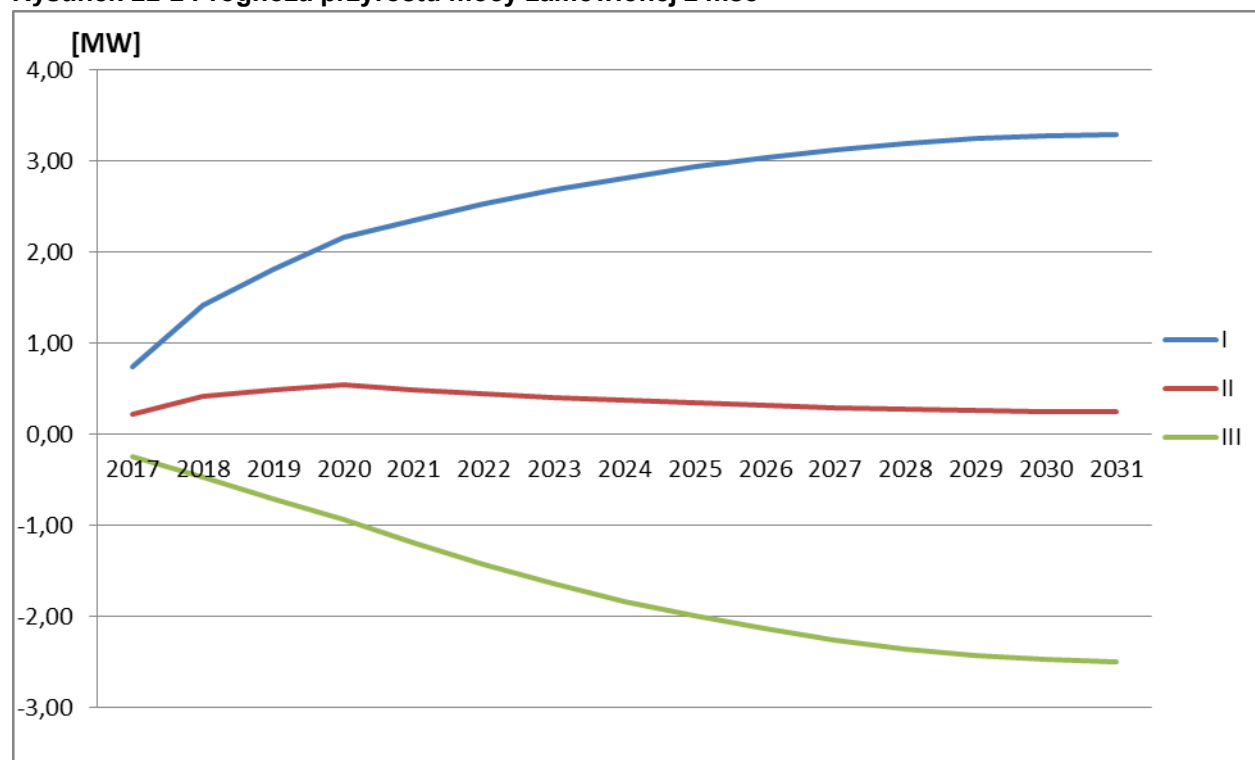
- Studium Uwarunkowań i Kierunków Zagospodarowania Przestrzennego Miasta Mrągowo,
- miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego,
- Polityki Energetycznej Polski do 2030 roku,
- przepisów ustawy z dnia 29 sierpnia 2014 r. o charakterystyce energetycznej budynków,
- istniejącego potencjału racjonalizacji zużycia sieciowych nośników energii,
- decyzji Komisji Europejskiej z dnia 27 kwietnia 2011 r. w sprawie ustanowienia przejściowych zasad dotyczących zharmonizowanego przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji w całej Unii na mocy art. 10a dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (notyfikowana jako dokument nr C(2011) 2772) (2011/278/UE).

Wyniki przeprowadzonych obliczeń zestawiono w ujęciu tabelarycznym i graficznym. W poniższych tabelach oraz na rysunkach przedstawiono zmiany mocy zamówionej i ciepła zużytego z miejskiego systemu ciepłowniczego.

Tabela 11-1 Prognoza przyrostu mocy zamówionej z msc (miejskiego systemu ciepłowniczego)

Rok	Przyrost mocy cieplnej zamówionej		
	Scenariusz		
	I	II	III
	MW	MW	MW
2017	0,74	0,22	-0,25
2018	1,42	0,42	-0,47
2019	1,81	0,48	-0,71
2020	2,16	0,54	-0,93
2021	2,35	0,49	-1,19
2022	2,52	0,44	-1,43
2023	2,68	0,40	-1,64
2024	2,82	0,37	-1,83
2025	2,94	0,34	-2,00
2026	3,04	0,31	-2,14
2027	3,12	0,29	-2,26
2028	3,19	0,27	-2,35
2029	3,24	0,26	-2,42
2030	3,28	0,25	-2,47
2031	3,30	0,25	-2,50

Źródło: opracowanie własne

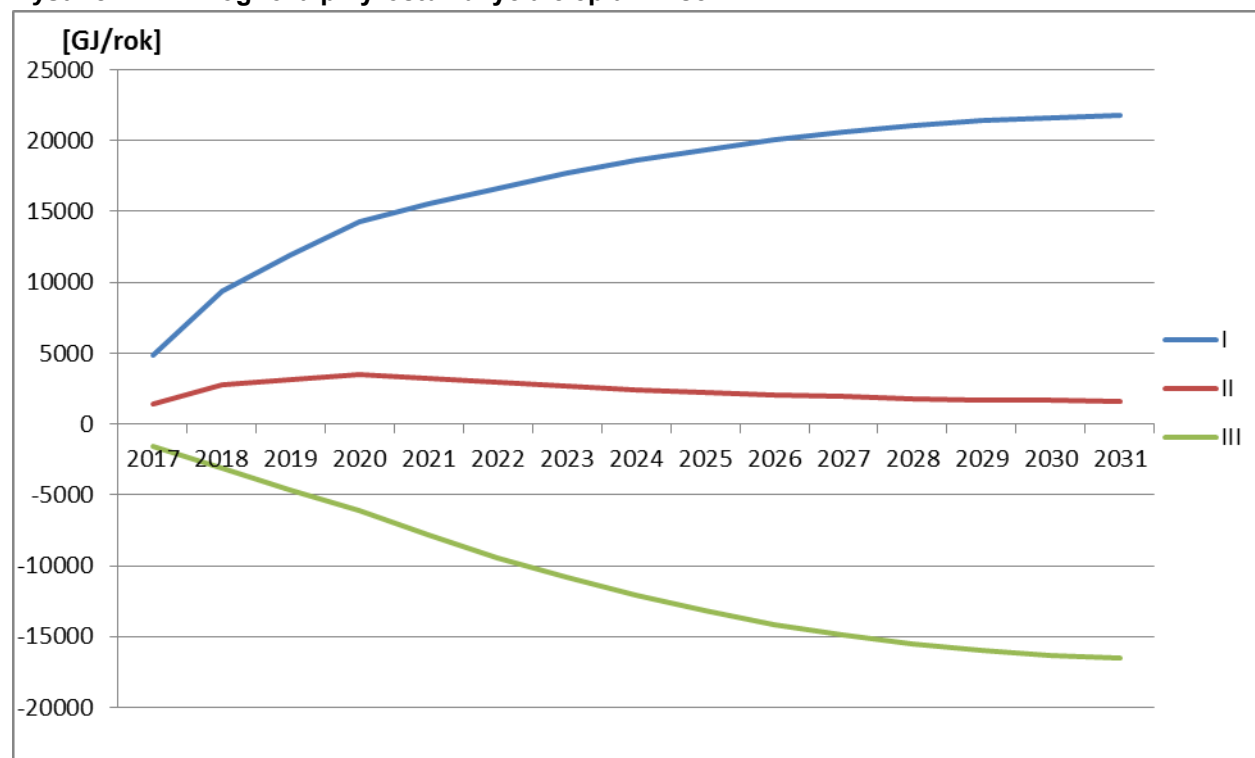
Rysunek 11-1 Prognoza przyrostu mocy zamówionej z msc


Źródło: opracowanie własne

Tabela 11-2 Prognoza przyrostu zużycia ciepła z msc

Rok	Przyrost zużycia ciepła		
	Scenariusz		
	I	II	III
	GJ/rok	GJ/rok	GJ/rok
2017	4 854	1441	-1 619
2018	9 384	2787	-3 131
2019	11 930	3178	-4 696
2020	14 280	3539	-6 141
2021	15 524	3219	-7 863
2022	16 656	2929	-9 429
2023	17 674	2667	-10 838
2024	18 579	2435	-12 091
2025	19 371	2232	-13 187
2026	20 050	2058	-14 126
2027	20 616	1912	-14 909
2028	21 068	1796	-15 535
2029	21 408	1709	-16 005
2030	21 634	1651	-16 318
2031	21 747	1622	-16 475

Źródło: opracowanie własne

Rysunek 11-2 Prognoza przyrostu zużycia ciepła z msc


Źródło: opracowanie własne

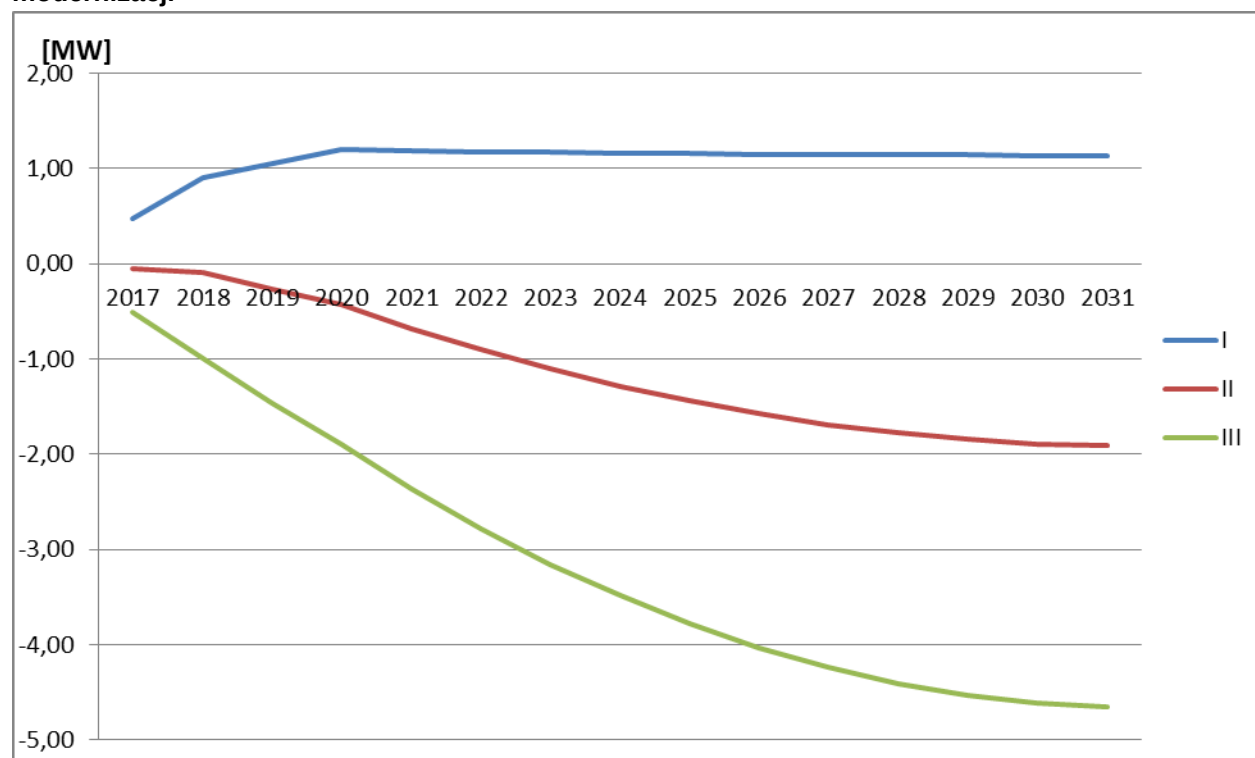
Prognoza wykazuje niezwykle silną wrażliwość na tempo termomodernizacji – zmiana tempa termomodernizacji o pół punktu procentowego przynosi następujące wyniki:

Tabela 11-3 Prognoza przyrostu mocy zamówionej z msc – nieznacznie zwiększone tempo termomodernizacji

Rok	Przyrost mocy cieplnej zamówionej		
	Scenariusz		
	I	II	III
	MW	MW	MW
2017	0,47	-0,05	-0,52
2018	0,90	-0,10	-1,00
2019	1,05	-0,27	-1,47
2020	1,19	-0,44	-1,90
2021	1,18	-0,68	-2,36
2022	1,17	-0,91	-2,78
2023	1,17	-1,11	-3,15
2024	1,16	-1,29	-3,49
2025	1,15	-1,44	-3,78
2026	1,15	-1,58	-4,03
2027	1,14	-1,69	-4,24
2028	1,14	-1,78	-4,41
2029	1,14	-1,85	-4,53
2030	1,14	-1,89	-4,61
2031	1,14	-1,91	-4,66

Źródło: opracowanie własne

Rysunek 11-3 Prognoza przyrostu mocy zamówionej z msc – nieznacznie zwiększone tempo termomodernizacji



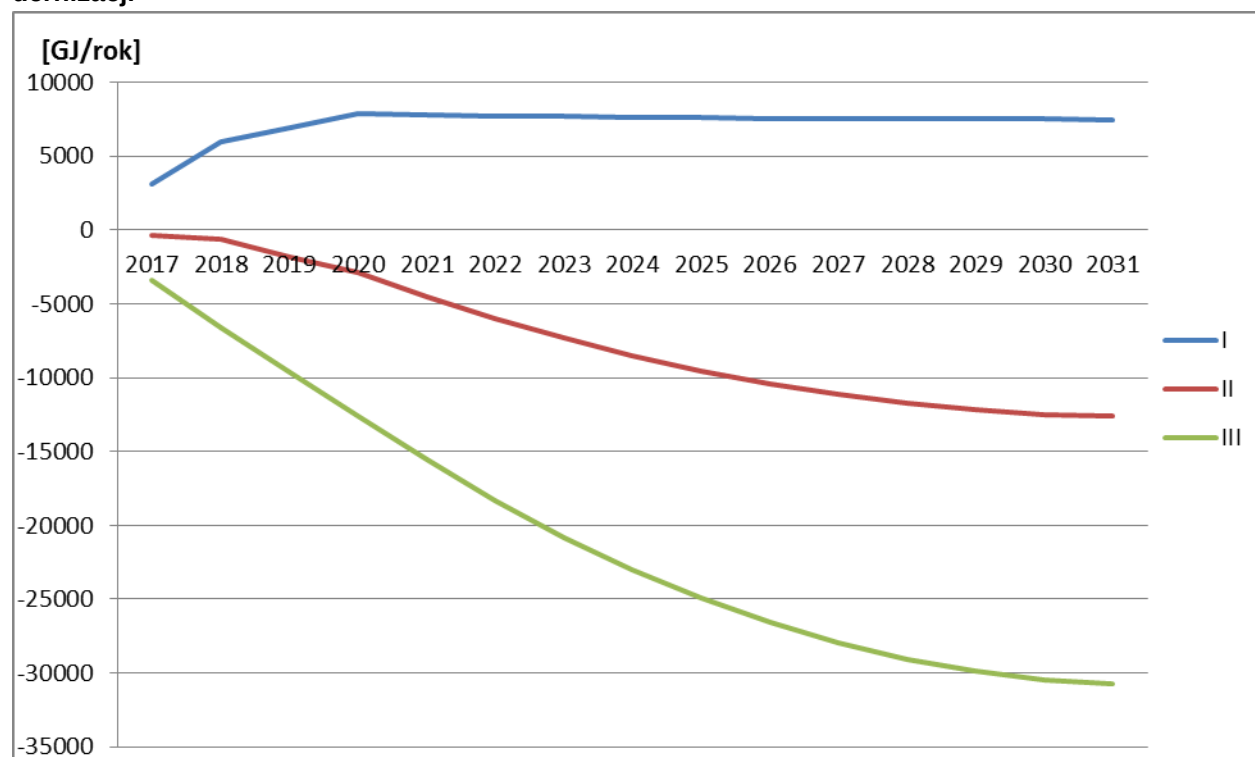
Źródło: opracowanie własne

Tabela 11-4 Prognoza przyrostu zużycia ciepła z msc – nieznacznie zwiększone tempo termomodernizacji

Rok	Przyrost zużycia ciepła		
	Scenariusz		
	I	II	III
	GJ/rok	GJ/rok	GJ/rok
2017	3072	-341	-3 401
2018	5939	-658	-6 576
2019	6940	-1 812	-9 686
2020	7865	-2 877	-12 556
2021	7802	-4 503	-15 585
2022	7746	-5 981	-18 339
2023	7695	-7 312	-20 817
2024	7650	-8 495	-23 020
2025	7610	-9 529	-24 948
2026	7576	-10 416	-26 600
2027	7548	-11 156	-27 977
2028	7525	-11 747	-29 078
2029	7508	-12 191	-29 905
2030	7497	-12 486	-30 455
2031	7491	-12 634	-30 731

Źródło: opracowanie własne

Rysunek 11-4 Prognoza przyrostu zużycia ciepła z msc – nieznacznie zwiększone tempo termomodernizacji



Źródło: opracowanie własne

Jak wynika z przeprowadzonych obliczeń, w horyzoncie czasowym do roku 2031 nie nastąpi wyczerpanie rezerw dostępnych obecnie w źródle zasilającym miejski system ciepłowniczy. Co więcej, nawet w przypadku ziszczenia się warunków założonych dla realizacji scenariusza I tzn. optymistycznego, maksymalny przyrost mocy zamówionej

i wymaganej w źródle nie przekroczy kilku megawatów. Najbardziej prawdopodobną wersją rozwoju zdarzeń jest stagnacja mocy zamówionej i produkcji ciepła, pomimo intensywnej realizacji ustawicznych działań polegających na ciągłym przyłączaniu nowych odbiorców do systemu. Co ciekawe, z perspektywiczną stagnacją, a nawet spadkiem zapotrzebowania mamy do czynienia również w wypadku przeprowadzonych kalkulacji obciążenia systemu sieciowej dostawy paliwa gazowego i to pomimo tego, że w przeprowadzonych symulacjach założono systematycznie zwiększający się udział odbiorców korzystających z dostawy gazu do celów ogrzewania pomieszczeń. Poniżej przedstawiono właściwe prognozy zapotrzebowania i zużycia gazu ziemnego.

Tabela 11-5 Prognoza przyrostu mocy przyłączeniowej paliwa gazowego

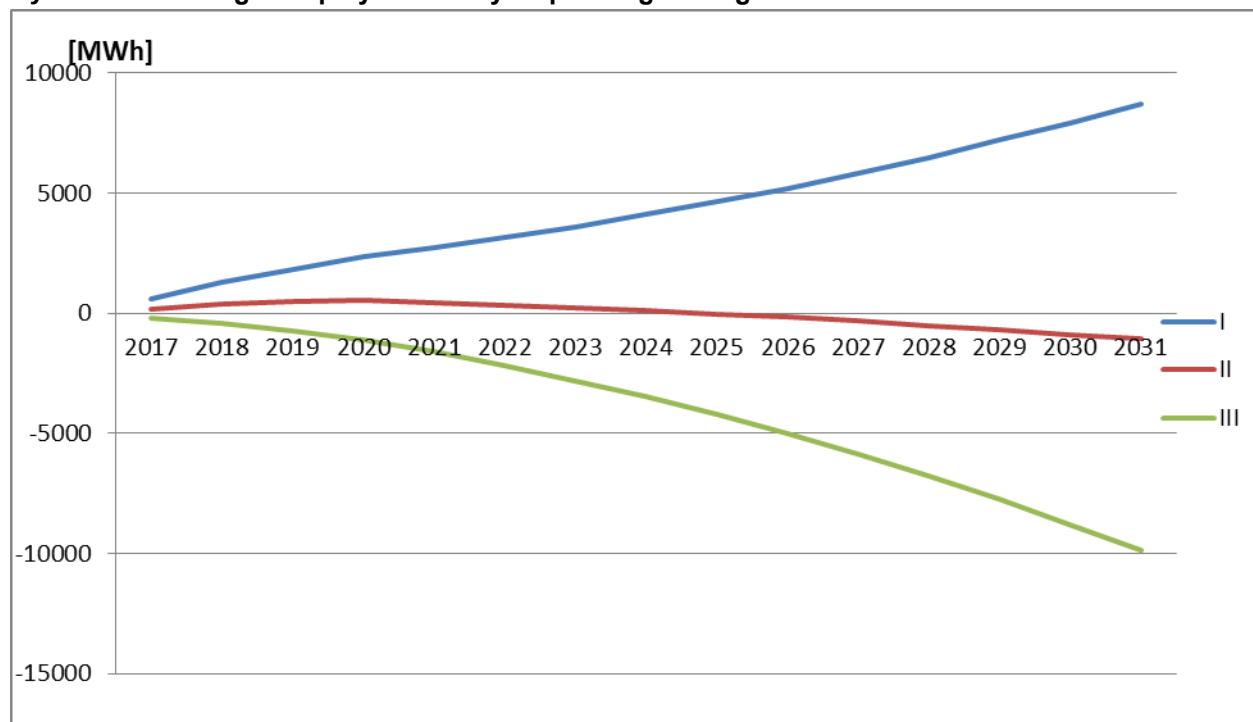
Rok	Przyrost mocy przyłączeniowej		
	Scenariusz		
	I	II	III
	kWh/h	kWh/h	kWh/h
2017	272,38	80,89	-90,87
2018	599,23	177,96	-199,91
2019	830,01	213,40	-341,82
2020	1 093,76	253,90	-504,01
2021	1 265,19	209,90	-741,23
2022	1 455,66	161,01	-1 004,82
2023	1 665,18	107,23	-1 294,76
2024	1 893,75	48,56	-1 611,06
2025	2 141,36	-14,99	-1 953,72
2026	2 408,02	-83,44	-2 322,73
2027	2 693,73	-156,77	-2 718,11
2028	2 998,49	-234,99	-3 139,84
2029	3 322,29	-318,10	-3 587,93
2030	3 665,14	-406,10	-4 062,38
2031	4 027,04	-498,99	-4 563,19

Źródło: opracowanie własne

Tabela 11-6 Prognoza przyrostu zużycia paliwa gazowego

Rok	Przyrost zużycia gazu ziemnego		
	I	II	III
	MWh	MWh	MWh
2017	589	175	-196
2018	1 295	385	-432
2019	1 794	461	-739
2020	2 364	549	-1 090
2021	2 735	454	-1 602
2022	3 147	348	-2 172
2023	3 600	232	-2 799
2024	4 094	105	-3 483
2025	4 629	-32	-4 223
2026	5 205	-180	-5 021
2027	5 823	-339	-5 876
2028	6 482	-508	-6 787
2029	7 182	-688	-7 756
2030	7 923	-878	-8 782
2031	8 705	-1079	-9 864

Źródło: opracowanie własne

Rysunek 11-5 Prognoza przyrostu zużycia paliwa gazowego


Źródło: opracowanie własne

I to samo przy tempie termomodernizacji zwiększonym o pół punktu procentowego:

Tabela 11-7 Prognoza przyrostu mocy przyłączeniowej paliwa gazowego – nieznacznie zwiększone tempo termomodernizacji

Rok	Przyrost mocy przyłączeniowej		
	Scenariusz		
	I	II	III
	kWh/h	kWh/h	kWh/h
2017	172,38	-19,11	-190,87
2018	379,23	-42,04	-419,91
2019	470,01	-146,61	-701,82
2020	573,76	-266,10	-1 024,01
2021	565,19	-490,10	-1 441,23
2022	555,66	-738,99	-1 904,82
2023	545,18	-1 012,77	-2 414,76
2024	533,75	-1 311,44	-2 971,06
2025	521,36	-1 634,99	-3 573,72
2026	508,02	-1 983,44	-4 222,73
2027	493,73	-2 356,77	-4 918,11
2028	478,49	-2 754,99	-5 659,84
2029	462,29	-3 178,10	-6 447,93
2030	445,14	-3 626,10	-7 282,38
2031	427,04	-4 098,99	-8 163,19

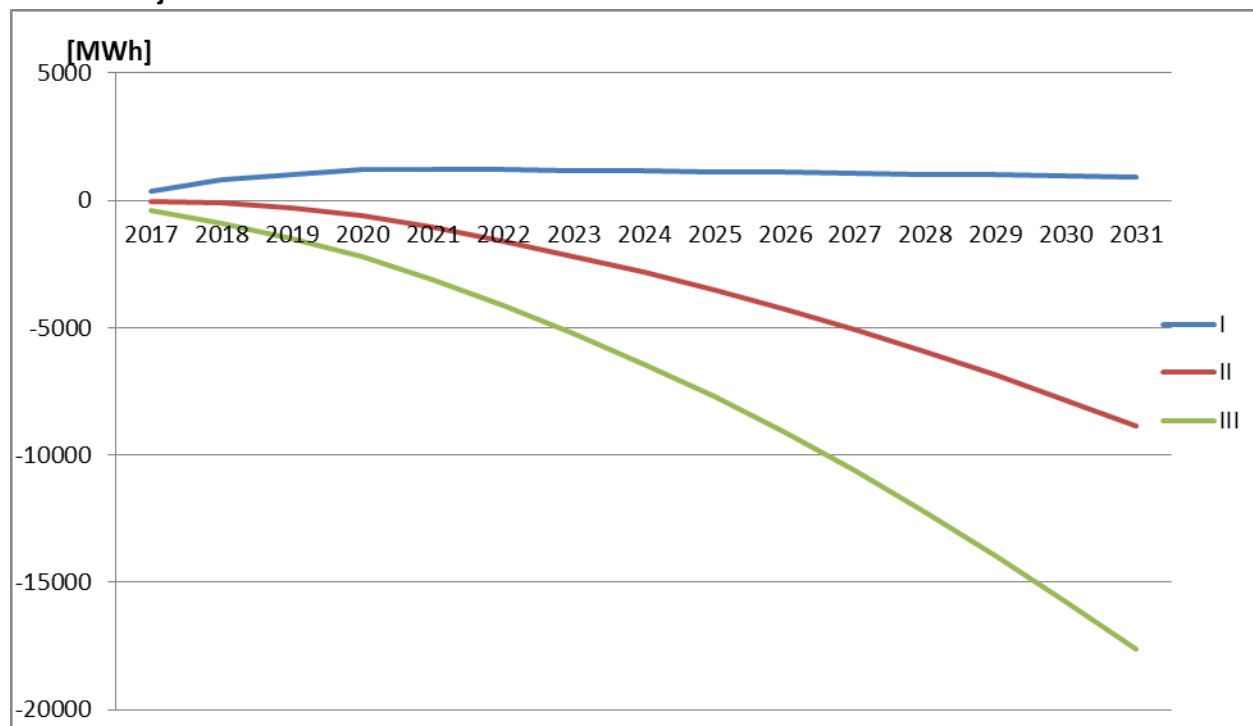
Źródło: opracowanie własne

Tabela 11-8 Prognoza przyrostu zużycia paliwa gazowego – nieznacznie zwiększone tempo termomodernizacji

Przyrost zużycia gazu ziemnego			
	I	II	III
	MWh	MWh	MWh
2017	373	-41	-413
2018	820	-91	-908
2019	1 016	-317	-1 517
2020	1 240	-575	-2 214
2021	1 222	-1 059	-3 115
2022	1 201	-1 597	-4 118
2023	1 179	-2 189	-5 220
2024	1 154	-2 835	-6 423
2025	1 127	-3 534	-7 725
2026	1 098	-4 288	-9 128
2027	1 067	-5 095	-10 631
2028	1 034	-5 955	-12 235
2029	999	-6 870	-13 938
2030	962	-7 839	-15 742
2031	923	-8 861	-17 646

Źródło: opracowanie własne

Rysunek 11-6 Prognoza przyrostu zużycia paliwa gazowego – nieznacznie zwiększone tempo termomodernizacji



Źródło: opracowanie własne

Wyżej przytoczone obliczenia wykonano przy założeniu konkurencyjności ekonomicznej kosztów zaopatrzenia w ciepło odbiorców ciepła systemowego w stosunku do kosztów ciepła uzyskiwanego z paliwa gazowego. Zdaje się nie ulegać wątpliwości, że w przypadku kontynuacji obserwowanej obecnie tendencji silnego spadku cen paliwa

gazowego mogą zaistnieć przesłanki narastającego lawinowo zjawiska odłączania się dotychczasowych odbiorców ciepła systemowego od miejskiego systemu ciepłowniczego.

W przypadku realizacji takiego scenariusza spowoduje to dalszy, nieuwzględniony w powyższych obliczeniach spadek mocy zamówionej z systemu oraz zmniejszenie wolumenu sprzedawanego ciepła systemowego, co wobec konieczności pokrycia kosztów stałych będzie skutkowało dalszym wzrostem kosztów dostawy ciepła systemowego, skłaniając kolejnych odbiorców do poszukiwania alternatywnych źródeł zaopatrzenia w ciepło. Ze względu na substytucyjność systemów: zdalaczynnej dostawy ciepła sieciowego oraz przesyłu i dystrybucji paliwa gazowego nie ulega najmniejszej wątpliwości, że najbliższe lata będą okresem wzmożonej konkurencji pomiędzy przedsiębiorstwami ciepłowniczymi a przedsiębiorstwami energetycznymi zajmującymi się przesyłaniem i dystrybucją paliwa gazowego. Z drugiej strony odbiorca ciepła dokonując wyboru sposobu ogrzewania pomieszczeń podejmuje najczęściej poważną decyzję inwestycyjną, wiążąc się na długie lata z dostawcą określonego nośnika energii, czego konsekwencje ekonomiczne będzie ponosił w długookresowym horyzoncie czasowym. W zaistniałej sytuacji, w niezwykle skomplikowanych warunkach ekonomicznych, w których nie jest możliwe długookresowe przewidywanie skutków finansowych wyboru danego rodzaju instalacji ogrzewczej, nie wydaje się mieć jakichkolwiek podstaw narzucanie sposobu ogrzewania pomieszczeń metodami administracyjnymi. Jedynym racjonalnym rozwiązaniem jest pozostawienie odbiorcom w tym zakresie swobody decyzji, których długofalowe konsekwencje będą ponosili.

Przy określaniu zapotrzebowania energii elektrycznej, podstawowym problemem jest ustalenie indywidualnego zapotrzebowania dla poszczególnych obiektów. W chwili obecnej nie ma bezwzględnie obowiązujących aktów prawnych jednoznacznie normujących metodologię wyznaczania szczytowych obciążeń poszczególnych elementów sieci. W przeszłości stosowano w tym celu różne zalecenia i wytyczne, co prowadziło do przyjmowania dla budynków mieszkalnych przeróżnych wskaźników jednostkowego zapotrzebowania mocy elektrycznej na mieszkanie, budynek lub działkę, zaś w przypadku pozostałych obiektów niemieszkalnych stosowania również różnorodnych wskaźników jednostkowego zapotrzebowania mocy, których szczegółowe usystematyzowanie przekraczało możliwości racjonalnego uzasadnienia. W szczególności problem dotyczył wielkości współczynników jednoczesności, przyjmowanych z dużą dowolnością, przy czym we wspomnianych zaleceniach i wytycznych opublikowano dość wysokie wartości wymienionych współczynników, co prowadziło do zbędnego przewymiarowania linii i urządzeń. Z punktu widzenia obciążeń sieci rozdzielczej i stacji transformatorowej współczynnik ten należy dobierać stosownie do liczby mieszkań zasilanych z danej stacji lub danego odcinka sieci. Nie ulega bowiem wątpliwości, że wraz ze zwiększającą się liczbą budynków mieszkalnych oraz mieszkań, zmniejszają się wartości współczynnika jednoczesności. Wyłącznie tak obliczone, z uwzględnieniem niejednoczesności poboru, zapotrzebowanie mocy może stanowić podstawę dla wyznaczenia wymaganej mocy transformatorów oraz rzeczywistych obciążeń sieci.

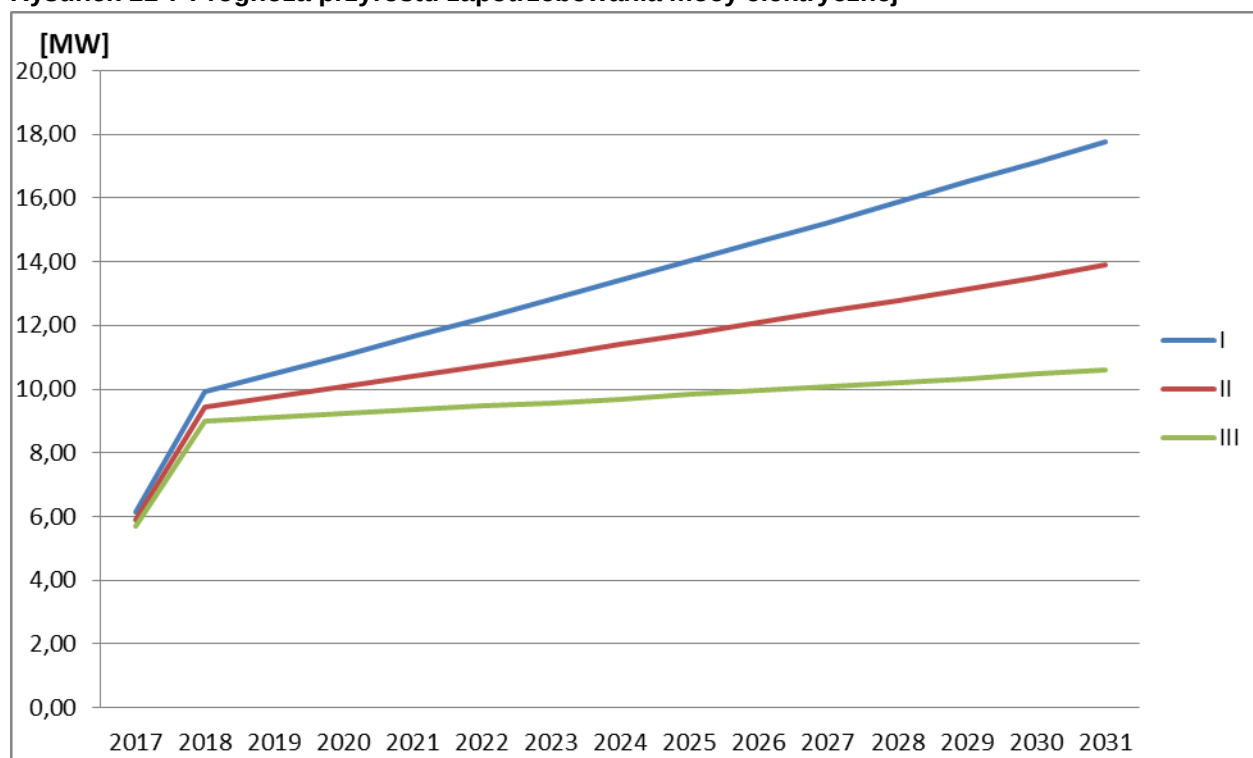
W warunkach przeprowadzanej na skalę ogólnoeuropejską transformacji do warunków rynkowych zasad dostawy dóbr energetycznych, opracowano normę N SEP-E-002 „Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych. Instalacje elektryczne w obiektach mieszkalnych. Podstawy planowania”. Celem ustaleń wymienionej normy jest zapewnienie technicznej poprawności wykonania instalacji oraz jej pożądanych walorów użytkowych w dłuższym horyzoncie czasowym równym przewidywanemu okresowi jej eksploatacji. Określenia przyrostu szczytowego zapotrzebowania mocy dla zabudowy mieszkaniowej dokonano przyjmując wskaźniki zapotrzebowania mocy stosownie do ustaleń wymienionej normy. Wielkość przyrostu zapotrzebowania na energię (moc) elektryczną określono dla przyszłej zabudowy mieszkaniowej do 2031 r., przyjmując jako podstawę powierzchnię zabudowy określoną w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego, jak również miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego oraz przeciętne tempo budownictwa założone na poziomie wyników notowanych na rozpatrywanym obszarze na przestrzeni ostatnich lat. Przyjęte wskaźniki zapotrzebowania na moc elektryczną, tj. 30 kW/mieszkanie, względnie 12,5 kW/mieszkanie na obszarach w zasięgu oddziaływania miejskiego systemu ciepłowniczego, gwarantują możliwość zainstalowania niezbędnych urządzeń i punktów oświetleniowych dla zapewnienia komfortu energetycznego z punktu widzenia potrzeb elektroenergetycznych ludności. Dla zabudowy przemysłowej oraz sektora użyteczności publicznej dokonano oszacowania zapotrzebowania mocy szczytowej metodą wskaźnikową, w zależności od potencjalnej powierzchni zabudowy określonej w obowiązujących lokalnych dokumentach dotyczących dziedziny planowania przestrzennego oraz notowanego w przeszłości tempa w zakresie wznoszenia budynków niemieszkalnych i użyteczności publicznej.

Wyniki otrzymanych obliczeń przedstawiono poniżej w ujęciu tabelarycznym i graficznym.

Tabela 11-9 Prognoza przyrostu zapotrzebowania mocy elektrycznej

Przyrost zapotrzebowania mocy elektrycznej			
Rok	Scenariusz		
	I	II	III
	MW	MW	MW
2017	6,16	5,91	5,70
2018	9,92	9,43	9,01
2019	10,49	9,74	9,12
2020	11,06	10,07	9,23
2021	11,64	10,39	9,34
2022	12,23	10,72	9,46
2023	12,82	11,06	9,58
2024	13,42	11,40	9,70
2025	14,02	11,74	9,82
2026	14,63	12,09	9,94
2027	15,25	12,44	10,07
2028	15,87	12,80	10,20
2029	16,50	13,15	10,34
2030	17,14	13,52	10,47
2031	17,78	13,89	10,61

Źródło: opracowanie własne

Rysunek 11-7 Prognoza przyrostu zapotrzebowania mocy elektrycznej


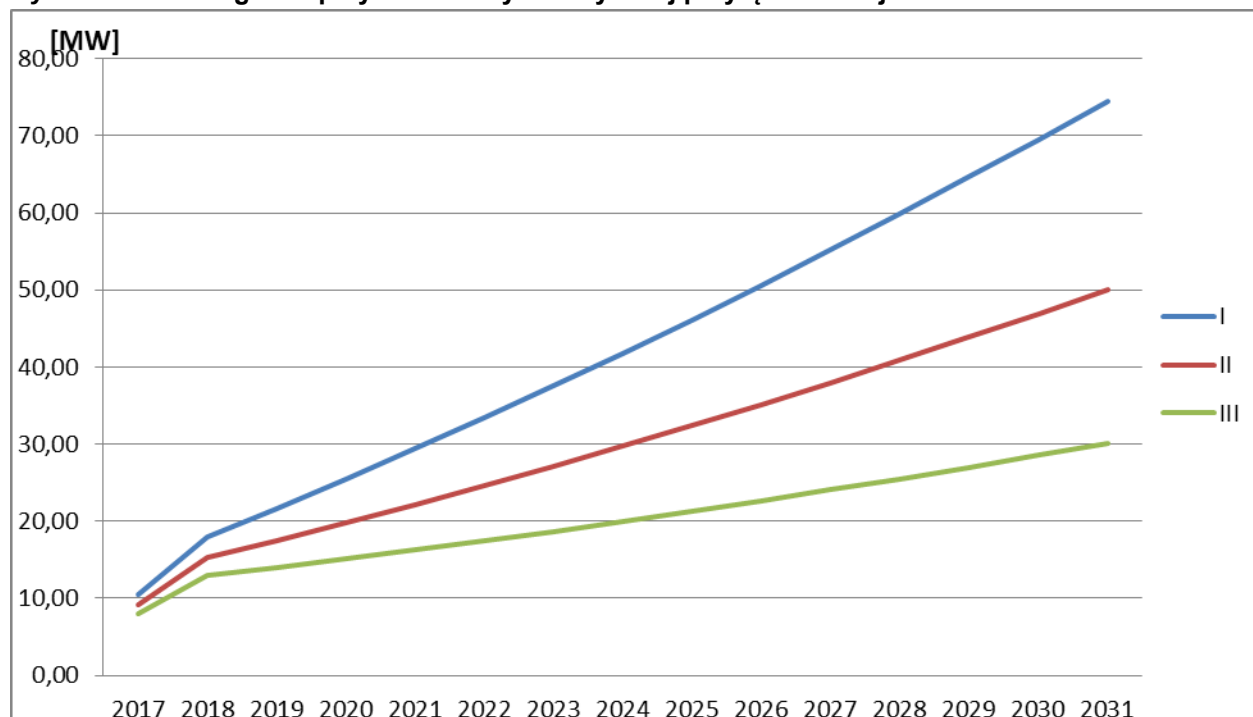
Źródło: opracowanie własne

W przypadku energii elektrycznej ważna jest tzw. moc przyłączeniowa:

Tabela 11-10 Prognoza przyrostu mocy elektrycznej przyłączeniowej

Przyrost mocy elektrycznej przyłączeniowej			
Rok	Scenariusz		
	I	II	III
	MW	MW	MW
2017	10,45	9,08	7,97
2018	18,01	15,24	12,98
2019	21,69	17,47	14,04
2020	25,47	19,78	15,14
2021	29,37	22,16	16,29
2022	33,38	24,61	17,47
2023	37,50	27,13	18,71
2024	41,74	29,73	19,98
2025	46,09	32,41	21,30
2026	50,54	35,15	22,67
2027	55,11	37,97	24,07
2028	59,80	40,86	25,52
2029	64,59	43,83	27,02
2030	69,50	46,87	28,56
2031	74,52	49,98	30,14

Źródło: opracowanie własne

Rysunek 11-8 Prognoza przyrostu mocy elektrycznej przyłączeniowej


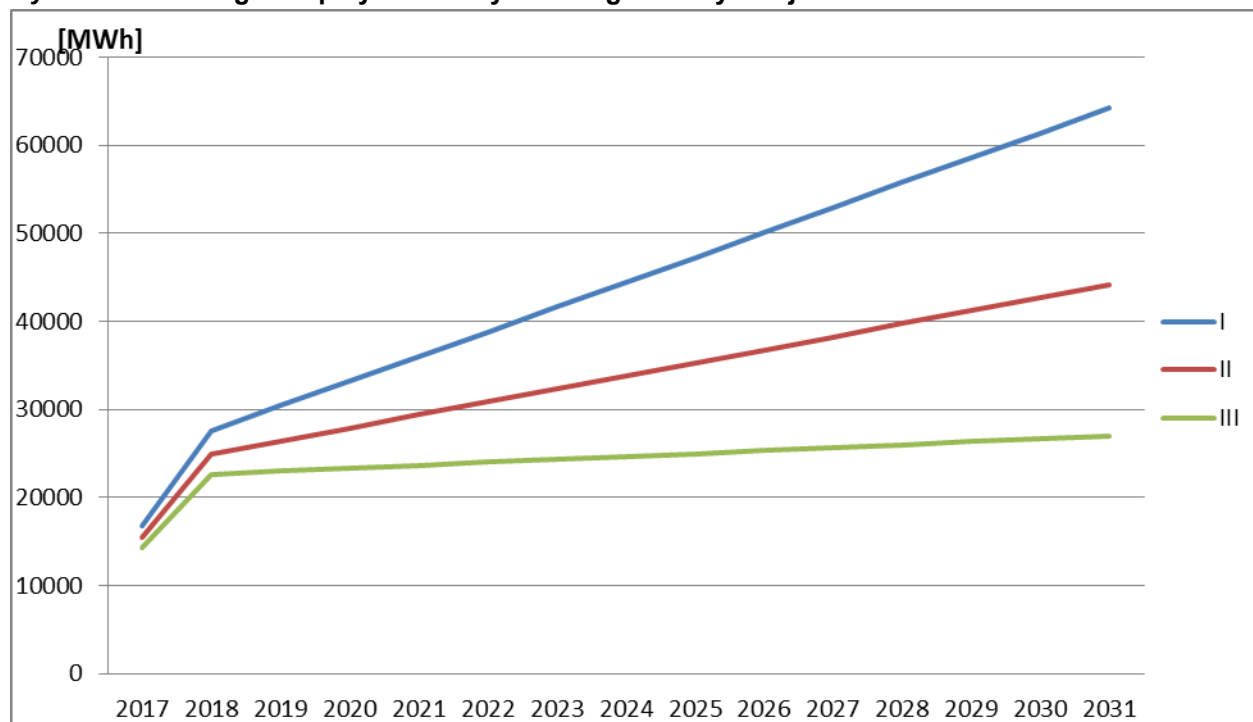
Źródło: opracowanie własne

Tabela 11-11 Prognoza przyrostu zużycia energii elektrycznej

Przyrost zużycia energii elektrycznej			
Rok	Scenariusz		
	I	II	III
	MWh	MWh	MWh
2017	16800	15477	14338
2018	27602	24955	22674
2019	30406	26432	23010
2020	33212	27910	23345
2021	36021	29387	23679
2022	38831	30865	24012
2023	41644	32342	24345
2024	44460	33820	24677
2025	47278	35297	25007
2026	50098	36774	25338
2027	52921	38252	25667
2028	55746	39729	25995
2029	58573	41207	26323
2030	61403	42684	26650
2031	64235	44162	26977

Źródło: opracowanie własne

Rysunek 11-9 Prognoza przyrostu zużycia energii elektrycznej



Źródło: opracowanie własne

Ze względu na opisany w rozdziale 3.3.2 wysoki udział odbiorców przemysłowych w strukturze zapotrzebowania mocy i zużycia energii elektrycznej, kluczową rolę w kształtowaniu zużycia energii elektrycznej będzie miała planowana rozbudowa zakładów mleczarskich.

12 Przedsięwzięcia racjonalizujące użytkowanie ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych

Działania racjonalizujące użytkowanie energii można podzielić ze względu na miejsce ich realizacji, na:

- działania w poszczególnych systemach energetycznych zaopatrujących miasto;
- działania związane z produkcją, przesyłem i konsumpcją energii.

Istotnym kryterium jest również podział na działania inwestycyjne i edukacyjne.

Przedsięwzięcia racjonalizujące użytkowanie nośników energii na obszarze miasta mają szczególnie na celu:

- ograniczenie zużycia energii pierwotnej wydatkowanej na zapewnienie komfortu funkcjonowania miasta i jego mieszkańców;
- dążenie do jak najmniejszych opłat dla odbiorców energii przy jednoczesnym spełnieniu warunku samofinansowania się sektora paliwowo-energetycznego;
- minimalizację szkodliwych dla środowiska skutków funkcjonowania na obszarze miasta sektora paliwowo-energetycznego;
- wzmocnienie bezpieczeństwa i pewności zasilania w zakresie dostaw ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych.

12.1 Uwarunkowania i narzędzia prawne 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 zracjonalizowanym 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 ditlenku węgla poprzez poprawienie efektyw-

ności 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. U. 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, 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 zakładającego 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 małe i średnie przedsiębiorstwa. Dla Unii stanowią one olbrzymi potencjał w zakresie oszczędności energii. Aby pomóc im w przyjęciu środków w zakresie efektywności energetycznej, państwa członkowskie po-

winny ustanowić sprzyjające ramy mające na celu udzielanie małym i średnim przedsiębiorstwom 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 wzmoczonych 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 szczepku 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 sprostać 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 odnoszącymi 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 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz.U. 2016 poz. 831) 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 gospodarczego, 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 społecz-

nych, 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. Optymalnym 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.

Podjęmowane 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 oraz uświadamianie możliwości związanych z dostępnym dla mieszkańców gminy preferencyjnym finansowaniem niektórych przedsięwzięć racjonalizacyjnych.

12.2 Użytkowanie energii w budynkach

W sektorze budynków wielorodzinnych i użyteczności publicznej środki poprawy efektywności energetycznej mogą być związane z:

- ogrzewaniem i chłodzeniem (np. pompy ciepłe, nowe efektywne kotły, instalacja lub unowocześnienie pod kątem efektywności systemów grzewczych i chłodniczych itd.);
- izolacją i wentylacją (np. izolacja ścian i dachów, podwójne/potrójne szyby w oknach, pasywne ogrzewanie i chłodzenie);
- wytwarzaniem ciepłej wody użytkowej (np. instalacja nowych urządzeń, bezpośrednie i efektywne wykorzystanie w ogrzewaniu przestrzeni, pralkach itd.);
- oświetleniem (np. nowe efektywniejsze żarówki, systemy cyfrowych układów kontroli, używanie detektorów ruchu w budynkach handlowych itp.);
- gotowaniem i chłodnictwem (np. nowe bardziej sprawne urządzenia, systemy odzysku ciepła itd.);
- pozostałym sprzętem i urządzeniami technicznymi (np. urządzenia do skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej, nowe wydajne urządzenia, sterowniki czasowe dla optymalnego zużycia energii, instalacja kondensatorów w celu redukcji mocy biernej, transformatory o niewielkich stratach itp.);
- produkcją energii z odnawialnych źródeł w gospodarstwach domowych i zmniejszenie ilości energii nabywanej (np. kolektory słoneczne, krajowe źródła termalne, ogrzewanie i chłodzenie pomieszczeń wspomagane energią słoneczną itd.).

Zgodnie z regulacją dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/31/UE z dnia 19 maja 2010 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (Dz. Urz. L 153, 18/06/2010 P. 0013 – 0035), która weszła w życie w dniu 9 lipca 2010 r., do prawodawstwa krajowego mają zostały wprowadzone następujące obowiązki:

- ujednolicona metodologia obliczania charakterystyki energetycznej budynków zgodnie ze wspólnymi ramami;
- minimalne wymagania dotyczące charakterystyki energetycznej budynków lub modułów budynków w celu osiągnięcia poziomów optymalnych pod względem kosztów oraz minimalne wymagania charakterystyki energetycznej dla elementów budynków wchodzących w skład przegród zewnętrznych budynku i mających istotny wpływ na charakterystykę energetyczną przegród zewnętrznych w razie ich wymiany lub modernizacji w celu osiągnięcia poziomów optymalnych pod względem kosztów;
- optymalny pod względem kosztów poziom wymagań minimalnych dotyczących charakterystyki energetycznej przy użyciu ram metodologii porównawczej określonej przez Komisję Europejską w drodze aktów delegowanych i odpowiednich parametrów, takich jak warunki klimatyczne i praktyczna dostępność infrastruktury energetycznej, oraz porównanie wyników tego obliczenia z obowiązującymi minimalnymi wymaganiami dotyczącymi charakterystyki energetycznej;
- niezbędne środki celem zapewnienia, aby nowe budynki spełniały minimalne wymagania dotyczące charakterystyki energetycznej;
- w przypadku budynków nowych przed rozpoczęciem budowy zostaną rozważone i wzięte pod uwagę, o ile są dostępne, techniczne, środowiskowe i ekonomiczne możliwości realizacji wysoko efektywnych systemów alternatywnych, takich jak: zdecentralizowane systemy dostawy energii oparte na energii ze źródeł odnawialnych, kogeneracja, ogrzewanie lub chłodzenie lokalne lub blokowe, szczególnie jeżeli opiera się całkowicie lub częściowo na energii ze źródeł odnawialnych oraz pompy ciepłe;
- przy wykonywaniu ważniejszej renowacji budynków charakterystyka energetyczna tego budynku lub jego części poddawanej renowacji musi zostać poprawiona tak, aby spełniała minimalne wymagania dotyczące charakterystyki energetycznej, na ile jest to możliwe pod względem technicznym, funkcjonalnym i ekonomicznym;
- do celów optymalizacji zużycia energii w systemach technicznych budynku zostały określone wymagania dotyczące ogólnej charakterystyki energetycznej systemów, odpowiedniej instalacji i właściwego zwymiarowania, regulacji i kontroli systemów technicznych zainstalowanych w istniejących budynkach;
- zostały ustalone wymagania systemowe dla nowych, wymienianych i modernizowanych systemów technicznych budynku, dotyczące co najmniej następujących elementów: systemów ogrzewania, systemów ciepłej wody użytkowej, systemów klimatyzacji, dużych systemów wentylacyjnych lub kombinacji tych systemów;
- wdrożono zachęty do wprowadzania inteligentnych systemów pomiarowych w trakcie wznoszenia lub ważniejszej renowacji budynku, zapewniając zgodność tej zachęty z pkt 2 załącznika I do dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej, w stosownych przypadkach państwa członkowskie mogą ponadto zachęcać do zakładania aktywnych systemów kontroli, takich jak energooszczędne systemy automatyzacji, kontroli i monitoringu;
- do dnia 31 grudnia 2020 r. wszystkie nowe budynki będą budynkami o niemal zerowym zużyciu energii;

- po dniu 31 grudnia 2018 r. nowe budynki zajmowane przez władze publiczne oraz będące ich własnością będą budynkami o niemal zerowym zużyciu energii;
- zostaną opracowane polityki i podjęte działania, takie jak opracowywanie założeń służących pobudzaniu do przekształcania budynków poddawanych renowacji w budynki o niemal zerowym zużyciu energii;
- sporządzono wykaz aktualnych i proponowanych środków i instrumentów, zawierający także środki i instrumenty o charakterze finansowym; promujących cele dyrektywy, po czym biorąc pod uwagę, jak ważne jest zapewnienie odpowiedniego finansowania i innych instrumentów pełniących funkcję katalizatorów działań na rzecz zwiększania charakterystyki energetycznej budynków oraz ich przekształcania w budynki o niemal zerowym zużyciu energii, zostaną podjęte odpowiednie działania, by rozważyć, które z tych instrumentów są najodpowiedniejsze w świetle warunków krajowych, wykaz ten będzie aktualizowany co trzy lata;
- zostały ustanowione środki konieczne do utworzenia systemu certyfikacji w odniesieniu do charakterystyki energetycznej budynków, świadectwa charakterystyki energetycznej będą zawierać charakterystykę energetyczną budynku oraz wartości referencyjne, takie jak minimalne wymagania dotyczące charakterystyki energetycznej, aby umożliwić właścicielom lub najemcom budynku lub modułu budynku dokonanie porównania i oceny jego charakterystyki energetycznej oraz zalecenia dotyczące optymalnej pod względem kosztów lub opłacalnej ekonomicznie poprawy charakterystyki energetycznej budynku lub modułu budynku, chyba że nie ma sensownej możliwości takiej poprawy w porównaniu z obowiązującymi wymaganiami w zakresie charakterystyki energetycznej; ponadto świadectwa będą mogły zawierać dodatkowe informacje, takie jak roczne zużycie energii dla budynków niemieszkalnych oraz odsetek energii ze źródeł odnawialnych w łącznym zużyciu energii;
- wydawanie świadectw charakterystyki energetycznej jest zapewnione dla: budynków lub modułów budynków, które są wznoszone, sprzedawane lub wynajmowane nowemu najemcy oraz budynków, w których całkowita powierzchnia użytkowa powyżej 250 m² jest zajmowana przez władze publiczne i które są często odwiedzane przez ludność;
- przy okazji wznoszenia, sprzedaży lub wynajmu budynków lub modułów budynków świadectwo charakterystyki energetycznej lub jego kopia będzie przedstawiana i przekazywana ewentualnemu nowemu najemcy lub kupującemu lub nowemu najemcy;
- ustanowiono środki niezbędne do wprowadzenia regularnych przeglądów dostępnych części systemów wykorzystywanych do ogrzewania budynków, takich jak generator ciepła, system kontrolny i pompa(-y) cyrkulacyjna(-e), z kotłami – do celów ogrzewania przestrzeni – o znamionowej mocy użytecznej ponad 20 kW; przeglądy te obejmą ocenę sprawności kotła oraz jego dobrania do wymagań grzewczych budynku. oszczędności kosztów energii, które mogą być wynikiem przeglądu, przy czym systemy ogrzewania z kotłami o znamionowej mocy użytecznej ponad 100 kW będą kontrolowane co najmniej co dwa lata, zaś dla kotłów opalanych gazem okres ten może być wydłużony do czterech lat;
- ustanowiono niezbędne środki do wprowadzenia regularnych przeglądów dostępnych części systemów klimatyzacji o użytecznej mocy znamionowej ponad 12 kW,

obejmujących ocenę sprawności klimatyzacji i jej dobranie do wymagań dotyczących chłodzenia budynku;

- po każdym przeglądzie systemu ogrzewania lub klimatyzacji będzie wydawane właścicielowi lub najemcy budynku sprawozdanie z przeglądu zawierające wynik przeprowadzonego przeglądu oraz zalecenia w sprawie opłacalnej ekonomicznie poprawy charakterystyki energetycznej systemu poddanego przeglądowi, które mogą opierać się na porównaniu charakterystyki energetycznej systemu poddanego przeglądowi z najlepszym dostępnym, możliwym do zastosowania systemem oraz systemem podobnego rodzaju, którego wszystkie istotne elementy osiągają poziom charakterystyki energetycznej wymagany zgodnie z obowiązującym prawodawstwem;
- wydawanie świadectw charakterystyki energetycznej budynków i przeglądy systemów ogrzewania i klimatyzacji będą przeprowadzane w sposób niezależny przez wykwalifikowanych lub akredytowanych ekspertów, a ponadto ustanowiono niezależne systemy kontroli świadectw charakterystyki energetycznej i sprawozdań z przeglądów systemów ogrzewania i klimatyzacji;
- podjęto niezbędne środki celem informowania właścicieli lub najemców budynków lub modułów budynków o różnych metodach i praktykach służących poprawie charakterystyki energetycznej, w szczególności właścicielom lub najemcom budynków zostaną dostarczone informacje o świadectwach charakterystyki energetycznej i sprawozdaniach z przeglądu, o tym, czemu one służą i jaki jest ich cel, o opłacalnych ekonomicznie sposobach poprawy charakterystyki energetycznej budynku oraz, w stosownych przypadkach, o instrumentach finansowych dostępnych w celu poprawy charakterystyki energetycznej budynku, zostanie zapewniona dostępność wskazówek i szkolenia dla podmiotów odpowiedzialnych za wdrożenie dyrektywy, dotyczących znaczenia poprawy charakterystyki energetycznej i umożliwiających rozważenie optymalnego połączenia poprawy efektywności energetycznej, wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych oraz korzystania z systemów lokalnego ogrzewania lub chłodzenia w trakcie planowania, projektowania, wznoszenia i renowacji stref przemysłowych lub osiedli mieszkaniowych;
- określono zasady dotyczące skutecznych, proporcjonalnych i odstraszających sankcji stosowanych w przypadku naruszenia przepisów krajowych przyjętych na mocy przedmiotowej dyrektywy, zaś państwa członkowskie podejmą wszelkie środki niezbędne do zapewnienia ich egzekwowania.

Postanowienia omawianej dyrektywy wdrożono do prawa polskiego przepisami ustawy z dnia 29 sierpnia 2014 r. o charakterystyce energetycznej budynków. Wprowadzono obowiązek zapewnienia sporządzenia świadectwa charakterystyki energetycznej dla budynku lub części budynku: zbywanego na podstawie umowy sprzedaży, zbywanego na podstawie umowy sprzedaży spółdzielczego własnościowego prawa do lokalu oraz wynajmowanego, a także dla budynków, których powierzchnia użytkowa zajmowana przez organy wymiaru sprawiedliwości, prokuraturę oraz organy administracji publicznej przekracza 250 m² i w których dokonywana jest obsługa interesantów. Obowiązek ten nie dotyczy budynków: podlegających ochronie na podstawie przepisów o ochronie zabytków i opiece nad zabytkami, używanych jako miejsce kultu i do działalności religijnej, przemysłowych

oraz gospodarczych niewyposażonych w instalacje zużywające energię, z wyłączeniem instalacji oświetlenia wbudowanego, mieszkalnych przeznaczonych do użytkowania nie dłużej niż 4 miesiące w roku, wolnostojących o powierzchni użytkowej poniżej 50 m² oraz gospodarstw rolnych o wskaźniku EP określającym roczne obliczeniowe zapotrzebowanie na nieodnawialną energię pierwotną nie wyższym niż 50 kWh/(m²·rok). Świadectwo charakterystyki energetycznej sporządza się na podstawie metodologii wyznaczania charakterystyki energetycznej budynku lub części budynku, uwzględniając parametry techniczne konstrukcji i instalacji budynku oraz parametry techniczne źródła ciepła zasilającego budynek lub część budynku oraz z wykorzystaniem systemu teleinformatycznego, w którym prowadzony jest centralny rejestr charakterystyki energetycznej budynków. Świadectwo charakterystyki energetycznej zawiera: dane identyfikacyjne budynku lub części budynku, charakterystykę energetyczną budynku lub części budynku oraz zalecenia określające zakres i rodzaj robót budowlano-instalacyjnych, które poprawią charakterystykę energetyczną budynku lub części budynku. Świadectwo charakterystyki energetycznej jest ważne przez 10 lat od dnia jego sporządzenia i traci ważność przed upływem tego terminu, jeżeli w wyniku przeprowadzonych robót budowlano-instalacyjnych uległa zmianie charakterystyka energetyczna budynku lub części budynku. Wprowadzono obowiązek poddawania budynków w czasie ich użytkowania kontrolom okresowym, polegającym na sprawdzeniu stanu technicznego systemu ogrzewania, z uwzględnieniem efektywności energetycznej kotłów oraz dostosowania ich mocy do potrzeb użytkowych:

- co najmniej raz na 5 lat – dla kotłów o nominalnej mocy cieplnej od 20 kW do 100 kW,
- co najmniej raz na 2 lata – dla kotłów opalanych paliwem ciekłym lub stałym o nominalnej mocy cieplnej ponad 100 kW,
- co najmniej raz na 4 lata – dla kotłów opalanych gazem o nominalnej mocy cieplnej ponad 100 kW;

oraz kontrolom okresowym, co najmniej raz na 5 lat, polegającym na ocenie efektywności energetycznej zastosowanych urządzeń chłodniczych o mocy chłodniczej nominalnej większej niż 12 kW. Kontrole te obejmują ocenę sprawności systemów ogrzewania i klimatyzacji oraz ich dostosowania do potrzeb użytkowych budynku. Nie dokonuje się kontroli systemu ogrzewania lub systemu klimatyzacji, w których od ostatniej takiej kontroli nie dokonano zmian mających wpływ na ich efektywność energetyczną.

Minister właściwy do spraw budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa prowadzi centralny rejestr charakterystyki energetycznej budynków, który obejmuje wykazy:

- osób uprawnionych do sporządzania świadectw charakterystyki energetycznej;
- osób uprawnionych do kontroli systemu ogrzewania lub systemu klimatyzacji;
- świadectw charakterystyki energetycznej;
- protokołów z kontroli systemu ogrzewania lub systemu klimatyzacji;
- budynków których powierzchnia użytkowa zajmowana przez organy wymiaru sprawiedliwości, prokuraturę oraz organy administracji publicznej przekracza 250 m² i w których dokonywana jest obsługa interesantów;

z wykorzystaniem systemu teleinformatycznego, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 17 lutego 2005 r. o informatyzacji działalności podmiotów realizujących zadania publiczne (Dz. U. z 2014 r. poz. 1114).

Ponadto minister właściwy do spraw budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa został zobowiązany do opracowania projektu krajowego planu działań mającego na celu zwiększenie liczby budynków o niskim zużyciu energii, zawierającego w szczególności:

- definicję budynków o niskim zużyciu energii oraz ich szczegółowe cechy;
- działania administracji rządowej podejmowane w celu promowania budynków o niskim zużyciu energii, w tym w zakresie projektowania, budowy i przebudowy budynków w sposób zapewniający ich energooszczędność, oraz zwiększenia pozyskania energii ze źródeł odnawialnych w nowych oraz istniejących budynkach;
- harmonogram osiągania celów w zakresie promowania budynków o niskim zużyciu energii, w tym w zakresie projektowania, budowy i przebudowy budynków w sposób zapewniający ich energooszczędność, oraz zwiększenia pozyskania energii ze źródeł odnawialnych w nowych oraz istniejących budynkach.

Wymieniony plan działań przyjmuje, w drodze uchwały, Rada Ministrów. Minister właściwy do spraw budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa prowadzi również kampanię informacyjną służącą poprawie charakterystyki energetycznej budynków.

12.3 Pozostałe obszary racjonalizacji

Generalnie wszelkie działania, które zwykle prowadzą do sprawdzalnej i wymiernej lub możliwej do oszacowania poprawy efektywności energetycznej, mogą być uważane za działania służące poprawie efektywności energetycznej. Orientacyjnie do segmentów rynku oraz obszarów użytkowania energii, dla których możliwe jest opracowanie pozytywnych wzorców w tym zakresie należy zaliczyć nie tylko rynek domowych technik grzewczych, z uwzględnieniem ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej, a także klimatyzacji i wentylacji, jak również właściwej izolacji cieplnej i standardów stolarki budowlanej, lecz również, a nawet przede wszystkim, rynek sprzętu gospodarstwa domowego, techniki informacyjnej i oświetleniowej, z uwzględnieniem urządzeń kuchennych i sprzętu elektrycznego, techniki w dziedzinie informacji, rozrywki i oświetlenia. Istotne znaczenie w zakresie powszechnego wzrostu efektywności energetycznej odgrywają oczywiście urządzenia dla przemysłu, w tym przede wszystkim rynek pieców przemysłowych i rynek napędów elektrycznych urządzeń przemysłowych.

Równie istotne znaczenie wykazuje rynek instytucji sektora publicznego, z uwzględnieniem szeroko pojętej administracji publicznej, instytucji edukacyjnych, szpitalnictwa, obiektów sportowych, a także zagadnień oświetlenia miejsc publicznych i usług transportowych. Racjonalizacja użytkowania energii stanowi element optymalizacji procesu zaopatrzenia miasta w energię. Zaopatrzenie w energię ciepłą, elektryczną oraz gaz stanowi, wg ustawy o samorządzie, zadanie własne miasta. Tak więc racjonalizacja użytkowania

energii, w zakresie którego nie są w stanie zrealizować przedsiębiorstwa energetyczne, winna podlegać planowaniu i organizacji ze strony Miasta. Podstawowym zadaniem samorządu miejskiego w procesie stymulowania działań racjonalizacyjnych jest pełnienie funkcji centrum informacyjnego oraz bezpośredniego wykonawcy i koordynatora działań racjonalizacyjnych, szczególnie tych, które związane są z podlegającymi miastu obiektami (szkoły, przedszkola, domy kultury, budynki komunalne itp.).

Funkcja centrum informacyjnego winna przejawiać się poprzez:

- uświadamianie konsumentom energii korzyści płynących z jej racjonalnego użytkowania;
- promowaniu poprawnych ekonomicznie i ekologicznie rozwiązań w dziedzinie zaopatrzenia w ciepło;
- uświadamianie możliwości związanych z dostępnym dla mieszkańców miasta preferencyjnym finansowaniem niektórych przedsięwzięć racjonalizacyjnych.

W celu przyspieszenia przemian w zakresie przechodzenia na nośniki energii bardziej przyjazne dla środowiska oraz działań zmniejszających energochłonność potrzebne są dodatkowe zachęty ze strony władz, takie jak np.:

- formułowanie i realizacja programów edukacyjnych dla odbiorców energii popularyzujących i uświadamiających możliwe kierunki działań i ich finansowania;
- propagowanie rozwiązań energetyki odnawialnej jako najbardziej korzystnych z punktu widzenia ochrony środowiska naturalnego.

Większość możliwych działań związanych z racjonalizowaniem użytkowania energii na terenie miasta (np. termomodernizacja budynków), wymaga ogromnych nakładów. Najsukuczniejszą formułę 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. Takie przygotowanie przedsięwzięcia i umocowanie go w randze uchwały rady samorządu da wiarygodny obraz woli samorządu w procesie planowania kompleksowego.

Przykładowo zaplanowanie i organizacja kompleksowego przedsięwzięcia obejmującego modernizację systemu zaopatrzenia miasta w energię ciepłą pod kątem poprawy standardów ekologicznych może obejmować następujące grupy zagadnień:

- termomodernizację i modernizację układów ogrzewania obiektów miejskich;
- termomodernizację i wspomaganie termomodernizacji budynków mieszkaniowych wspólnot, spółdzielni i właścicieli prywatnych.

Przygotowanie kompleksowego przedsięwzięcia mającego proekologiczny charakter stanowi podstawę do pozyskania preferencyjnego finansowania, również dla podmiotów, które w innej formule nie mają szansy na dofinansowanie na tak korzystnych warunkach.

Efektom realizacji przedsięwzięcia będzie osiągnięcie wykazanych korzyści ekologicznych, co w znaczny sposób przyczyni się do poprawy stanu środowiska naturalnego miasta. Przyniesie również inne efekty, wśród których najistotniejsze to:

- zapewnienie realizacji zadań własnych samorządu;
- kształtowanie właściwego modelu działań racjonalizacyjnych;
- zdynamizowanie lokalnego rynku inwestycyjnego;
- zmniejszenie stopy bezrobocia.

Poważne możliwości drzemią również w sektorze transportu miejskiego, tak w zakresie rodzaju wykorzystywanego transportu (zarówno poprzez promowanie efektywnych energetycznie pojazdów, jak również efektywnych energetycznie sposobów korzystania z tych pojazdów, w tym stosowanie: systemów regulujących ciśnienie w oponach, efektywnego energetycznie wyposażenia pojazdów, dodatków do paliw poprawiających sprawność energetyczną, olejów o wysokiej smarowności, opon o niskim oporze itd.), jak również zmian sposobu podróży. Przykładem pozytywnych zachowań w tym zakresie może być podróżowanie z domu do pracy środkami innymi niż indywidualny samochód, wspólne korzystanie z samochodów, postępy w zmianach sposobu podróżowania polegające na przechodzeniu ze środków zużywających więcej energii do środków zużywających jej mniej w przeliczeniu na osobokilometr lub tonokilometr, a nawet dni bez samochodu, cieszące się coraz większą popularnością w rozwiniętych państwach europejskich. Sektory paliw i transportu odgrywają więc kluczową rolę w kwestiach dotyczących efektywności energetycznej oraz oszczędności energii.

Istnieje wiele przykładów przypadków, w których można tworzyć i wdrażać programy efektywności energetycznej, czyli działania skupione na grupach odbiorców końcowych, które zwykle prowadzą do sprawdzalnej i wymiernej lub możliwej do oszacowania poprawy efektywności energetycznej, jak również stosować inne środki poprawy efektywności energetycznej.

Jako końcowy efekt wymienionych działań występuje oszczędność energii, rozumiana jako ilość zaoszczędzonej energii ustalona 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. Poprawa efektywności końcowego wykorzystania energii może zostać osiągnięta przez zwiększenie dostępności usług energetycznych, rozumianych jako fizyczne korzyści, udogodnienia lub pożytki wynikające z zastosowania efektywnych energetycznie technologii lub z działań, które mogą obejmować czynności, utrzymanie i kontrolę niezbędne do świadczenia usługi na podstawie umowy i które winny w normalnych warunkach prowadzić do sprawdzalnej i wymiernej lub możliwej do oszacowania poprawy efektywności energetycznej lub oszczędności energii pierwotnej. Zwiększenie popytu na takie usługi oraz inne środki poprawy efektywności energetycznej prowadzi do wykorzystania potencjału oszczędności energii w niektórych segmentach rynku, gdzie dotychczas nie są jeszcze powszechnie oferowane audyty energetyczne (takich jak np. gospodarstwa domowe), pojmowane jako systematyczne procedury pozwalające na zdobycie odpowiedniej wiedzy o profilu istniejącego zużycia energii w: danym budynku lub zespole budynków, operacji

lub instalacji przemysłowej oraz usług prywatnych lub publicznych, określające i kwantyfikujące możliwości opłacalnych ekonomicznie oszczędności energetycznych oraz informujące o uzyskanych wynikach. Dlatego też należy zapewniać ich ciągłą popularyzację i dostępność. Promowanie usług energetycznych winno być traktowane jako obszar priorytetowy dla działań mających na celu poprawę racjonalnego gospodarowania energią, prowadząc do dynamicznego rozwoju przedsiębiorstw usług energetycznych, zajmujących się świadczeniem wyżej opisanych usług lub dostarczających innych środków poprawy efektywności energetycznej w zakładach lub obiektach użytkowników i biorących przy tym na siebie pewną część ryzyka finansowego. Zapłata za tak realizowane usługi winna być oparta w całości lub w części na osiągnięciu poprawy efektywności energetycznej oraz spełnieniu innych uzgodnionych kryteriów efektywności;

Należy podkreślić, że podejmując działania na rzecz racjonalnego wykorzystania energii i paliw kopalnych oraz poprawy efektywności energetycznej poprzez zmiany na poziomie technologicznym albo zachowań ludności przez zmiany na poziomie gospodarczym, należy unikać istotnego negatywnego wpływu na środowisko naturalne, jak również działać z poszanowaniem priorytetów społecznych. Sprawą niezwykle istotną jest uzyskiwana dzięki racjonalizacji różnorodnych procesów użytkowania energii szansa wykorzystania efektywności energetycznej i zarządzania popytem jako alternatywy dla budowy nowych źródeł, z pożytkiem dla kwestii związanych z ochroną środowiska. Racjonalizacja efektywności wykorzystania energii umożliwi wykorzystanie potencjalnych oszczędności energii w sposób ekonomicznie efektywny. Środki poprawy efektywnego wykorzystania energii prowadzą bezpośrednio do wymienionych oszczędności, wpływając korzystnie na zmniejszanie kosztów gospodarczego wykorzystania paliw i energii. Ukierunkowanie na technologie efektywniej wykorzystujące energię wywiera pozytywny wpływ na poziom innowacyjności, a co za tym idzie konkurencyjności gospodarki. W ogólnym przypadku poprawa efektywności energetycznej może nastąpić wskutek zwiększenia efektywności końcowego wykorzystania energii w wyniku zmian technologicznych i gospodarczych, jak również dzięki zmianom zachowań końcowych odbiorców energii, tzn. osób fizycznych lub prawnych dokonujących zakupów różnych form energii do własnego użytku. Istotnym przy tym czynnikiem jest dostępność dla odbiorców końcowych, w tym niewielkich odbiorców w gospodarstwach domowych, odbiorców komercyjnych oraz małych i średnich odbiorców przemysłowych, efektywnych, wysokiej jakości programów przeprowadzanego w sposób niezależny audytu energetycznego, służącego optymalizacji potencjalnie stosowanych środków poprawy efektywności energetycznej. Równoważna z audytem energetycznym jest certyfikacja budynków, dokonana zgodnie z przepisami w sprawie charakterystyki energetycznej budynków.

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się dystrybucją energii, w tym operatorzy systemów dystrybucyjnych oraz przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem energią, mogą poprawić efektywność energetyczną oferując usługi energetyczne obejmujące efektywne wykorzystanie energii w takich obszarach jak zapewnienie komfortu termicznego w pomieszczeniach, ciepłej wody do użytku domowego, chłodzenia, produkcji towarów, oświetlenia oraz mocy napędowej. Dlatego też w celu skuteczniejszego oddziaływania taryf i innych uregulowań dotyczących energii sieciowej na efektywność końcowego zuży-

cia energii, powinno się usunąć nieuzasadnione zachęty do zwiększania ilości przesyłanej energii. Istotne jest doprowadzenie do sytuacji, w której maksymalizacja zysków tych przedsiębiorstw stanie się bardziej związana ze sprzedażą usług energetycznych dla możliwie jak największej liczby klientów, niż ze sprzedażą możliwie jak największej ilości energii dla poszczególnych klientów. Należy starać się unikać zakłóceń konkurencji w tej dziedzinie, w celu zapewnienia równego zakresu działań wszystkim dostawcom energii. Świadczenie takich usług winno stać się obowiązkiem dystrybutorów energii, operatorów systemów dystrybucyjnych, jak również przedsiębiorstw obrotu energią z uwzględnieniem organizacji operatorów w sektorze energetycznym oraz głównego celu jakim jest polepszenie wdrażania usług energetycznych i środków zmierzających do poprawy efektywności energetycznej.

Przy określaniu środków poprawy efektywności energetycznej należy wziąć pod uwagę zyski z efektywności energetycznej uzyskane dzięki szerokiemu stosowaniu efektywnych kosztowo innowacji technologicznych – na przykład pomiarów elektronicznych. Wszystkie rodzaje informacji odnoszące się do efektywności energetycznej powinny być szeroko rozpowszechniane wśród odbiorców końcowych w odpowiedniej formie, także za pośrednictwem rachunków za zużycie i dostawę różnych form energii. Mogą one obejmować informacje o ramach finansowych i prawnych, kampanie informacyjne i promocyjne oraz szeroko zakrojoną wymianę najlepszych praktyk na wszystkich szczeblach. W celu umożliwienia użytkownikom końcowym podejmowania decyzji dotyczących ich indywidualnego zużycia energii, w oparciu o pełniejszą wiedzę, powinni oni otrzymywać odpowiednią ilość danych o tym zużyciu oraz inne istotne informacje, takie jak informacje o dostępnych środkach poprawy efektywności energetycznej, porównanie profili użytkowników końcowych oraz obiektywne specyfikacje techniczne sprzętu zużywającego energię. Odbiorcy końcowi energii elektrycznej, gazu, centralnego ogrzewania lub chłodzenia oraz ciepłej wody użytkowej winni mieć, na tyle, na ile jest to technicznie wykonalne, uzasadnione finansowo i proporcjonalne do potencjalnych oszczędności energii, możliwość nabycia po konkurencyjnych cenach indywidualnych liczników dokładnie informujących o rzeczywistym zużyciu energii przez danego odbiorcę końcowego, przy czym rachunki wystawiane przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się dystrybucją i obrotem energią i paliwami winny opierać się na rzeczywistym zużyciu energii i być sformułowane w sposób jasny i zrozumiały, zaś odbiorcom końcowym należy udostępniać również informacje pozwalające na całościowe zapoznanie z bieżącymi kosztami energii. W zakresie działań dotyczących uświadomienia odbiorców końcowych ważne jest udostępnienie odbiorcom informacji kontaktowych dotyczących organizacji konsumenckich, agencji energetycznych i podobnych podmiotów, a także stron internetowych, informujących o dostępnych środkach poprawy efektywności energetycznej, porównaniach profili odbiorców końcowych lub obiektywnych specyfikacjach technicznych urządzeń zużywających energię. Ponadto należy aktywnie zachęcać konsumentów do regularnych kontroli odczytów liczników.

12.4 Modernizacja oświetlenia ulicznego

Jednym z najważniejszych z punktu widzenia władz samorządowych miasta podsystemów technicznych wykorzystujących energię jest oświetlenie ulic i miejsc publicznych na terenie miasta. Zgodnie z art.18 ustawy Prawo energetyczne do zadań własnych miasta należy finansowanie oświetlenia miejsc publicznych i dróg znajdujących się na jej terenie.

Technicznie racjonalizacja zużycia energii na potrzeby oświetlenia ulicznego jest możliwa w dwu podstawowych płaszczyznach:

- przez wymianę opraw i źródeł świetlnych na energooszczędne;
- poprzez kontrolę czasu świecenia - zastosowanie wyłączników przekaźnikowych, które dają lepszy efekt (niż zmierzchowe), w postaci dokładnego dopasowania do warunków świetlnych czasu pracy.

Modernizacja oświetlenia poprzez samą zamianę źródeł światła (elementu świecącego i oprawy) już stwarza duże możliwości oszczędzania. Wymiana opraw rtęciowych na wysokoprężne sodowe przeprowadzona w 2001 roku w jednym z polskich miast pozwoliła uzyskać obniżenie zużycia energii elektrycznej o ok. 50%. Jeszcze większe możliwości tkwią w coraz powszechnie stosowanej technologii LED.

Nowoczesnym rozwiązaniem w dziedzinie oświetlenia ulicznego są obecnie hybrydowe systemy zasilania, które do działania nie potrzebują podłączenia do sieci energetycznej. Hybrydowe światła uliczne działają w oparciu o elektryczność powstałą przez przechwytywanie energii słonecznej za pomocą paneli fotowoltaicznych oraz energii wiatru przy użyciu silników wiatrowych. Kombinacja ta sprawia, że systemy są bardziej praktyczne w stosunku do systemów oświetleniowych opierających się jedynie na energii słonecznej.

Hybrydowa lampa uliczna oprócz tradycyjnych komponentów składa się z turbiny wiatrowej o mocy 400 W, dwóch ogniw fotowoltaicznych (260 W) oraz akumulatorów wykonanych w technologii VRLA-żel, z elektrolitem uwięzionym w strukturze żelu krzemowego. Wyposażona jest także w sterownik światła ulicznego, który umożliwia modulację szerokości impulsu, oraz w technologię ochrony przed przeciążeniem w celu sterowania ładowaniem akumulatora. Kieruje on również pracą światła poprzez nastawianie czasu lub poprzez odczytywanie poziomu światła przy pomocy modułu komórki PV. Lampy hybrydowe mogą być montowane tam, gdzie doprowadzenie energii jest nieopłacalne. Bez słońca i wiatru, przy akumulatorze naładowanym do pełna, potrafią świecić po 10÷14 h przez 4 do 5 dni. Wiatrowo-słoneczna metoda oświetlenia jest samowystarczalna, niezależna, jak również eliminuje potrzebę budowania ziemnych łączów elektrycznych, które są typowe dla konwencjonalnych systemów oświetleń ulicznych.

Elementem racjonalnego użytkowania energii elektrycznej na oświetlenie uliczne jest poza powyższym dbałość o regularne przeprowadzanie prac konserwacyjno-naprawczych i czyszczenia opraw.

Popularną praktyką w naszym kraju jest to, iż zakłady elektroenergetyczne obciążają gminy nie tylko kosztami energii elektrycznej na potrzeby oświetlenia, ale również (oddzielnie)

kosztami konserwacji oświetlenia. Miasto odpowiadając za finansowanie oświetlenia ulic i miejsc publicznych na swoim terenie powinno dążyć do przejęcia całości majątku oświetleniowego. W sytuacji takiej konserwacja oświetlenia staje się usługą na rzecz miasta, której wykonawca winien zostać wybrany w trybie i na warunkach określonych przepisami ustawy z dnia 29 stycznia 2004 r. Prawo zamówień publicznych (Dz. U. z 2015 r., poz. 2164 ze zm.), co może przynieść znaczące efekty finansowe.

12.5 Propozycja działań organizacyjnych – energetyk miejski

Zgodnie z ustawą z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne do zadań samorządu terytorialnego należy planowanie i organizacja zaopatrzenia w nośniki energii. Żeby planować i organizować zaopatrzenie w energię trzeba dysponować wiedzą fachową w danej dyscyplinie, a zatem dla właściwej realizacji nałożonego na samorząd obowiązku należy w strukturze wspierającej zarządzającego gminą burmistrza dysponować wyspecjalizowanym doradcą ds. energetyki - energetykiem miejskim - który w oparciu o fachową wiedzę będzie odpowiedzialny za prowadzenie działań w tym zakresie, w tym również mających na celu poprawę racjonalizacji i efektywności użytkowania energii.

Do podstawowych celów komórki organizacyjnej wykonującej funkcję energetyka miejskiego winny należeć:

- planowanie i zarządzanie gospodarką energetyczną w zakresie obowiązków nałożonych na gminy przez właściwe ustawy;
- stworzenie systemu zarządzania energią w gminnych obiektach użyteczności publicznej;
- monitorowanie systemu oświetlenia ulicznego w celu poprawy jego efektywności i racjonalnego zużycia energii elektrycznej;
- opracowanie założeń spójnej polityki energetycznej Miasta, zmierzającej do obniżenia zużycia energii oraz zmniejszenia obciążenia środowiska naturalnego;
- propagowanie nowych rozwiązań w dziedzinie energetyki, w tym alternatywnych źródeł energii.

Szczegółowe zadania, wchodzące w kompetencje Energetyka Miejskiego w obrębie poszczególnych celów przedstawiono w tabeli 12-1.

Tabela 12-1 Zakres zadań energetyka miejskiego

Cel	Zadania
Planowanie i zarządzanie gospodarką energetyczną	➤ ogólny nadzór nad realizacją polityki energetycznej na obszarze miasta, określonej w „Założeniach do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Mrągowo”. ➤ monitorowanie danych dla oceny realizacji Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe. ➤ opiniowanie rozwiązań przyjętych do miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego w zakresie zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe. ➤ uzgadnianie rozwiązań wnioskowanych przez odbiorców lub określonych w trybie ustalania warunków zabudowy lub pozwoleń na bu-



Cel	Zadania
	dowę, w zakresie gospodarki energetycznej dla nowych inwestycji lub zmiany użytkowania obiektów. ➤ opiniowanie–uzgadnianie z odbiorcami energii wyboru nośnika do celów grzewczych dla nowych inwestycji lub obiektów modernizowanych, których projektowana moc cieplna jest większa od 50 kW.
Zarządzanie energią w miejskich obiektach użyteczności publicznej	Gromadzenie oraz aktualizowanie danych o obiektach komunalnych użyteczności publicznej. ➤ monitorowanie zużycia energii w gminnych obiektach użyteczności publicznej poprzez comiesięczne zbieranie i analizowanie danych. ➤ wizytowanie obiektów komunalnych w celu oceny stanu technicznego instalacji oraz w celu oceny ich bieżącej eksploatacji. ➤ wykonywanie analiz i raportów z monitoringu obiektów oraz opracowywanie zaleceń dla zarządców, w zakresie użytkowania energii lub jej nośników. ➤ monitorowanie temperatur wewnętrznych w budynkach użyteczności publicznej oraz temperatur zewnętrznych dla potrzeb benchmarkingu obiektów. ➤ monitorowanie treści umów o dostarczanie energii lub jej nośników oraz opiniowanie projektów nowych umów. ➤ opracowywanie harmonogramów wykonywania raportów energetycznych i audytów energetycznych oraz udział w przygotowaniu założeń i zakresu tych projektów oraz udział w ich odbiorze. ➤ pozyskiwanie dokumentacji wykonanych przedsięwzięć termomodernizacyjnych i innych przedsięwzięć inwestycyjnych oraz uaktualnianie na ich podstawie informacji o obiektach. ➤ analiza efektów energetycznych i ekologicznych, uzyskanych w wyniku działań inwestycyjnych w zakresie oszczędności energii cieplnej. ➤ prognozowanie efektów energetycznych i ekologicznych dla projektowanych działań termomodernizacyjnych. ➤ prognozowanie zużycia energii i jej nośników w gminnych obiektach użyteczności publicznej. ➤ prezentowanie wyników pracy w formie corocznego sprawozdania, zawierającego opis istniejącego stanu energetycznego obiektów, zmian jakie nastąpiły w analizowanym okresie wraz z opisem efektów uzyskanych w wyniku ich wprowadzenia, wskazanie niezbędnych zabiegów służących obniżeniu energochłonności obiektów i środków finansowych na ich realizację.
Monitorowanie systemu oświetlenia ulic i miejsc publicznych	➤ monitorowanie zużycia energii elektrycznej oraz kosztów ponoszonych na utrzymanie sieci, oświetlenia ulic i miejsc publicznych. ➤ prowadzenie elektronicznej ewidencji sieci oświetlenia ulic i miejsc publicznych. ➤ planowanie rozwoju sieci oświetleniowej dla obszarów o niedostatecznym oświetleniu sieci dróg oraz nowych zorganizowanych obszarów rozwoju. ➤ propagowanie nowych rozwiązań technicznych i organizacyjnych w dziedzinie oświetlenia ulic.

Cel	Zadania
Kształtowanie spójnej polityki energetycznej w mieście	➤ opiniowanie programów i planów przedsiębiorstw energetycznych. ➤ współpraca z sąsiednimi gminami z zakresie polityki energetycznej, w tym opiniowanie założeń i planów zaopatrzenia gmin w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe. ➤ opiniowanie zamierzeń inwestycyjnych gminnych jednostek w zakresie dotyczącym przyjętych rozwiązań zaopatrzenia w energię i jej nośniki.
Propagowanie nowych rozwiązań w dziedzinie energetyki	➤ inicjowanie oraz wspieranie inicjatyw zmierzających do stosowania alternatywnych źródeł energii. ➤ propagowanie idei oszczędzania energii; udział w programach edukacyjnych w dziedzinie racjonalnego korzystania z energii. ➤ propagowanie nowych rozwiązań technicznych i organizacyjnych w dziedzinie oświetlenia ulic. ➤ gromadzenie informacji w zakresie innowacji, nowych technologii w dziedzinie oszczędzania energii i środowiska oraz prowadzenie doradztwa w tym zakresie. ➤ współpraca z krajowymi i zagranicznymi organizacjami propagującymi racjonalne użytkowanie i zarządzanie energią.

Źródło: opracowanie własne

Realizacja zadań przez Energetyka Miejskiego opierać się powinna na bazie danych, zawierającej informacje na temat obecnego i przyszłego zapotrzebowania na nośniki energetyczne przez wszystkie obiekty należące do Miasta. Sporządzona baza powinna mieć charakter dynamicznie zmieniającego się i aktualizowanego zestawienia, które będzie pozwalało na bieżącą kontrolę zużycia nośników energii przez poszczególne obiekty oraz prognozowanie wielkości zakupu energii w kolejnych latach. Taka wiedza pozwoli na porównanie zużycia pomiędzy obiektami oraz na korygowanie ewentualnych odchyłeń w zakresie mocy zamówionej i wielkości zużytej energii. To z kolei pozwoli na kompleksowe zarządzanie energią w obiektach należących do Miasta w zakresie zapotrzebowania na nośniki energetyczne oraz da możliwość stałej kontroli i optymalizacji wydatków, ponoszonych przez Miasto na regulowanie zobowiązań związanych z dostarczaniem mediów.

Pełne wdrożenie systemu zarządzania energią w obiektach gminnych wymaga systematycznego rozwijania bazy danych. Określenie bazy wyjściowej dla analiz poszczególnych obiektów i stworzenie systemu monitoringu kosztów i zużycia energii w obiektach jest niezbędnym narzędziem, w oparciu o które można programować zakup, określać i realizować działania, w pierwszej kolejności koncentrujące się głównie na korektach zawartych umów z dostawcami energii. Dalej - określenie kosztów i realizacja działań niskonakładowych w obiektach miejskich wytypowanych na drodze analizy. Systemem tym objąć również można oświetlenie uliczne.

W dalszej kolejności należy określić i wybrać do realizacji działania wysokonakładowe, uporządkować stan własności oświetlenia ulicznego w celu przeprowadzenia docelowo jego pełnej modernizacji i włączenia do systemu grupowego zakupu energii.

Stale i właściwe działanie tego systemu związane jest również z koordynacją realizacji doraźnych działań modernizacyjnych, monitoringiem inwestycji w sektorze energetycznym,

mającym na celu ograniczenie kosztów środowiskowych na terenie miasta oraz stałym monitoringiem i aktualizacją baz danych obiektów oraz monitoringiem inwestycji w sektorze energetycznym po stronie przedsiębiorstw energetycznych. Energetyk Miejski realizując swoje zadania powinien również koordynować działania remontowe i modernizacyjne z wdrażaniem przedsięwzięć zmniejszających zużycie i koszty energii. W pierwszej kolejności należy wybierać takie obiekty, które charakteryzują się znacznymi kosztami energii oraz istotnym potencjałem dla opłacalnych przedsięwzięć energooszczędnych. W tym celu Energetyk Miejski powinien wspierać działania polegające na pozyskiwaniu środków pomocowych (w tym unijnych), co pozwoli na efektywne prowadzenie polityki ograniczenia zużycia nośników energii w obiektach gminnych.

Należy stwierdzić, że sprawne funkcjonowanie systemu zarządzania energią w obiektach gminnych możliwe będzie jedynie w przypadku pełnej współpracy pomiędzy administratorami obiektów oraz jednostkami i wydziałami Urzędu Miasta.

Szczególnie ważną inicjatywą jest współpraca Energetyka Miejskiego z odpowiednimi komórkami Urzędu w ramach następujących procedur:

- przygotowania, opiniowania, uzgadniania dokumentów o znaczeniu strategicznym dla Miasta, tj.: Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe; Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania terenu; miejscowe plany zagospodarowania terenu; itp.
- przygotowania, opiniowania przedsięwzięć inwestycyjnych, zarówno na etapie projektowania (studium wykonalności), jak i ich realizacji w ramach wydawania takich decyzji jak: pozwolenie na budowę; warunki zabudowy i zagospodarowania terenu; ustalenie lokalizacji inwestycji celu publicznego itp.

Rezultat prowadzonych działań powinien być mierzony jako uśredniony wskaźnik zmniejszenia zapotrzebowania na nośniki energii w danych typach obiektów (przedszkola, szkoły, pozostałe obiekty użyteczności publicznej). Pomiar rezultatów powinien być oparty przykładowo o następujące wskaźniki:

- ograniczenie średnioważonego zużycia energii elektrycznej do powierzchni obiektów,
- ograniczenie sumarycznej mocy zamówionej (energii elektrycznej) do sumy wszystkich obiektów,
- ograniczenie średnioważonego zużycia ciepła do powierzchni obiektów,
- ograniczenie sumarycznej mocy zamówionej (cieplnej) do sumy wszystkich obiektów.

12.6 Założenia miejskiego programu zmniejszenia kosztów energii w obiektach gminnych – zasady i metody budowy programu zmniejszenia kosztów energii

Optymalizacja dostaw nośników energii dla obiektów gminnych jest podstawowym narzędziem mającym na celu redukcję kosztów eksploatacji tych podmiotów. Każdy obiekt podległy jednostce samorządu terytorialnego indywidualnie zawiera umowy z dostawcami

energii niejednokrotnie wybierając nieoptymalne warunki dostawy jej nośników. Błędne zarządzanie gospodarką energetyczną w obiektach jednostki samorządu terytorialnego prowadzić może do znacznego wzrostu kosztów, nieadekwatnego do zgłaszanego zapotrzebowania na energię.

Program optymalizacji kosztów nośników energii powinien być realizowany w trzech etapach:

- ETAP I: „Wytypowanie obiektów objętych programem”,
- ETAP II: „Określenie zasad gromadzenia informacji o obiektach użyteczności publicznej”,
- ETAP III: „Gromadzenie i weryfikacja informacji o wytypowanych obiektach”.

Etap I wyłonić powinien grupę obiektów objętych programem. Objęte powinny nim być takie obiekty jak: przedszkola, szkoły (w tym podstawowe, gimnazjalne oraz ponadgimnazjalne), budynki Urzędu Miasta itp.

Etap II pozwolić powinien na dokonanie podziału obiektów na typy wg ich cech charakterystycznych. Obiekty mogą zostać podzielone wg kryterium celu jakie spełniają na obszarze miasta. Przykładowy podział obiektów może wyglądać następująco:

- przedszkola,
- szkoły,
- pozostałe obiekty użyteczności publicznej.

Przedstawiony wyżej podział obiektów miejskich wchodzących w skład powstałej na etapie realizacji programu bazy informacji pozwoli na przeprowadzanie różnego typu analiz, porównań oraz na budowę rankingów obiektów o zbliżonej specyfice prowadzonej działalności. Po dokonaniu podziału obiektów na typy, należy opracować uniwersalny wzór kwestionariusza informacyjnego skierowanego do zarządców obiektów. Prawidłowo skonstruowany kwestionariusz powinien zostać podzielony na części:

- część informacyjna,
- część monitorująca.

Część informacyjna powinna dostarczyć danych o parametrach umowy na dostawę energii elektrycznej oraz danych technicznych i budowlanych o wytypowanych obiektach. Część informacyjna charakteryzuje się tym, że jest wypełniana tylko raz na początkowym etapie budowy bazy. Część monitorująca powinna stanowić źródło informacji o historycznym, jak i bieżącym zużyciu energii oraz poniesionych kosztach. Część monitorująca powinna być przekazywana administratorowi w zdefiniowanych uprzednio przedziałach czasowych.

W etapie III przekazać należy zarządom obiektów miejskich opracowane kwestionariusze w celu ich uzupełnienia. Weryfikacja prawidłowości otrzymanych danych powinna być przeprowadzona przez administratora przed uprzednim wprowadzeniem danych do bazy. Tak przeprowadzony proces zbierania danych będzie gwarantować rzetelność otrzymanych na tym etapie informacji. Dodatkowo niezbędnym będzie uzyskanie od zarządcy

obiektów kopii umów z dostawcami nośników energii. Na tej podstawie po dokonaniu weryfikacji otrzymanych danych możliwa jest budowa prawidłowej bazy zawierającej wszystkie niezbędne informacje o obiektach, jak i o generowanych przez te obiekty kosztach nośników energii.

Baza informacji o obiektach powinna umożliwiać: tworzenie „Raportu o stanie wykorzystania nośników energii” zarówno dla pojedynczego obiektu, jak i dla grupy, charakteryzującego się możliwością wyboru okresu za jaki karta ma przedstawiać informacje. Karta obiektu powinna zawierać dane o:

- nazwie obiektu wraz z podstawowymi danymi adresowymi,
- okresie za jaki okres karta obiektu przedstawia dane,
- wykorzystywanych nośnikach energii w obiekcie,
- jednostkowej cenie danego nośnika energii w danej jednostce czasu,
- rocznym zużyciu energii w obiekcie,
- strukturze zużycia energii według przyjętych wcześniej kryteriów.

Karta obiektu dodatkowo powinna umożliwiać generowanie wykresów kosztów oraz zużycia nośników energii w obiektach wraz z porównaniem z latami poprzednimi oraz z wartościami średnimi jednostkowych cen nośników energii w danym typie obiektów. Kolejnym elementem przedstawionym w karcie obiektu powinno być zestawienie wskaźników zapotrzebowania na energię oraz jej kosztów wg konkretnych parametrów (np.: powierzchni użytkowej, liczby użytkowników itp.).

Przedstawiona powyżej przykładowa struktura bazy danych może, w zależności od potrzeb Miasta, być modyfikowana i uzupełniana (rozszerzana) o kolejne rekordy danych, porównania, zestawienia itp.

Podsumowując, prawidłowo skonstruowana baza danych powinna mieć charakter dynamicznie zmieniającego się i aktualizowanego zestawienia, które będzie pozwalało na bieżącą kontrolę zużycia nośników energii przez poszczególne obiekty oraz prognozowanie wielkości zakupu energii w kolejnych latach. Baza danych pozwoli na porównanie zużycia pomiędzy obiektami oraz na korygowanie ewentualnych odchyleń w zakresie mocy zamówionej i wielkości zużytej energii. Aktualizowana baza danych pozwoli na kompleksowe zarządzanie energią w obiektach należących do miasta w zakresie zapotrzebowania na nośniki energetyczne oraz da możliwość stałej kontroli i optymalizacji wydatków ponoszonych przez Miasto na regulowanie zobowiązań związanych z dostarczaniem mediów.

Programem optymalizacji zużycia nośników energii można objąć również punkty oświetlenia ulicznego i tym samym włączyć je do systemu grupowego zakupu energii.

Na podstawie zinwentaryzowanych danych opracowane winny być oceny oparte o następujące m.in. wskaźniki:

- zużycia energii elektrycznej przypadającej na wielkość mocy zamówionej,
- zużycia energii elektrycznej przypadającej na powierzchnię obiektu,

- zużycia ciepła przypadającego na wielkość mocy zamówionej,
- zużycia ciepła przypadającego na powierzchnię obiektu.

Na podstawie opracowanych zestawień możliwe jest zidentyfikowanie konkretnych obiektów, co do których powinno zostać przeprowadzone postępowanie mające na celu weryfikację zużycia nośników energii.

12.7 Obowiązki jednostek sektora publicznego

Szczególna rola przypada gminie i jej jednostkom organizacyjnym, składającym jako jednostki sektora publicznego, zobowiązanym wypełniać wzorcową rolę we wdrażaniu przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej. Z mocy przepisów art. 6 ust. 1 w zw. z ust. 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 ekozarządzania 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 ekozarządzania 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. 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. 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. poz. 1203. z 2015 r. poz. 1069 oraz z 2016 r. poz. 266 1542),
- 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 ener-

gię 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 2730 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 urządzeń biurowych.

13 Kierunki rozwoju i modernizacji systemów zaopatrzenia w energię

13.1 Miejski system ciepłowniczy

Ze względu na wagę i rolę w zakresie zwiększenia efektywności energetycznej przesyłu i dystrybucji ciepła należy dokończyć proces wymiany sieci ciepłowniczych w technologii kanałowej na sieci ciepłownicze w technologii rur preizolowanych. Pozwoli to na maksymalizację efektywności przesyłu i dystrybucji ciepła sieciowego, a tym samym minimalizację opłat za świadczenie usług przesyłu i dystrybucji ciepła. Zgodnie z zapisem w „Studium Uwarunkowań i Kierunków Zagospodarowania Przestrzennego miasta Mrągowo” przewidyuje się rozbudowę sieci ciepłowniczej na terenie miasta Mrągowo, aby umożliwić włączenie się nowych odbiorców ciepła; tym niemniej jako źródło energii cieplnej zaleca się stosowanie gazu, energii elektrycznej lub odnawialnych źródeł energii. W tych warunkach przyłączanie do systemu nowych odbiorców zlokalizowanych w jego zasięgu jest podstawowym warunkiem jego funkcjonowania. Należy bowiem pamiętać, że zmniejszający się skutek racjonalnych działań termomodernizacyjnych wolumen sprzedaży ciepła i mocy zamówionej powoduje wzrost jednostkowych kosztów wytwarzania, przesyłu i dystrybucji, co znajduje bezpośrednie przełożenie na wzrost cen ciepła i stawek opłat za usługi przesyłowe. Wykorzystanie wszelkich możliwości rozwoju na lokalnie ograniczonym rynku stanowi podstawowy czynnik przetrwania przedsiębiorstwa ciepłowniczego. W aspekcie zagrożeń związanych ze zmniejszaniem pakietu bezpłatnych uprawnień do emisji gazów cieplarnianych warto rozważyć wykorzystanie do zasilania systemu odnawialnych źródeł energii, w tym przystosowania wszystkich lub niektórych kotłów do opalania biomasą, a co najmniej w drodze jej współspalania. Alternatywnie opłacalne w dłuższym horyzoncie czasowym mogą być rozwiązania z wykorzystaniem możliwości kogeneracji.

13.2 System dystrybucji gazu ziemnego

Zgodnie z zapisem w „Studium Uwarunkowań i Kierunków Zagospodarowania Przestrzennego miasta Mrągowo” jako źródło energii cieplnej zaleca się stosowanie gazu, energii elektrycznej lub odnawialnych źródeł energii. W chwili obecnej obszar miasta jest praktycznie zgazyfikowany. Rozwój systemu będzie zatem następował w drodze naturalnego przyłączania nowych, jednostkowo pojawiających się odbiorców oraz w przypadku zagospodarowywania znaczących nowych obszarów rozwoju. Wraz z rozwojem zapotrzebowania może być pożądana budowa drugiej nitki gazociągu wysokiego ciśnienia wraz z nową stacją redukcyjno-pomiarową I-go stopnia. Naturalnym zagrożeniem dla szerszego wykorzystania gazu, zwłaszcza na potrzeby grzewcze, jest jego wysoka cena w porównaniu z węglem. Jak wykazano w rozdziale 8.4 koszty ciepła z gazu sieciowego są jeszcze wciąż wyższe od kosztów pozyskania jednostki ciepła z paliwa węglowego.

13.3 System elektroenergetyczny

Obliczony w rozdziale 11, planowany przyrost poboru mocy z systemu elektroenergetycznego, sięgający 18 MW w przypadku realizacji scenariusza optymistycznego, jest wielkością znaczącą, mogącą przekroczyć rezerwy transformacji nawet po dokonanej przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego wymianie transformatorów w istniejącym GPZ. Należy przy tym zaznaczyć, że obliczenia w rozdziale 11 zostały wykonane metodą wskaźnikową, z uwzględnieniem standardowego rozwoju sektorów handlu, usług i drobnego przemysłu oraz planowanej rozbudowy Zakładu Produkcji Mleczarskiej. Ze zrozumiałych względów nie można przewidzieć przyrostu zapotrzebowania na energię elektryczną w przypadku lokalizacji odbiorców o ponadstandardowym zapotrzebowaniu. Obliczenia nie uwzględniają również ponadstandardowego obciążenia systemu na obszarze miasta Mrągowo o charakterze incydentalnym, występującego w okresach wzmożonego ruchu turystycznego, szczególnie podczas realizacji imprez o charakterze artystyczno-kulturalnym. W tych warunkach dalszy rozwój miasta wymaga zapewnienia odpowiedniego poziomu zdolności przepustowych i rezerw transformacji. Jakkolwiek istniejący GPZ „Mrągowo” wciąż jeszcze umożliwia przyłączenia nowych odbiorców finalnych, dalsze zwiększanie zapotrzebowania na energię wymagać będzie adekwatnej rozbudowy infrastruktury elektroenergetycznej nie tylko w zakresie opisanej w rozdziale 3.3 infrastruktury SN, lecz również sieci i stacji transformatorowych WN, o czym przesądza lokalizacja miasta i brak na jego obszarze znaczących źródeł energii elektrycznej, co powoduje konieczność stworzenia możliwości zasilania z sieci rozdzielczej WN. Zapewnienie dostaw energii elektrycznej na użytek przyłączania nowych odbiorców w południowo-zachodniej części miasta, gdzie wg dotychczas obowiązującego Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania miasta Mrągowo zlokalizowane są tereny produkcyjno-składowe, będzie wymagać wybudowania nowej stacji transformatorowej 110/15 kV Mrągowo Zachód wraz zasilającymi ją liniami 110 kV oraz powiązaniemi z istniejącą siecią 15 kV i budową nowych stacji elektroenergetycznych 15/0,4 kV. Budowa nowej stacji elektroenergetycznej 110/15 kV wraz z liniami zasilającymi 110 kV i powiązaniemi z istniejącymi liniami 15 kV jest warunkiem niezbędnym do zapewnienia możliwości dostaw mocy w przypadku realizacji nowych inwestycji lokalizowanych na terenie zachodniej części miasta Mrągowo, jak również na terenach sąsiadujących z terenem gminy Mrągowo. Propozycja tras linii elektroenergetycznych 110 kV oraz lokalizacji planowanej stacji 110/15 kV została uwzględniona w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego.

14 Podsumowanie

1. Zawartość opracowania „Projekt aktualizacji założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Gminy Miasta Mrągowa” odpowiada pod względem redakcyjnym i merytorycznym wymogom określonym w art. 19 ust. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625 ze zm.) i zawiera:

- 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 odnawialnych źródłach energii, energii elektrycznej i ciepła użytkowego wytwarzanych w kogeneracji oraz zagospodarowania ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych;
- propozycje stosowania środków poprawy efektywności energetycznej w rozumieniu art. 6 ust. 2 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej;
- zakres współpracy z innymi gminami.

2. Ludność miasta Mrągowa wynosi obecnie ponad 22 tys. osób. Przewiduje się, że liczba mieszkańców w perspektywie do 2031 zmaleje do 20,3 tys., zgodnie z „Prognozą ludności na lata 2014-2050”, opublikowaną przez Główny Urząd Statystyczny w 2014 r. Pomimo tego nastąpi rozwój zabudowy mieszkalnej oraz niemieszkalnej, w tym sektora użyteczności publicznej, handlu i usług oraz drobnego przemysłu. Największymi walorami miasta są: położenie i walory krajobrazowe sprzyjające rozwojowi turystyki oraz stosunkowo dobrze rozwinięta infrastruktura energetyczna i sieci komunikacyjne.

3. Na podstawie bilansu stanu istniejącego przedstawionego w rozdziale 4, zapotrzebowanie energetyczne miasta Mrągowa charakteryzują następujące parametry:

- zapotrzebowanie mocy cieplnej na cele ogrzewania pomieszczeń i przygotowania ciepłej wody użytkowej oraz technologii wynosi ok. 106 MW, w tym głównie mieszkalnictwo (ok. 42%) oraz sektor przemysłu, handlu i usług komercyjnych – ok. 48%.
- roczne zużycie ciepła na cele ogrzewania pomieszczeń i przygotowania ciepłej wody użytkowej oraz bytowe wynosi ok. 840 TJ/rok, w tym głównie mieszkalnictwo oraz sektor przemysłu, handlu i usług komercyjnych – po ok. 47% zużycia.

4. W związku z przewidywanym rozwojem handlu, usług, przemysłu oraz mieszkalnictwa następuje wzrost zapotrzebowania na nośniki energetyczne na terenie miasta Mrągowa. Przewidywany przyrost zapotrzebowania na nośniki energetyczne dla nowych terenów rozwojowych w okresie do 2031 roku oszacowano na oczekiwanym poziomie:

- potrzeby grzewcze dla nowych terenów wyniosą ok. 0,25 MW,
- zapotrzebowanie na moc elektryczną wzrośnie o ok. 14 MW.

5. Wielkość przyrostu zapotrzebowania na ciepło szczególnie zależy od intensywności termomodernizacji. Należy spodziewać się stabilizacji zapotrzebowania na ciepło, a nawet

jego spadku, ze względu na wprowadzenie obowiązku wznoszenia budynków o niemal zerowym zużyciu energii.

6. Przedstawione powyżej wielkości zapotrzebowania mogą zostać pokryte na bazie istniejących systemów zaopatrujących obszar miasta w ciepło i gaz sieciowy, przy założeniu ich sukcesywnej rozbudowy i powiększania obszaru oddziaływania w przypadku systemu ciepłowniczego i gazowniczego oraz rozbudowy i modernizacji infrastruktury systemu elektroenergetycznego.

7. Prognozowane potrzeby energetyczne proponuje się pokryć za pomocą ciepła sieciowego oraz kotłowni lokalnych i indywidualnych z zastosowaniem paliw niskoemisyjnych (gaz ziemny, biomasa drzewna, energia elektryczna, ciepło odnawialne i odpadowe z procesów przemysłowych). Ostateczna decyzja, co do sposobu zaopatrzenia w ciepło powinna być podjęta po dokładnym określeniu sposobu zainwestowania terenów. Poprzedzić ją powinna analiza ekonomiczna aktualnych kosztów budowy i eksploatacji poszczególnych instalacji, analiza rozwoju rynku nośników energii oraz sugestie ze strony przyszłych odbiorców. Każdorazowo należy rozpatrzyć, tam gdzie jest to zasadne, wprowadzenie rozwiązań OZE lub wysokosprawnej kogeneracji, ze szczególnym zwróceniem uwagi na nowe obiekty użyteczności publicznej.

8. Stan powietrza atmosferycznego w mieście należy ocenić jako wymagający opracowania programu ochrony. Tym niemniej jest on względnie dobry na tle innych gmin województwa warmińsko-mazurskiego oraz całego kraju.

9. Z analizy kosztów ciepła wynika, że najtańszym nośnikiem ciepła jest w chwili obecnej węgiel, a następnie gaz ziemny i ciepło systemowe. Również biomasa może stanowić atrakcyjny nośnik energii pod względem ceny jednostkowej.

10. Stan techniczny systemów sieciowych należy ocenić jako dobry.

11. System elektroenergetyczny w obecnym kształcie nie będzie w stanie zapewnić niezawodnego zasilania obszarów miasta, szczególnie w przypadku intensyfikacji działalności inwestycyjno-rozwojowej na terenach przemysłowych. W takim przypadku niezbędna jest realizacja przedsięwzięć w zakresie rozwoju infrastruktury elektroenergetycznej w uzgodnieniu z OSD.

12. W zakresie zaopatrzenia w ciepło obiektów budowlanych przyjmuje się realizację następujących zadań:

- podłączenie do sieci ciepłowniczej lub zastosowanie do ogrzewania energii elektrycznej w lokalach, w których jako czynnik grzewczy stosowane są niskosprawne kotły na paliwa stałe, zarówno w zabudowie wielo- jak i jednorodzinnej;
- wymianę nieefektywnego ogrzewania na paliwa stałe na nowoczesne piece gazowe, zarówno w zabudowie wielo- jak i jednorodzinnej;
- wymianę nieefektywnego ogrzewania na paliwa stałe na nowoczesne kotły retortowe/peletowe, głównie w zabudowie jednorodzinnej;

- termomodernizację budynków w połączeniu z wymianą źródeł grzewczych;
- termomodernizację budynków należących do osób fizycznych lub wspólnot mieszkaniowych, gdzie źródłem grzewczym jest kocioł gazowy lub węglowy;
- termomodernizację budynków użyteczności publicznej, warsztatów, zakładów itp., gdzie źródłem grzewczym jest kocioł gazowy lub węglowy;
- uświadamianie możliwości związanych z dostępnym dla mieszkańców miasta preferencyjnym finansowaniem niektórych przedsięwzięć racjonalizacyjnych.

13. W zakresie działań związanych z racjonalizacją użytkowania energii w obiektach administrowanych przez Urząd Miasta przewiduje się 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 ekozarządzania 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, zpóźn. 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 ekozarządzania i audytu (EMAS) (Dz. U. poz. 1060).

Należy ocenić jako możliwe stosowanie środków poprawy efektywności energetycznej w rozumieniu ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej.

14. Jednym z najbardziej efektywnych ekonomicznie dla budżetu miasta sposobów poprawy efektywności energetycznej jest modernizacja oświetlenia stanowiącego majątek gminny.

15. W zakresie rozwoju energetyki odnawialnej na terenie miasta przewiduje się:

- popularyzację stosowania kolektorów słonecznych wśród właścicieli budynków;
- popularyzację wykorzystania pomp ciepła i biomasy jako odnawialnych źródeł ciepła;
- popularyzację systemów fotowoltaicznych po zaistnieniu warunków ekonomicznych do ich stosowania.

16. Wymierne ekonomicznie korzyści może przynieść wdrożenie procesu zarządzania zużyciem i kosztami energii w jednostkach gminnych, co ułatwi ewentualne powołanie

w strukturach zarządzania miasta energetyka miejskiego, który będzie organizował i nadzorował realizację zadań w celu zapewnienia zgodnej z założeniami polityki UE i Polski, racjonalizacji użytkowania energii, przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa i ciągłości zasilania mieszkańców i przy spełnieniu akceptowalnych społecznie warunków ekologicznych i ekonomicznych.

17. Niniejszy „Projekt aktualizacji założeń ...” stanowi materiał wyjściowy do dalszego procesu legislacyjnego określonego w art. 19 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (t.j.: Dz. U. z 2012 r. poz. 1059 ze zm.) w celu uchwalenia „Aktualizacji założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe miasta Mrągowo”.

18. Uchwalone „Założenia do planu ...” będą spełniać funkcję podstawy merytorycznej dla dalszych etapów planowania - w tym w szczególności dla opracowania:

- Planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa i energię – zgodnie z art. 16 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne;
- Projektu(-ów) planu(-ów) zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe – zgodnie z art. 20 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne;
- Planowania zagospodarowania przestrzennego miasta - w szczególności w zakresie zabezpieczenia w nośniki energetyczne dla programowanych nowych obiektów i obszarów rozwoju oraz rezerwowania terenu na konieczne nowe urządzenia zaopatrzenia energetycznego.

Spis tabel

Tabela 2-1. Liczba ludności –podział na kobiety i mężczyzn.....	11
Tabela 2-2 Bezrobocie w Gminie Miejskiej Mrągowo w latach 2011 – 2015	14
Tabela 2-3 Statystyka mieszkaniowa z lat 1996 - 2014 dotycząca miasta Mrągowo.....	16
Tabela 3-1 Parametry techniczne kotłów zainstalowanych w Kotłowni Rejonowej MEC Mrągowo.....	18
Tabela 3-2 Struktura sieci ciepłowniczej w Mrągowie.....	21
Tabela 3-3 Straty ciepła i ubytki wody w sieci ciepłowniczej MEC Sp. z o.o.	21
Tabela 3-4 Moc cieplna zamówiona z KR z podziałem na grupy odbiorców	23
Tabela 3-5 Produkcja i sprzedaż z sieci MEC Sp. z o.o. w latach 2011 – 2015 wraz ze strukturą.....	24
Tabela 3-6 Charakterystyka stacji gazowych wg stanu na dzień 31.12.2015 r.....	27
Tabela 3-7 Maksymalne zapotrzebowanie godzinowe gazu ziemnego dla sezonu letniego i zimowego	29
Tabela 3-8 Ilość i charakter odbiorców gazu ziemnego na terenie Mrągowo w latach 2006 - 2015	30
Tabela 3-9 Zużycie gazu ziemnego na terenie Mrągowo w latach 2006 - 2015	30
Tabela 3-10 Roczne zużycie gazu dla miasta Mrągowo wg pomiarów na stacji wysokiego ciśnienia (I stopnia) w Marcinkowie	30
Tabela 3-11 Linie elektroenergetyczne WN zasilające GPZ Mrągowo	33
Tabela 3-12 Obciążenie GPZ Mrągowo w dni pomiarowe w latach 2009 - 2016.....	33
Tabela 3-13 Stacje transformatorowe SN/nN na obszarze Miasta Mrągowo	34
Tabela 3-14 Linie elektroenergetyczne SN na obszarze Miasta Mrągowo	37
Tabela 3-15 Struktura odbiorców energii elektrycznej na obszarze Mrągowo w latach 2007 - 2011	43
Tabela 3-16 Zużycie energii elektrycznej przez poszczególne grupy odbiorców na obszarze Mrągowo w latach 2007 - 2011	44
Tabela 4-1 Zapotrzebowanie mocy na obszarze miasta Mrągowo w 2015 r.	50
Tabela 4-2 Zapotrzebowanie energii na obszarze miasta Mrągowo.....	51
Tabela 4-3 Bilans zużycia paliw na obszarze Mrągowo	53
Tabela 5-1 Roczny uzysk energii z zestawów solarnych i ich szacunkowy koszt.....	64
Tabela 5-2 Wymagana efektywność pomp ciepła w trybie grzania (COP)	69
Tabela 5-3 Wymagana efektywność pomp ciepła w trybie chłodzenia (EER)	70
Tabela 5-4 Potencjał energetyczny rzek w Polsce w GWh/rok.....	71
Tabela 8-1 Ceny i stawki opłat w taryfie MEC Sp. z o.o.	84
Tabela 8-2 Tabela stawek opłat sieciowych dla ENERGA OPERATOR SA Oddziału w Olsztynie.....	85
Tabela 8-3 ENERGA OPERATOR SA - stawki opłaty przejściowej i jakościowej – taryfy G	86
Tabela 8-4 ENERGA OPERATOR SA - kryteria i zasady kwalifikowania do grup taryfowych	86
Tabela 8-5 PSG Sp. z o.o. – kryteria kwalifikacji do grup taryfowych	89
Tabela 8-6 PSG Sp. z o.o. – stawki opłat dystrybucyjnych.....	90

Tabela 9-1 Prognoza cen uprawnień EUA w latach 2016-2030 wg Thomson Reuters (w EUR – poziom cen 2015)	101
Tabela 10-1 Wskaźniki rozwoju – scenariusz I optymistyczny.....	106
Tabela 10-2 Wskaźniki rozwoju – scenariusz II odniesienia.....	107
Tabela 10-3 Wskaźniki rozwoju – scenariusz III pesymistyczny.....	108
Tabela 11-1 Prognoza przyrostu mocy zamówionej z msc (miejskiego systemu ciepłowniczego).....	110
Tabela 11-2 Prognoza przyrostu zużycia ciepła z msc.....	111
Tabela 11-3 Prognoza przyrostu mocy zamówionej z msc – nieznacznie zwiększone tempo termomodernizacji	112
Tabela 11-4 Prognoza przyrostu zużycia ciepła z msc – nieznacznie zwiększone tempo termomodernizacji	113
Tabela 11-5 Prognoza przyrostu mocy przyłączeniowej paliwa gazowego	114
Tabela 11-6 Prognoza przyrostu zużycia paliwa gazowego	114
Tabela 11-7 Prognoza przyrostu mocy przyłączeniowej paliwa gazowego – nieznacznie zwiększone tempo termomodernizacji.....	115
Tabela 11-8 Prognoza przyrostu zużycia paliwa gazowego – nieznacznie zwiększone tempo termomodernizacji	116
Tabela 11-9 Prognoza przyrostu zapotrzebowania mocy elektrycznej	118
Tabela 11-10 Prognoza przyrostu mocy elektrycznej przyłączeniowej.....	119
Tabela 11-11 Prognoza przyrostu zużycia energii elektrycznej	120
Tabela 12-1 Zakres zadań energetyka miejskiego	138

Spis rysunków

Rysunek 2-1 Prognoza liczby ludności na obszarze miasta Mrągowo	12
Rysunek 2-2 Podmioty gospodarki narodowej wpisane do rejestru REGON, wg wybranych sekcji PKD - dane z dnia 31.12.2015.....	13
Rysunek 3-1 Schemat Kotłowni Rejonowej w Mrągowie	20
Rysunek 3-2 Miejski system ciepłowniczy w Mrągowie	22
Rysunek 3-3 Struktura mocy cieplnej zamówionej przez poszczególne grupy odbiorców w 2015 r.	23
Rysunek 3-4 Struktura zużycia ciepła przez poszczególne grupy odbiorców w 2015 r.	24
Rysunek 3-5 System dystrybucyjny gazu ziemnego na obszarze miasta Mrągowo	28
Rysunek 3-6 Długość czynnej sieci rozdzielczej gazowej na obszarze Mrągowo w latach 2006 – 2014.....	29
Rysunek 3-7 Zużycie gazu ziemnego przez poszczególne grupy odbiorców w latach 2006 - 2015	31
Rysunek 3-8 Zużycie gazu ziemnego na terenie Mrągowo w latach 2006 - 2015	31
Rysunek 3-9 Struktura zużycia gazu ziemnego w Mrągowie w 2015 r.	32
Rysunek 3-10 Sieć elektroenergetyczna na obszarze miasta Mrągowo.....	36
Rysunek 3-11 Struktura zużycia energii elektrycznej na obszarze Mrągowo w 2015 r.....	44
Rysunek 4-1 Udział grup odbiorców w zapotrzebowaniu mocy cieplnej.....	51
Rysunek 4-2 Udział grup odbiorców w zużyciu ciepła	52

Rysunek 4-3 Udział grup odbiorców w zapotrzebowaniu mocy elektrycznej	52
Rysunek 4-4 Udział grup odbiorców w zużyciu energii elektrycznej	53
Rysunek 4-5 Struktura zużycia paliw na obszarze Mrągowa	54
Rysunek 5-1 Strefy zasobów energii wiatru w Polsce	58
Rysunek 5-2 Strefy zasobów energii słonecznej w Polsce	62
Rysunek 5-3 Strefy zasobów energii geotermalnej w Polsce	66
Rysunek 5-4 Ilość odpadów wytwarzanych rocznie na obszarze Mrągowa	78
Rysunek 7-1 Udział w emisji zanieczyszczeń pyłowych dla poszczególnych województw w 2015 r.	80
Rysunek 7-2 Udział w emisji zanieczyszczeń gazowych dla poszczególnych województw w 2015 r.	81
Rysunek 8-1 Koszt ciepła w zależności od źródła energii	91
Rysunek 11-1 Prognoza przyrostu mocy zamówionej z msc	110
Rysunek 11-2 Prognoza przyrostu zużycia ciepła z msc	111
Rysunek 11-3 Prognoza przyrostu mocy zamówionej z msc – nieznacznie zwiększone tempo termomodernizacji	112
Rysunek 11-4 Prognoza przyrostu zużycia ciepła z msc – nieznacznie zwiększone tempo termomodernizacji	113
Rysunek 11-5 Prognoza przyrostu zużycia paliwa gazowego	115
Rysunek 11-6 Prognoza przyrostu zużycia paliwa gazowego – nieznacznie zwiększone tempo termomodernizacji	116
Rysunek 11-7 Prognoza przyrostu zapotrzebowania mocy elektrycznej	119
Rysunek 11-8 Prognoza przyrostu mocy elektrycznej przyłączeniowej	120
Rysunek 11-9 Prognoza przyrostu zużycia energii elektrycznej	121