

Uchwała Nr
Rady Miasta Gdańska
z dnia

w sprawie aktualizacji Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe miasta Gdańska.

Na podstawie art. 18 ust. 1, art. 40 ust. 1, art. 41 ust. 1 ustawy z dnia 8 marca 1990 r. o samorządzie gminnym (tekst jednolity: Dz. U. z 2015 r. poz. 1515, poz. 1890), art. 4 ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 20 grudnia 1996 r. o gospodarce komunalnej (tekst jednolity: Dz. U. z 2011 r. Nr 45, poz. 236; zm. z 2015 r. poz. 1045, poz. 1890), art. 19 ust. 2 i 8 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (tekst jednolity: Dz. U. z 2012 r. poz. 1059; zm. z 2013 r. poz. 984, poz. 1238; z 2014 r.: poz. 457, poz. 490, poz. 900, poz. 942, poz. 1101, poz. 1662; z 2015 r.: poz. 151, poz. 478, poz. 942, poz. 1618, poz. 1893, poz. 1960)

uchwała się, co następuje:

§ 1.

1. Aktualizuje się Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe miasta Gdańska, stanowiące załącznik do uchwały nr XLIX/1669/06 Rady Miasta Gdańska z dnia 30 marca 2006 r.
2. Aktualizacja Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe miasta Gdańska, stanowi załącznik nr 1 do niniejszej uchwały.

§ 2.

Rozstrzygnięcie dotyczące sposobu rozpatrzenia wniosków, zastrzeżeń i uwag zgłoszonych w czasie wyłożenia projektu aktualizacji Założeń do publicznego wglądu, stanowi załącznik nr 2 do niniejszej uchwały.

§ 3.

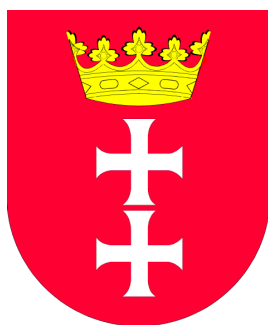
Wykonanie uchwały powierza się Prezydentowi Miasta Gdańska.

§ 4.


Uchwała wchodzi w życie z dniem podjęcia.

*Załącznik Nr 1
do Uchwały Nr
Rady Miasta Gdańska
z dnia*

PROJEKT AKTUALIZACJI ZAŁOŻEŃ DO PLANU ZAOPATRZENIA W CIEPŁO, ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ I PALIWA GAZOWE MIASTA GDAŃSKA



Opole, 2015 r.



Diagnostyka Ciepła
ul. A. Kośnego 44/13
45-056 Opole
tel. +48 662 034 393

www.diagnostyka-cieplna.pl
info@diagnostyka-cieplna.pl

Projekt aktualizacji Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe miasta Gdańska

Wykonawca:

Diagnostyka Ciepła
Daniel Zajęc


Zamawiający:

Gmina Miasta Gdańska
ul. Nowe Ogrody 8/12
80-803 Gdańsk

Autorzy opracowania:

dr inż. Stanisław Anweiler
dr inż. Maciej Masiukiewicz
dr inż. Mariusz Tańczuk
mgr inż. Tomasz Tańczuk
mgr inż. Marek Wasilewski
dr inż. Daniel Zajęc – kierownik projektu

Opole, 2015 r.



SPIS TREŚCI

OŚWIADCZENIE	3
PODSTAWA PRAWNA I CEL OPRACOWANIA.....	4
HARMONOGRAM PRAC NAD PROJEKTEM ORAZ ŹRÓDŁA INFORMACJI	11
STRESZCZENIE I REKOMENDACJE	12
I. WPROWADZENIE	31
1. POLITYKA ENERGETYCZNA.....	33
2. UWARUNKOWANIA ŚRODOWISKOWE.....	45
3. PLANOWANIE ENERGETYCZNE NA SZCZEBLU GMINNYM.....	54
II. CHARAKTERYSTYKA MIASTA	58
1. POŁOŻENIE GEOGRAFICZNE MIASTA I STRUKTURA TERENU	60
2. WARUNKI KLIMATYCZNE.....	62
3. PODZIAŁ MIASTA NA JEDNOSTKI URBANIZACYJNE I ADMINISTRACYJNE	63
4. STRUKTURA DEMOGRAFICZNA.....	66
5. ZASOBY BUDOWLANE.....	70
6. CHARAKTERYSTYKA ISTNIEJĄCEJ INFRASTRUKTURY MIASTA.....	75
7. KIERUNKI ZAGOSPODAROWANIA PRZESTRZENNEGO MIASTA	79
8. UWARUNKOWANIA LOKALNE ZWIĄZANE ZE STRATEGIĄ ROZWOJU MIASTA.....	81
9. MOŻLIWOŚCI WSPÓŁPRACY MIASTA Z SĄSIADUJĄCYMI GMINAMI W ZAKRESIE GOSPODARKI ENERGETYCZNEJ.....	82
III. SYSTEM ZAOPATRZENIA W CIEPŁO	90
1. ZAPOTRZEBOWANIE NA CIEPŁO – STAN AKTUALNY	92
2. CHARAKTERYSTYKA SYSTEMU ZAOPATRZENIA W CIEPŁO.....	120
3. CENY CIEPŁA.....	142
4. CAŁOŚCIOWA OCENA INFRASTRUKTURY CIEPŁOWNICZEJ	156
5. LOKALNE NADWYŻKI ENERGII W ŹRÓDŁACH SYSTEMOWYCH	159
6. DUŻE ZAKŁADY PRZEMYSŁOWE.....	160
IV. SYSTEM ELEKTROENERGETYCZNY	172
1. OGÓLNA CHARAKTERYSTYKA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO	175
2. CHARAKTERYSTYKA ODBIORCÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ	190
3. ZAPOTRZEBOWANIE NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ	192
4. TARYFY DLA ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ ZMIANY CEN ENERGII W LATACH 2008-2012.....	197
5. OCENA AKTUALNEGO STANU I STOPNIA BEZPIECZEŃSTWA ZASILANIA MIASTA W ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ.....	205
6. PLANY ROZWOJU PRZEDSIĘBIORSTW W ZAKRESIE SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO.....	219
7. PRZEDSIĘWZIĘCIA RACJONALIZUJĄCE UŻYTKOWANIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ W INSTALACJACH PRZEMYSŁOWYCH, MIEJSKICH ORAZ U ODBIORCÓW INDYWIDUALNYCH.....	225
V. SYSTEM GAZOWNICZY	228
1. OGÓLNA CHARAKTERYSTYKA SYSTEMU GAZOWNICZEGO.....	230
2. STRUKTURA ZUŻYCIA GAZU ORAZ CHARAKTERYSTYKA ODBIORCÓW	237
3. AKTUALNE ZAPOTRZEBOWANIE MIASTA GDAŃSKA NA PALIWA GAZOWE	238

4.	TARYFY I ZMIANA CEN ZA PALIWA GAZOWE W LATACH 2006-2013	240
5.	OCENA AKTUALNEGO STANU I STOPNIA BEZPIECZEŃSTWA ZAOPATRZENIA MIASTA W PALIWA GAZOWE	242
6.	RACJONALIZACJA UŻYTKOWANIA PALIW GAZOWYCH	243
7.	PLANY ROZWOJU PRZEDSIĘBIORSTW W ZAKRESIE SYSTEMU GAZOWNICZEGO	244
VI.	STAN ZANIECZYSZCZENIA ATMOSFERY SPOWODOWANY PRZEZ SYSTEMY ENERGETYCZNE MIASTA.....	247
1.	AKTUALNY STAN ZANIECZYSZCZEŃ POWIETRZA NA TERENIE MIASTA	249
2.	CHARAKTERYSTYKA STANU ZANIECZYSZCZENIA POWIETRZA PROCESAMI ENERGETYCZNYMI.....	252
3.	SCENARIUSZE ZMIANY OBCIĄŻENIA ŚRODOWISKA ZWIĄZANE Z PROCESAMI ZAOPATRZENIA MIASTA GDAŃSKA W ENERGIĘ	254
4.	ODDZIAŁYWANIE POLA ELEKTROMAGNETYCZNEGO	265
VII.	MOŻLIWOŚCI WYKORZYSTANIA ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII	266
1.	WPROWADZENIE	268
2.	ROLA SAMORZĄDÓW W ROZWOJU ENERGETYKI ODNAWIALNEJ.....	270
3.	OCENA WARUNKÓW DO ROZWOJU ENERGETYKI ODNAWIALNEJ NA TERENIE MIASTA GDAŃSKA ..	272
4.	UDZIAŁ ŹRÓDEŁ ODNAWIALNYCH W BILANSIE CIEPŁA MIASTA GDAŃSKA.....	294
VIII.	SCENARIUSZE ZAOPATRZENIA MIASTA W CIEPŁO, ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ I PALIWA GAZOWE	297
1.	SCENARIUSZE ZAOPATRZENIA MIASTA GDAŃSKA W CIEPŁO.....	299
2.	SCENARIUSZE ZAOPATRZENIA MIASTA GDAŃSKA W ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ.....	338
3.	SCENARIUSZE ZAOPATRZENIA MIASTA GDAŃSKA W PALIWA GAZOWE	345
4.	BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE MIASTA GDAŃSKA W ASPEKCIE KRYZYSU ENERGETYCZNEGO....	348
IX.	FINANSOWANIE INWESTYCJI.....	358
1.	POTENCJALNE ŹRÓDŁA FINANSOWANIA DZIAŁAŃ Z ZAKRESU MODERNIZACJI INFRASTRUKTURY ENERGETYCZNEJ, POPRAWY EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ I OCHRONY ŚRODOWISKA.....	360
2.	WYDATKOWANIE ŚRODKÓW FINANSOWYCH NA REALIZACJĘ DZIAŁAŃ PROEKOLOGICZNYCH - ZIELONE ZAMÓWIENIA PUBLICZNE.....	370
3.	ANALIZA RYZYKA DLA FINANSOWANIA PRZEDSIĘWZIĘĆ PROEKOLOGICZNYCH.....	373
Załączniki		
	MAPY SYSTEMÓW ENERGETYCZNYCH	375

OŚWIADCZENIE


Projekt został wykonany zgodnie z umową z dnia 25 stycznia 2012 r. na wykonanie projektu aktualizacji „Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla miasta Gdańska” w perspektywie do 2031 r., zmienioną aneksem nr 1 z dnia 24 kwietnia 2012 r., aneksem nr 2 z dnia 9 lipca 2012 r., aneksem nr 3 z dnia 21 grudnia 2012 r. oraz aneksem nr 4 z dnia 23 stycznia 2013 r., obowiązującymi przepisami i zasadami planowania energetycznego oraz jest wykonany w stanie pełnym ze względu na cel, jakemu ma służyć.

Wykonywane bilanse i szacowania energetyczne są obarczone pewną granicą błędów, której na poziomie projektu aktualizacji „Założeń” nie sposób wyeliminować. Ewentualne błędy w szacowaniach wynikają między innymi z:

- i. niedoszacowania powierzchni mieszkalnej w poszczególnych grupach budownictwa mieszkaniowego (podane przez poszczególnych zarządców budynków dane mogą być mało precyzyjne),
- ii. faktu, że jako grupę reprezentatywną przyjęto budynki spółdzielni mieszkaniowych oraz innych administratorów budynków dlatego też wskaźniki te mogą odbiegać od rzeczywistych,
- iii. faktu, że ankietowano tylko większe zakłady produkcyjne.

Pomimo wyżej wymienionych elementów, margines błędów dla wykonanych bilansów i oszacowań energetycznych wyniósł około 10-20%, co jest wielkością w pełni zadowalającą.

Opole, 03.03.2016



PODSTAWA PRAWNA I CEL OPRACOWANIA

Podstawę opracowania niniejszego projektu aktualizacji „Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla miasta Gdańsk”, stanowią ustalenia określone w umowie zawartej w dniu 25 stycznia 2012 r. w Gdańsku, zmienionej aneksem nr 1 z dnia 24 kwietnia 2012 r., aneksem nr 2 z dnia 9 lipca 2012 r., aneksem nr 3 z dnia 21 grudnia 2012 r. oraz aneksem nr 4 z dnia 23 stycznia 2013 r., pomiędzy Gminą Miasta Gdańsk z siedzibą w Gdańsku, ul. Nowe Ogrody 8/12, 80-803 Gdańsk, reprezentowaną przez Dimitrisa T. Skurasa – Dyrektora Wydziału Gospodarki Komunalnej Miasta Gdańsk, a firmą Diagnostyka Ciepła Daniel Zajęc z siedzibą w Opolu, ul. A. Koźnego 44/13, 45-056 Opole, reprezentowaną przez Daniela Zajęc.

Najważniejszym aktem prawnym, z którego bezpośrednio wynika konieczność sporządzenia „Projektu Założeń do Planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe” jest ustawa Prawo Energetyczne. Zgodnie z art. 18 ust. 1., do zadań własnych gminy w zakresie zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe należy:

- i. planowanie i organizacja zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe na obszarze gminy,
- ii. planowanie znajdującego się na terenie gminy oświetlenia,
- iii. finansowanie znajdującego się na terenie gminy oświetlenia,
- iv. planowanie i organizacja działań mających na celu racjonalizację zużycia energii i promocję rozwiązań zmniejszających zużycie energii na obszarze gminy.

W dniu 30 marca 2006 r. Rada Miasta Gdańsk przyjęła „Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla miasta Gdańsk” (uchwała nr XLIX/1669/06). W latach 2006-2012 zasadniczym zmianom uległy ustawy stanowiące podstawę opracowania „Projektu założeń...”:

- i. Ustawa Prawo energetyczne,
- ii. Ustawa o efektywności energetycznej,
- iii. Ustawa Prawo Ochrony Środowiska,

oraz przyjęty został przez Radę Ministrów dokument „Polityka energetyczna Polski do 2030”, jak również uległy zmianie inne dokumenty regionalne i miejskie, z którymi ww. Założenia... powinny być zgodne. We wspomnianym okresie Rada Miasta Gdańsk uchwaliła także kolejne miejscowe plany zagospodarowania przestrzennego, jak również nastąpiły zmiany w układzie własnościowym i organizacyjnym w zakresie systemów zasilania w energię. Powyższe spowodowało konieczność zaktualizowania „Założeń...”.

Ponadto 6 listopada 2008 roku weszło w życie kilka istotnych rozporządzeń Ministra Infrastruktury mających wpływ na stronę popytową odbiorców ciepła. Są to następujące akty prawne:

- i. rozporządzenie zmieniające rozporządzenie w sprawie warunków technicznych, jaki powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz. U. Nr 201 poz. 1238),
- ii. rozporządzenie zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowego zakresu i formy projektu budowlanego (Dz. U. Nr 201 poz. 1239),
- iii. rozporządzenie w sprawie metodologii obliczania charakterystyki energetycznej budynku i lokalu mieszkalnego lub części budynku stanowiącej samodzielną

całość techniczno-użytkową oraz sposobu sporządzania i wzorów świadectw ich charakterystyki energetycznej (Dz. U. Nr 201 poz. 1240).

Rozporządzenia te mają na celu zmniejszenie zapotrzebowania na ciepło nowego budownictwa, szczególnie po roku 2020, kiedy to charakterystyka energetyczna wszystkie nowych budynków powinna spełniać zasadę „niemal zerowego zużycia energii pierwotnej”, co oznacza, że ilość energii powinna pochodzić w bardzo wysokim stopniu z energii ze źródeł odnawialnych, w tym energii ze źródeł odnawialnych wytwarzanej na miejscu lub w pobliżu budynku.

W roku 2010 znowelizowana została także dyrektywa 2002/91/WE w sprawie charakterystyki energetycznej budynków. Celem nowelizacji było między innymi ustanowienie skuteczniejszej promocji, opłacalnej ekonomicznie, poprawy jakości energetycznej budynków.

Zgodnie z zapisami umownymi, projekt aktualizacji „Założeń do planu...” wykonany został w oparciu o następujące państwowe dokumenty i akty prawne:

- i. przepisy ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (tekst jednolity Dz. U. z 2012 r. poz. 1059, z późn. zm.),
- ii. przepisy ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (tekst jednolity Dz. U. z 2013 r. poz. 1232, z późn. zm.),
- iii. przepisy ustawy z dnia 8 marca 1990 r. o samorządzie gminnym (tekst jednolity tekst jednolity Dz. U. z 2013 r. poz. 594),
- iv. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 14 sierpnia 2008 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii (Dz. U. z 2008 r. Nr 156, poz. 969, z późn. zm.),
- v. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 października 2012 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii (Dz. U. z 2012 r. poz. 1229, z późn. zm.),
- vi. Obwieszczenie Ministra Gospodarki z dnia 24 maja 2011 r. w sprawie raportu określającego cele w zakresie udziału energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, w krajowym zużyciu energii elektrycznej na lata 2010-2019 (M. P. z 2011 r. Nr 43, poz. 468),
- vii. Ustawa z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2011 r. Nr 94, poz. 551, z późn. zm.),
- viii. przepisy ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (tekst jednolity Dz. U. z 2012 r. poz. 647, z późn. zm.),
- ix. przepisy ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (tekst jednolity Dz. U. z 2013 r. poz. 1409, z późn. zm.),
- x. przepisy ustawy z dnia 21 listopada 2008 r. o wspieraniu termomodernizacji i remontów (tekst jednolity Dz. U. z 2014 r., poz. 712),
- xi. przepisy 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 (tekst jednolity Dz. U. z 2013 r. poz. 1235, z późn. zm.),
- xii. przepisy ustawy z dnia 18 lipca 2001 r. – Prawo wodne (tekst jednolity Dz. U. z 2012 r. poz. 145, z późn. zm.),
 - xiii. przepisy ustawy z dnia 9 czerwca 2011 r. – Prawo geologiczne i górnicze (tekst jednolity Dz. U. z 2014 r., poz. 613, z późn. zm.),
 - xiv. Obwieszczenie Ministra Gospodarki z dnia 21 grudnia 2009 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2030 r. (M.P. z dnia 14 stycznia 2010 r. Nr 2, poz. 11),
 - xv. Drugi Krajowy Plan Działań dotyczący efektywności energetycznej dla Polski (przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 17 kwietnia 2012 r.),
 - xvi. Uchwała Nr 157 Rady Ministrów z dnia 25 września 2012 r. w sprawie przyjęcia Strategii Rozwoju Kraju 2020 (M. P. z 2012 r. poz. 882).
Krajowy Plan Działań dotyczący efektywności energetycznej dla Polski 2014 – projekt z dnia 10 września 2014 r.
 - xvii. Uchwała Nr 16 Rady Ministrów z dnia 5 lutego 2013 r. w sprawie przyjęcia Długookresowej Strategii Rozwoju Kraju. Polska 2030. Trzecia Fala Nowoczesności (M. P. z 2013 r. poz. 121).
 - xviii. Uchwała Nr 239 Rady Ministrów z dnia 13 grudnia 2011 r. w sprawie przyjęcia Koncepcji Przestrzennego Zagospodarowania Kraju 2030 (M. P. z 2012 r. poz. 252).

Projekt aktualizacji „Założeń do planu...” oparty również została na następujących regionalnych dokumentach strategicznych:

- i. Uchwała Nr 458/XXII/12 Sejmiku Województwa Pomorskiego z dnia 24 września 2012 r. w sprawie przyjęcia Strategii Rozwoju Województwa Pomorskiego 2020,
- ii. Uchwała Nr 1004/XXXIX/09 Sejmiku Województwa Pomorskiego z dnia 26 października 2009 r. w sprawie zmiany Planu zagospodarowania przestrzennego województwa pomorskiego (Dz.Urz.Woj.Pom. z dnia 16.12.2009 r., Nr 172 poz. 3361),
- iii. Uchwała Nr 191/XII/07 Sejmiku Województwa Pomorskiego z dnia 24 września 2007 r. w sprawie przyjęcia Programu Ochrony Środowiska Województwa Pomorskiego na lata 2007 – 2010 z uwzględnieniem perspektywy 2011 – 2014, którego część stanowi Plan Gospodarki Odpadami dla Województwa Pomorskiego 2010 (wraz ze zmianami: Uchwała Nr 1042/XL/09 Sejmiku Województwa Pomorskiego z dnia 30 listopada 2009 r. w sprawie przyjęcia aktualizacji Programu Ochrony Środowiska Województwa Pomorskiego na lata 2007 – 2010 z uwzględnieniem perspektywy 2011 – 2014),
- iv. Uchwała Nr 528/XXV/12 Sejmiku Województwa Pomorskiego z dnia 21 grudnia 2012 r. w sprawie przyjęcia „Programu Ochrony Środowiska Województwa Pomorskiego na lata 2013-2016 z perspektywą do roku 2020”,
- v. Uchwała Nr 754/XXXV/13 Sejmiku Województwa Pomorskiego z dnia 25 listopada 2013 r. w sprawie określenia Programu ochrony powietrza dla strefy aglomeracji trójmiejskiej, w której został przekroczony poziom dopuszczalny pyłu zawieszonego PM10 oraz poziom docelowy benzo(a)pirenu,
- vi. Uchwała Nr 415/XX/12 Sejmiku Województwa Pomorskiego z dnia 25 czerwca 2012 r. w sprawie przyjęcia „Planu Gospodarki Odpadami dla Województwa Pomorskiego 2018”,

- vii. Uchwała Nr 416/XX/12 Sejmiku Województwa Pomorskiego z dnia 25 czerwca 2012 r. w sprawie wykonania „Planu Gospodarki Odpadami dla Województwa Pomorskiego 2018” (Dz.Urz.Woj.Pom. z dnia 18.07.2012 r., poz. 2490)
- viii. Uchwała Nr 470/XXII/12 Sejmiku Województwa Pomorskiego z dnia 24 września 2012 r. zmieniająca uchwałę w sprawie wykonania „Planu Gospodarki Odpadami dla Województwa Pomorskiego 2018” (Dz.Urz.Woj.Pom. z dnia 05.10.2012 r., poz. 3071),
- ix. Uchwała Nr 557/XXVII/13 Sejmiku Województwa Pomorskiego z dnia 25 lutego 2013 r. zmieniająca uchwałę w sprawie wykonania „Planu Gospodarki Odpadami dla Województwa Pomorskiego 2018” (Dz.Urz.Woj.Pom. z dnia 20.03.2013 r., poz. 1459),
- x. Uchwała Nr 764/XXXVI/13 Sejmiku Województwa Pomorskiego z dnia 20 grudnia 2013 r. zmieniająca uchwałę w sprawie wykonania „Planu Gospodarki Odpadami dla Województwa Pomorskiego 2018” (Dz.Urz.Woj.Pom. z dnia 09.01.2014 r., poz. 112),
- xi. Uchwała Nr 840/XXXVIII/14 Sejmiku Województwa Pomorskiego z dnia 31 marca 2014 r. zmieniająca uchwałę w sprawie wykonania „Planu Gospodarki Odpadami dla Województwa Pomorskiego 2018” (Dz.Urz.Woj.Pom. z dnia 05.05.2014 r., poz. 1778).
- xii. Uchwała Nr 931/274/13 Zarządu Województwa Pomorskiego z dnia 8 sierpnia 2013 r. w sprawie przyjęcia Regionalnego Programu Strategicznego w zakresie energetyki i środowiska, Uzasadnienia oraz Podsumowania do Regionalnego Programu Strategicznego w zakresie energetyki i środowiska oraz uchylecia: „Programu rozwoju elektroenergetyki z uwzględnieniem źródeł odnawialnych w województwie pomorskim do 2025 r.”, „Programu małej retencji województwa pomorskiego do roku 2015” i „Programu usuwania azbestu i wyrobów zawierających azbest dla terenu Województwa Pomorskiego”,
- xiii. Uchwała Nr 1348/307/13 Zarządu Województwa Pomorskiego z dnia 6 grudnia 2013 r. w sprawie przyjęcia Roczego Planu Realizacji Regionalnego Programu Strategicznego w zakresie energetyki i środowiska „Ekoefektywne Pomorze” na rok 2014,
- xiv. Uchwała Nr 799/68/07 Zarządu Województwa Pomorskiego z dnia 2 października 2007 r. w sprawie przyjęcia Regionalnego Programu Operacyjnego dla Województwa Pomorskiego na lata 2007 – 2013,
- xv. Uchwała Nr 151/96/08 Zarządu Województwa Pomorskiego z dnia 21 lutego 2008 r. w sprawie zatwierdzenia Uszczegółowienia Regionalnego Programu Operacyjnego dla Województwa Pomorskiego na lata 2007 – 2013¹⁾,

¹ Wymieniona uchwała została zmieniona:

1. uchwałą nr 524/123/08 Zarządu Województwa Pomorskiego z dnia 10 czerwca 2008 roku,
2. uchwałą nr 699/131/08 Zarządu Województwa Pomorskiego z dnia 14 lipca 2008 roku,
3. uchwałą nr 953/145/08 Zarządu Województwa Pomorskiego z dnia 23 września 2008 roku,
4. uchwałą nr 1196/164/08 Zarządu Województwa Pomorskiego z dnia 27 listopada 2008 roku,
5. uchwałą nr 150/183/09 Zarządu Województwa Pomorskiego z dnia 12 lutego 2009 roku,
6. uchwałą nr 314/195/09 Zarządu Województwa Pomorskiego z dnia 19 marca 2009 roku,
7. uchwałą nr 516/210/09 Zarządu Województwa Pomorskiego z dnia 30 kwietnia 2009 roku,
8. uchwałą nr 873/229/09 Zarządu Województwa Pomorskiego z dnia 9 lipca 2009 roku,
9. uchwałą nr 1140/246/09 Zarządu Województwa Pomorskiego z dnia 10 września 2009 roku,
10. uchwałą nr 1241/252/09 Zarządu Województwa Pomorskiego z dnia 1 października 2009 roku,
11. uchwałą nr 1617/279/09 Zarządu Województwa Pomorskiego z dnia 29 grudnia 2009 roku,
12. uchwałą nr 809/331/10 Zarządu Województwa Pomorskiego z dnia 24 czerwca 2010 roku,
13. uchwałą nr 1013/341/10 Zarządu Województwa Pomorskiego z dnia 29 lipca 2010 roku,

- xvi. Uchwała Nr 311/339/14 Zarządu Województwa Pomorskiego z dnia 27 marca 2014 r. w sprawie przyjęcia zarysu projektu Regionalnego Programu Operacyjnego dla Województwa Pomorskiego na lata 2014-2020.

Zakres opracowaniu niniejszego projektu aktualizacji „Założeń do planu...” wynika również z lokalnych dokumentów i strategii:

- i. Uchwała Nr XLIX/1373/10 Rady Miasta Gdańska z dnia 27 maja 2010 r. w sprawie przyjęcia Programu Ochrony Środowiska dla Miasta Gdańska 2011 z uwzględnieniem perspektywy 2012-2014; którego część stanowi Plan Gospodarki Odpadami dla Miasta Gdańska 2011,
- ii. Uchwała Nr XLIX/1669/06 Rady Miasta Gdańska z dnia 30 marca 2006 r. w sprawie uchwalenia "Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe miasta Gdańsk",
- iii. Uchwała Nr XXXIII/1011/04 Rady Miasta Gdańska z dnia 22 grudnia 2004 r. w sprawie przyjęcia programu rozwoju gminy Gdańsk zawartego w dokumencie „Strategia Rozwoju Gdańska do roku 2015”,
- iv. Uchwała Nr XXV/516/12 Rady Miasta Gdańska z dnia 23 kwietnia 2012 r. w sprawie zmiany programu rozwoju gminy Gdańsk zawartego w dokumencie „Strategia Rozwoju Gdańska do roku 2015”,
- v. Uchwała Nr XVIII/431/07 Rady Miasta Gdańska z dnia 20 grudnia 2007 r. w sprawie uchwalenia Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego miasta Gdańska,
- vi. Uchwała Nr LI/1435/10 Rady Miasta Gdańska z dnia 26 sierpnia 2010 r. w sprawie aktualności Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego miasta Gdańska oraz miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego w Gdańsku,
- vii. Uchwała Nr LVI/1307/14 Rady Miasta Gdańska z dnia 28 sierpnia 2014 r. w sprawie aktualności Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego miasta Gdańska oraz miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego w Gdańsku,

-
14. uchwałą nr 1196/353/10 Zarządu Województwa Pomorskiego z dnia 9 września 2010 roku,
 15. uchwałą nr 1474/373/10 Zarządu Województwa Pomorskiego z dnia 18 listopada 2010 roku,\
 16. uchwałą nr 44/14/11 Zarządu Województwa Pomorskiego z dnia 20 stycznia 2011 roku,
 17. uchwałą nr 129/20/11 Zarządu Województwa Pomorskiego z dnia 10 lutego 2011 roku,
 18. uchwałą nr 744/55/11 Zarządu Województwa Pomorskiego z dnia 21 czerwca 2011 roku,
 19. uchwałą nr 1509/102/11 Zarządu Województwa Pomorskiego z dnia 20 grudnia 2011 roku,
 20. uchwałą nr 138/117/12 Zarządu Województwa Pomorskiego z dnia 9 lutego 2012 roku,
 21. uchwałą nr 357/134/12 Zarządu Województwa Pomorskiego z dnia 5 kwietnia 2012 roku,
 22. uchwałą nr 906/166/12 Zarządu Województwa Pomorskiego z dnia 2 sierpnia 2012 roku,
 23. uchwałą nr 1040/173/12 Zarządu Województwa Pomorskiego z dnia 30 sierpnia 2012 roku,
 24. uchwałą nr 1149/182/12 Zarządu Województwa Pomorskiego z dnia 25 września 2012 roku,
 25. uchwałą nr 1273/190/12 Zarządu Województwa Pomorskiego z dnia 30 października 2012 roku,
 26. uchwałą nr 1390/199/12 Zarządu Województwa Pomorskiego z dnia 29 listopada 2012 roku,
 27. uchwałą nr 181/224/13 Zarządu Województwa Pomorskiego z dnia 26 lutego 2013 roku,
 28. uchwałą nr 402/240/13 Zarządu Województwa Pomorskiego z dnia 18 kwietnia 2013 roku,
 29. uchwałą nr 678/259/13 Zarządu Województwa Pomorskiego z dnia 18 czerwca 2013 roku.
 30. uchwałą nr 817/267/13 Zarządu Województwa Pomorskiego z dnia 16 lipca 2013 roku.
 31. uchwałą nr 1106/287/13 Zarządu Województwa Pomorskiego z dnia 26 września 2013 roku,
 32. uchwałą nr 1220/297/13 Zarządu Województwa Pomorskiego z dnia 29 października 2013 roku.
 33. uchwałą nr 1366/308/13 Zarządu Województwa Pomorskiego z dnia 10 grudnia 2013 roku.
 34. uchwałą nr 131/327/14 Zarządu Województwa Pomorskiego z dnia 13 lutego 2014 roku,
 35. uchwałą nr 211/332/14 Zarządu Województwa Pomorskiego z dnia 4 marca 2014 roku,
 36. uchwałą nr 575/356/14 Zarządu Województwa Pomorskiego z dnia 29 maja 2014 roku,
 37. uchwałą nr 851/374/14 Zarządu Województwa Pomorskiego z dnia 7 sierpnia 2014 roku.

- viii. Uchwała Nr XLIX/348/92 Rady Miasta Gdańska z dnia 30 lipca 1992 r. w sprawie utworzenia jednostek pomocniczych Miasta Gdańska w postaci dzielnic/osiedli (ostatnia zmiana – uchwała Nr LIII/1550/10 Rady Miasta Gdańska z dnia 28 października 2010 r. (Dz.Urz.Woj.Pom. z dnia 27.12.2010 r., Nr 166 poz. 3396)),
- ix. Zarządzenie Nr 983/14 Prezydenta Miasta Gdańska z dnia 17 lipca 2014 r. w sprawie ustalenia wykazu jednostek pomocniczych, jednostek organizacyjnych i podmiotów gospodarczych z udziałem Miasta Gdańska oraz miejskich służb, inspekcji i straży,
- x. Miejscowe plany zagospodarowania przestrzennego.

Dodatkowo skorzystano również z materiałów dostępnych na stronach internetowych Urzędu Miejskiego w Gdańsku:

- i. Ocena stanu środowiska w mieście Gdańsku za rok: 2003, 2004, 2005, 2006, 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012,
- ii. Sprawozdanie Prezydenta Miasta Gdańska z realizacji zapisów Rozporządzenia Nr 33/07 z dnia 19 grudnia 2007r. Wojewody Pomorskiego w sprawie programu ochrony powietrza dla aglomeracji trójmiejskiej za rok 2008 i 2009,
- iii. Publikacje proekologiczne – skierowana do dzieci broszura pt. „Jak dbać o środowisko? O tym mówi to tomisko!” oraz broszura pt. „Ekologiczny dekalog mieszkańca Gdańska”,
- iv. Projekt edukacyjny "Promowanie odnawialnych źródeł energii w Gdańsku",
- v. Raporty o stanie miasta i informatory o sytuacji społeczno-gospodarczej.

Projekt aktualizacji „Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla miasta Gdańska” jest dokumentem strategicznym, który określa i precyzuje politykę energetyczną miasta. W jego treści zawarta jest pełna charakterystyka miasta pod względem systemów energetycznych istniejących na jego terenie, bilansu zużycia paliw i energii oraz opis sposobu pokrycia potrzeb energetycznych gminy w chwili obecnej jak również w założonym okresie perspektywicznym.

Głównymi celami niniejszego projektu aktualizacji „Założeń...” są przede wszystkim:

- i. ocena stanu bezpieczeństwa energetycznego miasta, w stanie obecnym, jak również w perspektywie do roku 2031,
- ii. ocena planów rozwojowych przedsiębiorstw energetycznych, prowadzących swoją działalność na terenie Gdańska, w świetle bezpieczeństwa energetycznego miasta oraz strategii jego rozwoju,
- iii. ocena realizacji zadań przewidzianych w „Projekcie założeń” z roku 2006,
- iv. promocja rozwoju konkurencji na lokalnym rynku zaopatrzenia w energię,
- v. propozycja optymalnego modelu pokrycia potrzeb energetycznych na terenie miasta,
- vi. ocena lokalnego potencjału energii odnawialnej wraz z identyfikacją możliwości jej wykorzystania,
- vii. propozycje zastosowania działań służących poprawie efektywności energetycznej w poszczególnych systemach energetycznych zaopatrujących miasto oraz wśród odbiorców ciepła, energii i paliw,
- viii. poprawa stanu środowiska naturalnego,
- ix. zapewnienie odbiorcom energii pełnego dostępu do usług energetycznych, przy zachowaniu ich racjonalnej ceny,
- x. minimalizacja kosztów usług energetycznych,

- xi. zapewnienie zgodności rozwoju energetycznego miasta z „Polityką energetyczną Polski”,
- xii. określenie i analiza obszaru współpracy z sąsiadującymi gminami w zakresie zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe,
- xiii. doprecyzowanie definicji lokalnego rynku energii na potrzeby zainteresowanych przedsiębiorstw energetycznych, w celu uwiarygodnienia popytu na energię a przez to minimalizację ryzyka nietrafionych inwestycji w zakresie wytwarzania, przesyłu i dystrybucji ciepła i energii.

HARMONOGRAM PRAC NAD PROJEKTEM ORAZ ŹRÓDŁA INFORMACJI

Pierwszym etapem prac przy tworzeniu projektu aktualizacji „Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe miasta Gdańska” był proces pozyskiwania danych wejściowych do dalszych obliczeń, analiz i rozważań.

Głównym źródłem informacji, które posłużyły jako dane wyjściowe do realizacji przedmiotowego dokumentu pozyskano przede wszystkim z Urzędu Miejskiego w Gdańsku a w szczególności z jego poszczególnych Wydziałów:

- i. Wydział Gospodarki Komunalnej,
- ii. Wydział Środowiska,
- iii. Wydział Polityki Gospodarczej,
- iv. Wydział Programów Rozwojowych,

Szereg danych zebrano również w oparciu o informacje dostarczone przez następujące podmioty:

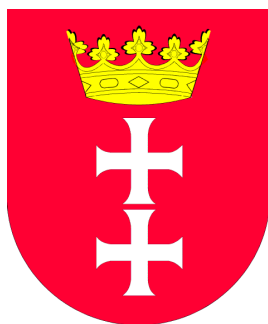
- i. Gdański Zarząd Nieruchomości Komunalnych SZB,
- ii. Biuro Rozwoju Gdańska,
- iii. Gdańska Agencja Rozwoju Gospodarczego Sp. z o.o.,
- iv. Centrum Hewelianum,
- v. Gdańska Infrastruktura Wodociągowo-Kanalizacyjna Sp. z o.o.,
- vi. Zakład Utylizacyjny Sp. z o.o.,
- vii. Zakład Komunikacji Miejskiej Sp. z o.o.,
- viii. Powiatowy Inspektor Nadzoru Budowlanego dla miasta na prawach powiatu w Gdańsku,
- ix. Urzędy Gmin sąsiadujących z miastem Gdańsk,
- x. Wojewódzki Ośrodek Dokumentacji Geodezyjnej i Kartograficznej.

W zakresie materiałów i danych dotyczących systemów energetycznych miasta, z prośbą o informacje zwrócono się do następujących przedsiębiorstw energetycznych działających na terenie miasta Gdańska:

- i. EDF Polska S.A, Oddział Wybrzeże,
- ii. Gdańskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.,
- iii. Przedsiębiorstwo Usług Energetycznych i Komunalnych Unikom Sp. z o.o.,
- iv. Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Gdańsku (obecnie, po konsolidacji PGNiG z dniem 12.09.2013 r., przyjęła nazwę „Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. Oddział w Gdańsku),
- v. Polskie Sieci Elektroenergetyczne Północ S.A.,
- vi. ENERGA-Operator S.A.,
- vii. ENERGA-Obrót S.A.
- viii. PKP Energetyka S.A. Oddział w Warszawie – Dystrybucja Energii Elektrycznej, Północny Rejon Dystrybucji

Przeprowadzono również ankietyzację największych przedsiębiorstw przemysłowych działających na terenie miasta Gdańsk oraz inwentaryzację zasobów mieszkaniowych największych spółdzielni mieszkaniowych. Po uzyskaniu wszystkich informacji i materiałów oraz wypełnionych ankiet, nastąpił proces analizy danych i obliczeń dotyczących poszczególnych sektorów gospodarki energetycznej miasta a także wprowadzanie danych na mapy cyfrowe, gdzie wrysowywano przebieg systemów ciepłowniczego, elektroenergetycznego i gazowniczego. Mapy systemów energetycznych miasta Gdańsk stanowią załącznik do niniejszego dokumentu.

Projekt aktualizacji Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe miasta Gdańska



STRESZCZENIE I REKOMENDACJE



SPIS TREŚCI

1.	GŁÓWNE CELE „PROJEKTU ZAŁOŻEŃ”	14
2.	OCENA STANU AKTUALNEGO SYSTEMÓW ENERGETYCZNYCH	15
2.1.	SYSTEM CIEPŁOWNICZY	15
2.2.	SYSTEM ELEKTROENERGETYCZNY	15
2.3.	SYSTEM GAZOWNICZY	16
3.	BILANS POTRZEB ENERGETYCZNYCH.....	17
3.1.	BILANS POTRZEB GRZEWCZYCH – STAN OBECNY	17
3.2.	BILANS POTRZEB GRZEWCZYCH – STAN PROGNOZOWANY	18
3.3.	BILANS POTRZEB ELEKTROENERGETYCZNYCH – STAN OBECNY.....	19
3.4.	BILANS POTRZEB ELEKTROENERGETYCZNYCH – STAN PROGNOZOWANY	19
3.5.	BILANS POTRZEB W ZAKRESIE GAZU SYSTEMOWEGO – STAN OBECNY	20
3.6.	BILANS POTRZEB W ZAKRESIE GAZU SYSTEMOWEGO – STAN PROGNOZOWANY.....	21
4.	ENERGIA ODNAWIALNA I LOKALNE NADWYŻKI ENERGII.....	22
4.1.	ENERGIA ODNAWIALNA.....	22
4.2.	LOKALNE NADWYŻKI ENERGII	22
5.	PLANY ROZWOJU PRZEDSIĘBIORSTW ENERGETYCZNYCH A KIERUNKI ROZWOJU MIASTA	23
6.	ROZWÓJ GOSPODARKI SKOJARZONEJ	24
7.	PODSUMOWANIE I REKOMENDACJE	25
7.1.	ZMIANY ZAPOTRZEBOWANIA NA ENERGIĘ FINALNĄ DO ROKU 2031	25
7.2.	POPRAWA STANU ŚRODOWISKA NATURALNEGO.....	25
7.3.	ANALIZA SWOT POSZCZEGÓLNYCH SYSTEMÓW ENERGETYCZNYCH GDAŃSKA.....	28
7.4.	REKOMENDACJE.....	29
7.5.	WNIOSKI KOŃCOWE.....	30

1. GŁÓWNE CELE „PROJEKTU ZAŁOŻEŃ”

Przyjęte uchwałą rady gminy „Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwo gazowe” to dokument, który na poziomie strategicznym określa i uszczegóławia politykę energetyczną gminy. Zawierają one pełną charakterystykę gminy w zakresie źródeł zasilania, sieci przesyłowych i dystrybucyjnych wraz z bilansem zużycia energii i paliw. Innymi słowy jest to dokument określający w założonym okresie, potrzeby energetyczne gminy oraz możliwości i sposób ich pokrycia.

Główne cele „Projekt założeń”:

- i. ocena stanu bezpieczeństwa energetycznego gminy w zakresie stanu istniejącego jak również perspektywy bilansowej,
- ii. ocena dostosowania planów rozwojowych przedsiębiorstw energetycznych do strategii rozwoju społeczno-gospodarczego gminy,
- iii. rozwój konkurencji na rynku energii,
- iv. zaproponowanie optymalnego modelu pokrycia potrzeb energetycznych na terenie gminy,
- v. zapewnienie odbiorcom energii pełnej dostępności usług energetycznych oraz ich racjonalnej ceny,
- vi. optymalizacja kosztów usług energetycznych,
- vii. zapewnienie zgodności rozwoju energetycznego gminy z „Polityką energetyczną Polski”,
- viii. stworzenie warunków dla pełnego rozwoju gospodarki skojarzonej, oraz ocena potencjału paliw odnawialnych ze wskazaniem możliwości jej wykorzystania,
- ix. poprawa stanu środowiska naturalnego,
- x. lepsze zdefiniowanie przedsiębiorstw energetycznym przyszłego, lokalnego rynku energii, uwiarygodnienia popytu na energię, a co za tym idzie uniknięcie nietrafionych inwestycji w zakresie wytwarzania, przesyłu i dystrybucji energii.

Sposób realizacji powyższych zadań został szczegółowo opisany w kolejnych rozdziałach projektu aktualizacji „Założeń”.

Projekt aktualizacji „Założeń” jest zgodny między innymi z wymaganiami Ustawy „Prawo Energetyczne”, jak również z założeniami „Polityki energetycznej Polski do roku 2030”.

2. OCENA STANU AKTUALNEGO SYSTEMÓW ENERGETYCZNYCH

2.1. System ciepłowniczy

Potrzeby ciepłne miasta Gdańska pokrywane są dzięki pracy:

- i. miejskich scentralizowanych systemów ciepłowniczych,
- ii. kotłowni lokalnych,
- iii. indywidualnych źródeł ciepła, w tym systemów etażowych,
- iv. źródeł przemysłowych (zakładowych)

W mieście Gdańsku funkcjonują cztery wysokoparametrowe systemy ciepłownicze należące do Grupy GPEC: trzy systemy Gdańskiego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. (zasilane z Elektrociepłowni Gdańskiej, EC Matarnia oraz ciepłowni Osowa) oraz jeden system GPEC Matarnia Sp. z o.o.

Łączne zapotrzebowanie mocy cieplnej systemów ciepłowniczych GPEC'u wynosi ok. 811 MW zaspokajając tym samym około 44% potrzeb ciepłych miasta i 54% potrzeb ciepłych budynków mieszkalnych i użyteczności publicznej. Moc zamówiona z systemu ciepłowniczego zarządzanego przez GPEC Matarnia Sp. z o.o. stanowi około 0,4% potrzeb ciepłych miasta.

Generalnie stan techniczny systemowych źródeł ciepła jest dość zróżnicowany. Źródłem ciepła, którego stan techniczny oceniono na bardzo dobry jest EC Wybrzeże. W dobrym stanie technicznym jest ciepłownia Osowa i ciepłownia GPEC Matarnia, Elektrociepłownia Matarnia wymaga remontu generalnego bądź wymiany modułów kogeneracyjnych na nowe.

Systemy dystrybucyjne zostały w ostatnich latach istotnie zmodernizowane i są w dobrym stanie technicznym.

Podsumowując, należy stwierdzić, że zarówno źródła ciepła jak i systemy przesyłowe gwarantują bezpieczeństwo i jakość dostaw dla odbiorców na terenie miasta Gdańska. W poważnym stopniu jest to spowodowane zrealizowanym przez GPEC 10-letnim Pakietem Inwestycyjnym (2004-2013) o wartości blisko 400 mln PLN oraz kolejnymi ambitnymi planami inwestycyjnymi do roku 2020. Szczegółowa analiza systemu zaopatrzenia w ciepło Gdańska została wykonana w rozdziale III niniejszego projektu.

2.2. System elektroenergetyczny

Na terenie miasta Gdańsk zlokalizowane są następujące elementy infrastruktury elektroenergetycznej:

- i. źródła energii elektrycznej,
- ii. sieci przesyłowe – fragment Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE),
- iii. miejska sieć dystrybucyjna.

Za wymienione elementy tej infrastruktury odpowiedzialne są poszczególne przedsiębiorstwa elektroenergetyczne działające na rynku polskim i lokalnym.

Fragmentami krajowej sieci przesyłowej zasilającej sieć dystrybucyjną na terenie miasta Gdańsk są:

- i. linie najwyższych napięć (NN) 400 kV,
- ii. linie najwyższych napięć (NN) 220 kV,
- iii. stacje elektroenergetyczne NN/WN 400/110 kV,
- iv. stacje elektroenergetyczne NN/WN 220/110 kV.

Praca miejskiej sieć dystrybucyjnej, oparta na liniach 110 kV przebiegała w ciągu ostatnich 3 lat bez żadnych zakłóceń. Zdecydowana większość tych linii znajduje się w dobrym stanie, linie są modernizowane i remontowane na bieżąco wg założonego planu remontowego. Jedynie linie Leśniewo – Motława oraz Gdańsk Błonie – Pleniewo są w złym lub dostatecznym stanie technicznym. Linia Gdańsk Błonie – Pleniewo przekroczyła założony średni czas życia, jednak przeprowadzone naprawy przywróciły zadowalającą sprawność tej linii.

Prowadzona przez ENERGA-Operator SA polityka w zakresie remontów sieci wysokiego napięcia zapewnia wystarczający poziom bezpieczeństwa dostawy energii elektrycznej do poszczególnych GPZ-tów, a planowana budowa nowych sieci i modernizacje istniejących w pełni zabezpieczą przyszłe potrzeby w zakresie energii elektrycznej.

Istniejące stacje GPZ (400/100 kV i 220/110 kV) charakteryzują się dobrym stanem technicznym i zapewniają wysoki poziom bezpieczeństwa w zakresie dostawy energii elektrycznej.

Szczegółowa analiza systemu elektroenergetycznego została wykonana w rozdziale IV niniejszego projektu.

2.3. System gazowniczy

Na terenie miasta Gdańsk zlokalizowane są następujące elementy infrastruktury gazowniczej:

- i. stacje redukcyjno-pomiarowe,
- ii. sieć gazownicza średnioprężna.

Sieć wysokoprężna zasilająca miasto Gdańsk w gaz ziemny (gazociągiem wysokiego ciśnienia relacji Włocławek-Wybrzeże) oraz stacje redukcyjne I° zlokalizowane są poza terenem miasta. Układ wysokiego ciśnienia jest utrzymywany w dobrym stanie technicznym pokrywa obecne zapotrzebowanie na gaz. Sieci wysokiego zapewniają wysoki stopień bezpieczeństwa dostaw gazu tak na dzień dzisiejszy jak również w perspektywie roku 2031.

Stacje redukcyjne I° zarówno od strony przepustowości jak i stanu technicznego nie stanowią zagrożenia co do pewności zasilania Miasta. Obciążone są w około 54%, występują więc rezerwy zasilania, które mogą być wykorzystane do nowych podłączeń.

Wykonana analiza stanu istniejącego pozwala na stwierdzenie, iż sieci średniego ciśnienia i stacje redukcyjne II° nie stanowią zagrożenia co do pewności zasilania Miasta. W latach 1992 –1996 wymieniona została większość gazociągów średniego ciśnienia. Zdecydowana większość sieci średnioprężnej wykonana jest w nowoczesnej technologii PE (61,4%). Gazociągi stalowe to 38,6 % całkowitej długości sieci średniego ciśnienia.

Układ rozdzielczy gazu średniego ciśnienia i niskiego znajduje się w dobrym stanie technicznym. Nowe inwestycje w gazociągi realizowane są w technologii PE.

Szczegółowa analiza systemu gazowniczego przedstawiona została w rozdziale V niniejszego projektu.

3. BILANS POTRZEB ENERGETYCZNYCH

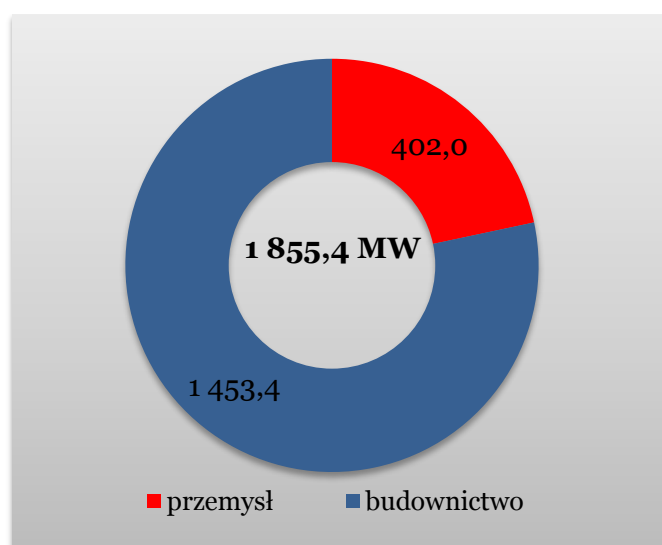
3.1. Bilans potrzeb grzewczych – stan obecny

Dla potrzeb niniejszego opracowania bilans potrzeb cieplnych wykonano dla sześciu obszarów bilansowych, które zdefiniowane zostały w oparciu o obowiązujący podział administracyjny i pokrywają się z tzw. głównymi jednostkami administracyjnymi miasta:

- i. Południe
- ii. Oliwa
- iii. Port
- iv. Śródmieście
- v. Wrzeszcz
- vi. Zachód

Zapotrzebowanie na ciepło wyznaczone dla ww. 6 jednostek administracyjnych pozwoliło na wykonanie bilansu potrzeb cieplnych całego miasta.

Bilanse potrzeb cieplnych wykonano w podziale na budownictwo mieszkaniowe, budownictwo pozostałe (obiekty użyteczności publicznej, usługi, handel itp.) oraz przemysł. W wyniku przeprowadzonych obliczeń wyznaczono zatem łączne zapotrzebowanie na moc cieplną miasta Gdańsk, które wynosi ok. 1 855,4 MW, z czego 78% stanowi zapotrzebowanie na ciepło budownictwa, a 22% zapotrzebowanie wynikające z potrzeb przemysłu (rysunek 1). Zapotrzebowanie to odpowiada ok. 14 267 TJ ciepła konsumowanego rocznie. Udział poszczególnych składników bilansu energii wynosi: $Q_{c.o.} = 9\,559$ TJ (67%), $Q_{c.w.u.} = 1\,141$ TJ (8%), $Q_{techn.} = 3\,567$ TJ (25%). Całkowite zapotrzebowanie na energię pierwotną, odpowiadające finalnemu zapotrzebowaniu na ciepło Gdańska, kształtuje się na poziomie ok. 24 900 TJ, co odpowiada około 594 738 tonom oleju ekwiwalentnego (0,595 Mtoe). Szczegółowe dane dotyczące sposobu pokrycia zapotrzebowania na ciepło za pomocą poszczególnych paliw i nośników energii pokazano w rozdziale VI „Stan zanieczyszczenia atmosfery (...)” niniejszego opracowania.



Rys. 1. Bilans potrzeb cieplnych miasta Gdańska w roku 2012.

3.2. Bilans potrzeb grzewczych – stan prognozowany

Jak wspomniano wcześniej, podstawę do określenia przewidywanego zapotrzebowania na moc cieplną stanowi przyjęta **ścieżka rozwoju miasta** uwzględniająca kierunki rozwoju miasta określone w Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego miasta Gdańska z roku 2007 i w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego oraz prognozy rozwoju budownictwa w poszczególnych jednostkach urbanistycznych w perspektywie roku 2015, 2020 i 2031 dostarczone przez Biuro Rozwoju Gdańska.

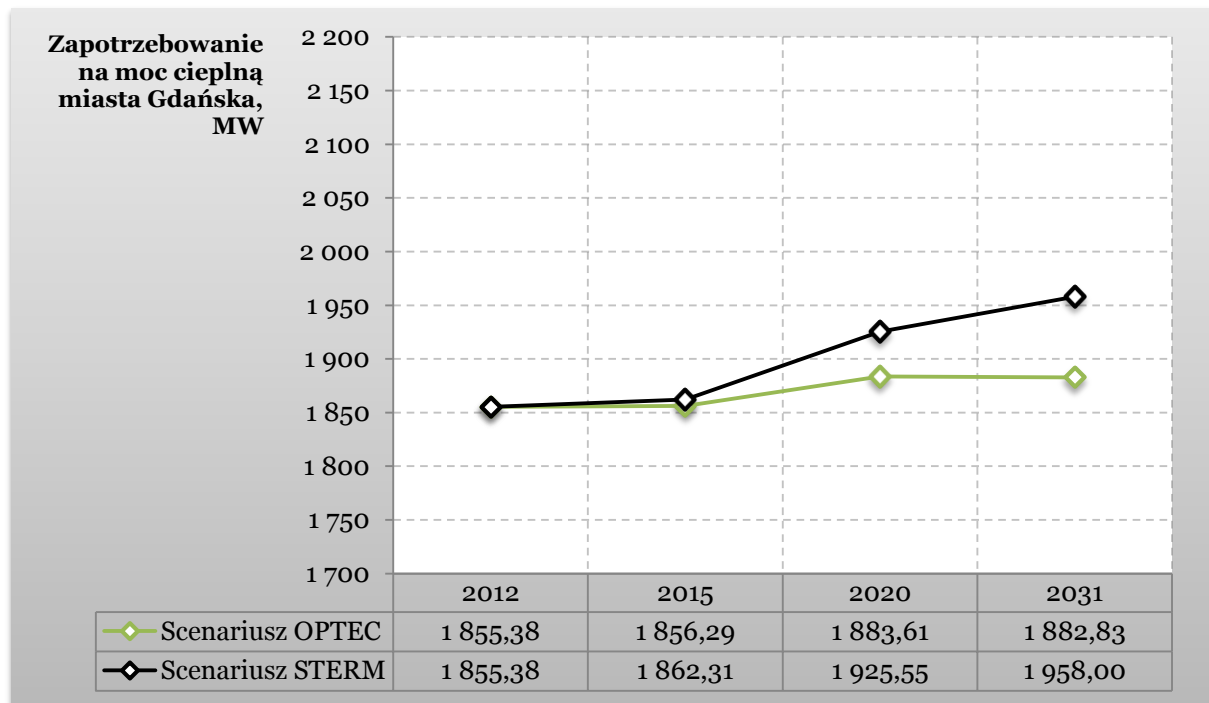
Ścieżka rozwoju miasta jest bazą do wyznaczania zapotrzebowania zarówno na ciepło jak i energię elektryczną i paliwa gazowe, w oparciu o wybrane scenariusze rozwoju, zaprojektowane dla poszczególnych sektorów.

Dla potrzeb niniejszego opracowania, projektowany scenariusz zmian zapotrzebowania na ciepło wykonano w dwóch wariantach:

- i. wariantcie optymalnym energetycznie (scenariusz OPTEC),
- ii. wariantcie stagnacji termomodernizacyjnej (scenariusz STERM).

Bilanse sporządzono dla poszczególnych 6 głównych jednostek administracyjnych: Śródmieścia, Wrzeszcza, Oliwy, Południa, Zachodu oraz Portu, co było podstawą do zbudowania bilansu energetycznego dla całego miasta w perspektywie roku 2015, 2020 i 2031. Bilanse uwzględniają przyrost zapotrzebowania na moc cieplną wynikający z realizacji nowego budownictwa jak również zmniejszenie zapotrzebowania na moc cieplną istniejącego budownictwa związane z prowadzeniem działań termomodernizacyjnych.

Na rysunku 2 przedstawiono zestawienie zbiorcze bilansu cieplnego miasta Gdańska dla poszczególnych scenariuszy rozwoju.



Rys. 2. Zestawienie zbiorcze wyników obliczeń bilansu cieplnego miasta Gdańsk dla założonych scenariuszy rozwoju – w perspektywie do roku 2031.

W przypadku scenariusza optymalnego energetycznie OPTEC, zapotrzebowanie na moc cieplną utrzymuje się w rozpatrywanym horyzoncie czasowym na stałym poziomie, z niewielką tendencją wzrostową. Scenariusz stagnacji termomodernizacyjnej cechuje

się wzrostową tendencją zapotrzebowania na moc, przy czym tempo wzrostu jest większe, niż dla wariantu OPTEC, z tendencją do zmniejszania się po roku 2021, ze względu na zaostrzenie norm w zakresie energochłonności nowobudowanych budynków.

Scenariusz optymalny energetycznie zakłada prawie całkowite wypełnienie struktur terenów rozwojowych, przy jednoczesnym bardzo intensywnym procesie termomodernizacji i działań racjonalizujących gospodarowanie energią na terenie miasta (m.in. przeprowadzanie pełnych programów termomodernizacyjnych). Jak wynika z danych przedstawionych na rysunku 2, zapotrzebowanie na moc ciepłą w perspektywie roku 2031 jest ostatecznie zbliżone dla poziomu wyjściowego (niewiele przekracza stan w roku 2012).

Wzrost zapotrzebowania na ciepło w scenariuszu STERM wynika ze znacznie mniejszego tempa procesów termomodernizacyjnych niż w scenariuszu OPTEC rozwoju przy takiej samej, dynamicznej ścieżce rozwoju miasta. Zarówno w scenariuszu optymalnie energetycznym, jak i rozwoju stagnacji termomodernizacyjnej, wskaźniki mieszkalnej powierzchni użytkowej przypadającej na 1 mieszkańca w roku 2031 wyniosą: 35 m²/mieszkańca. Wyhamowanie tendencji wzrostowej zapotrzebowania na ciepło w obu analizowanych scenariuszach wynika nie tylko z nowych wymagań dotyczących energochłonności budownictwa lecz także ograniczona chłonność terenów rozwojowych Gdańska.

Szczegółowe dane dotyczące obecnego i przyszłego zapotrzebowania na moc ciepłą przedstawiono w rozdziale III i VIII niniejszego Projektu.

3.3. Bilans potrzeb elektroenergetycznych – stan obecny

Aktualne zapotrzebowanie łączne na moc elektryczną odbiorców zlokalizowanych na terenie miasta Gdańska (uwzględniające zapotrzebowanie na moc sieci trakcyjnej tramwajowej i kolejowej) wynosi ok. 327,13 MW_e. Zużycie energii elektrycznej na terenie miasta Gdańska w roku 2012 wynosiło około 1 600 GWh².

3.4. Bilans potrzeb elektroenergetycznych – stan prognozowany

Podobnie jak w przypadku prognozy zapotrzebowania na ciepło, podstawę do określenia przewidywanego zapotrzebowania na moc elektryczną stanowią kierunki rozwoju miasta określone w Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego miasta Gdańska z roku 2007 i w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego oraz prognozy rozwoju budownictwa w poszczególnych jednostkach urbanistycznych w perspektywie roku 2015, 2020 i 2031 dostarczone przez Biuro Rozwoju Gdańska.

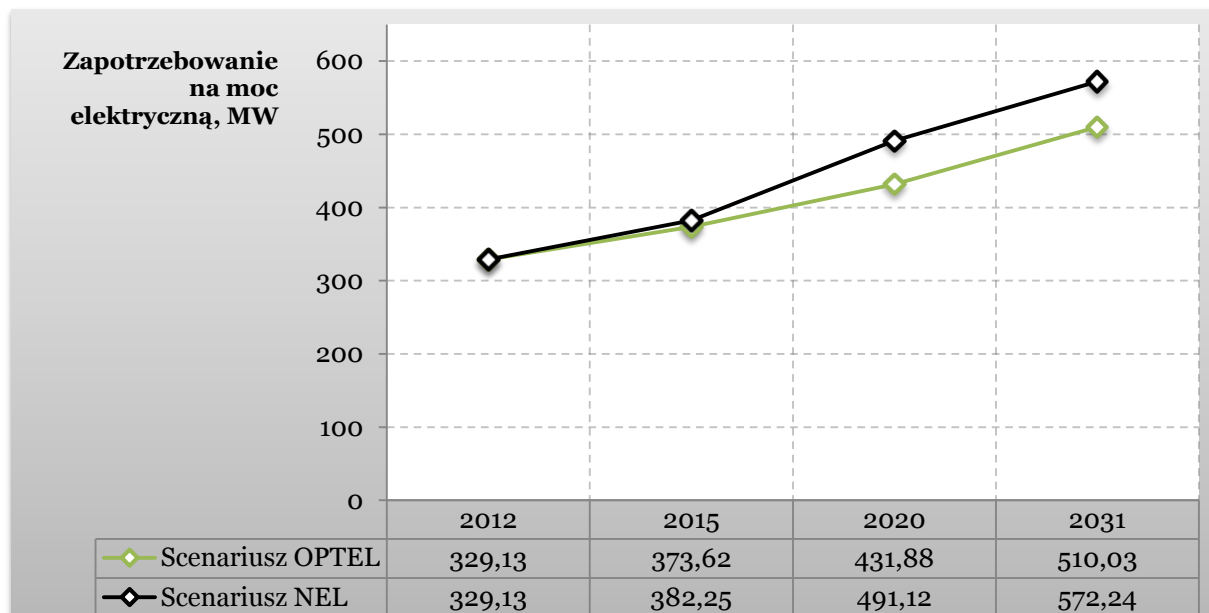
Bazując na prognozach rozwoju miasta w zakresie budownictwa (przyrosty nowej substancji) oraz na prognozach w zakresie wykorzystania terenów rozwojowych (funkcje mieszkaniowe, usługowe i przemysłowe) a także na spodziewanych działaniach w zakresie poprawy efektywności, mogących ograniczyć zapotrzebowania na moc elektryczną sporządzono bilanse zmian zapotrzebowania w dwóch wariantach:

- i. wariantcie optymalnego rozwoju energetycznego (scenariusz OPTEL),
- ii. wariantcie budowy nowych źródeł mocy (scenariusz NEL).

Na rysunku 3 przedstawiono zestawienie zbiorcze bilansu zapotrzebowania na moc elektryczną miasta Gdańska dla poszczególnych scenariuszy rozwoju. Podobnie jak w przypadku ciepła, w przypadku scenariusza stagnacji zapotrzebowanie na moc elektryczną utrzymuje się w rozpatrywanym horyzoncie czasowym na stałym poziomie,

² Wg danych Energa. W roku 2003 zapotrzebowanie na moc i zużycie wynosiły odpowiednio 271 MW i 1326 GWh

z niewielką tendencją wzrostową. Zarówno scenariusz optymalnego rozwoju jak i scenariusz optymistyczny cechują się dużą wzrostową tendencją zapotrzebowania na moc, przy czym tempo wzrostu w przypadku wariantu maksymalnego jest znacznie większe niż dla wariantu bazowego.

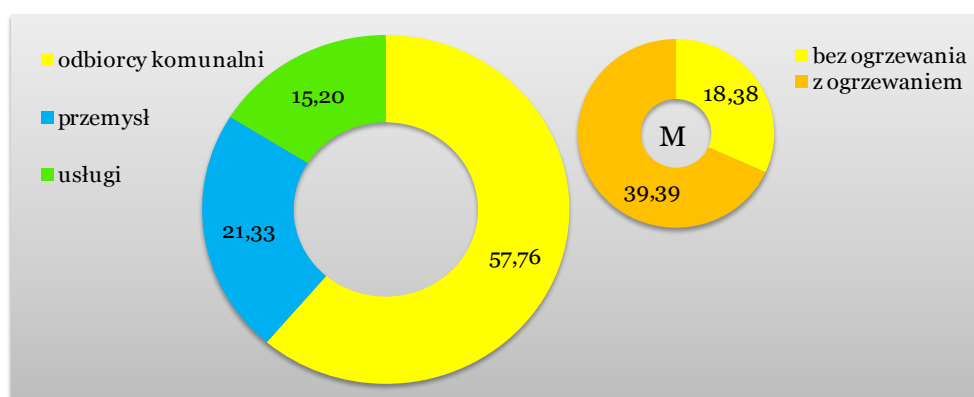


Rys. 3. Zestawienie zbiorcze wyników obliczeń bilansu zapotrzebowania na moc elektryczną miasta Gdańsk dla założonych scenariuszy rozwoju – w perspektywie do roku 2031.

Szczegółowe dane dotyczące obecnego i przyszłego zapotrzebowania na moc elektryczną miasta Gdańska przedstawiono w rozdziale IV i VIII niniejszego Projektu.

3.5. Bilans potrzeb w zakresie gazu systemowego – stan obecny

Potrzeby gazu ziemnego miasta Gdańska wynikają przede wszystkim z zapotrzebowania na ciepło odbiorców komunalnych, w tym odbiorców, którzy zużywają gaz na cele grzewcze (centralne ogrzewanie, w tym realizowane za pomocą wentylacji i klimatyzacji) oraz na cele przygotowania ciepłej wody użytkowej. Część zapotrzebowania na gaz przeznaczane jest także na produkcję ciepła na tzw. potrzeby technologiczne, które w znacznej mierze generowane są przez zakłady przemysłowe zlokalizowane na terenie miasta. Strukturę konsumpcji gazu ziemnego przez odbiorców w mieście Gdańsku w roku 2011 przedstawiono na rysunku 4.



Rys. 4. Struktura odbiorców gazu w mieście Gdańsku (stan na rok 2011), w mln m³.

Zgodnie z danymi przedstawionymi w rozdziale V niniejszego opracowania, aktualne roczne zapotrzebowanie na gaz ziemny miasta Gdańska kształtuje się na poziomie ok. 94 mln m³. Zapotrzebowanie to generowane jest przez w większości przez odbiorców komunalnych (ponad 60% całości potrzeb miasta).

3.6. Bilans potrzeb w zakresie gazu systemowego – stan prognozowany

W przypadku prognozy zmian zapotrzebowania na paliwa gazowe Gdańska w perspektywie do roku 2031 wzięto pod uwagę założenia przyjęte wcześniej do projektowania scenariuszy zapotrzebowania zarówno na ciepło jak i na energię elektryczną. W analizie uwzględniono również spodziewany ujemny trend demograficzny w mieście Gdańsku.

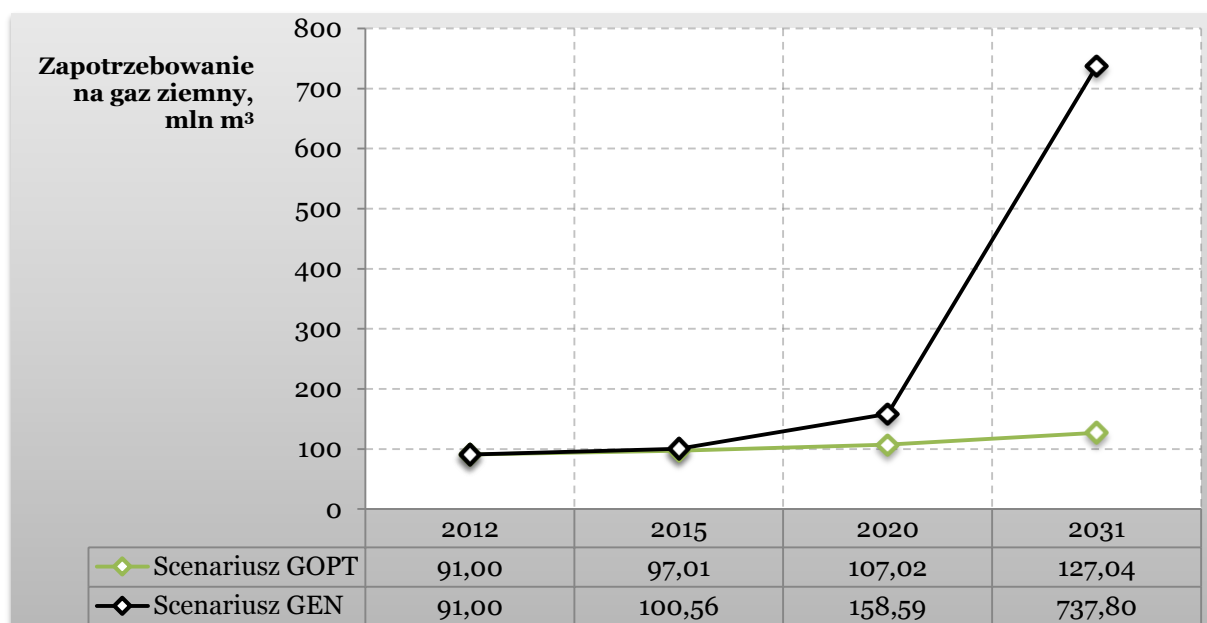
Zapotrzebowanie na gaz ziemny wyznaczono dla dwóch scenariuszy:

- i. wariant optymalnego rozwoju (scenariusz GOPT),
- ii. wariant nowych źródeł gazowych (scenariusz GEN).

W wariantcie optymalnego rozwoju GOPT pojawiają się dodatkowe zużycia gazu ziemnego przez nowe kogeneracyjne źródła energii elektrycznej, o łącznej mocy elektrycznej ok. 20 MW co odpowiada rocznemu zużyciu na poziomie ok. 50 mln m³. Wariant GEN zakłada budowę nowych zawodowych źródeł mocy elektrycznej ok. 400 MW – gazowej elektrowni lub elektrociepłowni w dzielnicy Płonia.

Spowoduje to dalszy wzrost zapotrzebowania o ok. 520 mln m³ gazu ziemnego rocznie. Zarówno w wariantcie optymalnym GOPT jak maksimum wariantcie GEN, uwzględniono realizację planów gazyfikacji Wyspy Sobieszewskiej (docelowe zapotrzebowanie na gaz ziemny na poziomie ok. 7 mln m³ rocznie).

Zestawienie porównawcze zapotrzebowania na gaz ziemny dla projektowanych scenariuszy pokazano na rysunku 5.



Rys. 5. Zestawienie zbiorcze wyników obliczeń bilansu zapotrzebowania na gaz ziemny Gdańsk dla założonych scenariuszy rozwoju – w perspektywie do roku 2031.

Szczegółowe dane dotyczące obecnego i przyszłego zapotrzebowania paliwa gazowe miasta Gdańska przedstawiono w rozdziale V i VIII niniejszego projektu aktualizacji Założeń.

4. ENERGIA ODNAWIALNA I LOKALNE NADWYŻKI ENERGII

4.1. Energia odnawialna

Dla potrzeb niniejszego opracowania dokonano oceny lokalnych zasobów energii odnawialnej i możliwości ich wykorzystania. Przeanalizowano następujące możliwości wykorzystania następujących zasobów energii odnawialnej:

- i. energii wodnej,
- ii. energii biomasy
- iii. energii słonecznej,
- iv. energii wiatrowej,
- v. energii geotermalnej.

Zgodnie z analizą wykonaną w rozdziale VII niniejszego projektu aktualizacji Założeń, stwierdzić należy, że największe możliwości wykorzystania paliw odnawialnych leżą po stronie energii słońca – poprzez wykorzystanie systemów kolektorów słonecznych (do produkcji ciepła) i paneli PV (do produkcji energii elektrycznej), energii geotermalnej (geotermia niskich entalpii z wykorzystaniem pomp ciepła) oraz energii biomasy (energetyczne wykorzystanie gazów odpadowych – biogazu z fermentacji osadów ściekowych oraz gazu składowiskowego). Wyżej wymienione możliwości wykorzystanie OZE znajdują swoje miejsce w sektorze tzw. energetyki rozproszonej.

Ze względu na spodziewane uwarunkowania prawne, znaczenie biomasy stałej jako paliwa do produkcji ciepła i energii elektrycznej poprzez współspalanie jej z węglem, może się znacznie zmniejszyć.

4.2. Lokalne nadwyżki energii

Rezerwę mocy cieplnej posiadają źródła ciepła funkcjonujących na terenie miasta systemów ciepłowniczych. Rezerwy te wynoszą odpowiednio:

- i. Elektrociepłownia Gdańska: rezerwa ok. 40 MW,
- ii. EC Matarnia: rezerwa ok. 1,8 MW (konieczny remont),
- iii. ciepłownia GPEC Matarnia: rezerwa ok. 12,74 MW, w tym ciepło na potrzeby c.o. 10,93 MW³.

Sugerowany wariant pokrycia potrzeb cieplnych zakłada wykorzystanie tych rezerw, co spowoduje poprawę sprawności wytwarzania ciepła w powyższych źródłach.

Dane dotyczące mocy zainstalowanych urządzeń w źródłach ciepła oraz produkcji ciepła zamieszczono w rozdziale III.

³ stan na dzień 23.06.2012

5. PLANY ROZWOJU PRZEDSIĘBIORSTW ENERGETYCZNYCH A KIERUNKI ROZWOJU MIASTA

Celem, dla którego opracowuje się projekt założeń, jest porównanie planowanych przez poszczególne przedsiębiorstwa energetyczne działań modernizacyjno-inwestycyjnych z kierunkami rozwoju określonymi w założeniach. W poszczególnych rozdziałach (III, IV i V) opisano konkretne działania związane z rozwojem systemów sieciowych jak również źródeł wytwórczych, a następnie porównano je z zakresem działań określonym w projekcie założeń oraz dokonano oceny możliwości pokrycia przyszłego zapotrzebowania na energię odbiorców na terenie miasta (określonego w rozdziale VIII). Porównanie to wykonano dla trzech horyzontów czasowych tj. do roku 2015, 2020 i 2031.

Zasadniczy wniosek z wykonanej analizy jest następujący: plany rozwojowe wszystkich systemów energetycznych zgodne są z celami przedstawionymi w niniejszym opracowaniu, a co za tym idzie pełni zabezpieczą nowe potrzeby ciepłe, elektroenergetyczne i gazowe wynikające z rozwoju społeczno-gospodarczego miasta Gdańska.

6. ROZWÓJ GOSPODARKI SKOJARZONEJ

Jedną z możliwości zwiększenia efektywności energetycznej gdańskich systemów produkcji ciepła jest tzw. skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej (kogeneracja). Na terenie Gdańska skojarzona gospodarka ciepłno-energetyczna jest i może być realizowana zarówno w dużych zawodowych blokach energetycznych – w tzw. elektrociepłowniach zawodowych, jak i na mniejszą skalę (kogeneracja małej mocy i mikrokogeneracja), tworząc segment tzw. energetyki rozproszonej.

Analizując możliwości rozwoju istniejącej na terenie Gdańska infrastruktury ciepłowniczej i możliwości jej wykorzystania do zaspakajania potrzeb ciepłych w perspektywie do roku 2031 ze szczególnym uwzględnieniem kogeneracji, wytypowano następujące kierunki możliwych rozwiązań:

- i. wprowadzenie kogeneracji gazowej w podstawę obciążeń ciepłych (ciepłowni lokalnych) zaopatrujących odbiorców w ciepło przez cały rok (poza sezonem grzewczym w ciepło dla potrzeb przygotowania ciepłej wody użytkowej),
- ii. wprowadzenie kogeneracji gazowej w podstawę obciążeń ciepłych w obiektach do tego predysponowanych, o przedłużonym czasie trwania sezonu grzewczego i posiadających zapotrzebowanie przez okres całego roku (c.w.u., ciepło technologiczne, chłód),
- iii. wprowadzenie kogeneracji gazowej dużej mocy w postaci nowych planowanych źródeł gazowych (układy gazowo-parowe),
- iv. wprowadzenie kogeneracji na paliwa niskokaloryczne (odpady komunalne).

Na podstawie szacunkowych kalkulacji bilansowych, przyjąć można, że moc cieplna nowych układów kogeneracyjnych, zainstalowanych do roku 2031, może wynieść nawet ok. 900÷950 MW, z czego ok. 750÷800 MW przypadnie na elektrociepłownie dużych mocy (głównie dla planowanych bloków gazowych oraz EC Szadółki na odpady komunalne – ZTPO) a pozostałe 150 MW wyniknie z rozbudowy segmentu układów kogeneracyjnych małych mocy i układów mikrokogeneracji (ciepłownie systemowe, kotłownie osiedlowe nadbudowane układami CHP, obiekty użyteczności publicznej, budownictwo mieszkalne wielorodzinne).

7. PODSUMOWANIE I REKOMENDACJE

7.1. Zmiany zapotrzebowania na energię finalną do roku 2031

Według prognoz przedstawionych w *Polityce energetycznej Polski do roku 2030* krajowe zapotrzebowanie na energię finalną, do roku 2030, w stosunku do roku 2012, w podziale na poszczególne nośniki wzrośnie odpowiednio dla:

- i. energii elektrycznej o około 55%,
- ii. gazu ziemnego o około 29%,
- iii. ciepła sieciowego o około 50%.

Analizy i prognozy przeprowadzone w odniesieniu do uwarunkowań lokalnych miasta Gdańska (w podziale na trzy możliwe scenariusze rozwoju) pozwoliły na wyznaczenie zapotrzebowania miasta na energię finalną do roku 2031 w odniesieniu do roku 2012, z uwzględnieniem następujących nośników: energii elektrycznej, gazu ziemnego i ciepła (sieciowego i pochodzącego ze źródeł lokalnych i indywidualnych).

W tabeli 1 przedstawiono zbiorcze zestawienie zmian względnych na energię finalną Gdańska w perspektywie do roku 2031, z podziałem na zaprojektowane scenariusze rozwoju.

Tab. 1. Przyrost zapotrzebowania na energię finalną miasta Gdańska na tle prognozy z Polityki Energetycznej Polski do roku 2030.

Rodzaj nośnika	Przyrost do 2031 r. względem 2012 r.		
	Polityka Energetyczna Polski do 2030 r.	Scenariusz 1	Scenariusz 2
		%	
Energia elektryczna	55%	OPTEL: 54,9%	NEL: 73,9%
Gaz ziemny	29%	GOPT: 35,1%	GEN: 684,9%
Ciepło	50%	OPTEC: 1,5%	STERM: 5,5%

Przedstawione w dalszej części opracowania działania skupiają się głównie na wykorzystaniu szans i silnych stron poszczególnych systemów energetycznych Gdańska oraz ogólnego potencjału miasta do realizacji szeroko pojętych projektów energooszczędnych, jednocześnie koncentrując się przy tym na próbie minimalizacji ewentualnych zagrożeń wykazanych w poszczególnych częściach analiz SWOT i poprawie ich słabych stron.

7.2. Poprawa stanu środowiska naturalnego⁴

Dla sugerowanego sposobu pokrycia potrzeb cieplnych w poszczególnych rozważanych w rozdziale VIII scenariuszy rozwoju miasta, wyliczono udziały zużycia poszczególnych paliw w perspektywie roku 2015, 2020 i 2031. Udziały te zestawiono ze strukturą paliwową z roku 2004 oraz na koniec roku 2011. Wyniki obliczeń zaprezentowano w tabelach 2 i 3.

⁴ Przedstawione dane i wyniki obliczeń dotyczą wszystkich obiektów na terenie Gdańska, w których zachodzi proces spalania paliw na cele energetycznego wykorzystania.

Tab. 2. Struktura paliwowa dla pokrycia potrzeb ciepłych Gdańska: w roku 2004, w roku bazowym 2011 oraz jej prognoza w perspektywie do roku 2015, 2020 i 2031 – scenariusz OPTEC

Rodzaj nośnika	Struktura zużycia poszczególnych paliw				
	2004	Koniec 2011	Prognoza wg scenariusza OPTEC		
			2015	2020	2031
Węgiel kamienny	75,9%	67,2%	72,7%	60,8%	56,0%
Gaz	12,6%	11,0%	11,8%	10,8%	12,4%
Olej opałowy	9,9%	12,2%	12,4%	11,4%	10,5%
Energia elektryczna	1,2%	2,3%	2,3%	2,1%	2,0%
Biomasa (współspalanie drewna)	0,0%	6,6%	0,0%	0,0%	0,0%
Biomasa - biogaz	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,1%
Biomasa - spalanie frakcji komunalnej	0,0%	0,0%	0,0%	12,4%	15,2%
OZE - inne	0,2%	0,5%	0,6%	2,3%	3,7%

Tab. 3. Struktura paliwowa dla pokrycia potrzeb ciepłych Gdańska: w roku 2004, w roku bazowym 2011 oraz jej prognoza w perspektywie do roku 2015, 2020 i 2031 – scenariusz STERM

Rodzaj nośnika	Struktura zużycia poszczególnych paliw				
	2004	Koniec 2011	Prognoza wg scenariusza STERM		
			2015	2020	2031
Węgiel kamienny	75,9%	67,2%	72,7%	62,7%	56,5%
Gaz	12,6%	11,0%	11,8%	10,6%	12,5%
Olej opałowy	9,9%	12,2%	12,4%	10,8%	10,6%
Energia elektryczna	1,2%	2,3%	2,3%	2,0%	2,0%
Biomasa (współspalanie drewna)	0,0%	6,6%	0,0%	0,0%	0,0%
Biomasa - biogaz	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
Biomasa - spalanie frakcji komunalnej	0,0%	0,0%	0,0%	12,2%	15,3%
OZE - inne	0,2%	0,5%	0,6%	1,5%	2,9%

Sumaryczna wartość emisji zanieczyszczeń oraz prognozy efektu ekologicznego możliwego do uzyskania w wyniku działań przewidzianych w opracowaniu, dla poszczególnych scenariuszy rozwoju, przedstawiono w tabelach 4 i 5. Wartości liczbowe ze znakiem „-„, oznaczają osiągnięcie efektu redukcji emisji.

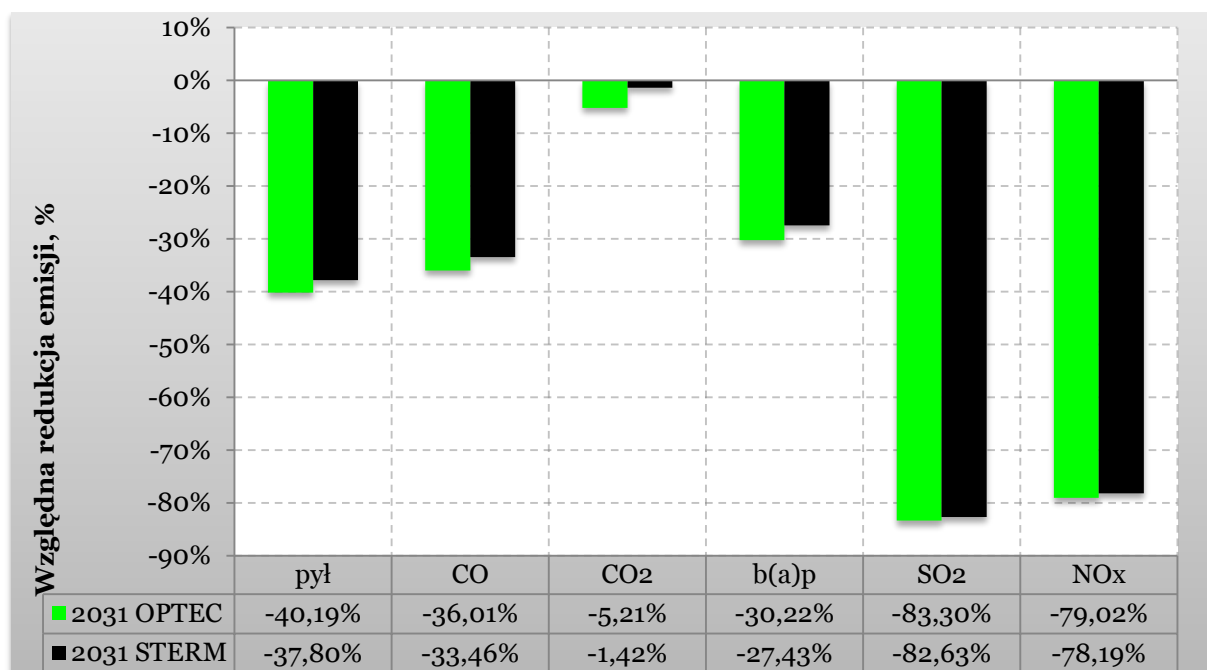
Tab. 4. Wielkość emisji oraz efektu ekologicznego względem roku 2011 – dla scenariusza optymalnego rozwoju (OPTEC) - w perspektywie do roku 2015, 2020 i 2031.

Substancja	Wielkość emisji zanieczyszczeń					Zmiana względna emisji zanieczyszczeń, %		
	2004	2011	2015	2020	2031	2015	2020	2031
Pyły, Mg/a	8 193	5 483	5 415	4 233	3 279	-1,24%	-22,79%	-40,19%
SO ₂ , Mg/a	10 333	9 770	9 696	2 033	1 632	-0,76%	-79,19%	-83,30%
NO _x /NO ₂ , Mg/a	2 183	2 188	2 171	444	459	-0,80%	-79,71%	-79,02%
CO, Mg/a	11 246	7 831	7 733	6 426	5 011	-1,25%	-17,93%	-36,01%
CO ₂ , tys. Mg/a	1 701	1 619	1 606	1 552	1 535	-0,84%	-4,17%	-5,21%
B(a)P, kg/a	1 410	1 041	1 029	882	726	-1,14%	-15,22%	-30,22%

Tab. 5. Wielkość emisji oraz efektu ekologicznego względem roku 2011 – dla scenariusza stagnacji termomodernizacyjnej (STERM) - w perspektywie do roku 2015, 2020 i 2031.

Substancja	Wielkość emisji zanieczyszczeń					Zmiana względna emisji zanieczyszczeń, %		
	2004	2011	2015	2020	2031	2015	2020	2031
Pyły, Mg/a	8 193	5 483	5 432	5 070	3 410	-0,92%	-7,52%	-37,80%
SO ₂ , Mg/a	10 333	9 770	9 728	2 388	1 697	-0,44%	-75,56%	-82,63%
NO _x /NO ₂ , Mg/a	2 183	2 188	2 178	471	477	-0,47%	-78,48%	-78,19%
CO, Mg/a	11 246	7 831	7 758	7 664	5 210	-0,93%	-2,12%	-33,46%
CO ₂ , tys. Mg/a	1 701	1 619	1 611	1 617	1 596	-0,52%	-0,16%	-1,42%
B(a)P, kg/a	1 410	1 041	1 032	1 022	755	-0,82%	-1,77%	-27,43%

Na rysunku 6 przedstawiono wielkość efektu ekologicznego w postaci procentowej redukcji emisji względem stanu na koniec roku 2011 dla poszczególnych scenariuszy rozwoju miasta Gdańska. Efekt ten wyznaczono w perspektywie do roku 2031.



Rys. 6. Efekt ekologiczny wynikający z działań i uwarunkowań charakterystycznych dla poszczególnych scenariuszy rozwoju miasta (OPTEC i STERM) – w perspektywie do roku 2031.

Trzeba w tym miejscu zauważyć, że z uwagi na wzrost potrzeb energetycznych miasta wynikających z naturalnego rozwoju demograficznego i cywilizacyjnego a także z uwagi na uwarunkowania dotyczące małych możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii na terenie miasta, w roku 2031 przewiduje się wzrost emisji dwutlenku węgla. Natomiast w odniesieniu do pozostałych zanieczyszczeń, nastąpi zdecydowana redukcja ich emisji – szczególnie w odniesieniu do SO₂ i NO_x. Jest to szczególnie istotna informacja z punktu widzenia Programu Ochrony Powietrza dla strefy aglomeracji trójmiejskiej, gdzie rekomenduje się redukcję emisji pyłu na poziomie 250 Mg/rok (co zostanie już osiągnięte na przestrzeni najbliższych kilku lat).

7.3. Analiza SWOT poszczególnych systemów energetycznych Gdańska

W tej części podsumowania zaprezentowano i skomentowano wyniki analizy słabych i mocnych stron, wykonanej dla systemu zaopatrzenia w ciepło, elektroenergetycznego oraz gazowego w mieście Gdańsku. W tabeli 6 pokazano rezultaty analizy SWOT dla systemu ciepłowniczego, w tabeli 7 dla systemu elektroenergetycznego a w tabeli 8 zamieszczono wyniki analizy dla systemu gazowego.

Tab. 6. Analiza SWOT dla systemu zaopatrzenia w ciepło miasta Gdańska.

Silne strony (S)	Słabe strony (W)
duży stopień pokrycia zasięgiem miejskiego scentralizowanego systemu ciepłowniczego (m.s.c.) miasta Gdańska; (ok. 55% potrzeb ciepłych miasta)	mała dywersyfikacja paliwowa - ok. 65% produkcji ciepła z miazgu węglowego w Elektrociepłowni Gdańskiej – GPEC, ok. 19% potrzeb pokrywanych z gazu ziemnego, pozostałe to energia elektryczna, paliwa węglowe i energia odnawialna;
wysokosprawna produkcja ciepła systemowego, w tym produkcja ciepła latem;	częściowo promieniowy układ sieci ciepłowniczej GPEC;
znaczące rezerwy systemowych źródeł ciepła;	gęsta zabudowa utrudniająca rozwój infrastruktury ciepłowniczej w centrum miasta;
mała awaryjność elektrociepłowni Elektrociepłowni Gdańskiej (podstawowego źródła ciepła m.s.c.);	
duża dyspozycyjność m.s.c.;	
długoterminowe plany rozwojowe i modernizacyjne dostawców ciepła, w tym związane z budową Zakładu Termicznego Przekształcania Odpadów	
mało uciążliwa ekologicznie produkcja ciepła systemowego (kilkanaście dużych źródeł ciepła)	
Szanse (O)	Zagrożenia (T)
przewodzenie ekspansywnej polityki marketingowej mającej na celu podłączanie nowych odbiorców do istniejących systemów centralnych;	konieczność ciągłego dostosowywania źródeł systemowych do nowych rosnących wymagań w zakresie norm emisyjnych a w konsekwencji zwiększanie kosztów wytwarzania ciepła systemowego (i dalej: cen ciepła);
rozbudowa i podłączanie do systemów scentralizowanych nowych odbiorców;	brak możliwości realnego planowania długoterminowego w zakresie zasilania miasta w ciepło;
sukcesywna wymiana tradycyjnych sieci ciepłych na preizolowane – zmniejszanie strat ciepła, szczególnie latem;	możliwość zakłócenia dostawy ciepła dla poszczególnych dzielnic miasta w wyniku awarii magistrali GPEC (brak układu pierścieniowego);
obniżanie kosztów stałych produkcji ciepła;	wysokie koszty produkcji ciepła w kotłowniach osiedlowych wpływające na wysokie ceny ciepła;
współpraca przedsiębiorstw energetycznych z władzami miasta;	duże koszty inwestycyjne w gęstej zabudowie;
potencjał kotłowni lokalnych (głównie gazowych) do nadbudowy gazowymi układami kogeneracyjnymi;	plany budowy nowych elektrociepłowni gazowych;
możliwość zwiększania zasięgu systemu scentralizowanego wskutek podłączania do systemu nowych źródeł ciepła (np. EC Szadółki - ZTPO) i budowy nowych magistrali;	niepewność inwestycyjna w zakresie możliwości przyłączania do m.s.c. nowych odbiorców w obszarach planowanych realizacji nowych magistral ciepłowniczych;
wprowadzanie programów wsparcia inwestycyjnego (na szczeblu lokalnym i krajowym) i operacyjnego (na szczeblu krajowym) dla projektów modernizacji lokalnych rozproszonych źródeł ciepła	brak prawnych gwarancji lokalizacji obiektów energetycznych i sieci przesyłowych na obcych gruntach oraz racjonalnych prawnie określonych stawek opłat za wykorzystanie ww. terenów przez przedsiębiorstwa energetyczne

Tab. 7. Analiza SWOT dla systemu zaopatrzenia w energię elektryczną miasta Gdańska.

Silne strony (S)	Słabe strony (W)
Pewność zaopatrzenia miasta Gdańsk w energię elektryczną	Problemy z pewnością zasilania niektórych GPZ
Istniejące rezerwy obciążenia transformatorów	Zły stan techniczny niewielkiej części odcinków linii kablowych SN-15 kV
Duży stopień wymiany sieci napowietrznych 0,4 kV na izolowane	Duża podatność sieci przesyłowych i dystrybucyjnych na niekorzystne warunki atmosferyczne
Układ pierścieniowy sieci niskiego napięcia	Konieczność budowy nowych źródeł wytwórczych o

Wysoka jakość układu sieci SN		charakterze elektrowni będących w KSE w Gdańsku i szerzej na Pomorzu
Szanse (O)	Zagrożenia (T)	
Znaczne rezerwy przesyłowe w sieciach nN umożliwiające podłączanie nowych odbiorców bez konieczności ponoszenia znacznych nakładów inwestycyjnych	Możliwość wystąpienia spadków napięcia w sieci 0,4 kV	
Możliwość dociążania sieci elektroenergetycznej poprzez podłączanie nowych odbiorców wykorzystujących rezerwy w stacjach transformatorowych	Możliwość występowania awarii oraz ograniczeń w przyłączaniu do sieci elektroenergetycznej nowych odbiorców ze względu na zły stan techniczny części odcinków linii kablowych SN 15 kV	
Spółka ENERGA-Operator S.A. posiada opracowany i wdrażany program poprawy pewności zasilania poprzez realizację szeregu inwestycji	Mimo dobrego stanu technicznego większość linii 110 kV jest przestarzała	

Tab. 8. Analiza SWOT dla systemu gazowniczego miasta Gdańska.

Silne strony (S)	Słabe strony (W)
Zgazyfikowanie blisko 100% obszaru zurbanizowanego Gdańska	Wysoki poziom wzrostu cen gazu
Duża przepustowość stacji redukcyjnych gazu	Niskie rezerwy układu wysokiego ciśnienia
Zrealizowane w ubiegłych latach inwestycje stworzyły dobre warunki dostawy gazu do miasta	
Dobry stan techniczny układu wysokiego ciśnienia	
Szanse (O)	Zagrożenia (T)
Możliwość wykorzystania istniejącego systemu gazowniczego do dostarczenia paliwa potencjalnym gazowym układom kogeneracyjnym, bez konieczności jego rozbudowy i modernizacji	Możliwość obniżenia konkurencyjności gazu ziemnego jako paliwa energetycznego wskutek wzrostu cen gazu oraz małej ich stabilności
Możliwość znacznego rozszerzenia zakresu wykorzystania gazu do ogrzewania mieszkań dzięki zrealizowanym w ubiegłych latach inwestycjach i stworzenia dobrych warunków dostawy gazu do miasta	
Potencjalne wydobywanie w Polsce gazu łupkowego może znacząco obniżyć cenę gazu (nawet do 30%)	

7.4. Rekomendacje

Analiza rocznego zapotrzebowania na ciepło odbiorców, wielkość zużywanej energii pierwotnej oraz korzyści wynikających z realizacji danego wariantu scenariusza wskazują, że do realizacji powinien być rekomendowany scenariusz optymalny energetycznie (nazwany także scenariuszem OPTEC).

Scenariusz ten zakłada prowadzenie intensywnych, lecz uzasadnionych ekonomicznie, działań w zakresie termomodernizacji (zgodnie z wymaganiami Ustawy o efektywności energetycznej) oraz tworzenie nowych zasobów budowlanych w oparciu o spełnienie wymogów dyrektywy w sprawie charakterystyki energetycznej budynków. W scenariuszu tym zakłada się optymalne wykorzystanie miejskiego systemu ciepłowniczego, budowę nowych lokalnych systemów ciepłowniczych opartych o nowe źródła kogeneracyjne, a także sukcesywną modernizację źródeł ciepła z optymalnym wykorzystaniem nośników energii i zastosowaniem gazu ziemnego i odnawialnych źródeł energii oraz energii ze spalania frakcji komunalnej odpadów w planowanym do realizacji Zakładzie Termicznego Przekształcania Odpadów (ZTPO) – elektrociepłowni EC Szadółki.

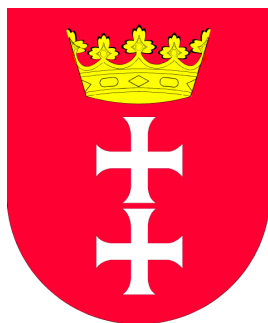
7.5. Wnioski końcowe

Ostateczne, końcowe wnioski do wykonanego projektu aktualizacji „Założeń” sformułowano następująco:

- i. Opracowany projekt aktualizacji „Założeń...” jest zgodny z ustawą – Prawo energetyczne i wypełnia wszystkie zapisy w niej zawarte.
- ii. Kierunki rozwoju miasta Gdańska stanowią podstawę do wykonania bilansów zapotrzebowania na poszczególne nośniki energii, które zostały wykonane na poziomie głównych jednostek urbanistycznych.
- iii. Analiza stanu istniejącego systemów: ciepłowniczego, elektroenergetycznego i gazowniczego wykazała, że systemy te zapewniają wysoki poziom bezpieczeństwa energetycznego dla miasta Gdańska.
- iv. Analiza planów rozwoju poszczególnych przedsiębiorstw energetycznych wykazała spójność z zadaniami wyznaczonymi w projekcie aktualizacji „Założeń”.
- v. Istnieją potencjalne możliwości szerszego wprowadzenia skojarzonej produkcji ciepła i energii elektrycznej oraz energii odnawialnej (na małą skalę).
- vi. Realizacja polityki energetycznej, która została wyznaczona w opracowaniu wpłynie na redukcję emisji zanieczyszczeń do atmosfery.
- vii. Projekt aktualizacji „Założeń...” jest zgodny z dokumentem „Założenia polityki energetycznej Państwa”. Wykazano możliwości rozwoju gospodarki skojarzonej jak również wykorzystanie paliw odnawialnych. Wyznaczone kierunki rozwoju systemów energetycznych pozwolą na wzrost efektywności źródeł energii i systemów przesyłowych. Stworzono warunki dla rozwoju konkurencji na rynku energetycznym.

Projekt aktualizacji „Założeń” nie wykazał konieczności podejmowania przez Miasto dalszych działań w zakresie planowania energetycznego, w tym również opracowania „Projektu planu zaopatrzenie w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe miasta Gdańska”.

Projekt aktualizacji Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe miasta Gdańska



ROZDZIAŁ I

WPROWADZENIE



SPIS TREŚCI

1.	POLITYKA ENERGETYCZNA.....	33
1.1.	POLITYKA ENERGETYCZNA POLSKI	33
1.2.	USTAWA O EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ.....	35
1.3.	KONCEPCJA PRZESTRZENNEGO ZAGOSPODAROWANIA KRAJU W ODNIESIENIU DO POLITYKI ENERGETYCZNEJ	36
1.4.	REGIONALNA STRATEGIA ENERGETYKI ZE SZCZEGÓLNYM UWZGLĘDNIENIEM ŹRÓDEŁ ODNAWIALNYCH	38
1.5.	PROGRAM ROZWOJU ELEKTROENERGETYKI Z UWZGLĘDNIENIEM ŹRÓDEŁ ODNAWIALNYCH W WOJEWÓDZTWIE POMORSKIM DO ROKU 2025	41
1.6.	ZASOBY BIOMASY W WOJEWÓDZTWIE POMORSKIM– UWARUNKOWANIA PRZESTRZENNE I KIERUNKI ICH WYKORZYSTANIA DO PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ I CIEPŁA.....	43
2.	UWARUNKOWANIA ŚRODOWISKOWE	45
2.1.	PROGRAM OCHRONY ŚRODOWISKA WOJEWÓDZTWA POMORSKIEGO NA LATA 2013-2016 Z PERSPEKTYWĄ DO ROKU 2020	48
2.2.	PROGRAM OCHRONY POWIETRZA DLA STREFY AGLOMERACJI TRÓJMIEJSKIEJ	49
2.3.	PLAN GOSPODARKI ODPADAMI DLA WOJEWÓDZTWA POMORSKIEGO 2018	51
2.4.	PROGRAM OCHRONY ŚRODOWISKA DLA MIASTA GDAŃSKA 2011 Z UWZGLĘDNIENIEM PERSPEKTYWY 2012-2014	52
3.	PLANOWANIE ENERGETYCZNE NA SZCZEBLU GMINNYM	54
3.1.	PROJEKT ZAŁOŻEŃ DO PLANU ZAOPATRZENIA.....	54
3.2.	PLANY PRZEDSIĘBIORSTW ENERGETYCZNYCH	56
3.3.	NAJNOWSZE ZMIANY W PRAWIE ENERGETYCZNYM – MAŁY TRÓJPAK ENERGETYCZNY	56

1. POLITYKA ENERGETYCZNA

Bezpieczeństwo energetyczne⁵, jeszcze kilkanaście lat temu uważane za mało istotne, zaistniało w świadomości społecznej głównie podczas kryzysów naftowych z lat 70. Wcześniej większość państw europejskich dysponowała sporymi własnymi rezerwami, a importowane surowce były tanie i raczej nikt nie mógł traktować polityki energetycznej jako przedłużenia polityki zagranicznej i narzędzia wywierania wpływu. W ostatnich latach sytuacja uległa diametralnej zmianie, a bezpieczeństwo energetyczne stało się jednym z kluczowych tematów w dyskusji zarówno na szczeblu międzynarodowym, krajowym, regionalnym jak i lokalnym.

Europa, a w tym Polska, w coraz większym stopniu staje się zależna od zewnętrznych dostawców coraz droższej ropy i gazu. Własne zasoby surowców wyczerpują się a zapotrzebowanie na energię i paliwa, związane z postępowaniem cywilizacyjnym, stale wzrasta. Według wyliczeń Komisji Europejskiej, w ciągu najbliższych 20-30 lat uzależnienie Unii Europejskiej od importu energii wzrośnie do 70 procent. Większość tego importu będzie pochodziła z Rosji⁶.

Wobec takich prognoz wypracowanie spójnej polityki energetycznej zarówno dla całej Wspólnoty, a także na poziomie krajowym, regionalnym i lokalnym w poszczególnych państwach (w tym i w Polsce), staje się szczególnie istotnym aspektem bezpieczeństwa energetycznego kraju.

1.1. Polityka energetyczna Polski

Polski sektor energetyczny stoi obecnie przed poważnymi wyzwaniami. Wysokie zapotrzebowanie na energię, nieadekwatny poziom rozwoju infrastruktury wytwórczej i transportowej paliw i energii, znaczne uzależnienie od zewnętrznych dostaw gazu ziemnego i niemal pełne od zewnętrznych dostaw ropy naftowej oraz zobowiązania w zakresie ochrony środowiska, w tym dotyczące klimatu, powodują konieczność podjęcia zdecydowanych działań zapobiegających pogorszeniu sytuacji odbiorców paliw i energii. Jednocześnie w ostatnich latach w gospodarce światowej wystąpił szereg niekorzystnych zjawisk. Istotne wahania cen surowców energetycznych, rosnące zapotrzebowanie na energię ze strony krajów rozwijających się, poważne awarie systemów energetycznych (również w Polsce) oraz wzrastające zanieczyszczenie środowiska wymagają nowego podejścia do prowadzenia polityki energetycznej.

Prace nad polityką energetyczną Polski do roku 2030 rozpoczęły się w połowie roku 2007. Projekt ten został zatwierdzony przez Radę Ministrów w dniu 10 listopada 2009 r. Polska, ze względu na członkostwo w Unii Europejskiej, czynnie uczestniczy w tworzeniu wspólnotowej polityki energetycznej, a także dokonuje implementacji jej głównych celów w specyficznych warunkach krajowych, biorąc pod uwagę ochronę interesów odbiorców, posiadane zasoby energetyczne oraz uwarunkowania technologiczne wytwarzania i przesyłu energii. W związku z powyższymi założeniami, podstawowymi kierunkami polskiej polityki energetycznej zdefiniowanymi we wspomnianym dokumencie są przede wszystkim:

- i. poprawa efektywności energetycznej,
- ii. wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii,

⁵ Ustawa Prawo energetyczne definiuje w art. 3 p. 16 bezpieczeństwo energetyczne jako „stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię, w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska”

⁶ Tatarzyński M. Polityka Energetyczna Unii Europejskiej, Bezpieczeństwo Narodowe I-II – 2007/3-4

- iii. dywersyfikacja struktury wytwarzania energii elektrycznej poprzez wprowadzenie energetyki jądrowej,
- iv. rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w tym biopaliw,
- v. rozwój konkurencyjnych rynków paliw i energii,
- vi. ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko.

Określone powyżej kierunki polityki energetycznej są w znacznym stopniu współzależne od siebie. Poprawa efektywności energetycznej powoduje ograniczenie wzrostu zapotrzebowania na paliwa i energię, przyczyniając się do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego, na skutek zmniejszenia uzależnienia od importu, a także działa na rzecz ograniczenia wpływu energetyki na środowisko poprzez redukcję emisji. Podobne efekty przynosi intensyfikacja wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w tym zastosowanie biopaliw, wykorzystanie czystych technologii węglowych oraz wprowadzenie energetyki jądrowej. Przyjęte kierunki polityki energetycznej możliwe są do zrealizowania za pomocą szeregu dostępnych narzędzi takich jak:

- i. regulacje prawne określające zasady działania sektora paliwowego i energetycznego oraz ustanawiające standardy techniczne dla tychże sektorów,
- ii. efektywne wykorzystanie przez Skarb Państwa, w ramach posiadanych kompetencji, nadzoru właścicielskiego nad swoimi spółkami, do realizacji wyznaczonych celów polityki energetycznej,
- iii. bieżące działania regulacyjne Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, polegające na weryfikacji i zatwierdzaniu wysokości taryf oraz zastosowanie analizy typu benchmarking w zakresie energetycznych rynków regulowanych,
- iv. systemowe mechanizmy wsparcia realizacji działań zmierzających do osiągnięcia podstawowych celów polityki energetycznej, które w obecnej chwili nie są komercyjnie opłacalne (np. rynek certyfikatów, ulgi i zwolnienia podatkowe),
- v. bieżące monitorowanie sytuacji na rynkach paliw i energii przez Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów i Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki oraz podejmowanie działań interwencyjnych zgodnie z posiadanymi kompetencjami,
- vi. działania na forum Unii Europejskiej, w szczególności prowadzące do tworzenia polityki energetycznej UE oraz wspólnotowych wymogów w zakresie ochrony środowiska, tak aby uwzględniały one uwarunkowania polskiej energetyki i prowadziły do wzrostu bezpieczeństwa energetycznego Polski,
- vii. aktywne członkostwo Polski w organizacjach międzynarodowych, takich jak Międzynarodowa Agencja Energetyczna,
- viii. ustawowe działania jednostek samorządu terytorialnego, uwzględniające priorytety polityki energetycznej państwa, w tym poprzez zastosowanie partnerstwa publiczno–prywatnego (PPP),
- ix. zhierarchizowane planowanie przestrzenne, zapewniające realizację priorytetów polityki energetycznej, planów zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe gmin oraz planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych,
- x. działania informacyjne, prowadzone przez organy rządowe i współpracujące instytucje badawczo-rozwojowe,
- xi. wsparcie ze środków publicznych, w tym funduszy europejskich, realizacji istotnych dla kraju projektów w zakresie energetyki (np. projekty inwestycyjne, prace badawczo-rozwojowe).

Urzeczywistnienie większości działań opisanych w przedmiotowym dokumencie zostało rozpoczęte w roku 2012, ale ich skutki będą miały długofalowy charakter, pozwalający na osiągnięcie celów określonych w horyzoncie do roku 2030.

Realizacja pierwszego z przyjętych podstawowych kierunków polskiej polityki energetycznej, jakim jest poprawa efektywności energetycznej, jest również jednym z priorytetów unijnej polityki energetycznej z wyznaczonym do roku 2020 celem zmniejszenia zużycia energii o 20% w stosunku do scenariusza BAU "business as usual".

1.2. Ustawa o efektywności energetycznej⁷

Ustawa z 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej jest jednym z najmłodszych aktów prawnych, odnoszących się do zagadnień z zakresu ochrony środowiska. Stanowi ona bezpośrednie wypełnienie postanowień dyrektywy 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylająca dyrektywę Rady 93/76/EWG².

W uzasadnieniu do projektu ustawy wskazano, że Polska dokonała dużego postępu w dziedzinie poprawy efektywności energetycznej. Według danych GUS energochłonność PKB (wg kursu euro) w ciągu ostatnich dziesięciu lat spadła o prawie 30%. W 1998 r. wynosiła 0,561 kgoe/euro00, a w 2008 r. – 0,383 kgoe/euro00. Niemniej w dalszym ciągu efektywność polskiej gospodarki, liczona jako PKB (wg kursu euro) na jednostkę energii, jest dwa razy niższa od średniej europejskiej. Ustawa ma zatem na celu stworzenie mechanizmów zachęcających do podjęcia działań na rzecz poprawy efektywności energetycznej, w tym oszczędności energii.

Ustawa określa krajowy cel w zakresie oszczędnego gospodarowania energią, zadania jednostek sektora publicznego w obszarze efektywności energetycznej, zasady uzyskania i umorzenia świadectw efektywności energetycznej, a także zasady sporządzania audytu efektywności energetycznej oraz uzyskania uprawnień audytora efektywności energetycznej.

Przepisy ustawy stosuje się do przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, realizowanych na terytorium Polski. Kluczowym w zakresie tytułu i zakresu ustawy pojęciem jest więc efektywność energetyczna. Zgodnie z definicją zawartą w art. 3 ust. 1, jest to stosunek uzyskanej wielkości efektu użytkowego danego obiektu, urządzenia technicznego lub instalacji, w typowych warunkach ich użytkowania lub eksploatacji, do ilości zużycia energii przez ten obiekt, urządzenie techniczne lub instalację, niezbędnej do uzyskania tego efektu.

W ustawie (art. 4) określono krajowy cel w zakresie oszczędnego gospodarowania energią. Przyjęto, że do 2016 r. mają zostać uzyskane oszczędności energii finalnej w ilości nie mniejszej niż 9% średniego krajowego zużycia tej energii w ciągu roku, przy czym uśrednienie obejmuje lata 2001-2005. Pojęcie energii finalnej dotyczy energii lub paliw w rozumieniu art. 3 pkt 3 ustawy z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, z wyłączeniem paliw lotniczych i paliw w zbiornikach morskich, zużytych przez odbiorcę końcowego.

Zgodnie z ustawą do zapewnienia efektywności energetycznej zobowiązany będzie również sektor publiczny (rozdział 3). Jednostką sektora publicznego jest podmiot sektora finansów publicznych, o którym mowa w art. 9 Ustawy z 27 sierpnia 2009 r. o finansach publicznych. Jednostki takie muszą stosować co najmniej dwa z kilku środków poprawy efektywności energetycznej, proponowanych w ustawie. Jednostka

⁷ Bukowski Z. *Ustawa efektywna energetycznie*, www.ecomanager.pl

sektora publicznego informuje o stosowanych środkach na swojej stronie internetowej lub w inny sposób, zwyczajowo przyjęty w danej miejscowości. Wśród możliwych do podjęcia działań w obszarze poprawy efektywności energetycznej ustawa definiuje następujące:

- i. umowa, której przedmiotem jest realizacja i finansowanie przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej,
- ii. nabycie nowego urządzenia, instalacji lub pojazdu, charakteryzujących się niskim zużyciem energii oraz niskimi kosztami eksploatacji,
- iii. wymiana eksploatowanego urządzenia, instalacji lub pojazdu na urządzenie, instalację lub pojazd, o których mowa w pkt 2 albo ich modernizacja,
- iv. nabycie lub wynajęcie efektywnych energetycznie budynków lub ich części albo przebudowa lub remont użytkowanych budynków, w tym realizacja przedsięwzięcia termomodernizacyjnego w rozumieniu Ustawy z 21 listopada 2008 r. o wspieraniu termomodernizacji i remontów,
- v. sporządzenie audytu energetycznego w rozumieniu Ustawy z 21 listopada 2008 r. o wspieraniu termomodernizacji i remontów eksploatowanych budynków w rozumieniu ustawy z 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane, o powierzchni użytkowej powyżej 500 m², których jednostka sektora publicznego jest właścicielem lub zarządcą.

Podstawowym instrumentem służącym realizacji celu krajowego ma być Krajowy plan działań dotyczący efektywności energetycznej. Co trzy lata, do 15 maja danego roku, sporządza go minister właściwy do spraw gospodarki, a następnie przedstawia do zatwierdzenia Radzie Ministrów (okres do 31 grudnia 2016 r.). Krajowy plan działań dotyczący efektywności energetycznej zawiera w szczególności opis planowanych programów poprawy efektywności energetycznej, określających działania mające na celu poprawę efektywności energetycznej oraz przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej w poszczególnych sektorach gospodarki, niezbędnych dla realizacji krajowego celu w zakresie oszczędnego gospodarowania energią. Ponadto w planie zamieszczona jest analiza i ocena wykonania krajowego planu działań za poprzedni okres, a także informacje o postępie w realizacji krajowego celu w zakresie oszczędnego gospodarowania energią i podjętych działaniach mających na celu usunięcie przeszkód w realizacji krajowego celu w ramach oszczędnego gospodarowania energią. Obecnie obowiązuje Drugi Krajowy Plan Działań dotyczący efektywności energetycznej.

1.3. Koncepcja przestrzennego zagospodarowania kraju w odniesieniu do polityki energetycznej⁸

Koncepcja Przestrzennego Zagospodarowania Kraju 2030 (KPZK 2030) jest najważniejszym krajowym dokumentem strategicznym dotyczącym zagospodarowania przestrzennego kraju. Została opracowana zgodnie z zapisami ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym z 27 marca 2003 roku. Zgodnie z wymogami ustawowymi określono także wynikające z KPZK 2030 ustalenia i zalecenia dla przygotowywania planów zagospodarowania przestrzennego województw (pzw).

W dokumencie przedstawiono wizję zagospodarowania przestrzennego kraju w perspektywie najbliższych dwudziestu lat, określono cele i kierunki polityki

⁸ Na podstawie Koncepcji Przestrzennego Zagospodarowania Kraju 2030 przyjętego przez Radę Ministrów 13 grudnia 2011 roku

zagospodarowania kraju służące jej urzeczywistnieniu oraz wskazano zasady oraz mechanizmy koordynacji i wdrażania publicznych polityk rozwojowych mających istotny wpływ terytorialny.

Proponowane w KPZK 2030 nowe ujęcie problematyki zagospodarowania przestrzennego kraju polega na zmianie podejścia do roli polityki przestrzennej państwa w osiąganiu nakreślonych wizji rozwojowych. KPZK 2030 proponuje zerwanie z dotychczasową dychotomią planowania przestrzennego i społeczno-gospodarczego na poziomie krajowym, wojewódzkim i lokalnym oraz w odniesieniu do obszarów funkcjonalnych, wprowadza współzależność celów polityki przestrzennej z celami polityki regionalnej, wiąże planowanie strategiczne z programowaniem działań w ramach programów rozwoju i programów operacyjnych współfinansowanych ze środków UE, określa działania państwa w sferze legislacyjnej i instytucjonalnej dla wzmocnienia efektywności systemu planowania przestrzennego i działań rozwojowych (w tym inwestycyjnych) ukierunkowanych terytorialnie.

W stosunku do planów zagospodarowania przestrzennego województw KPZK 2030 nakłada obowiązek wdrożenia ustaleń i zaleceń, odnoszących się do delimitacji obszarów funkcjonalnych i wdrożenia działań o charakterze planistycznym w formie opracowania strategii, planów i studiów zagospodarowania przestrzennego.

Wśród uwarunkowań polityki przestrzennego zagospodarowania kraju KPZK 2030 m.in. wskazuje, iż zmiany technologiczne, takie jak rozwój energooszczędnych technologii, rozwój „zielonej” energetyki oraz nowe technologie w transporcie będą oznaczały zmniejszenie bariery energetycznej rozwoju przestrzennego. Korzyści odniosą obszary mogące produkować energię ze źródeł odnawialnych oraz charakteryzujące się niskim poziomem gazów cieplarnianych. Drugim uwarunkowaniem wskazywanym przez omawiany dokument jest stan i jakość środowiska przyrodniczego, które w bardzo istotny sposób wpływają na stan i perspektywy rozwoju przestrzennego kraju i poszczególnych regionów.

KPZK 2030 przedstawia również wizję przestrzennego zagospodarowania Polski 2030. Zgodnie z nią polska przestrzeń jest konkurencyjna i innowacyjna dzięki wykorzystaniu potencjału policentrycznej sieci metropolii (wśród których znajduje się metropolia trójmiejska i jej obszar funkcjonalny). Kolejnym elementem tej wizji jest odporność polskiej przestrzeni na różne zagrożenia związane z bezpieczeństwem energetycznym i naturalnym. Wyraźnie wskazuje się tutaj znaczny wzrost energetyki rozproszonej opartej przede wszystkim na OZE, której udział w finalnym zużyciu energii przekracza 15% (a dla produkcji energii elektrycznej 19% z czego 45% jest wytwarzana przez energetykę wiatrową)). Prognozuje się również istnienie dwóch elektrowni jądrowych (a w budowie są dalsze), które wytwarzają ponad 10% całkowitej energii elektrycznej.

W odniesieniu do diagnozy sytuacji oraz istniejących uwarunkowań KPZK 2030 formułuje sześć wzajemnie powiązanych celów polityki przestrzennego zagospodarowania kraju w horyzoncie roku 2030. Spośród nich, najistotniejsze z punktu widzenia energetyki i środowiska są:

- i. Cel 4 – kształtowanie struktur przestrzennych wspierających osiągnięcie i utrzymanie wysokiej jakości środowiska przyrodniczego w walorów krajobrazowych Polski,
- ii. Cel 5 – zwiększenie odporności struktury przestrzennej kraju na zagrożenia naturalne i utraty bezpieczeństwa energetycznego oraz kształtowanie struktur przestrzennych wspierających zdolności obronne państwa.

W KPZK 2030 przyjęto obowiązek wdrożenia ustaleń i zaleceń do planów zagospodarowania przestrzennego województw, odnoszących się do działań wobec wskazanych w dokumencie obszarów funkcjonalnych oraz wdrożenia działań o charakterze planistycznym w formie opracowania strategii, planów i studiów zagospodarowania przestrzennego. Integralnym elementem w procesie realizacji wizji i założeń nowego systemu jest Plan działań służący realizacji KPZK 2030, zawierający propozycje zagadnień, terminów i jednostek realizacyjnych odpowiedzialnych za przygotowanie zmian o charakterze prawnym i instytucjonalnym.

1.4. Regionalna strategia energetyki ze szczególnym uwzględnieniem źródeł odnawialnych⁹

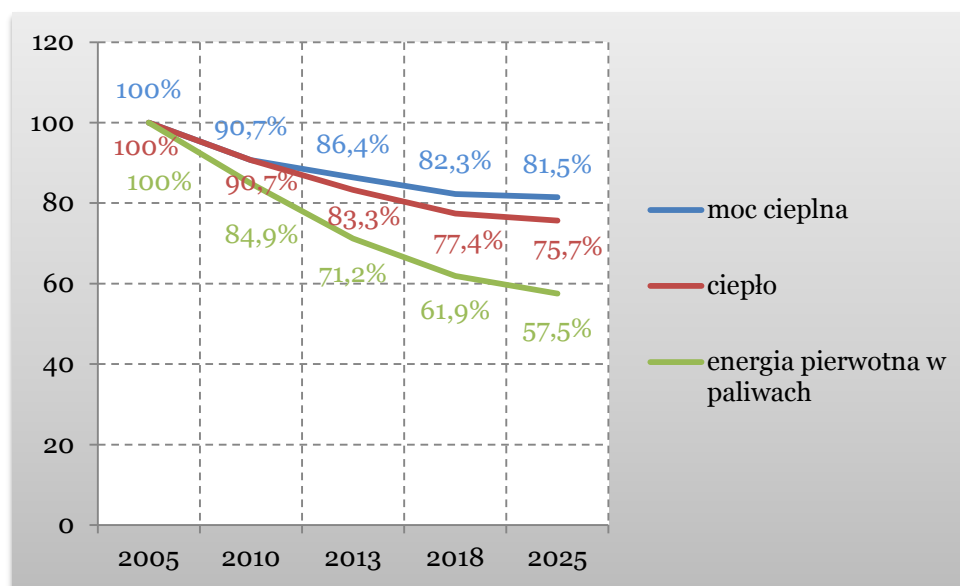
Samorząd woj. pomorskiego zlecił opracowanie w latach 2004-2006 Regionalnej Strategii Energetyki (RSE) z uwzględnieniem źródeł odnawialnych, która obejmowałaby perspektywę do 2025 r. W 2004 r. została opracowana pierwsza część dokumentu, która obejmowała diagnozę stanu gospodarki energetycznej woj. pomorskiego oraz określiła założenia do strategii. Część druga, podstawowa z punktu widzenia strategii i zatytułowana „Regionalna Strategia Energetyki z uwzględnieniem źródeł odnawialnych w Województwie Pomorskim na lata 2007-2025”.

Podstawowe priorytety i kierunki działania przyjęte w RSE można syntetycznie przedstawić w następujący sposób:

- i. bezpieczeństwo energetyczne regionu rozumiane jako zabezpieczenie i niezawodność dostaw nośników energii i paliw, realizowane w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony,
- ii. poprawa efektywności energetycznej w całym sektorze energetycznym, tj. zapewniana przez producentów energii, dystrybutorów i dostawców, a także odbiorców energii końcowej, w szczególności działania w ramach programów termomodernizacyjnych,
- iii. bezpieczeństwo ekologiczne rozumiane jako dbałość o środowisko naturalne przy zachowaniu zasad zrównoważonego rozwoju regionu,
- iv. wzrost udziału źródeł odnawialnych w ogólnym bilansie paliw i energii oraz w bilansie energii końcowej,

Przedstawione powyżej założenia i kierunki rozwoju gospodarki energetycznej Pomorza okazały się jak najbardziej zbieżne z założeniami opracowanej równolegle dyrektywy efektywnościowej UE 2006/32/WE. Analiza obu dokumentów sprowadza się do konkluzji, że przyjęte w RSE założenia odnoszące się do poprawy efektywności energetycznej, np. w sektorach ciepłownictwa i paliw gazowych, są zdecydowanie wyższe. Założono blisko 42,5-procentowe obniżenie zużycia energii pierwotnej w stosunku do przyjętych w dyrektywie 2006/32/WE wskaźnika 20%. Założenia RSE ilustruje rysunek 1.

⁹ Żurek T. *Regionalna Strategia Energetyki Województwa Pomorskiego w perspektywie do 2025 r.*, Czysta Energia, dodatek regionalny Nr 1/2009



Rys. 1. Zmiana zapotrzebowania na moc cieplną, ciepło i paliwa pierwotne w perspektywie do roku 2025 wg RSE województwa pomorskiego

Stale rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną oraz zaniedbania w rozwoju infrastruktury elektroenergetycznej regionu północnej Polski zdeterminowały działania władz samorządowych województwa w kierunku poprawy bezpieczeństwa energetycznego oraz zmusiły do nowego podejścia do spraw polityki energetycznej województwa, przede wszystkim w sektorze elektroenergetycznym.

Istotnym krokiem zmierzającym w kierunku poprawy zaistniałej sytuacji było podjęcie przez samorząd województwa w styczniu 2009 roku decyzji w sprawie aktualizacji RSE w zakresie sektora elektroenergetycznego. Dokument ten określony jest formalnie jako „Aktualizacja Regionalnej Strategii Energetyki z uwzględnieniem źródeł odnawialnych w Województwie Pomorskim do 2025 r. w zakresie elektroenergetyki wraz z prognozą oddziaływania na środowisko”.

W trakcie opracowywania tego dokumentu przeprowadzono szereg konsultacji i seminariów, które przyczyniły się do wypracowania jego ostatecznego kształtu i treści merytorycznej.

W pierwszej części zaktualizowanego RSE przedstawiono aktualny stan techniczny sektora energetycznego, w tym dość szczegółowo omówiono sektor elektroenergetyczny. Odniesiono się do bilansów energii elektrycznej województwa, stanu technicznego przesyłowych systemów elektroenergetycznych oraz do analizy istniejących źródeł energii elektrycznej. W dalszej części dokumentu zaproponowano pięć scenariuszy perspektywnego rozwoju sektora elektroenergetycznego:

- i. scenariusz zaniechania (stagnacji)– nie przewiduje się żadnych inwestycji w źródła energii elektrycznej oraz minimalne, wpływające jedynie z wymagań technicznych, inwestycje w przesyłowe i dystrybucyjne sieci elektroenergetyczne,
- ii. scenariusz maksymalnych inwestycji w konwencjonalne i jądrowe źródła energii elektrycznej– zakłada się dość znaczne inwestycje w przesyłowe i dystrybucyjne sieci elektroenergetyczne oraz maksymalne inwestycje w źródła energii elektrycznej (budowa elektrowni i elektrociepłowni węglowych oraz gazowych, a także elektrowni jądrowej) przy bardzo ograniczonych inwestycjach w OZE,

- iii. scenariusz maksymalnych inwestycji w źródła odnawialne – zakłada się dość znaczne inwestycje w przesyłowe i dystrybucyjne sieci elektroenergetyczne oraz maksymalne inwestycje w źródła odnawialne przy odstąpieniu od budowy elektrowni jądrowej i bardzo ograniczonych inwestycjach w źródła konwencjonalne (elektrociepłownie gazowe),
- iv. scenariusz zrównoważonego rozwoju – założono wykonanie niezbędnych prac inwestycyjnych w infrastrukturę przesyłową systemu elektroenergetycznego (aby zapewnić bezpieczeństwo energetyczne oraz możliwość wyprowadzenia odpowiedniej mocy elektrycznych z budowanych źródeł), intensywny, ale zrównoważony rozwój źródeł odnawialnych, możliwość budowy elektrowni jądrowej oraz elektrowni i elektrociepłowni konwencjonalnych (węglowe i gazowe),
- v. scenariusz maksymalnych inwestycji w sektorze elektroenergetycznym – przewiduje się, analogicznie jak w scenariuszu zrównoważonego rozwoju: wykonanie niezbędnych prac inwestycyjnych w ramach infrastruktury przesyłowej systemu elektroenergetycznego, maksymalne inwestycje w źródła odnawialne, możliwość budowy elektrowni jądrowej oraz kilku elektrowni i elektrociepłowni konwencjonalnych (jednej elektrowni węglowej większej mocy, elektrociepłowni węglowej, dwóch elektrowni gazowych oraz jednej elektrociepłowni gazowej).

Przedstawione w aktualizowanej RSE scenariusze analizowano, uwzględniając w pierwszej kolejności parametry i wskaźniki, np.:

- i. możliwość zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego regionu,
- ii. zakres prac inwestycyjnych oraz nakłady finansowe skierowane na infrastrukturę przesyłową i dystrybucyjną systemu elektroenergetycznego,
- iii. zainstalowana moc elektryczna źródeł energii elektrycznej,
- iv. produkcja energii elektrycznej w nowych źródłach, z wyodrębnieniem energii produkowanej w źródłach odnawialnych,
- v. wielkość prognozowanych dla poszczególnych scenariuszy, łącznych nakładów inwestycyjnych,
- vi. wielkość unikniętej emisji dwutlenku węgla (CO₂), a tym samym wynikające z tego faktu, finansowe oszczędności w skali województwa i kraju,
- vii. wybrane wskaźniki techniczno-ekonomiczne, np. wskaźnik jednostkowych nakładów inwestycyjnych poniesionych na redukcję jednej tony CO₂.

Szczegółowo przeprowadzona analiza scenariuszy, m.in. w oparciu o przedstawione parametry, wykazała, że optymalnym dla województwa pomorskiego będzie scenariusz zrównoważonego rozwoju.

Zakłada on, że w okresie do 2025 r. zostaną zrealizowane inwestycje modernizujące przesyłowy system elektroenergetyczny oraz budowę nowych źródeł energii elektrycznej. W szczególności chodzi o realizację inwestycji, takich jak:

- i. modernizacja i rozbudowa linii elektroenergetycznych przesyłowych i dystrybucyjnych – inwestycje o wartości ponad 4,5 mld zł,
- ii. budowa elektrociepłowni gazowej o mocy 200 MW_e – dotyczy realizowanej inwestycji na terenie LOTOS,
- iii. budowa elektrowni konwencjonalnej węglowej o mocy elektrycznej w granicach 1400-1600 MW_e,
- iv. modernizacja Elektrociepłowni Gdańskiej,

- v. budowa elektrowni jądrowej o mocy elektrycznej w granicach 1350-1600 MW_e,
- vi. budowa nowych farm wiatrowych zlokalizowanych na lądzie o łącznej mocy elektrycznej w granicach 900-1100 MW_e,
- vii. budowa biogazowni w takiej liczbie, aby produkowany przez nie biogaz mógł być zużytkowany przez bloki energetyczne o łącznej mocy elektrycznej w granicach 75-85 MW_e – praktycznie założono możliwość wybudowania na terenie województwa ok. 150 biogazowni średniej wielkości do 2025 r.,
- viii. rozbudowa innych źródeł odnawialnych produkujących energię elektryczną – założono łączną moc elektryczną nowych źródeł na poziomie 15 MW_e,
- ix. budowa infrastruktury gazowej, w tym możliwość stworzenia mobilnego terminalu gazowego CNG – inwestycje powinny otworzyć drugi kierunek dostaw gazu ziemnego w rejonie Trójmiasta oraz zabezpieczyć dostawę gazu dla planowanych elektrowni i elektrociepłowni gazowych.

Podsumowując, analiza opracowanej Regionalnej Strategii Energetyki dla województwa pomorskiego pozwala na wyciągnięcie następujących wniosków:

- i. Działania w sektorze energetycznym muszą zapewnić poprawę bezpieczeństwa energetycznego Pomorza.
- ii. Najkorzystniej kwestia bezpieczeństwa energetycznego wygląda w sektorze ciepłownictwa, w którym od kilkunastu lat realizuje się z powodzeniem program termomodernizacji oraz program wdrażania i rozwoju źródeł odnawialnych. Natomiast najgorsza sytuacja panuje w sektorze elektroenergetycznym, odpowiedzialnym za zaopatrzenie w energię elektryczną.
- iii. Program poprawy efektywności energetycznej powinien stanowić priorytet w dalszych działaniach województwa we wszystkich sektorach energetyki. Należy kontynuować już realizowane działania w tym zakresie.
- iv. W przypadku sektora elektroenergetycznego podstawowe kierunki działań, poza poprawą efektywności energetycznej, powinny dotyczyć rozbudowy i modernizacji elektroenergetycznych systemów przesyłowych i dystrybucyjnych oraz równoległe budowy nowych źródeł energii elektrycznej.
- v. Na terenie woj. pomorskiego dopuszcza się budowę elektrowni jądrowej oraz budowę elektrowni i elektrociepłowni konwencjonalnych, opalanych węglem i paliwem gazowym. Realizacja tych kluczowych inwestycji pozwoli na uniezależnienie województwa od dostaw energii elektrycznej z południa i centrum kraju.
- vi. Zgodnie z przyjętym do realizacji scenariuszem zrównoważonego rozwoju, woj. pomorskie z importera energii elektrycznej przerodzi się w jej eksportera, zapewniając bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej również województwom ościennym.

1.5. Program rozwoju elektroenergetyki z uwzględnieniem źródeł odnawialnych w Województwie Pomorskim do roku 2025

W toku wdrażania RSE stwierdzono, że w sektorze elektroenergetycznym nastąpiły istotne zmiany wynikające z dynamicznie zmieniającej się sytuacji gospodarczej, a w szczególności z systematycznie powiększającego się deficytu energii elektrycznej. W związku z powyższym stwierdzono, że aktualizacja RSE jest niezbędna dla dalszego wdrażania kierunkowej polityki energetycznej w województwie pomorskim.

Podstawą rozpoczęcia prac nad „Programem rozwoju elektroenergetyki...” była identyfikacja następujących problemów związanych z sektorem elektroenergetycznym:

- i. województwo pomorskie jest dużym importerem energii elektrycznej,
- ii. aktualny stan infrastruktury sieci elektroenergetycznych nie zapewnia efektywnego funkcjonowania rynku energii elektrycznej (ocena wg informacji uzyskanych od wiodących przedsiębiorstw energetycznych),
- iii. należy analizować możliwość budowy stabilnych, systemowych źródeł energii, w tym również budowy elektrowni jądrowej.

Powstały dokument „Program rozwoju elektroenergetyki z uwzględnieniem źródeł odnawialnych w Województwie Pomorskim do roku 2025”, określane dalej jako Program RE, obejmuje ocenę stanu aktualnego, w tym ocenę zagrożeń i szans wyróżniających województwo pomorskie na tle innych obszarów Polski oraz propozycje działań, ujętych w formie scenariuszy, zmierzających do wykorzystania tych szans przy zapewnieniu pełnego bezpieczeństwa energetycznego. W Programie RE zaproponowano trzy kierunki działań Samorządu Województwa Pomorskiego:

- i. monitorowanie przedsiębiorstw energetycznych i jednostek samorządu terytorialnego poprzez analizę planów rozwojowych przedsiębiorstw energetycznych w zakresie energetyki i koordynacji działań służących realizacji przedsięwzięć zgodnych z przyjętym scenariuszem rozwoju sektora elektroenergetycznego województwa pomorskiego,
- ii. organizacja i wspieranie działań szkoleniowo-informacyjnych oraz działań związanych z planowaniem energetycznym w jednostkach samorządu terytorialnego poprzez m.in. prowadzenie kompleksowej polityki planowania przestrzennego; opracowanie i aktualizacja bazy danych producentów energii elektrycznej i większych obiektów produkujących energię elektryczną w OZE; monitorowanie stanu zaopatrzenia województwa pomorskiego w energię elektryczną oraz opracowywanie stosownych raportów; koordynacja działań poszczególnych gmin w zakresie planowania energetycznego; prowadzenie działalności szkoleniowej i promocyjnej w zakresie szeroko rozumianej poprawy efektywności energetycznej i poszanowania energii, promocji gospodarki skojarzonej (w tym mikrokogeneracji) oraz wdrażania i wykorzystywania OZE; inicjacja wprowadzenia stanowiska „energetyka gminnego” w jednostkach samorządu terytorialnego; na szczeblu Samorządu Województwa Pomorskiego, dodatkowo należy monitorować stan bezpieczeństwa energetycznego oraz wspierać zadania przewidziane do realizacji scenariusza zrównoważonego rozwoju sektora elektroenergetycznego,
- iii. powołanie instytucji odpowiedzialnej za promowanie i wdrażanie inwestycji energetycznych oraz realizację zadań określonych w ustawie o efektywności energetycznej.

W Programie RE przedstawiono również propozycję działań wspomagających, które mogą być realizowane w województwie pomorskim, przy znaczącej pomocy jednostek samorządu terytorialnego:

- i. wspieranie rozwoju produkcji energii elektrycznej pochodzącej ze skojarzenia,
- ii. wspieranie działań zmierzających do rozwoju sieci elektroenergetycznej przesyłowej (nowe sieci 400 kV i przebudowa istniejących 220 kV na 400 kV, optymalnie w układzie dwutorowym),

- iii. wspieranie do rozwoju sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej tak aby zapewnić pewne i niezawodne zasilanie odbiorcom, zapewnić możliwość podłączania nowych odbiorców (warunek rozwoju gospodarczego i społecznego), zapewnić właściwe warunki wyprowadzenia mocy z OZE,
- iv. realizacja nowoczesnych rozwiązań technologicznych, które muszą charakteryzować się wysoką sprawnością wytwarzania energii, niskimi stratami przesyłu i dystrybucji oraz jak najniższym zapotrzebowaniem na energię po stronie odbiorcy.

1.6. Zasoby biomasy w Województwie Pomorskim – uwarunkowania przestrzenne i kierunki ich wykorzystania do produkcji energii elektrycznej i ciepła

Opracowanie przedmiotowego dokumentu stanowi realizację zapisu zawartego w „Planie zagospodarowania przestrzennego województwa pomorskiego”, gdzie w rozdziale 16.3. „Rekomendacje do działań na polu wojewódzkiej polityki przestrzennej” w ramach opracowań planistycznych o wymiarze wojewódzkim przewidziano sporządzenie pracy pod tytułem „Rozproszona generacja energii elektrycznej i ciepła w województwie pomorskim”. Nadrzędnym celem tego dokumentu jest opracowanie swoistego rodzaju „poradnika” dla organów samorządu lokalnego, który powinien być wykorzystywany przy sporządzaniu i aktualizacji „Studiów uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego” oraz „Założeń do planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe” gmin województwa, w zakresie gospodarki energetycznej.

Zakres merytoryczny opracowania „Zasoby biomasy w Województwie Pomorskim – uwarunkowania przestrzenne i kierunki ich wykorzystania do produkcji energii elektrycznej i ciepła” obejmuje:

- i. ocenę wielkości zasobów energetycznych biomasy stałej z rolnictwa, lasów, sadów, dróg i terenów zielonych oraz odpadów komunalnych, a także biomasy płynnej z ferm tuczu zwierząt,
- ii. ocenę możliwości pozyskania energii z ww. rodzajów biomasy,
- iii. prognozę zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło,
- iv. ocenę porównawczą możliwej do uzyskania energii i prognozowanego na nią zapotrzebowania.

Opracowanie zakresem przestrzennym obejmuje wszystkie gminy wiejskie województwa oraz wybrane miasta położone w otoczeniu obszarów rolniczych i stanowiących ich zaplecze. W odniesieniu do energetycznego wykorzystywania odpadów komunalnych zakres ten rozszerzono o pozostałe miasta województwa, za wyjątkiem obszaru objętego zasięgiem obsługi Zakładu Zagospodarowania Odpadów „Szadółki” w Gdańsku (Zakład Utylizacyjny Sp. z o.o.), który jest w trakcie gruntownej modernizacji obejmującej również wykorzystywanie odpadów. Horyzont czasowy opracowania ustalono na 2030 r. Konkluzje i rekomendacje płynące z tego opracowania są następujące:

- i. gospodarka energetyczna gmin wiejskich i małych miast wymaga modernizacji,
- ii. istniejące i potencjalne zasoby energii biomasy są wystarczające dla zaspokojenia całości perspektywicznych potrzeb w zakresie zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną w ok. 40% gmin, a w pozostałych odsetek możliwego udziału biomasy w zaspokojeniu tych potrzeb waha się w zakresie 20%-70%,

- iii. wykorzystanie tych zasobów może przynieść gminom wymierne korzyści w postaci m.in. zwiększenia lokalnego bezpieczeństwa energetycznego, poprawy stanu środowiska, zmniejszenia bezrobocia i aktywizacji lokalnej przedsiębiorczości,
- iv. przedstawiona w opracowaniu wizja wykorzystania ogromnych zasobów biomasy ma charakter długookresowy i wieloetapowy, a jej horyzont czasowy sięga jednego pokolenia,
- v. spośród możliwych sposobów wykorzystania biomasy, jej spalanie wydaje się najmniej korzystne,
- vi. produkcja biogazu wydaje się rozwiązaniem najbardziej korzystnym zarówno pod względem kosztów uzyskania ciepła jak i oddziaływań środowiskowych,
- vii. elektrociepłownia biomasowa wydaje się mniej korzystna od biogazowni, ale jej zaletą jest możliwość elastycznego etapowania (w pierwszej fazie można zrealizować elektrociepłownię i sprzedawać energię elektryczną do systemu krajowego a ciepło do sieci lokalnych, w drugiej zaś autonomiczną sieć elektroenergetyczną),
- viii. w perspektywie długofalowej, przewiduje się powstawanie, w oparciu o zdecentralizowaną sieć źródeł małej mocy zlokalizowanych blisko domów i miejsc pracy, układów inteligentnych mikrosieci łączących mikrogeneratory.

Ogólna konkluzja płynąca z tego dokumentu wskazuje, że stoimy obecnie u progu rewolucji energetycznej, gdzie produkcja taniej energii w lokalnych źródłach z lokalnych surowców, przede wszystkim z biomasy przesyłanej do odbiorców gminnymi sieciami spowoduje, że stanie się ona podstawowym źródłem zaspakajania potrzeb energetycznych.

2. UWARUNKOWANIA ŚRODOWISKOWE¹⁰

Wdrożenie prawa wspólnotowego obejmuje nie tylko przyjęcie odpowiednich przepisów krajowych zgodnych z tym prawem i realizujących je, ale również zapewnienie, że zostaną podjęte konkretne działania zapewniające jego realizację. Oznacza to, że osiągnięte zostaną wymagane dyrektywami generalne standardy emisyjne lub jakości środowiska oraz zamknięte lub zmodernizowane konkretne źródła emisji. W odniesieniu do niektórych wymagań Polska wynegocjowała okresy przejściowe, pozwalające na odsunięcie w czasie wykonania niektórych obowiązków. Okresy te zapisane następnie zostały w Traktacie Akcesyjnym – środowiska naturalnego dotyczy w nim załącznik XII p. 13. W latach 2012-2016 kończą się uzyskane przez Polskę okresy przejściowe:

- i. do 31 grudnia 2013 r. przypadał termin wykonania określonych celów pośrednich, wynikających z okresu przejściowego uzyskanego od Dyrektywy 91/271/EWG dotyczącej oczyszczania ścieków komunalnych – zgodność z dyrektywą zostanie osiągnięta dla 1165 aglomeracji, co stanowi 91% całkowitego ładunku zanieczyszczeń ulegających biodegradacji zawartych w ściekach komunalnych;
- ii. do 31 grudnia 2015 r. – 13-letni okres przejściowy uzyskany w stosunku do Dyrektywy 91/271/EWG dotyczącej oczyszczania ścieków komunalnych, z której wynika obowiązek usuwania 100% całkowitego ładunku zanieczyszczeń ulegających biodegradacji zawartych w ściekach komunalnych;
- iii. od stycznia 2008 roku Polskę obowiązuje Dyrektywa 2001/80/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 października 2001 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych źródeł spalania paliw (LCP). Dotyczy ona źródeł spalania o mocy większej od 50 MW i reguluje następujące substancje: SO₂, NO_x oraz pył.

Co istotne dla województwa pomorskiego oraz samego miasta Gdańska, w drodze odstępstwa od art. 4 ust. 3 oraz części A załączników III i IV dyrektywy, w Traktacie Akcesyjnym określone zostały okresy przejściowe dla imiennie podanych źródeł (tzw. derogacje imienne):

- i. do 31 grudnia 2015 r. nie stosuje się wartości dopuszczalnych emisji dla dwutlenku siarki dla (...) na terenie województwa pomorskiego: Elektrociepłowni Gdańskiej, Elektrociepłowni Gdyńskiej i EC Rafinerii Gdańskiej,
- ii. do 31 grudnia 2017 r. nie stosuje się wartości dopuszczalnych emisji dla tlenków azotu w obiektach o mocy cieplnej spalania wyższej niż 50 MW, w tym na terenie województwa pomorskiego dla: Elektrociepłowni Gdyńskiej i INTERNATIONAL PAPER-Kwidzyn S.A., Wydział Energetyczny.

Warunkiem korzystania z okresów przejściowych jest utrzymywanie łącznej krajowej emisji substancji na poziomie pułapów określonych w Traktacie Akcesyjnym. Podstawowym sposobem realizacji dyrektywy w Polsce jest – jak dotąd – nałożenie na wszystkie źródła indywidualnych standardów emisji. Została ona wdrożona w Polsce przez rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 4 sierpnia 2003 r. w sprawie standardów emisyjnych z instalacji (Dz. U. Nr 163, poz. 1584). Obecnie kwestie te reguluje rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 22 kwietnia 2011 r. w sprawie

¹⁰ Opracowano na podstawie *Programu Ochrony Środowiska województwa pomorskiego na lata 2013-2016 z perspektywą do roku 2020*

standardów emisyjnych z instalacji (Dz. U. Nr 95, poz. 558). W województwie pomorskim wymienione w Traktacie Akcesyjnym duże źródła spalania, objęte okresami przejściowymi, uregulowały stan formalnoprawny w zakresie wprowadzania pyłów lub gazów do powietrza (za wyjątkiem International Paper-Kwidzyń Sp. z o.o.).

W dniu 24 listopada 2010 roku Parlament Europejski uchwalił Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE w sprawie emisji przemysłowych. Dyrektywa ta wprowadziła szereg bardzo istotnych modyfikacji do dotychczasowych regulacji dotyczącej zintegrowanej ochrony środowiska. Do najistotniejszych zmian, z punktu widzenia zaopatrzenia gminy w ciepło i energię, można zaliczyć znaczne zaostrzenie standardów emisji SO₂, NO_x i pyłów z obiektów energetycznego spalania¹¹ (Tab. 1). Obiekt energetycznego spalania oznacza każde urządzenie techniczne, w którym paliwa są utleniane w celu wykorzystania wytworzonego w ten sposób ciepła (art. 3 pkt 25 Dyrektywy 2010/75/UE). Należy jednak zwrócić uwagę, że szczególne uregulowania dotyczące zaostrzonych standardów emisyjnych oraz odpowiednio mechanizmów derogacyjnych odnoszą się jedynie do obiektów, których całkowita znamionowa moc dostarczona w paliwie jest równa lub większa od 50 MW, niezależnie od rodzaju wykorzystywanego paliwa. Przy czym należy tu uwzględnić szczególne zasady wynikające z tzw. zasady łączenia, zakładającej obowiązek sumowania mocy termiczne kotłów podłączonych do wspólnego komina (art. 29 Dyrektywy 2010/75/UE).

Tab. 1. Nowe standardy emisji wprowadzane przez Dyrektywę 2010/75/UE dla istniejących i nowych instalacji energetycznego spalania

Moc MW _t	SO ₂ mg/Nm ³			NO _x mg/Nm ³			Pyły mg/Nm ³		
	węgiel	paliwa ciekłe	gaz	węgiel	paliwa ciekłe	gaz	węgiel	paliwa ciekłe	gaz
Instalacje istniejące									
50-100	400	350	35	300	450	100	30	30	5
100-300	250	250	35	200	200	100	25	25	5
300-500	200	200	35	200	150	100	20	20	5
>500	200	200	35	200	150	100	20	20	5
Instalacje nowe									
50-100	400	350	35	300	300	100	20	20	5
100-300	200	200	35	200	150	100	20	20	5
300-500	150	150	35	150	100	100	10	10	5
>500	150	150	35	150	100	100	10	10	5

Zgodnie z Dyrektywą, już od stycznia 2016 roku zaostrzone standardy emisyjne powinny spełniać co do zasady zarówno istniejące jak i nowe obiekty energetycznego spalania (wymagania te będą musiały również spełniać wspomniane wcześniej obiekty, które obecnie korzystają z derogacji imiennych). Z drugiej jednak strony, Dyrektywa wprowadza kolejne mechanizmy derogacyjne, dzięki którym możliwym powinno być odsunięcie w czasie obowiązku stosowania nowych standardów emisyjnych. W swym założeniu derogacje dają istniejącym obiektom energetycznego spalania czas na przeprowadzenie inwestycji zmierzających do technicznego dostosowania się do zaostrzonych wymogów emisyjnych. Uzasadnieniem dla mechanizmów derogacyjnych jest również okresowe zwolnienie istniejących obiektów od przestrzegania nowych

¹¹ Piotr Czembor *Przejęciowy plan krajowy jako mechanizm derogacyjny wynikający z dyrektywy w sprawie emisji przemysłowych*, Energetyka, str. 781-786, grudzień 2012

wymagań emisyjnych w sytuacji, gdy dodatkowa modernizacja takiego obiektu byłaby niecelowa (np. z uwagi na planowane jego wyłączenie z eksploatacji). Możliwość skorzystania z mechanizmów derogacyjnych jest niezwykle istotna nie tylko z punktu widzenia interesów właścicieli instalacji lecz również z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw energii, gdyż znaczna część starszych obiektów nie będzie w stanie spełnić 1 stycznia 2016 roku zastrzonych standardów. Mechanizm derogacyjny został w Dyrektywie ujęty w postaci Przejściowego Planu Krajowego (PPK). Wg stanu na listopad 2012, przystąpienie do PPK zadeklarowały 73 obiekty, w tym Elektrociepłownia Gdańska i Gdyńska¹². Podstawy prawne PPK zostały uregulowane w art. 32 Dyrektywy 2010/75/UE oraz w decyzji wykonawczej Komisji z dnia 10 lutego 2012 dotyczącej PPK. Zgodnie z tymi regulacjami, PPK opracowany może zostać przez państwo członkowskie na okres od 1 stycznia 2016 do 30 czerwca 2020 roku

Poza wyżej wymienionymi regulacjami, Polska jako członek UE jest zobowiązana w okresie 2013-2020 do wprowadzenia m.in. następujących celów:

- i. 16 lipca 2013 – ograniczenie odpadów komunalnych ulegających biodegradacji kierowanych do składowania - nie więcej niż 50% wagowo całkowitej masy odpadów komunalnych ulegających biodegradacji (w stosunku do masy odpadów wytworzonych w 1995 r.¹³,
- ii. 2014 r. – osiągnięcie udziału energii wytworzonej ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto co najmniej na poziomie 9,36%¹⁴,
- iii. 31 grudnia 2014 r. – wprowadzenie w budynkach nowych i poddawanych generalnemu remontowi wymogu pozyskiwania minimalnego poziomu energii ze źródeł odnawialnych¹⁵,
- iv. 31 grudnia 2014 r. – odzysk lub spalanie w zakładach spalania odpadów z odzyskiem energii min. 60% wagowo odpadów opakowaniowych,¹⁶
- v. 1 stycznia 2015 r. – wprowadzenie selektywnego zbierania odpadów (dotyczy przede wszystkim papieru, metali, tworzyw sztucznych i szkła),¹⁷
- vi. 1 stycznia 2015 r. – osiągnięcie poziomu dopuszczalnego dla pyłu PM_{2,5} na poziomie 25 µg/m³ i pułapu stężenia ekspozycji pyłu PM_{2,5} dla aglomeracji trójmiejskiej na poziomie 20 µg/m³,¹⁸
- vii. 2016 r. – osiągnięcie udziału energii wytworzonej ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto co najmniej na poziomie 10,44%¹⁹,
- viii. 2016 r. – osiągnięcie ogólnego krajowego celu orientacyjnego w zakresie oszczędności energii w wysokości 9%, za pomocą usług energetycznych i innych środków poprawy efektywności energetycznej²⁰,
- ix. po 31 grudnia 2017 r. w drodze odstępstwa od artykułu 4 ustęp 3 i części A załącznika VII do dyrektywy 2001/80/WE, obowiązek stosowania wartości

¹² Przejściowy Plan Krajowy - projekt, Warszawa, 27 listopada 2012 r.

¹³ Dyrektywa 199/31/WE Rady z dnia 26 kwietnia 199 r. w sprawie składowania odpadów

¹⁴ Dyrektywa 2009/28/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych

¹⁵ Dyrektywa 2009/28/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych

¹⁶ Dyrektywa 94/62/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 20 grudnia 1994 r. w sprawie opakowań i odpadów opakowaniowych

¹⁷ Dyrektywa 2008/98/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 19 listopada 2008 r. w sprawie odpadów

¹⁸ Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 24.08.2012 r. w sprawie poziomów niektórych substancji w powietrzu

¹⁹ Dyrektywa 2009/28/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych

²⁰ Dyrektywa 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych

- dopuszczalnych emisji pyłów dla - na terenie województwa pomorskiego - Ciepłowni Miejskiej Malbork i Zakładzie Energetyki Ciepłej Tczew Sp. z o.o.,
- x. do roku 2020 – ograniczenie odpadów komunalnych ulegających biodegradacji, kierowanych do składowania - nie więcej niż 35% wagowo całkowitej masy odpadów komunalnych ulegających biodegradacji w stosunku do masy odpadów wytworzonych w 1995 r.²¹,
 - xi. do roku 2020 – osiągnięcie udziału energii wytworzonej ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto, co najmniej na poziomie 15% m.in. poprzez promowanie wydajności i oszczędności energetycznej i osiągnięcie udziału energii ze źródeł odnawialnych we wszystkich rodzajach transportu na poziomie, co najmniej na poziomie 10%²²,
 - xii. do roku 2020²³ – osiągnięcie poziomu dopuszczalnego dla pyłu PM_{2,5} na poziomie 20 µg/m³,

W dopełnieniu do opisanych w rozdziale 1 dokumentów programowych bezpośrednio związanych z szeroko pojętą gospodarką i planowaniem energetycznym, poniżej krótko scharakteryzowano obowiązujące aktualnie programy ochrony środowiska na poziomie regionalnym oraz lokalnym, których realizacja m.in. przyczynia się do osiągnięcia powyższych celów środowiskowych wynikających z uwarunkowań unijnych oraz krajowych.

2.1. Program ochrony środowiska województwa pomorskiego na lata 2013-2016 z perspektywą do roku 2020

Wojewódzki program ochrony środowiska służy realizacji polityki ekologicznej państwa w skali regionalnej. Strategiczna część dokumentu zawiera cele: perspektywiczne (4), średniookresowe (12), priorytetowe (1) oraz 60 kierunków działań. Każdemu z celów towarzyszy krótka charakterystyka stanu i problemów środowiska oraz wybranych uwarunkowań wynikających z przepisów prawa. Perspektywiczne, średniookresowe i priorytetowe cele Programu Ochrony Środowiska Województwa Pomorskiego na lata 2013-2016 z perspektywą do roku 2020 (POŚWP 2013-2016) sformułowano w nawiązaniu do ustaleń obowiązującego Planu Zagospodarowania Przestrzennego Województwa Pomorskiego oraz innych regionalnych dokumentów planowania strategicznego i operacyjnego.

Cele perspektywiczne nawiązujące do priorytetów VI Wspólnotowego Programu Działań w zakresie środowiska naturalnego, Polityki Ekologicznej Państwa oraz misji Strategii Rozwoju Województwa Pomorskiego 2020, mają charakter stałych dążeń i perspektywę osiągnięcia poza rokiem 2020:

- i. środowisko dla zdrowia – dalsza poprawa jakości środowiska i bezpieczeństwa ekologicznego,
- ii. wzmocnienie systemu zarządzania środowiskiem oraz podniesienie świadomości ekologicznej społeczeństwa,
- iii. ochrona dziedzictwa przyrodniczego i racjonalne wykorzystanie zasobów przyrody,
- iv. zrównoważone wykorzystanie energii, wody i zasobów naturalnych.

²¹ Dyrektywa 199/31/WE Rady z dnia 26 kwietnia 199 r. w sprawie składowania odpadów

²² Dyrektywa 2009/28/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych

²³ Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 24.08.2012 r. w sprawie poziomów niektórych substancji w powietrzu

W obszarze celów perspektywicznych, spełniających rolę osi priorytetowych wpisano 12 celów średniookresowych przewidzianych do realizacji w latach 2013-2020. Z punktu widzenia zarządzania systemami energetycznymi miasta najistotniejsze z nich to:

- i. osiągnięcie i utrzymywanie standardów jakości środowiska, wpływających na warunki zdrowotne;
- ii. budowa systemu gospodarki odpadami, który w pełni realizuje zasadę zapobiegania i minimalizacji opadów, zapewnia wysoki stopień ich odzysku oraz bezpieczne dla środowiska unieszkodliwianie;
- iii. kształtowanie u mieszkańców województwa pomorskiego postaw i nawyków proekologicznych oraz poczucia odpowiedzialności za stan środowiska;
- iv. aktywizacja rynku do działań na rzecz środowiska, zwiększenie roli ekoinnowacyjności w procesie rozwoju regionu;
- v. ochrona różnorodności biologicznej i krajobrazowej, powstrzymanie procesu jej utraty oraz poprawa spójności systemu obszarów chronionych;
- vi. zrównoważone użytkowanie zasobów kopalin, eliminacja nielegalnego wydobycia oraz minimalizowanie niekorzystnych skutków ich eksploatacji;
- vii. wspieranie wytwarzania i wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych;
- viii. rozbudowa efektywnych systemów produkcji i dystrybucji energii oraz ograniczenie niekorzystnych oddziaływań energetyki na środowisko;

W harmonogramie realizacji POŚWP 2013-2016 wymieniono głównych wykonawców planowanych działań. Będą nimi władze województwa, powiatów i gmin, organizacje pozarządowe, podmioty gospodarcze oraz mieszkańcy. Źródłami finansowania Programu będą środki wspólnotowe, fundusze ochrony środowiska i gospodarki wodnej, budżet Państwa, budżety samorządów, środki własne instytucji publicznych i podmiotów gospodarczych, kredyty itp.

2.2. Program ochrony powietrza dla strefy aglomeracji trójmiejskiej²⁴

Zgodnie z Prawem Ochrony Środowiska w województwie pomorskim wydzielone są dwie strefy oceny jakości powietrza:

- i. aglomeracja trójmiejska, w skład której wchodzi miasta na prawach powiatu: Gdańsk, Gdynia i Sopot,
- ii. strefa pomorska (pozostały obszar województwa).

W wyniku dokonanej na tej podstawie rocznej oceny jakości powietrza w województwie pomorskim za rok 2011 aglomerację trójmiejską zakwalifikowano do klasy C. Oznacza to konieczność przygotowania Programu ochrony powietrza dla strefy (POP). Przyczyną obligującą do stworzenia Programu było wystąpienie w strefie ponadnormatywnej liczby dni z przekroczeniem dopuszczalnego stężenia dobowego pyłu zawieszonego PM₁₀ oraz ponadnormatywnego stężenia średniorocznego benzo(a)pirenu w pyłe zawieszonym PM₁₀, przekraczającego poziom docelowy.

Za główne źródło emisji pyłu PM₁₀ i benzo(a)pirenu, czyli głównych odpowiedzialnych za stan jakości powietrza w strefie uznano źródła powierzchniowe, czyli tzw. „niską emisję” oraz źródła liniowe. Wobec tego faktu w Programie przedstawiono plan działań zmierzających przede wszystkim do ograniczenia emisji ze źródeł energetycznego spalania paliw do celów grzewczych w indywidualnych

²⁴ Na podstawie Programu ochrony powietrza dla strefy aglomeracji trójmiejskiej, w której został przekroczony poziom dopuszczalny pyłu zawieszonego PM₁₀ oraz poziom docelowy benzo(a)pirenu – Załącznik nr 1 do Uchwały Nr 754/XXXV/13 Sejmiku Województwa Pomorskiego z dnia 25 listopada 2013 roku

systemach oraz źródeł liniowych, który doprowadzić ma do uzyskania konkretnego i niezbędnego do poprawy jakości powietrza efektu ekologicznego oraz obniżenia poziomu zanieczyszczenia pyłem zawieszonym PM10 poniżej poziomów dopuszczalnych.

Zgodnie z Programem obniżenie emisji z indywidualnych systemów grzewczych ma się odbywać głównie poprzez:

- i. likwidację ogrzewania węglowego w budynkach użyteczności publicznej,
- ii. obniżenie emisji z indywidualnych systemów grzewczych poprzez realizację systemu zachęt dla mieszkańców do ich likwidacji lub wymiany na niskoemisyjne (np. poprzez podłączenie do sieci ciepłej lub wymianę kotła na gazowy).

W dokumencie wskazano również szereg działań systemowych, których zadaniem jest wspomaganie realizacji Programu. Zgodnie z rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 11 września 2012 r. w sprawie programów ochrony powietrza oraz planów działań krótkoterminowych⁷ (§3 pkt 4) stosowanie środków mających na celu osiągnięcie poziomu docelowego nie może pociągać za sobą niewspółmiernych kosztów i powinno dotyczyć w szczególności głównych źródeł emisji. W przypadku instalacji wymagających pozwolenia zintegrowanego oznacza to stosowanie najlepszych dostępnych technik. Uwzględniając powyższe zapisy w Programie zaproponowano następujące działania naprawcze.

- i. Obniżenie emisji z indywidualnych systemów grzewczych poprzez realizację systemu zachęt do ich likwidacji lub wymiany na niskoemisyjne (system może być realizowany w ramach Planów Gospodarki Niskoemisyjnej lub Programów Ograniczenia Niskiej Emisji) na terenie Gdańska i Gdyni, którego zadaniem będzie m.in. określenie możliwości, odpowiedzialności, zasad finansowania oraz zainteresowania mieszkańców wymianą źródeł ciepła lub podłączeniem do sieci ciepłowniczej w celu ograniczenia emisji zanieczyszczeń.
- ii. Prowadzenie działań edukacyjno-informacyjnych, szczególnie:
 - a. utrzymywanie systemu informowania mieszkańców o aktualnym stanie zanieczyszczenia powietrza benzo(a)pirenem oraz o jego wpływie na zdrowie,
 - b. prowadzenie akcji edukacyjnych uświadamiających mieszkańcom zagrożenia dla zdrowia jakie niesie ze sobą zanieczyszczenie powietrza pyłem PM10 i benzo(a)pirenem,
- iii. Działania systemowe:
 - a. koordynacja realizacji Programu (w tym system sprawozdań z realizacji POP),
 - b. edukacja ekologiczna,
 - c. uwzględnianie w zakupach i zamówieniach publicznych problemów ochrony powietrza,
 - d. kontrola zakładów emitujących do powietrza pył i benzo(a)piren.
- iv. Działania kontrolne:
 - a. kontrola przestrzegania zakazu spalania odpadów,
 - b. kontrola przestrzegania zakazu spalania pozostałości roślinnych z ogrodów na powierzchni ziemi,
 - c. kontrola przestrzegania zakazu wypalania traw,
 - d. monitoring budów pod kątem ograniczenia niezorganizowanej emisji pyłu,
 - e. monitoring pojazdów opuszczających place budów pod kątem ograniczenia,
 - f. zanieczyszczenia dróg.
- v. Działania ograniczające emisję z dróg:

- a. poprawa stanu technicznego dróg,
 - b. ograniczenie wtórnej emisji poprzez czyszczenie dróg metodą moką,
 - c. rozwój komunikacji zbiorowej.
- vi. Działania wspomagające:
- a. zmiany w dokumentach strategicznych pod kątem kierunków działań zawartych w POP,
 - b. aktualizacja projektów założeń do planów oraz planów zaopatrzenia w ciepło energię elektryczną i paliwa gazowe,
 - c. uwzględnianie w planach zagospodarowania przestrzennego wymogów związanych z ochroną powietrza.

Wskazane w Programie wielkości redukcji emisji z indywidualnych systemów grzewczych są wystarczające do osiągnięcia stanu wymaganego przepisami prawa (poziomów dopuszczalnych) dla pyłu zawieszonego PM10 jednak są niewystarczające do osiągnięcia poziomu docelowego dla benzo(a)pirenu. Jednak z uwagi na, niewspółmierne do osiągniętego efektu ekologicznego, koszty wymiany kotłów w indywidualnych systemach grzewczych na bardzo szeroką skalę, nie przedstawiono zadań z tym związanych do obligatoryjnego wykonania w ramach Programu ochrony powietrza.

Z punktu widzenia projektu aktualizacji „Założeń...”, realizacja planu naprawczego wynikającego z zaproponowanych w Programie działań, w pełni wpisuje się w realizację jednego z celów głównych projektu aktualizacji „Założeń”, jakim jest minimalizacja negatywnego wpływu systemów energetycznych na stan powietrza atmosferycznego.

2.3. Plan Gospodarki Odpadami dla Województwa Pomorskiego 2018

Podstawowym założeniem funkcjonowania gospodarki odpadami komunalnymi w Polsce jest system rozwiązań regionalnych. Zgodnie z ustawą o odpadach region gospodarki odpadami to obszar liczący co najmniej 150 tys. mieszkańców, oparty o funkcjonowanie regionalnych instalacji do przetwarzania odpadów komunalnych, spełniające w zakresie technicznym wymagania najlepszej dostępnej techniki. Gminom powierzono obowiązek budowy, utrzymania i eksploatacji własnych lub wspólnych z innymi gminami regionalnych instalacji do przetwarzania odpadów komunalnych, które mają stać się filarem nowego systemu gospodarowania odpadami. W województwie pomorskim wyznaczono 7 regionów gospodarki odpadami, z których najmniejszy, region południowo-zachodni liczy 150 547 mieszkańców, natomiast największy, region Szadółki zamieszkuje 597 490 osób.

W wojewódzkim Planie Gospodarki Odpadami, wśród planów inwestycyjnych dotyczących regionalnej instalacji przetwarzania odpadów komunalnych w Gdańsku (RIPOK Szadółki) wymieniono Zakład Utylizacyjny Sp. z o.o., jako jednostkę realizującą kolejny projekt²⁵ pod nazwą „System Gospodarki odpadami dla Metropolii Trójmiejskiej”, którego celem jest budowa na terenie województwa pomorskiego Zakładu Termicznego Przekształcania Odpadów (ZTPO). Na terenie zakładu ZTPO przetwarzana będzie frakcja energetyczna odpadów, która wydzielona zostanie w pomorskich zakładach zagospodarowania odpadów. Realizacja tego zadania, obok stworzenia kompleksowego systemu gospodarowania odpadami, przyczyni się do spełnienia przez Unię Europejską wymagań dotyczących zagospodarowania frakcji energetycznej odpadów.

²⁵ W latach 2008-2011 na terenie zakładu zrealizowano projekt „Modernizacja gospodarki odpadami komunalnymi w Gdańsku”

2.4. Program Ochrony Środowiska dla Miasta Gdańska 2011 z uwzględnieniem perspektywy 2012-2014

Realizując wymogi prawne mając na celu realizację polityki ekologicznej państwa, Prezydent Miasta Gdańska przygotował Gminny program ochrony środowiska na lata 2002-2010, który został przyjęty Uchwałą Rady Miasta w Gdańsku Nr XLVII/1415/2002 z dnia 22 marca 2002 r. Zgodnie z zapisami Ustawy Prawo Ochrony Środowiska aktualizację Programu Ochrony Środowiska i Planu Gospodarki Odpadami przeprowadza się, co cztery lata. Przy sporządzeniu POŚ uwzględniono wymagania dotyczące polityki ekologicznej państwa, określone w art. 14 Ustawy:

- i. cele ekologiczne,
- ii. priorytety ekologiczne,
- iii. poziomy celów długoterminowych,
- iv. rodzaj i harmonogram działań proekologicznych,
- v. środki niezbędne do osiągnięcia celów, w tym mechanizmy prawno-ekonomiczne i środki finansowe.

Poza wymaganiami wynikającymi z Ustawy, przy opracowywaniu Programu uwzględniono wytyczne do sporządzania powiatowych i gminnych programów ochrony środowiska, zawarte w Programie Ochrony Środowiska Województwa Pomorskiego 2010.

Budowa systemu gospodarki odpadami, który w pełni realizuje zasadę zapobiegania i minimalizacji ilości wytwarzanych odpadów, zapewnia wysoki stopień ich odzysku oraz bezpieczne dla środowiska unieszkodliwienie. Osiągnięcie tego celu jest przedmiotem Planu Gospodarki Odpadami dla Miasta Gdańska 2011, stanowiącego integralną część Programu Ochrony Środowiska.

Analiza obecnego stanu środowiska oraz podnoszone w dokumentach strategicznych Miasta Gdańska zagrożenia i wyzwania w obszarze zarządzania środowiskiem pozwoliły na zdefiniowanie głównych kierunków działań Programu Ochrony Środowiska dla Miasta Gdańska:

- i. podnoszenie skuteczności oczyszczania ścieków komunalnych i wzmocnienie nadzoru nad gospodarką ściekową w rejonach nieskanalizowanych,
- ii. zwiększanie udziału wód podziemnych w strukturze zaopatrzenia w wodę mieszkańców,
- iii. zwiększenie retencji wodnej na górnym tarasie miasta,
- iv. zapewnienie bezpieczeństwa ekologicznego,
- v. sukcesywne ograniczanie uciążliwości hałasowych,
- vi. zwiększanie świadomości ekologicznej mieszkańców,
- vii. osiągnięcie i utrzymanie standardów jakości powietrza,
- viii. ochrona różnorodności biologicznej i krajobrazowej.

Wskazane główne kierunki działań w pełni wpisują się w realizację polityki ekologicznej województwa, nakreśloną w Programie Ochrony Środowiska Województwa Pomorskiego na lata 2007-10 z uwzględnieniem perspektywy 2011-14. Ostatecznie wymienione kierunki działań przypisano kilku celom średniookresowym i celom wyższego rzędu – 4 celom perspektywicznym (osiom priorytetowym), tożsamym z celami zdefiniowanymi w POSWP 2010 (rozdz. 5 pkt 2).

Dla każdego celu zdefiniowano działania, a w ich ramach również konkretne przedsięwzięcia/zadania, których realizacja doprowadzi do osiągnięcia założonego efektu ekologicznego na poziomie Miasta Gdańska oraz przyczyni się do poprawy stanu

środowiska w regionie i do osiągnięcia założonych celów ekologicznych przyjętych dla województwa pomorskiego. Dla przyjętych celów perspektywicznych sformułowano 7 celów średniookresowych, stanowiących cele realizacyjne, możliwe do osiągnięcia w rozszerzonym okresie programowania do 2014 r., wskazując kierunki działań służących realizacji założonych celów. Mając na uwadze niniejsze opracowanie, z punktu widzenia systemów energetycznych miasta najistotniejszymi celami realizacyjnymi oraz kierunkami działań z nimi związanymi są:

- i. poprawa warunków zdrowotnych poprzez osiągnięcie i utrzymywanie standardów jakości powietrza (m.in. poprzez ograniczenie źródeł emisji zanieczyszczeń z energetycznego spalania paliw, zmniejszanie emisji energii i substancji do powietrza, ograniczanie ilości emitowanych zanieczyszczeń pochodzenia komunikacyjnego i technologicznego),
- ii. rozwój świadomego uczestnictwa społecznego w podejmowaniu decyzji związanych z wykorzystaniem zasobów środowiska (m.in. poprzez monitorowanie komponentów środowiska, wspieranie wykorzystania OZE, kreowanie postaw proekologicznych oraz wykształcenie u mieszkańców miasta nawyków proekologicznych oraz poczucia odpowiedzialności za środowisko).

3. PLANOWANIE ENERGETYCZNE NA SZCZEBLU GMINNYM^{26,27}

W 2012 roku nieznacznie zmieniły się obowiązki gmin w zakresie planowania energetycznego. Związane jest to przede wszystkim z wejściem w życie przepisów o efektywności energetycznej. Zaopatrzenie w energię, ciepło i paliwa gazowe jest zadaniem własnym gminy²⁸. Potwierdza to art. 18 ustawy z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (dalej: Prawo energetyczne). Artykuł ten stanowi, że do zadań własnych gminy należy zaopatrzenie w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe. Ustawodawca wskazał trzy szczegółowe zadania precyzujące powyższe stwierdzenie. W tym zakresie do obowiązków gminy należy:

- i. planowanie i organizowanie zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe na obszarze gminy,
- ii. planowanie oświetlenia miejsc publicznych i dróg znajdujących się na obszarze gminy,
- iii. finansowanie oświetlenia ulic, placów i dróg publicznych znajdujących się na obszarze gminy,
- iv. od 1 stycznia 2012 r. – planowanie i organizowanie działań mających na celu racjonalizację zużycia energii, a także promocję rozwiązań zmniejszających zużycie energii na obszarze gminy.

Powyższe zadania posiadają bardzo zróżnicowany charakter i wymagają od gminy zupełnie odmiennych działań. Jednakże wspólnym mianownikiem dla powyższych obowiązków jest fakt, iż ich realizacja przez gminę powinna odbywać się zgodnie z dwoma planami. Po pierwsze, zgodnie z miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego. Jeśli jednak w gminie nie ma takiego planu, wspomniane zadania należy realizować zgodnie z kierunkami rozwoju gminy zawartymi w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy. Po drugie konieczna jest również zgodność z odpowiednim programem ochrony powietrza przyjętym na podstawie art. 91 prawa ochrony środowiska. Trzeba w tym miejscu zaznaczyć, że sposób sformułowania przedmiotowej normy jednoznacznie wskazuje na ich prymat tych dwóch dokumentów nad przedmiotowymi zadaniami gminy. Gmina, planując zaopatrzenie w media energetyczne, musi uwzględniać przeznaczenie terenu, jakie ustalono w miejscowym planie przestrzennym lub studium przestrzennym. Nie jest bowiem wskazane, by w gminie istniały plany wzajemnie sprzeczne, a planując zaopatrywanie w media energetyczne, trzeba uwzględnić przeznaczenie poszczególnych terenów.

3.1. Projekt założeń do planu zaopatrzenia

Realizując zadania związane z energetyką, wójt, burmistrz lub prezydent miasta opracowuje projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe. Jest to dokument niezwykle istotny, ponieważ dotyczy długiego okresu oraz wymaga uwagi i wnikliwej analizy ze strony twórców.

Projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe sporządza się dla obszaru gminy na co najmniej 15 lat i aktualizuje co najmniej raz na trzy lata.

²⁶ Dubiński J., *Zadania własne gminy w zakresie planowania zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe*, Samorząd Terytorialny 7-8/2012

²⁷ Liżewski S. *Zmiany w planowaniu energetycznym w gminie*, <http://samorzad.infor.pl>

²⁸ Art. 7 ust. 1 pkt 3 ustawy z 8 marca 1990 r. o samorządzie gminnym

Planowanie potrzeb energetycznych na tak długi okres niemal zawsze będzie się odbywało w warunkach sporej niepewności. Wynika to przede wszystkim z tego, że przez ten czas mogą zmienić się czynniki mające wpływ na poziom zapotrzebowania energetycznego. Może to dotyczyć np.:

- i. zwiększenia wymagań w zakresie jakości (może to wiązać się zarówno z postępowaniem technologicznym związanym z jakością usług świadczonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, jak i z wymaganiami mieszkańców w zakresie komfortu życia),
- ii. zmiany poziomu zapotrzebowania energetycznego (np. w wyniku zmiany liczby mieszkańców i innych odbiorców energii, zwiększenia efektywności wykorzystywania energii itd.),
- iii. zmian w zakresie cen energii,
- iv. wykorzystywania lokalnych zasobów energii (może to dotyczyć zwiększenia lub zmniejszenia możliwości wykorzystywania jako paliwa np. drewna, torfu, słomy czy innych surowców pochodzenia roślinnego).

Stworzenie planu powinno być nakierowane na realizację celów polityki energetycznej. W planach rozwoju i utrzymania systemu zaopatrzenia energetycznego miasta należy uwzględniać potrzeby i pewność funkcjonowania strategicznych obiektów na terenie miasta (w tym również infrastruktury wodociągowo-kanalizacyjnej). Gminy muszą brać pod uwagę przede wszystkim specyfikę lokalnego rynku, tzn. planować wykorzystanie posiadanych zasobów energii, mieć na uwadze rozwój społeczności lokalnej oraz optymalne wykorzystywanie potencjału ludzkiego. Uwzględnienie tych czynników przyniesie z pewnością długofalowe efekty mierzone nie tylko skutkami ekonomicznymi (zmniejszeniem kosztów), lecz także m.in.:

- i. podniesieniem świadomości mieszkańców w zakresie racjonalnego korzystania z energii, tak ważnej w obecnej kondycji jej globalnych zasobów,
- ii. zwiększeniem skuteczności zarządzania energią,
- iii. rozwojem infrastruktury energetycznej,
- iv. efektywnością ochrony środowiska naturalnego, co z kolei może wpłynąć np. na rozwój turystyki, czyli na rozwój gminy,
- v. tworzeniem nowych miejsc pracy w sektorze energetycznym.

Projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe powinien określać:

- i. ocenę stanu aktualnego i przewidywanych zmian zapotrzebowania na ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe,
- ii. przedsięwzięcia racjonalizujące użytkowanie ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych,
- iii. 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,
- iv. od 1 stycznia 2012 r. – możliwości stosowania środków poprawy efektywności energetycznej w rozumieniu ustawy z 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej,
- v. zakres współpracy z innymi gminami.

Projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe:

- i. podlega opiniowaniu przez samorząd województwa w zakresie koordynacji współpracy z innymi gminami oraz w zakresie zgodności z polityką energetyczną państwa,
- ii. trzeba wyłożyć do publicznego wglądu na okres 21 dni, powiadamiając o tym w sposób zwyczajowo przyjęty w danej miejscowości.
- iii. Podmioty, które są zainteresowane zaopatrzeniem w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe na obszarze gminy mają prawo składać wnioski, zastrzeżenia i uwagi do projektu założeń. W rezultacie rada gminy uchwała założenia do planu zaopatrzenia, rozpatrując jednocześnie wnioski, zastrzeżenia i uwagi zgłoszone w czasie wyłożenia projektu założeń do publicznego wglądu.

3.2. Plany przedsiębiorstw energetycznych

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii sporządzają dla obszaru swojego działania plany rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe lub energię. Plany te przygotowywane są z uwzględnieniem miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego albo kierunków rozwoju gminy określonych w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy (art. 16 ust. 1 Prawa energetycznego). Zarówno te plany, jak też propozycje niezbędne do opracowania gminnego projektu założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe przedsiębiorstwa udostępniają nieodpłatnie wójtowi, burmistrzowi lub prezydentowi miasta – w zakresie dotyczącym obszaru danej gminy. Od 1 stycznia 2012 r. projekt planu przedsiębiorstwa powinien zawierać m.in. propozycje stosowania środków poprawy efektywności energetycznej w rozumieniu ustawy o efektywności energetycznej.

Może się jednak zdarzyć, że plany przedsiębiorstw energetycznych nie zapewniają realizacji założeń planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa uchwalanego przed radę gminy. W takim przypadku wójt, burmistrz lub prezydent miasta opracowuje projekt planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla obszaru gminy lub jej części. Projekt takiego planu należy opracować na podstawie uchwalonych przez radę tej gminy założeń i w zgodzie nimi.

Plan zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe uchwała rada gminy, natomiast w celu realizacji tego planu gmina może zawierać umowy z przedsiębiorstwami energetycznymi.

Jeśli jednak nie ma możliwości zrealizowania planu na podstawie umów, wówczas rada gminy (dla zapewnienia zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe) w drodze uchwały może wskazać tę część planu, z którą działania prowadzone na obszarze gminy muszą być zgodne.

3.3. Najnowsze zmiany w Prawie energetycznym – mały trójpak energetyczny

Najnowsza nowelizacja prawa energetycznego (tzw. mały trójpak energetyczny) uchwalona przez Sejm 21 czerwca 2013 roku wynika głównie z konieczności implementacji unijnych regulacji dla rynku energetycznego (przede wszystkim w sektorze elektroenergetycznym i gazowym), w tym Dyrektywy o odnawialnych źródłach energii 2009/28/WE.

Ustawa wprowadza pojęcie odbiorcy wrażliwego energii elektrycznej, którym będzie osoba z przyznanym dodatkiem mieszkaniowym oraz odbiorcy wrażliwego paliw

gazowych, którym będzie osoba otrzymująca ryczałt na zakup opału. Ten pierwszy będzie otrzymywał dodatek energetyczny, wypłacany przez gminy w ramach zadania zleconego z zakresu administracji rządowej. Wypłacanie dodatków rozpocznie się w roku 2013 a rząd polski wygospodarował na ten cel 115 mln złotych. Przeciętna wysokość dodatku szacowana jest na ok. 20 zł miesięcznie.

Nowelizacja reguluje ponadto warunki odłączania odbiorców w gospodarstwach domowych przez operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) energii elektrycznej, gazu i ciepła (w przypadku złożenia reklamacji przez odbiorcę OSD będzie zobowiązany do ponownego podłączenia w ciągu 3 dni, a na rozpatrzenie reklamacji będzie miał 14 dni). Spory pomiędzy odbiorcami a przedsiębiorstwami energetycznymi rozstrzygać będą polubowne sądy konsumenckie przy inspektoratach Inspekcji Handlowej.

Ustawa poszerza również definicję odnawialnego źródła energii o dwa zasoby energii – aerothermalną i hydrothermalną, czyli ciepło lub chłód pozyskiwane odpowiednio z powietrza lub z wody. Poszerzenie tej definicji powoduje zaliczenie pomp ciepła do urządzeń wykorzystujących energię odnawialną. Kolejną zmianą wprowadzoną przez nowelizację, odnoszącą się do OZE jest wprowadzenie nowych rodzajów instalacji wytwórczych:

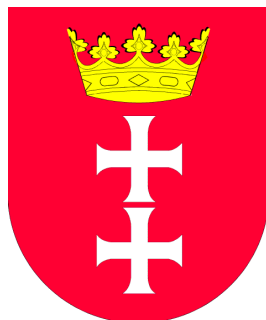
- i. mikroinstalacja: OZE o łącznej mocy zainstalowanej nie przekraczającej 40 kW_{el} (przyłączone do sieci poniżej 110 kV) lub 120 kW_t,
- ii. mała instalacja: OZE o łącznej mocy zainstalowanej od 40 kW_e (przyłączone do sieci poniżej 110 kV) do 200 kW_{el} lub od 120 kW_t do 600 kW_t.

Nowelizacja wprowadza preferencyjne warunki przyłączania mikroinstalacji do sieci. Zgodnie z proponowanymi przepisami będą one zwolnione od opłaty przyłączeniowej. Osoby fizyczne, które chcą produkować energię z odnawialnych źródeł energii w swoich gospodarstwach domowych, nie muszą zakładać działalności gospodarczej i uzyskiwać koncesji. Mogą także wprowadzić prąd do sieci i sprzedać po stawce równej 80% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej w kraju w roku poprzednim. Nowelizacja dodaje też przepisy dotyczące gwarancji pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnym źródle energii.

Dla przemysłowych odbiorców – firm energochłonnych przewidziano ulgę – po notyfikacji przepisów w Komisji Europejskiej zostaną częściowo zwolnieni z obowiązku rozliczania się z zielonych certyfikatów. Rozszerzono katalog podmiotów obowiązanych do przedstawienia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do umorzenia świadectw pochodzenia energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych lub biogazu rolniczego albo uiszczenia opłaty zastępczej o odbiorów przemysłowych, którzy w roku poprzedzającym rok realizacji obowiązku zużyli nie mniej niż 100 GWh energii elektrycznej, której koszt wyniósł nie mniej niż 3% wartości jego produkcji.

Ustawa wprowadza również obowiązek sprzedaży przez firmy obracające gazem określonej części surowca za pośrednictwem giełdy (tzw. obligo gazowe). Od wejścia w życie nowelizacji do końca 2013 r. przez giełdy ma być sprzedawane 30% gazu wprowadzonego do sieci przesyłowej, w 2014 r. – 40%, a od 1 stycznia 2015 r. – 55%.

Projekt aktualizacji Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe miasta Gdańska



ROZDZIAŁ II

CHARAKTERYSTYKA MIASTA



SPIS TREŚCI

1.	POŁOŻENIE GEOGRAFICZNE MIASTA I STRUKTURA TERENU.....	60
2.	WARUNKI KLIMATYCZNE.....	62
3.	PODZIAŁ MIASTA NA JEDNOSTKI URBANIZACYJNE I ADMINISTRACYJNE.....	63
4.	STRUKTURA DEMOGRAFICZNA	66
5.	ZASOBY BUDOWLANE.....	70
5.1.	MIESZKALNICTWO ZBIOROWE I RODZINNE	70
5.2.	OBIEKTY UŻYTECZNOŚCI PUBLICZNEJ W GDAŃSKU	72
5.3.	WIELKOPOWIERZCHNIOWE OBIEKTY HANDLOWE (WOH)	72
5.4.	OBIEKTY PRZEMYSŁOWE.....	74
6.	CHARAKTERYSTYKA ISTNIEJĄCEJ INFRASTRUKTURY MIASTA.....	75
6.1.	SYSTEM CIEPŁOWNICZY	75
6.2.	SYSTEM ELEKTROENERGETYCZNY.....	75
6.3.	SYSTEM GAZOWNICZY	75
6.4.	SYSTEM WODNO-KANALIZACYJNY	76
6.5.	INFRASTRUKTURA DROGOWA.....	77
7.	KIERUNKI ZAGOSPODAROWANIA PRZESTRZENNEGO MIASTA	79
8.	UWARUNKOWANIA LOKALNE ZWIĄZANE ZE STRATEGIĄ ROZWOJU MIASTA	81
9.	MOŻLIWOŚCI WSPÓŁPRACY MIASTA Z SĄSIADUJĄCYMI GMINAMI W ZAKRESIE GOSPODARKI ENERGETYCZNEJ.....	82
9.1.	CHARAKTERYSTYKA MIASTA GDYNI NA TLE MOŻLIWOŚCI WSPÓŁPRACY W ZAKRESIE GOSPODARKI ENERGETYCZNEJ	83
9.2.	CHARAKTERYSTYKA MIASTA SOPOTU NA TLE MOŻLIWOŚCI WSPÓŁPRACY W ZAKRESIE GOSPODARKI ENERGETYCZNEJ	84
9.3.	CHARAKTERYSTYKA GMINY ŻUKOWO NA TLE MOŻLIWOŚCI WSPÓŁPRACY W ZAKRESIE GOSPODARKI ENERGETYCZNEJ	85
9.4.	CHARAKTERYSTYKA GMINY KOLBUDY NA TLE MOŻLIWOŚCI WSPÓŁPRACY W ZAKRESIE GOSPODARKI ENERGETYCZNEJ	86
9.5.	CHARAKTERYSTYKA GMINY MIEJSKIEJ PRUSZCZ GDAŃSKI NA TLE MOŻLIWOŚCI WSPÓŁPRACY W ZAKRESIE GOSPODARKI ENERGETYCZNEJ.....	86
9.6.	CHARAKTERYSTYKA GMINY PRUSZCZ GDAŃSKI NA TLE MOŻLIWOŚCI WSPÓŁPRACY W ZAKRESIE GOSPODARKI ENERGETYCZNEJ.....	87
9.7.	CHARAKTERYSTYKA GMINY CEDRY WIELKIE NA TLE MOŻLIWOŚCI WSPÓŁPRACY W ZAKRESIE GOSPODARKI ENERGETYCZNEJ	88
9.8.	CHARAKTERYSTYKA GMINY STEGNA NA TLE MOŻLIWOŚCI WSPÓŁPRACY W ZAKRESIE GOSPODARKI ENERGETYCZNEJ	89

1. POŁOŻENIE GEOGRAFICZNE MIASTA I STRUKTURA TERENU

Gdańsk jest miastem portowym położonym nad Morzem Bałtyckim (Zatoka Gdańska). Od północy graniczy z Gdynią i Sopotem, od południa z Gminą Kolbudy, Pruszczem Gdańskim (gminą i miastem) oraz Cedrami Wielkimi, od zachodu z Gminą Żukowo, natomiast od wschodu z Gminą Stegna. Gdańsk jest stolicą województwa pomorskiego, a wraz z Gdynią i Sopotem tworzy tak zwane Trójmiasto.



Rys. 1. Podział administracyjny województwa pomorskiego²⁹

Miasto położone jest w obrębie różnych jednostek środowiska przyrodniczego, dzięki czemu warunki przyrodnicze są bardzo zróżnicowane. Południowo-wschodnia część Gdańska leży na Żuławach Wiślanych, czyli depresyjnej równinie delty Wisły, która występuje w dwóch formach ukształtowania terenu: wysokiej klifowej oraz niskiej zatorfionej. Zachodnia i południowo-zachodnia część miasta to wysoczyzna morenowa krawędziowa z licznymi deniwelacjami i różnej wielkości dolinami z ciekami wodnymi oraz moreną denną. Środkowa i wschodnia część Gdańska to tereny ukształtowane na styku morza Bałtyckiego oraz delty Wisły, czyli tereny Półwyspu Westerplatte wraz z korytem Wisły Śmiałej, Wisły Przekop oraz Wyspy Sobieszewskiej.

Powierzchnia Gdańska to 261,96 km². Według stanu na koniec roku 2011: 9667 ha (36,90 %) to tereny zabudowane, 4040 ha stanowią tereny mieszkaniowe, 1 387 ha – przemysłowe. Tereny leśne Gdańska to 18,8% - 4 926 ha powierzchni miasta, w skład których wchodzi: lasy państwowe 3 631 ha, 180 ha lasy prywatne oraz 1 115 ha lasy komunalne. Pozostałe tereny zielone, to tereny zieleni rekreacyjno-wypoczynkowej 530 ha, tereny działkowe 957 ha, 34,93 % miasta tj. 9 152 ha zajmują użytki rolne, natomiast 2,2 % (856 ha) nieużytki.

²⁹źródło: <http://www.pomorskie.eu>

Do Gdańska bezpośrednio przylega kompleks Trójmiejskiego Parku Krajobrazowego, który jest obejmuje Pojezierza Kaszubskiego. Dodatkowo zieleń Gdańska stanowią przede wszystkim: Lasy Komunalne, Pas Nadmorski, Założenia Dworsko-Parkowe, zieleńce, skwery, tereny rekreacyjno-wypoczynkowe, ogródki działkowe i inne.

Do największych kompleksów należą Lasy Oliwskie, które są własnością Lasów Państwowych, jedynie ich nieznaczna część stanowią Lasy Komunalne Gdańska. Obszary rolnicze oraz łąki i pastwiska stanowią rozległe obszary wysoczyzny w rejonie dzielnic / jednostek urbanistycznych: Maćki, Łostowice, Szadółki, Kokoszki, Rębichowo, Klukowo, Nowy Świat.

2. WARUNKI KLIMATYCZNE

Gdańsk jest jednym z bardziej zróżnicowanych miast w Polsce. Znajduje się w strefie przejściowej klimatu umiarkowanego i kontynentalnego, charakteryzującej się zróżnicowaniem elementów klimatycznych. Wpływa na to, w dużej mierze, położenie miasta w strefie nadmorskiej. Zgodnie z normą PN-EN 12831:2006 „Instalacje ogrzewcze w budynkach. Metoda obliczania projektowego obciążenia cieplnego”, Gdańsk leży w pierwszej strefie klimatycznej.



Rys. 2. Mapa klimatyczna Polski z podziałem na strefy, zgodnie z Polską Normą PN-EN 12831³⁰

W związku z tym do obliczeń zapotrzebowania na moc cieplną należy przyjmować projektową temperaturę zewnątrz równą -16°C . Najniższa średnia temperatura występuje w styczniu i wynosi odpowiednio: $-3,4^{\circ}\text{C}$ dla Gdańska – Śródmieście (stacja meteorologiczna AM 1), $-3,6$ dla Gdańska – Stogi (stacja meteorologiczna AM 2) oraz $-4,5$ dla Gdańska – Nowy Port (stacja meteorologiczna AM 3). Najcieplejszym miesiącem jest lipiec, gdzie temperatura średnia wynosi: $18,4$ – AM 1; $17,9$ – AM 2; $16,7$ – AM 3 i sierpień: $18,0$ – AM 1; $17,8$ – AM 2; $17,0$ – AM 3. Bliskość morza Bałtyckiego powoduje, że zimy są łagodne z długimi okresami bez przymrozków, przy czym wilgotność względna powietrza jest dosyć wysoka. Najwyższe wartości odnotowano w okresie od listopada do lutego, waha się w granicach 80-85%, przez co temperatura odczuwalna jest niższa od rzeczywistej. Najsuchszymi miesiącem jest miesiąc maj, wilgotność względna w tym czasie wynosi 63%. Minimalna terminowa wartość wilgotności względnej na stacji AM1 wyniosła w maju 2012 roku 24,2 %, a w kwietniu na stacji AM 2 27,1%. Średnia roczna suma opadów w roku 2012 wyniosła 529 mm. Najwyższa średnia miesięczna suma opadów występuje w lipcu. W roku 2012 odnotowano 126,8 mm na stacji AM 1 i 131,8mm na stacji AM 2. Najniższa średnia miesięczna suma opadów występuje w lutym oraz marcu, a w badanym roku odnotowano odpowiednio 7,2mm i 7,9 mm (AM 2). W okresie późnej jesieni i wczesnej wiosny występują silne wiatry, szczególnie silne w okresie wymiany wód między Morzem Północnym i Bałtykiem - wieją z siłą 12 stopni w skali Beauforta, tworząc na Zatoce Gdańskiej nawet dziewięciometrowe fale. Średnia miesięczna prędkość wiatru waha się w granicach od 1,2 do 3m/s. Najwyższa terminowa prędkość wiatru wystąpiła w Gdańsku – Stogach i wyniosła 12,4 m/s (styczeń 2012).³¹

³⁰ źródło: <http://cieplosystemowe.pl>

³¹ „Stan zanieczyszczenia powietrza atmosferycznego w aglomeracji gdańskiej i Tczewie w roku 2012 i informacja o działalności fundacji ARMAAG”, Fundacja „Agencja Regionalnego Monitoringu Atmosfery Aglomeracji Gdańskiej”. 2013 r.

3. PODZIAŁ MIASTA NA JEDNOSTKI URBANIZACYJNE I ADMINISTRACYJNE

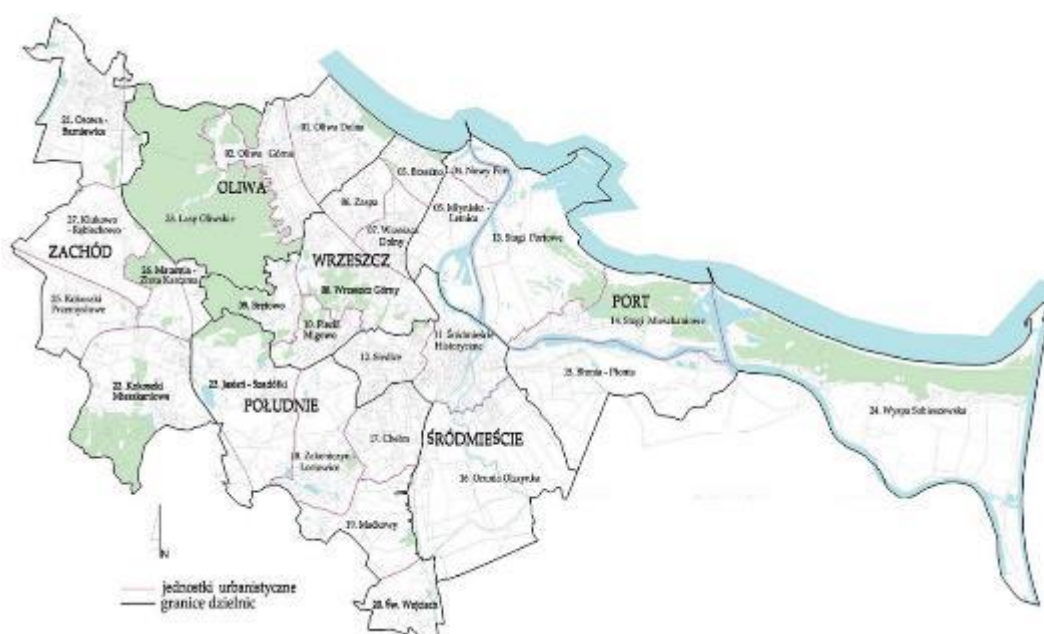
Na terenie miasta Gdańska obowiązują dwa podziały terytorialne:

- i. podział urbanistyczny (6 dzielnic i 28 jednostek urbanistycznych),
- ii. podział administracyjny (34 jednostki administracyjne, tzw. jednostki pomocnicze).

Od roku 1999 r. miasto dla celów planistycznych podzielone jest na 6 dzielnic urbanistycznych: Śródmieście, Wrzeszcz, Oliwa, Południe, Zachód i Port, a każda z dzielnic – na 3 do 6 jednostek urbanistycznych (łącznie 28). Struktury te zostały wyspecyfikowane w tabeli 1 i na rysunku 3.

Tab. 1. Podział urbanistyczny (planistyczny) miasta Gdańska

Dzielnice	Jednostki urbanistyczne	
1. Południe	1. Chełm 2. Zakoniczyn – Łostowice 3. Maćkowy	4. Św. Wojciech 5. Jasień - Szadółki
2. Oliwa	1. Oliwa Dolna 2. Oliwa Górna 3. Lasy Oliwskie	
3. Port	1. Nowy Port 2. Młyniska - Letnica 3. Stogi Portowe	4. Stogi Mieszkaniowe 5. Błonia – Płonia 6. Wyspa Sobieszewska
4. Śródmieście	1. Śródmieście Historyczne 2. Siedlce 3. Orunia - Olszynka	
5. Wrzeszcz	1. Brzeźno 2. Zaspą 3. Wrzeszcz Dolny	4. Wrzeszcz Górny 5. Brętowo 6. Piecki – Migowo
6. Zachód	1. Osowa - Barniewice 2. Kokoszki Mieszkaniowe 3. Kokoszki Przemysłowe	4. Matarnia – Żłota Karczma 5. Klukowo – Rębichowo
Łącznie 6 dzielnic	28 jednostek urbanistycznych	



Rys. 3. Podział urbanistyczny miasta Gdańska

Oprócz podziału urbanistycznego, miasto Gdańsk podzielone jest wg klucza administracyjnego na 34 jednostki administracyjne zwane jednostkami pomocniczymi. Jednostki pomocnicze utworzone zostały na bazie dzielnic oraz osiedli. Nazwy jednostek zawiera tabela 2, a ich rozmieszczenie widoczne jest na rysunku 4.

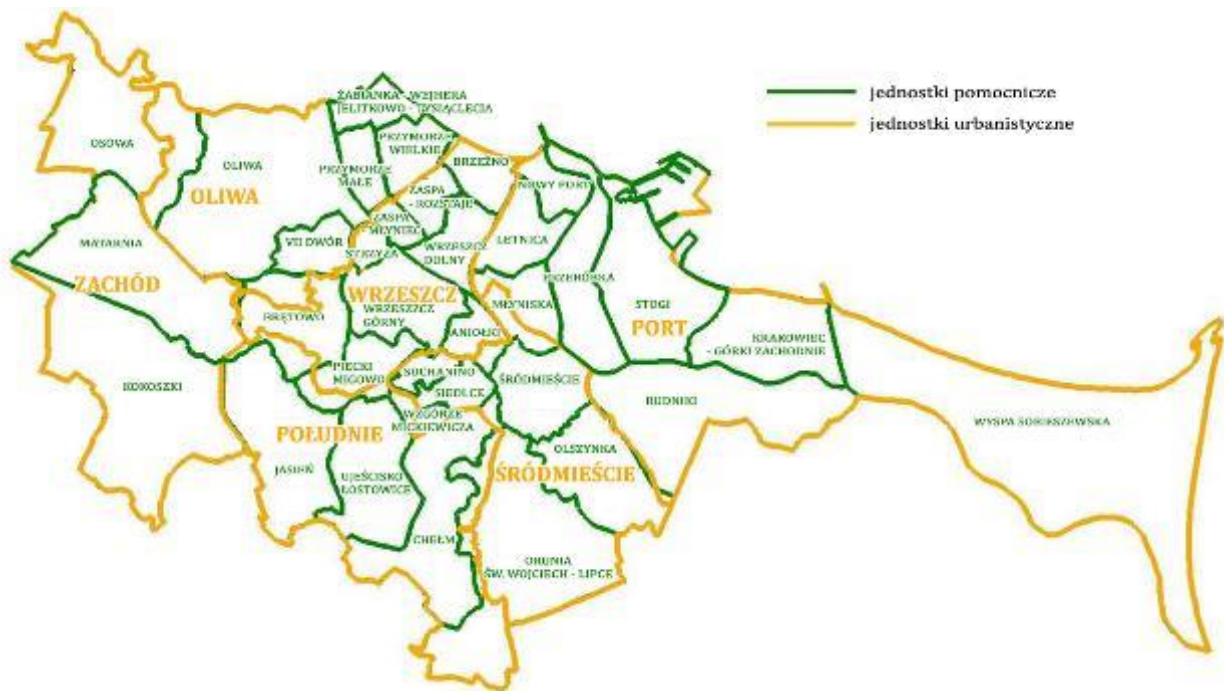
Tab. 2. Podział administracyjny miasta Gdańska

Lp.	Jednostki administracyjne	Lp.	Jednostki administracyjne
1	Aniołki	18	Przymorze Małe
2	Brętowo	19	Przymorze Wielkie
3	Brzeźno	20	Rudniki
4	Chełm	21	Siedlce
5	Jasień	22	Stogi
6	Kokoszki	23	Strzyża
7	Krakowiec-Górki Zachodnie	24	Suchanino
8	Letnica	25	Śródmieście
9	Matarnia	26	Ujeścisko-Łostowice
10	Młyniska	27	VII Dwór
11	Nowy Port	28	Wrzeszcz Dolny
12	Oliwa	29	Wrzeszcz Górny
13	Olszynka	30	Wyspa Sobieszewska
14	Orunia-Św. Wojciech-Lipce	31	Wzgórze Mickiewicza
15	Osowa	32	Zaspa-Młyniec
16	Piecki-Migowo	33	Zaspa-Rozstaje
17	Przeróbka	34	Żabianka-Wejhera-Jelitkowo-Tysiąclecia



Rys. 4. Podział administracyjny miasta Gdańska

Na rysunku 5 zestawiono granice jednostek urbanistycznych Gdańska (6 dzielnic) z jednostkami administracyjnymi (34 jednostek pomocniczych).



Rys. 5. Zestawienie podziału urbanistycznego i administracyjnego miasta Gdańska³²

W dalszej części projektu aktualizowanych „Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwo gazowe”, dla celów bilansowych, w rozdziałach poświęconych poszczególnym systemom energetycznym oraz dla potrzeb scenariuszy rozwoju miasta posługiwano się głównymi jednostkami urbanistycznymi (6 dzielnic miasta), które zdefiniowane zostały jako tzw. jednostki bilansowe.

³² Opracowano na podstawie „Studium Koncepcji Regulacji Estetyki Miasta (KREM). Raport z badań przeprowadzonych wśród przedstawicieli Rad Dzielnic i Rad Osiedli w Gdańsku”. Biuro Rozwoju Gdańsku. Maj, 2012.

4. STRUKTURA DEMOGRAFICZNA³³

W 2012 roku teren miasta zamieszkiwało 460 427 mieszkańców co stanowiło ok. 20% ludności województwa pomorskiego i ok 61% ludności Trójmiasta. W rankingu miast w Polsce Gdańsk plasuje się na 6 miejscu. Liczebność mieszkańców w poszczególnych jednostkach pomocniczych w latach 2006 – 2011 zestawiono w tabeli 3.

Tab. 3. Zmiana liczby mieszkańców w poszczególnych pomocniczych osiedlach /dzielnicach w latach 2006-2012³⁴

Dzielnica/ osiedle	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Aniołki	5 388	5 252	5 251	5 162	5 548	5 412	5 329
Brętowo	7 458	7 509	7 601	7 658	7 711	7 754	7 715
Brzeźno	14 127	14 000	13 758	13 634	14 046	13 821	13 691
Chełm	60 550	63 211	66 206	67 862	46 236	47 040	48 061
Jasień	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	8 283	8 939	9 775
Kokoszeki	6 286	6 521	6 865	7 095	7 557	7 829	8 160
Krakowiec- Górki Zachodnie	2 070	2 057	2 039	1 997	2 032	2 002	2 006
Letnica	1 819	1 782	1 604	1 538	1 386	1 192	1 333
Matarnia	5 681	5 701	5 759	5 805	5 819	5 820	5 836
Młyńska	3 808	3 728	3 600	3 530	3 438	3 341	3 246
Nowy Port	11 347	11 126	20 939	10 867	10 816	10 617	10 466
Oliwa	18 886	18 642	18 196	18 041	19 050	18 183	17 886
Olszynka	3 322	3 293	3 270	3 241	3 272	3 254	3 252
Orunia- Św.Wojciech - Lipce	16 614	16 364	16 379	16 421	16 054	15 923	15 632
Osowa	11 431	11 964	12 606	12 909	13 455	13 807	14 112
Piecki-Migowo	22 046	22 010	22 256	22 433	23 116	23 508	24 035
Przeróbka	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	4 849	4 748	4 638
Przymorze Małe	15 811	15 572	15 572	15 518	15 569	15 537	15 343
Przymorze Wielkie	31 978	31 619	31 018	30 771	30 983	30 667	30 342
Rudniki	1 975	1 914	1 624	1 800	1 691	1 654	1 388
Siedlce	15 422	15 104	14 792	14 625	14 529	14 272	14 142
Stogi	17 791	17 558	13 342	17 196	12 189	11 994	11 815
Strzyża	6 005	5 899	5 851	5 826	5 821	5 769	5 714
Suchanino	11 554	11 486	11 458	11 349	11 354	11 247	11 135
Śródmieście	32 928	32 371	31 845	31 094	31 526	30 799	30 456
Ujeścisko-Łostowice	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	18 140	19 195	19 945
VII Dwór	4 045	3 963	3 932	3 908	3 956	4 271	4 412
Wrzeszcz Dolny	54 229	53 230	52 182	51 744	26 707	26 315	25 835
Wrzeszcz Górny	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	25 415	25 422	25 077
Wyspa Sobieszewska	3 434	3 433	3 468	3 467	3 520	3 547	3 510
Wzgórze Mickiewicza	2 546	2 541	2 563	2 563	2 606	2 589	2 576
Zaspa – Młyniec	14 670	14 600	14 464	14 444	14 424	14 182	14 023
Zaspa – Rozstaje	13 329	13 157	12 983	12 811	12 952	12 888	12 765
Żabianka – Wejhera – Jelitkowo – Tysiąclecia	19 805	19 457	19 063	18 835	18 796	18 556	18 361

W roku 2012 najwięcej osób przypadających na 1 km² zamieszkiwało w jednostkach małych pod względem powierzchni, były to:

³³Na podstawie informacji ze strony internetowej <http://www.gdansk.pl/gospodarka>

³⁴źródło: www.gdansk.pl/gospodarka

- i. Zaspa Młyniec – 11,4 tys. os./km²
- ii. Przymorze Wielkie – 9,7 tys. os./km²
- iii. Żabianka-Wejhera-Jelitkowo-Tysiąclecia – 7,8 tys. os./km²

Natomiast najmniejsza gęstość zaludnienia występowała w jednostkach o dużych powierzchniach: Wyspa Sobieszewska – 98 os./km², Rudniki – 97 os./km², Krakowiec – Górkki Zachodnie – 239 os./km². W 2012 roku najwięcej osób mieszkało w jednostkach:

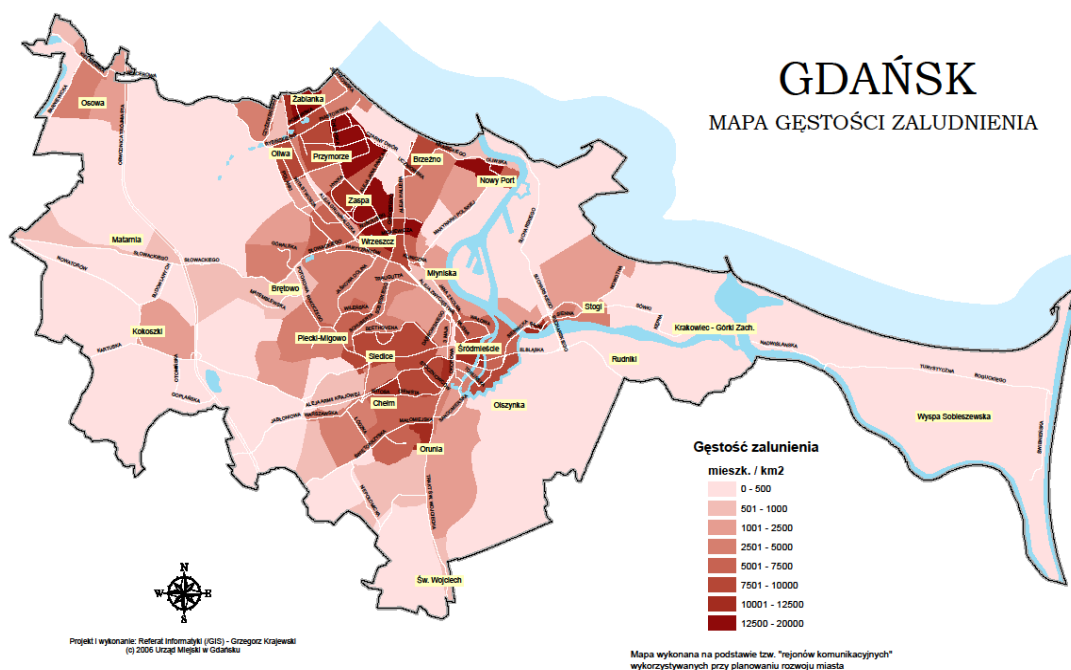
- i. Chełm – 10,8%
- ii. Przymorze Wielkie – 6,83%
- iii. Śródmieście – 6,85%

W 2012 roku w stosunku do 2010 roku zanotowano wzrost liczby mieszkańców w 9 jednostkach a spadek w 25 jednostkach pomocniczych Gdańska. Duży spadek liczby mieszkańców odnotowano w jednostkach:

- i. Oliwa – 1164 os.
- ii. Śródmieście – 1070 os.
- iii. Wrzeszcz Dolny – 872 os.

Największy wzrost miał miejsce w jednostkach:

- i. Chełm – 1825 os.
- ii. Jasień – 1492 os.
- iii. Ujeścisko – 1805 os.



Rys. 6. Gęstość zaludnienia miasta Gdańska³⁵

W badanym okresie zanotowano niewielki wzrost ludności, przy spadku przyrostu naturalnego (tabela 4). W 2009 i 2010 widoczny był nieznaczny wzrost w stosunku do

³⁵źródło: www.gis.gdansk.pl

2008 roku i wynosił odpowiednio 1,2 %i 1,1 %. W roku 2012 odnotowano ubytek naturalny, przyrost wynosił - 0,2%. Świadczy to o tym, że nastąpiła zmiana tendencji ruchu migracyjnego.

Tab. 4. Zmiany demograficzne w latach 2008 – 2012

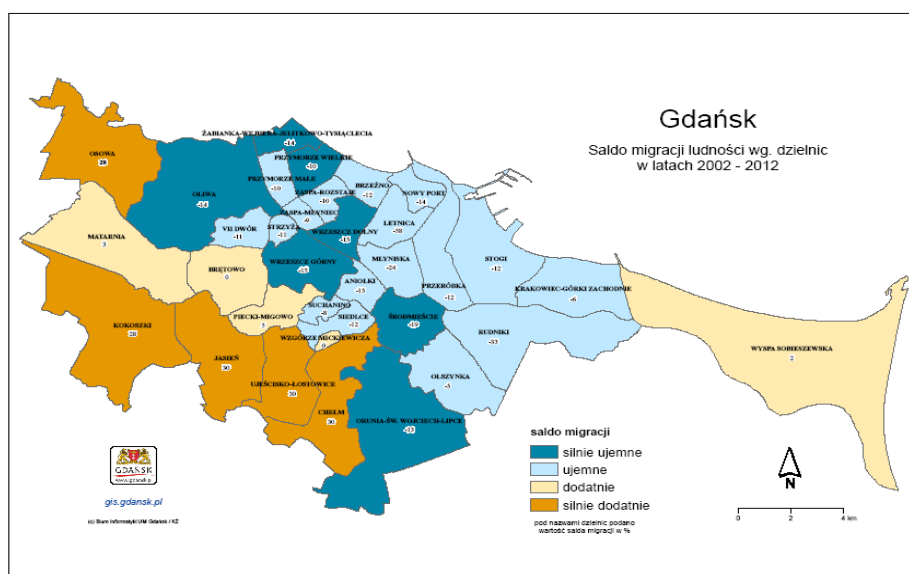
Rok	2008	2009	2010	2011	2012
Liczba mężczyzn	215 624	215 924	216 049	218 389	218 144
Liczba kobiet	239 957	240 667	240 918	242 128	242 283
Przyrost naturalny na 1000 osób	0,8	1,2	1,1	0,2	- 0,2
Ogółem	455 581	456 591	456 967	460 517	460 427

W ostatnich latach przeważa napływ migracyjny nad odpływem (tabela 5). Ludność napływowa do Gdańska na pobyt stały w roku 2012 wynosiła 4 822 i pochodziła głównie z miast, natomiast wśród ludności emigrujących odsetek ten jest wyższy i wynosi 4 905 mieszkańców, z czego 2 394 wyprowadziło się na wieś. Saldo migracji na 1000 ludności wynosiła w roku 2010 – 2012 -0,2% i choć w porównaniu z rokiem 2008, kiedy to wynosiła 1,2 i ma tendencję wzrostową, to saldo migracji ogółem zmienia się na niekorzyść miasta.

Tab. 5. Saldo migracji w latach 2008 – 2012

Rok	2008	2009	2010	2011	2012
Napływ ludności	5 390	4 767	4 577	4 905	4 822
Odpływ ludności	6 193	4 749	4 669	5 017	4 905
Saldo migracji:					
W liczbach bezwzględnych	- 803	18	- 92	- 112	- 83
Na 1000 mieszkańców	- 1,8	0,0	- 0,2	- 0,2	- 0,2

Zgodnie z danymi opracowanymi przez Wydział Spraw Obywatelskich Miasta Gdańska, największy spadek ludności wynosił 16% i miał miejsce w Gdańsku Rudnikach, natomiast wzrost o 11,8% w Letnicy. Jak widać na rys. 7, największą migrację ujemną odnotowano w dzielnicy Śródmieście (-19%), Wrzesz Górny i Dolny (-15%), Oliwa i Żabianka-Wejhera-Jelitkowo-Tysiąclecia (-14%), natomiast silnie dodatnie saldo migracji znajduje się w dzielnicach Ujeścisko – Łotowice (30%), Chełm (30%), Jasień (30%) Kokoszki (30%) oraz Osowa (28%).



Rys. 7. Saldo migracji ludności w Gdańsku w latach 2002 – 2012

Według prognoz GUS na lata 2011–2035 zmiany demograficzne mają tendencję spadkową. Szacowana liczba mieszkańców Gdańska w roku 2015 ma wynieść 451,4 tys. mieszkańców, a w roku 2025 438,1 tys., natomiast szacowany ubytek ludności w roku 2035 w stosunku do roku 2012 wyniesie ok. 6,2% tj. ponad 28 tys. osób. Przewidywany rozkład liczebności mieszkańców w poszczególnych jednostkach urbanistycznych do roku 2035 przedstawia tabela 6.

Tab. 6. Przewidywane rozmieszczenie ludności Gdańska³⁶

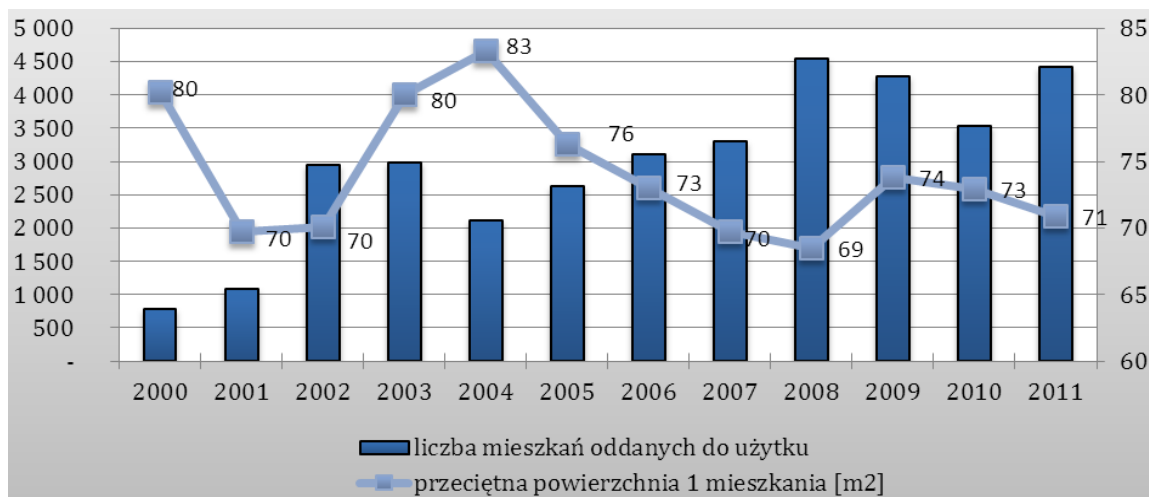
Dzielnica/jednostka urbanistyczna	Liczba ludności w tysiącach			
	2010	2015	2025	2035
ŚRÓDMIEŚCIE	78,5	74,5	80,5	69,2
Śródmieście Historyczne	34,3	35,8	48,5	42,5
Siedlce	31,7	28,4	23,0	19,1
Orunia Olszynka	12,5	10,3	9,1	7,6
WRZESZCZ	137,3	126,8	113,9	103,1
Brzeźno	14,5	10,5	8,3	6,9
Zaspa	28,3	25,0	20,9	18,4
Wrzeszcz Dolny	27,8	24,5	20,3	19,3
Wrzeszcz Górny	37,2	36,3	34,5	31,0
Brętowo	7,8	8,1	7,8	6,4
Piecki Migowo	21,7	22,4	22,2	21,1
OLIWA	92,0	87,5	71,5	59,5
Oliwa Dolna	67,7	66,8	55,2	46,0
Oliwa Górna	24,3	20,7	16,3	13,5
Lasy Oliwskie	0,0	0,0	0,0	0,0
POŁUDNIE	81,8	100,6	114,3	131,8
Chełm	46,1	45,9	40,6	33,8
Zakoniczyn-Łostowice	18,9	27,4	36,5	35,7
Maćkowy	4,8	8,1	13,5	20,6
Św. Wojciech	1,0	1,1	1,3	2,2
Jasień Szadółki	11,0	18,1	22,3	39,5
ZACHÓD	25,8	28,9	29,7	27,9
Osowa Barniewice	12,9	14,9	14,1	12,2
Kokoszki Mieszkaniowe	6,3	8,3	9,1	8,7
Kokoszki Przemysłowe	0,7	0,5	0,7	1,2
Matarnia Żłota Karczma	4,7	3,9	3,2	2,7
Klukowo Rębiechowo	1,2	1,3	2,6	3,2
PORT	41,4	33,1	28,1	28,5
Nowy Port	11,3	8,7	6,7	5,6
Młyniska Letnica	5,0	4,5	5,6	9,6
Stogi Portowe	0,6	0,5	0,4	0,3
Stogi Mieszkaniowe	19,2	14,5	11,3	9,4
Błonia Płonia	1,7	1,2	1,0	0,8
Wyspa Sobieszewska	3,6	3,7	3,2	2,8
RAZEM	456,7	451,4	438,1	420,1

³⁶ Liczby nie wynikają z prognozy demograficznej, jest to przypuszczalne przyszłe rozmieszczenie ludności zgodne z projektowanym rozmieszczeniem programu mieszkaniowego. Źródło : Urząd Miejski w Gdańsku

5. ZASOBY BUDOWLANE

5.1. Mieszkalnictwo zbiorowe i rodzinne

Sytuacja mieszkaniowa w mieście ma tendencję wzrostową. Od roku 2000 obserwuje się istotny wzrost zasobów mieszkaniowych Gminy. W roku 2011 ich ilość wynosiła 188,5 tys. mieszkań, a łączna powierzchnia użytkowa wynosiła 11 123,3 tys. m². Ogółem, w 2011 r. oddano do użytku 4,4 tys. mieszkań o łącznej powierzchni 313 313 tys. m² i jest to 22% więcej niż w roku wcześniejszym. Przeciętna powierzchnia mieszkania zmniejszyła się o 2 m² w stosunku do 2010 roku i wyniosła 70,9 m² (rysunek 8).



Rys. 8. Liczba mieszkań oddanych do użytku w latach 2000 – 2011³⁷

Problemem w Gdańsku są obszary, gdzie równocześnie występuje degradacja zabudowy i infrastruktury technicznej, jak również problem społeczny. Dlatego też, Gdańsk do tematu rewitalizacji podchodzi kompleksowo, jednocześnie prowadząc działania naprawcze na wszystkich szczeblach: przestrzennych, społecznych, gospodarczych, dzięki czemu możliwe jest podtrzymanie istniejącej substancji budowlanej. Do tych obszarów należą m.in.: Letnica, Biskupia Górka, Grodzisko, Dolne Miasto, Stare Przedmieście, Orunia, Anielska Grobla – Długie Ogrody, Dolny i Górny Wrzeszcz, Nowy Port, Brzeźno, Św. Wojciech, Jelitkowo, Stara Oliwa, Przeróbka, Kolonia Żeńcy i Uroda.

Plany związane z rewitalizacją dzielnic Gdańska dotyczą: Dolnego Wrzeszcza, Dolnego Miasta, Letnicy, Nowego Portu, Oruni, Biskupiej Górki. W latach 2007-2015 wydano ponad 118 mln zł na aktywizację społeczną oraz renowację: Letnicy, Nowego Portu, Dolnego Wrzeszcza oraz części Dolnego Miasta.

Na koniec 2011 r. zasób mieszkaniowy Gminy Miasta Gdańsk, czyli lokali będących własnością gminy lub gminnych spółek handlowych utworzonych z udziałem gminy stanowił 22 406, a spośród nich 762 to lokale socjalne. Ich ogólna powierzchnia wynosiła 1 050 056 m², z czego 92,80% wybudowano przed rokiem 1945, 6,82% w latach 1945-1990, a tylko 0,37% po roku 1990. Obserwuje się systematyczne zmniejszanie liczby mieszkań komunalnych w porównaniu z rokiem wcześniejszym³⁸, kiedy to jej liczba wynosiła 23 843 mieszkań o łącznej pow. użytkowej 1 128 057 m².

³⁷ Źródło: Informatory o sytuacji społeczno-gospodarczej za lata 2000-2011

³⁸ Raport o stanie miasta 2010,

Spowodowane jest to przede wszystkim sprzedażą lokali na rzecz ich najemców, a także rozbiórkami związanymi ze złym stanem technicznym budynków. W 2011 roku 276 budynków zakwalifikowano do rozbiórki. W budynkach tych znajduje się ok 1 038 lokali, tj. 4,6% wszystkich lokali mieszkalnych. Natomiast w 70% budynków wymagany jest remont³⁹.

Tab. 7. Zestawienie liczby budynków oddanych do użytku w poszczególnych formach budownictwa w latach 2008-2010

Forma budownictwa	2008	2009	2010
Indywidualne-realizowane z innym przeznaczeniem niż na sprzedaż lub wynajem	267	225	385
Indywidualne - realizowane na sprzedaż lub wynajem	117	65	79
Spółdzielcze	3	4	19
Przeznaczone na sprzedaż lub wynajem (nie dotyczy indywidualnego)	184	122	102
Komunalne	3	4	3
Społeczne czynszowe	5	2	0
SUMA	579	422	588

Tab. 8. Zestawienie budynków oddanych do użytkowania w latach 2009 – 2010 w poszczególnych jednostkach urbanistycznych

Dzielnica/jednostka urbanistyczna	Liczba budynków oddanych do użytkowania		
	2008	2009	2010
Letnica	0	0	1
Matarnia	26	12	21
Młyńska	0	0	0
Nowy Port	0	1	0
Oliwa	2	2	2
Olszynka	5	3	7
Orunia- Św. Wojciech-Lipce	12	11	12
Osowa	109	63	70
Piecki – Migowo	18	24	106
Przeróbka	0	0	0
Przymorze Małe	4	4	7
Przymorze Wielkie	1	1	2
Rudniki	0	0	1
Siedlce	5	5	3
Stogi	2	5	3
Strzyża	3	4	2
Suchanino	7	3	6
Śródmieście	2	2	3
Ujeścisko- Łostowice	71	59	55
VII Dwór	2	1	1
Wrzeszcz Dolny	3	3	3
Wrzeszcz Górny	6	4	3
Wyspa Sobieszewska	23	5	13
Wzgórze Mickiewicza	0	5	7
Zaspa- Młyniec	1	1	0
Zaspa- Rozstaje	0	1	1
Żabianka-Wejhera-Jelitkowska	1	9	7
Inne	9	3	0

³⁹ Strategia Rozwoju Gdańska do roku 2015

W latach 2008–2010 przeważającą formą budownictwa były mieszkania indywidualne z przeznaczeniem innym niż na sprzedaż lub wynajem (tabela 7). Stanowiły one ok. 65 % wszystkich lokali mieszkalnych, a ich łączna powierzchnia użytkowa wynosiła ok. 65,5 tys. m². Najmniej budowało się mieszkań komunalnych – 0,5%, a społeczno-czynszowych nie budowano wcale. W tym samym okresie (vide tabela 8) zaobserwowano największą liczbę mieszkań oddanych do użytkowania w jednostce urbanistycznej Piecki-Migowo (w 106 budynkach) oraz Osowa (w 70 budynkach). W latach 2008 – 2011 oddano do użytku łącznie 1 429 budynków jednorodzinnych o powierzchni użytkowej 239 457m², z czego 77,5% tj. 223 599m² budowane było w celach indywidualnych, natomiast 22,5% realizowane z przeznaczeniem na wynajem lub sprzedaż (tabela 9).

Tab. 9. Budynki mieszkalne oddane do użytkowania w latach 2008 – 2011

Budynki jednorodzinne	2008	2009	2010	2011
Liczba (szt.):				
Indywidualne - realizowane z przeznaczeniem innym niż na sprzedaż lub wynajem	267	299	311	231
Indywidualne - realizowane na sprzedaż lub wynajem	117	76	73	55
Powierzchnia użytkowa(m²)				
Indywidualne - realizowane z przeznaczeniem innym niż na sprzedaż lub wynajem	55 040	54 481	63 846	50 230
Indywidualne - realizowane na sprzedaż lub wynajem	28 454	12 369	24 978	8 419

5.2. Obiekty użyteczności publicznej w Gdańsku

Gdańsk posiada 372 obiekty oświatowe⁴⁰:

- i. przedszkola, szkoły podstawowe, gimnazja: 234 obiekty
- ii. szkoły ponadgimnazjalne: 67
- iii. zespoły szkół i placówek oświatowych: 46
- iv. inne placówki systemu oświaty lub placówka spoza systemu oświaty: 21
- v. pozostałe: 4

Na terenie Gdańska znajdują się 4 obiekty Urzędu Miejskiego w Gdańsku, a zarządzeniem nr 983/14 Prezydenta Miasta Gdańska z dnia 17 lipca 2014 r. w sprawie ustalenia wykazu jednostek pomocniczych, jednostek organizacyjnych i podmiotów z udziałem miasta oraz miejskich służb, inspekcji i straży, na terenie miasta, znajdują się:

- i. Obiekty opieki społecznej: 15
- ii. Gospodarka mieszkaniowa: 8 obiektów
- iii. Inne jednostki tj. ZDiZ, ZTM, Straż Miejska, itp.: 13
- iv. Jednostki organizacyjne prawnie wyodrębnione: 60 obiektów w tym 31 obiektów Miejskiej Fili Wojewódzkiej i Miejskiej Bibliotek Publicznej.
- v. Powiatowe jednostki administracji zespolone: 5

5.3. Wielkopowierzchniowe Obiekty Handlowe (WOH)

Wielkopowierzchniowych Obiektów Handlowych w Gdańsku w styczniu 2012 roku funkcjonowało 28, przy czym jeden z nich - Centrum Handlowe Gildia S.A (mieszczące się w Centrum miasta) był w trakcie likwidacji. Łączna powierzchnia użytkowa wszystkich obiektów wynosiła 426,7 tys. m². Dla porównania, w roku 2007 było 280 tys. m² WHO⁴¹.

⁴⁰ Dane z dn. 30.09.2012 r., aktualizacja: 19.08.2013 r. <http://www.kuratorium.pl>

⁴¹ Studium Uwarunkowań i Kierunków Zagospodarowania Przestrzennego Miasta Gdańska.

Centrum Handlowe Gildia S.A. istniało do końca 2011 r., natomiast Spółka Gildia buduje nowe centrum w dzielnicy Zaspą w sąsiedztwie istniejącego obiektu wielkopowierzchniowego ETC. Łączna powierzchnia obiektu będzie wynosić 4800m² i będzie funkcjonować w nim 120 sklepów.

W roku 2010 w Gdańsku powstały 2 obiekty sieci sportowej Decathlon oraz Rental Park. Łączna powierzchnia sprzedażowa obiektów wynosi prawie 3 700 m². Natomiast od roku 2011 otwarty został Morski Park Handlowy – faza I, będący kompleksem trzech obiektów, w których zlokalizowane są sklepy, galeria handlowa, lokale gastronomiczne i pomieszczenia biurowe. Łączna powierzchnia wraz z powierzchnią Fashion House OutletCentre, działającego od roku 2005, wynosi ponad 86 000m². Druga faza inwestycji ma mieć powierzchnię ok. 17 000m². Wielopowierzchniowe Obiekty Handlowe zlokalizowane są w dzielnicy Oliwa i jest ich najwięcej – 9, w dzielnicy Południe – 6, w dzielnicy Śródmieście – 5, w dzielnicy Wrzeszcz – 4, w dzielnicy Zachód – 4.

Zrealizowane Wielkopowierzchniowe Obiekty Handlowe na styczeń 2012 r. to jedno centrum handlowe o powierzchni 55 160m², natomiast projektowanych jest 29, a ich łączna powierzchnia wynosi (dopuszczone w Miejscowym Planie Zagospodarowania Przestrzennego) 594 000 m². Za zrealizowany w większości należy uznać także planowany w SUiKZP ośrodek wspomagający w Letnicy (o specyficznym, metropolitalnym profilu: stadion PGE Arena i AmberExpo), o łącznej powierzchni 100 000m².

Oprócz wspomnianych powyżej Wielkopowierzchniowych Obiektów Handlowych, istnieją w Gdańsku obiekty biurowe oraz obiekty z powierzchniami komercyjno-biurowymi (tabela 10). Powierzchnia całkowita tych budynków wynosi 161 816 m². Największe centrum biurowe w Polsce Północnej – Olivia Business Center jest w trakcie realizacji. Powierzchnia całkowita budynków wchodzących w jego skład ma wynieść łącznie 120 000m².

Tab. 10. Dostępne powierzchnie biurowe w Gdańsku

Nazwa obiektu i lokalizacja	Klasa energetyczna	Rok budowy	Powierzchnia całkowita budynku [m ²]
Allcon @ park I i II,	B+	1998	10 000
Apeks Jaśkówka,	B+	1987	1 200
Arkońska Business Park I etap	A	2008	10 085
Arkońska Buiness Park I etap	A	2009-2010	18 625
Budynek Biurowy Kartuska	B+	2007	10 000
Centrum Biurowe Gnilna	B+	2003	2 400
Centrum Biurowe Grunwaldzka	B+	2008	9 000
Centrum Biurowe Heweliusza	B+	2003	2 600
Centrum Biznesu	B+	b.d.	8 000
Haxo	B+	2006	12 640
K5	B+	2006	12 640
Hossa Company House	B+	2001	9 500
Torus Grunwaldzka 413	A	2005	7 148
Torus Grunwaldzka 417	B+	2003	1 233
TPS Otwarta Przestrzeń B1	B+	b.d.	4 494
Vigo	B+	2001	8 950
Euro Office Park	B+	2011	11 772
Kartuska 201	A	2009	3 289
Office Island	A	2011	7 000
Opera Office	A	2012	11 240

5.4. Obiekty przemysłowe

Przemysł jest jedną z głównych branż gospodarczych miasta, która zajmuje obszar miasta o wielkości ok. 1 387 ha. Należy do nich przemysł stoczniowy, rafineryjny, chemiczny, elektromaszynowy, metalowy i drzewny. Największe obszary zajmują struktury portowo-przemysłowe. Większość tej działalności skoncentrowana jest w zachodniej części dzielnicy Port, po obu stronach Martwej Wisły, w rejonie Stogów w sąsiedztwie Wyspy Sobieszewskiej. Część portu wycofuje się na Wyspę Ostrów (między Martwą Wisłą, a Kanałem Kaszubskim), a na postoczniovym terenie, tzw. Młodym Mieście planowany jest rozwój funkcji ogólnomiejskich i mieszkaniowych. Do największych branż prowadzących działalność na terenie miasta należą:

- i. Koncern naftowy - Grupa Lotos S.A. położona jest na granicy Gdańska z Pruszczem Gdańskim, zajmuje powierzchnię 2,35 km². Na tym terenie znajdują się: rafineria, magazyny oraz budynki biurowe. Teren ten zgodnie z obowiązującym planem zagospodarowania przestrzennego oznaczony jest jako obszar zabudowy produkcyjno-usługowej, baz i składów⁴²;
- ii. Grupa ENERGA, holding operacyjny zajmujący się wytwarzaniem i dystrybucją oraz obrotem energią elektryczną. Na koniec roku 2011 Grupa tworzyła 57 spółek i zatrudniała 11 426 pracowników;
- iii. Gdańska Stocznia Remontowa główna firma w przemyśle stoczniowym w Gdańsku i największa polska stocznia remontowa. Działa w branży okrętowej.
- iv. Stocznia Gdańska S.A.,
- v. Stocznia Północna,
- vi. Zespół Elektrociepłowni EDF Polska Oddział Wybrzeże,
- vii. Polska Spółka Gazownictwa Spółka z o.o. Oddział w Gdańsku,
- viii. Gdańskie Zakłady Nawozów Fosforowych „Fosfory” Sp. z o.o.,
- ix. LOTOS Petrobaltic S.A.,
- x. Kopalnie i Zakłady Chemiczne Siarki Siarkopol,
- xi. Spółdzielnia Mleczarska „Maćkowy”,

⁴²Na podstawie informacji ze strony internetowej <http://www.lotos.pl>

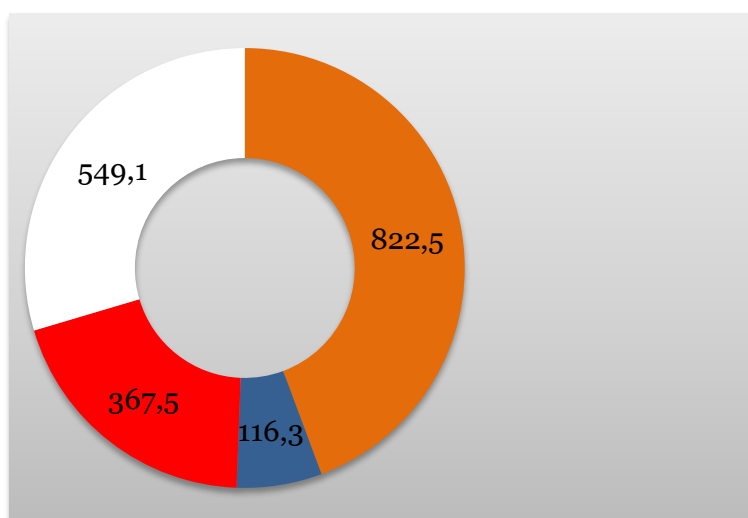
6. CHARAKTERYSTYKA ISTNIEJĄCEJ INFRASTRUKTURY MIASTA⁴³

6.1. System ciepłowniczy

Potrzeby ciepłe miasta Gdańska wynikające z bilansu zapotrzebowania na ciepło, pokrywane są dzięki pracy:

- i. miejskich scentralizowanych systemów ciepłowniczych,
- ii. kotłowni lokalnych,
- iii. indywidualnych źródeł ciepła, w tym systemów etażowych,
- iv. źródeł przemysłowych (zakładowych).

Szczegółową charakterystykę poszczególnych sposobów zaopatrywania w ciepło Gdańska przedstawiono w rozdziale III, a strukturę pokrycia potrzeb ciepłych miasta Gdańska pokazano na rysunku 9.



Rys. 9. Struktura pokrycia potrzeb ciepłych miasta Gdańska na początek roku 2012, w MW (łącznie z zapotrzebowaniem generowanym przez odbiorców przemysłowych)

6.2. System elektroenergetyczny

Energia elektryczna w Gdańsku pochodzi z lokalnych elektrociepłowni zawodowych EDF Polska S.A. O/Wybrzeże S.A. Elektrociepłownia Gdańska i EC Matarnia GPEC Sp. z o.o. oraz kilku elektrowni zakładowych, pracujących na własne potrzeby oraz sieci przesyłowych 400 kV i 220 kV. Sieci 400 kV i 220 kV zasilają główny punkt zasilania 400/110 kV Gdańsk Błonia i GPZ 220/110kV Gdańsk I w Leźnie. Na terenie Gdańska występuje 19 Głównych Punktów Zasilania GPZ 110/15kV będących własnością spółki ENERGA – Operator SA oraz 5 GPZ 110/SN abonenckich będących własnością odbiorcy. Szczegółowy opis systemu elektroenergetycznego przedstawiono w rozdziale IV.

6.3. System gazowniczy

Gaz w Gdańsku wykorzystywany jest do przygotowywania ciepłej wody użytkowej i posiłków (95% mieszkań) oraz ogrzewania pomieszczeń (6%). System energetyczny gazowy występuje w większości obszarów zurbanizowanych, z wyjątkiem Wyspy

⁴³ Szczegółowe informacje o istniejącej infrastrukturze zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe przedstawiono w poszczególnych rozdziałach opracowania

Sobieszewskiej i Błoni. Gaz ziemny w Gdańsku pochodzi z ogólnokrajowego systemu gazociągów przesyłowych z Włocławka. Gazociąg ten przebiega przez gminy Pruszcz, Kolbudy i Żukowo, natomiast stacje redukcyjno-pomiarowe pierwszego stopnia znajdują się w Juszkowie, Baninie, a dwie rezerwowe w Wiczlinie i Starej Pile. Istniejący system gazociągów w Gdańsku to układ gazociągów średniego ciśnienia, który został wymieniony w latach 1992 – 1996. Stan techniczny układu rozdzielczego oceniany jest na dobry. Szczegółowy opis systemu gazowniczego zaprezentowano w rozdziale V.

6.4. System wodno-kanalizacyjny

Właścicielem systemu wodno-kanalizacyjnego w Gdańsku jest Gdańska Infrastruktura Wodociągowo-Kanalizacyjna Sp. z o.o. (GIWK), natomiast Saur Neptun Gdańsk S.A. jest dzierżawcą urządzeń wodociągowych i kanalizacyjnych związanych z dostawą wody i odbiorem ścieków. Podstawowym źródłem zaopatrzenia wody dla miasta Gdańska są wody podziemne (83% – dane za rok 2012), a pozostała część pokrywana jest przez ujęcie wód powierzchniowych w Straszynie. Ujęcia wód Gdańska dzielą się na (stan na 31.12.2012 r.):

- i. 8 ujęć podstawowych pracujących w wodociągu centralnym (w tym 1 uruchamiane awaryjnie): Straszyn (powierzchniowe), Lipce, Czarny Dwór, Zaspą Wodną, Dolina Radości, Pręgowo, Zakonieczyn i uruchamiane awaryjnie Krakowiec;
- ii. 3 ujęcia lokalne pracujące w sposób ciągły, połączone z wodociągiem centralnym: Osowa, Smęgorzyno, Świbno;
- iii. 2 ujęcia lokalne nie połączone z wodociągiem centralnym: Oczyszczalnia Wschód (pracujące w sposób ciągły) i Pleniewo (uruchamiane awaryjnie);
- iv. 7 ujęć lokalnych rezerwowych połączonych z wodociągiem centralnym: Matarnia, Jasień, Klukowo, Żłota Karczma, Kalina, Rębiechowo, Sobieszewo.

Dzielnica Kokoszki zaopatrywana jest z ujęcia wody podziemnej należącego i eksploatowanego przez PUEIK „Unikom” Sp. z o.o. (obecnie – GPEC Matarnia Sp. z o.o.). Wodociąg centralny połączony jest z ujęciami Bitwy Pod Płowcami i Nowe Sarnie Wzgórze w Sopocie, z których zaopatrywana jest część dzielnicy Żabianka. Wskaźnik zwodociągowania (ludność korzystająca z sieci wodociągowej/ludność wg miejsca zamieszkania) na terenie Gdańska wynosi 99,5%. Długość sieci na dzień 31.12.2012 wraz z przyłączami wynosi 1 307,0 km (długość sieci bez przyłączy 1078,9 km), w tym:

- i. magistrale wodociągowe – 199,9 km,
- ii. sieci rozdzielcze – 879,0 km,
- iii. przyłącza wodociągowe – 227,6 km.

Woda pitna magazynowana jest w 21 zbiornikach, zgrupowanych w 8 kompleksach:

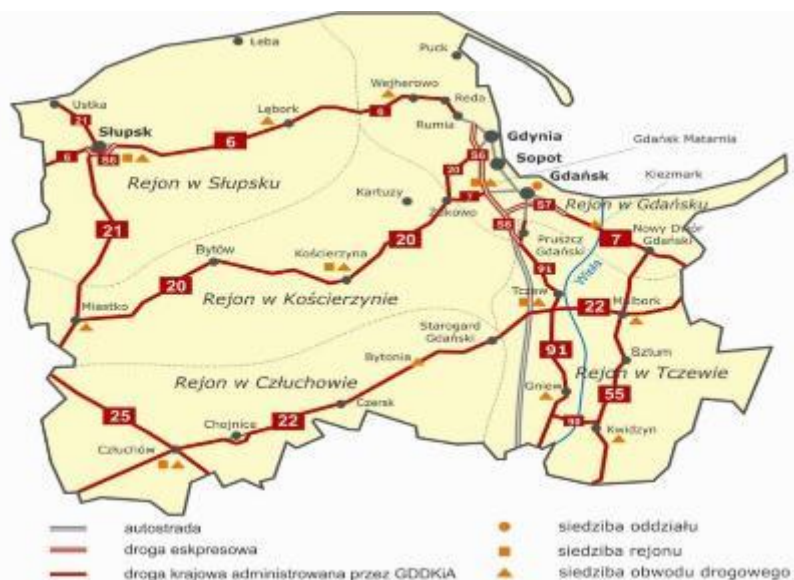
- i. Sobieski – 4 x 5000 m³,
- ii. Orunia – 4x 5000 = 20 000 m³,
- iii. Migowo – 4 x 5000 = 20 000 m³,
- iv. Cyganka – 1000 + 500 = 1 500 m³,
- v. Wysoki Dwór – 2 x 1500 = 3 000 m³,
- vi. Stara Dolina – 270 + 342 = 612 m³,
- vii. Góralska - 300 m³,
- viii. Kiełpino – 2 x 2500 = 5 000 m³.

Sieć wodociągowa jest zaopatrzona w 10 przepompowni sieciowych i strefowych, 17 stacji podnoszenia ciśnienia i 7 hydroforni. Zgodność jakości wody dostarczonej do sieci wodociągowej w roku 2012 z wymaganiami prawnymi wyniosła 98%.

Gdański system sanitarny to układ grawitacyjno-tłoczny, w skład którego wchodzi 115 przepompowni ścieków, transportujących ścieki do mechaniczno-biologicznej oczyszczalni ścieków Gdańsk-Wschód. Miasto Gdańsk jest skanalizowane w 98,8% a łączna długość sieci kanalizacji sanitarnej wynosi 1093,5 km, w tym sieć grawitacyjna 789 km, sieć tłoczna 100 km i przyłącza kanalizacyjne 204,5 km. Gdański system kanalizacyjny posiada dwie podstawowe zlewnie, które są obsługiwane przez przepompownie ścieków Ołowianki i Motława. Oczyszczalnia ścieków Gdańsk-Wschód funkcjonuje od 1976 roku i obsługuje oprócz Gdańska gminy sąsiednie: Sopot, Żukowo, Kolbudy, Gminę i Miasto Pruszcz Gdański. Do roku 1999 obiekt został rozbudowany i powiększony o część biologiczną. Obecnie działa jako mechaniczno-biologiczna oczyszczalnia ścieków. Projektowana przepustowość wynosi 120 000m³/dobę. W roku 2012 ilość odebranych ścieków wyniosła średnio około 94 700m³/d. Oczyszczone ścieki odprowadzane są za pomocą rurociągu tłoczonego w głąb Zatoki Gdańskiej poprzez przepompownię ścieków Bogatka, natomiast osady są dotychczas poddawane kompostowaniu oraz rekultywowane. Od 11.10.2013 r. eksploatowana jest Instalacja Termicznego Przekształcania Osadów, która, zgodnie z Regionalnym Programem Zagospodarowania Komunalnych Osadów Ściekowych, spełnia wymogi odnośnie proekologicznego unieszkodliwiania.

6.5. Infrastruktura drogowa⁴⁴

Gdańsk, dzięki swojemu położeniu stał jednym z ważniejszych układów komunikacyjnych na trasach wiodących z południa na północ i ze wschodu na zachód kontynentu. Przez jego obszar przechodzą dwa korytarze międzynarodowe: korytarz Ryga – Kaliningrad – Gdańsk oraz korytarz Gdańsk – Katowice – Żylna.



Rys. 10. Schemat dróg krajowych w województwie pomorskim⁴⁵

⁴⁴ Ocena funkcjonowania i kierunki rozwoju infrastruktury transportowej w obszarze metropolitalnym Zatoki Gdańskiej (OMZG), Fundacja Rozwoju Inżynierii Lądowej, Gdańsk 2004.

Układ dróg krajowych i wojewódzkich w Mieście Gdańsk tworzą (rysunek 10):

- i. droga krajowa nr 1, która leży w ciągu drogi międzynarodowej E-75 i łączy północ Polski z południem (Gdańsk – Cieszyn),
- ii. droga krajowa nr 6, która łączy drogi międzynarodowe E-28 i prowadzi od granicy z Niemcami w Kołbaskowie do Łęgowa,
- iii. droga krajowa nr 7, która leży w ciągu dróg międzynarodowych E-77 i prowadzi od Żukowa koło Gdańska do granicy ze Słowacją,
- iv. droga krajowa nr 20, łącząca Pomorze Zachodnie z Pomorzem Gdańskim,
- v. droga wojewódzka nr 221: Gdańsk - Przywidz – Kościerzyna,
- vi. droga wojewódzka nr 222: relacji Gdańsk – Godziszewo - Starogard Gdański –Skórcz,
- vii. droga wojewódzka nr 218: relacji Gdańsk–Chwaszczyno–Wejherowo (Kielnieńska).

Gdańsk, dzięki funduszom ze środków pochodzących z programów rozwojowych Unii Europejskiej, prowadzi działania inwestycyjne, odciążające obecną główną oś jaką stanowi al. Grunwaldzka i al. Zwycięstwa. Główne działania to budowa Obwodnicy Południowej Trójmiasta, Trasy Sucharskiego i Słowackiego, aż do Obwodnicy Zachodniej, wraz z poprzecznymi dojazdami. Sieć dróg publicznych na grudzień 2012 r. na terenie Gdańska to 1 306 dróg powiatowych i gminnych o łącznej długości 854,4 km (tabela 11).

Tab. 11. Rodzaj dróg publicznych na terenie Gdańska wg danych GUS

Rodzaj drogi	Droga powiatowa	Droga gminna
Drogi utwardzone	166,4 km	273,4 km
Drogi o powierzchni ulepszonej	165,5 km	254,1 km

⁴⁵Źródło: <http://www.gddkia.gov.pl/>

7. KIERUNKI ZAGOSPODAROWANIA PRZESTRZENNEGO MIASTA⁴⁶

Głównym dokumentem stanowiącym o polityce przestrzennej Gminy jest Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego. Dotyczy przede wszystkim gospodarki przestrzennej na całym obszarze gminy. Plany zagospodarowania przestrzennego są podstawą do wprowadzania w życie studium, a zatem muszą być z nim zgodne.

Głównym kierunkiem zagospodarowania przestrzennego Gdańska jest wypełnienie wolnych przestrzeni urbanistycznych w dzielnicach ukształtowanych, do których należą: Śródmieście, Wrzeszcz, Oliwa, Port oraz w dzielnicach rozwojowych, czyli Południe i Zachód, z równoczesnym rozwojem terenów zielonych i struktur funkcjonalno-przestrzennych. Rozwój urbanistyczny miasta opiera się na zasadzie zrównoważonego rozwoju, czyli zintegrowaniu polityki środowiskowej, gospodarczej i społecznej, w celu kreowania miasta w sposób jak najmniej negatywnie oddziałującego na środowisko, z poszanowaniem mieszkańców, dziedzictwa kulturowego, ale także z uwzględnieniem rachunku ekonomicznego. A zatem zrównoważone zagospodarowanie wolnych przestrzeni śródmiejskich o walorach lokalizacyjnych przeznaczonych pod funkcje usługowe i mieszkaniowe. A także poprzez podnoszenie atrakcyjności obszarów kulturalnych i przede wszystkim wzbogacanie osiedli mieszkaniowych, modernizację lub likwidację i udostępnianie terenów pod zabudowę, uzupełnianie podsystemów transportu zbiorowego, a także zachowanie i kultywowanie tożsamości kulturowej. Dodatkowo nacisk kładzie się na restrukturyzację przemysłowych i pokolejowych terenów Śródmieścia i innych dzielnic. Rozwój dzielnic Południe i Zachód opiera się także na zasadzie zrównoważonego rozwoju, gdzie obok rozwoju mieszkalnictwa i usług, bierze się pod uwagę w zabudowie naturalne walory ukształtowania i pokrycia terenu, zaadaptowania do wymogów współczesnego miasta zachowania lokalnych walorów dziedzictwa kulturowego, a także rozwoju transportu zbiorowego oraz w niezbędnym zakresie indywidualnego.

Główne założenia polityki mieszkaniowej Gdańska opierają się na wzroście udziału mieszkań w zabudowie o niskiej intensywności, budowie luksusowych mieszkań w najbardziej atrakcyjnych lokalizacjach oraz szeroka i zróżnicowana oferta mieszkań w dzielnicach centralnych i na obrzeżach miasta. Dzielnice Śródmieście, Wrzeszcz, Oliwa i Port są dzielnicami atrakcyjnymi ze względu na lokalizację, a mała podaż tych terenów przy jednocześnie bogatej ofercie usługowej uniemożliwia zaspokojenie popytu na budownictwo o małej intensywności. Dlatego też rozwój mieszkaniowy na tzw. dolnym tarasie nakierowany jest na budownictwo na terenach postoczniowych, Dolnym Mieście oraz Długich Ogrodach, zarówno jak na terenach Wyspy Piecowskiej, polany leśne Srebrniki w dzielnicy Wrzeszcz. Wyżej wymienione obszary zaspokajają potrzeby mieszkaniowe w 40%, natomiast pozostała część to planowany rozwój zasobów mieszkaniowych w dzielnicach Południe i Zachód głównie na gruntach porolniczych i powojkowych.

Rozwój ośrodków usługowych nakierowany jest na wykorzystanie przestrzeni terenów wolnych, dotąd niezabudowanych, jak i tych nowoodzyskanych w wyniku restrukturyzacji zespołów przemysłowo-składowych, wojskowych i kolejowych, w celu ożywienia strefy śródmiejskiej. Główne obszary inwestycyjne to Śródmieście i Wrzeszcz, tj. tereny Młodego Miasta, Targu Siennego i Rakowego, Wyspy Spichrzów, Polskiego Haka, a także tereny na Głównym Mieście, Dolnym Mieście, Starym Przedmieściu i Biskupiej Górcie oraz we Wrzeszczu i Oliwie. Obszary te określane są jako Centralne Pasma Usługowe (CPU) będące ważnym obszarem rozwoju funkcji metropolitalnych.

⁴⁶Studium Uwarunkowań i Kierunków Zagospodarowania Przestrzennego Miasta Gdańska.

Z kolei lokalizacja wielkopowierzchniowych obiektów handlowych powinna być zintegrowana z zabudową mieszkalną, a także mieć skalę współmierną do potrzeb ludności. Jest to przede wszystkim obszar Targu Rakowego i Siennego, zachodnia pierzeja Targu Węglowego oraz tereny Młodego i Dolnego Miasta, przy węzłach integracyjnych Wrzeszcza i Zaspy.

Główną lokalizacją koncentracji funkcji przemysłowych na dzień dzisiejszy są Kokoszki Przemysłowe, które stopniowo mają być przekształcane w nowoczesny park przemysłowy, do którego będzie należeć także duży obszar przemysłowy na zachodzie miasta. Mniejszą koncentracją funkcji przemysłowo-składowej jest część środkowa Barniewic. Natomiast tereny, których dotychczasowe użytkowanie ma charakter przemysłowy, tj. tereny postoczniowe, tereny dawnej gazowni, dawne zakłady mięsne, Polski Hak, Oczyszczalnia Zaspa przy ul. Hallera, Letnica-wysypisko popiołów, mają zostać przekształcone w tereny mieszkaniowo-usługowe lub usługowe. Łączna powierzchnia tych terenów wynosi: 353 ha.

8. UWARUNKOWANIA LOKALNE ZWIĄZANE ZE STRATEGIĄ ROZWOJU MIASTA⁴⁷

Strategia Rozwoju Gdańska do 2015 roku została przyjęta uchwałą Rady Miasta Gdańska Nr XXXII/1011/04 z dnia 22 grudnia 2004 r., a uchwałą nr XXV/516/12 Rady Miasta Gdańska z dnia 23 kwietnia 2012 r., zaktualizowane zostały Programy Operacyjne Strategii. Zgodnie ze Strategią rozwoju Miasta do roku 2015, wizja Gdańska to „*atrakcyjne miejsce zamieszkania o konkurencyjnej i nowoczesnej gospodarce*”. Strategicznym celem rozwoju miasta jest trwały wzrost jakości życia mieszkańców oraz ładu przestrzennego przy jednoczesnym tworzeniu warunków dla podnoszenia metropolitalnego znaczenia miasta w zgodzie z zasadami zrównoważonego rozwoju. Wykonanie tej misji ma się opierać na realizacji między innymi priorytetów i celów szczegółowych, a zatem:

- i. rozwoju społeczeństwa opartego na wiedzy,
- ii. poprawa warunków zamieszkania,
- iii. promocja zdrowego stylu życia,
- iv. przeciwdziałanie wykluczeniu społecznemu,
- v. ochrona środowiska przyrodniczego,
- vi. wspieranie rozwoju nowoczesnej gospodarki,
- vii. rozwój gospodarki morskiej i logistycznej,
- viii. rozwój sportu, turystyki i rekreacji,
- ix. integracja Metropolii Gdańskiej,
- x. wzmocnienie roli Gdańska jako centrum kulturowego.

Jednym z programów strategicznych miasta jest poprawa szeroko pojętych warunków zamieszkania mieszkańców miasta. Program ten o nazwie „*Gdańsk – tu mieszkam*” posiada następujące cele operacyjne:

- i. Gdańsk przyjazny mieszkańcom:
 - realizacja wieloletniego programu gospodarowania mieszkaniowym zasobem Miasta Gdańska,
 - działania zmierzające do nabycia lub wydzierżawienia terenów przyległych do budynków przez wspólnoty mieszkaniowe,
 - prowadzenie działań modernizacyjnych w obiektach administracyjnych,
- ii. Gdańsk miastem rozwiniętych usług komunalnych:
 - wdrożenie systemu gospodarki odpadami, zmierzającego do zmniejszenia ilości ulegających biodegradacji na składowiskach odpadów,
 - działania zmierzające do poprawy jakości systemu zaopatrzenia w wodę oraz optymalizacja jego funkcjonowania,
 - skanalizowanie kolejnych obszarów miasta oraz poprawa sprawności i jakości systemu kanalizacji sanitarnej,
 - modernizacja Kanału Raduni oraz rozbudowa monitoringu opadów i stanu wód.
- iii. Gdańsk miastem zielonym i ekologicznym:
 - rozwój komunikacji miejskiej,
 - zwiększenie terenów objętych szczególnymi formami ochrony,
 - realizacja programu poprawy stanu Zatoki Gdańskiej,
 - gospodarka terenami zielonymi i cmentarzami,
- iv. Gdańsk miastem bezpiecznym dla mieszkańców:
 - Ochrona ludności.

⁴⁷ Strategia Rozwoju Gdańska do 2015 roku

9. MOŻLIWOŚCI WSPÓŁPRACY MIASTA Z SĄSIADUJĄCYMI GMINAMI W ZAKRESIE GOSPODARKI ENERGETYCZNEJ⁴⁸

Na rysunku 11 zaprezentowano położenie miasta Gdańska i gmin ościennych. Miasto Gdańsk sąsiaduje z ośmioma gminami, w tym trzema na prawach miejskich. Są to następujące gminy:

- i. Gmina Miasta Gdyni,
- ii. Gmina Miasta Sopotu,
- iii. Gmina Żukowo,
- iv. Gmina Kolbudy,
- v. Gmina Miasta Pruszcza Gdańskiego,
- vi. Gmina Pruszcza Gdańskiego,
- vii. Gmina Cedry Wielkie,
- viii. Gmina Stegna.

Są to gminy o zróżnicowanym charakterze i wielkości. Gdańsk wraz z miastem Sopot i Gdynia tworzą rdzeń Obszaru Metropolitalnego Gdańsk-Gdynia-Sopot. Miasta Gdynia i Sopot należą również (od 1991 roku) do Komunalnego Związku Gmin „Dolina Redy i Chylonki (wraz z nimi gminy Rumia, Reda, Wejherowo i Kosakowo). W kolejnych podpunktach scharakteryzowano wymienione gminy pod kątem współpracy w zakresie gospodarki energetycznej.



Rys. 11. Gdańsk i gminy sąsiadujące⁴⁹

Inwestycje i eksploatacja systemów elektroenergetycznych są przedsięwzięciami o zasięgu regionalnym i ponadregionalnym, dlatego modernizacja systemów elektroenergetycznych na obszarze Gdańska i powiatów ościennych wymusza ścisłą współpracę poszczególnych gmin sąsiadujących w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną. Inwestycje modernizacyjne determinują również ścisłą współpracę tych gmin. Decydujące znaczenie w realizacji zaopatrzenia w energię elektryczną w tym rejonie ma firma ENERGA–Operator SA właściciel całości systemu energetycznego. Polityka tej firmy decydować będzie zarówno o wielkości produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (MEW, siłownie wiatrowe, bloki kogeneracyjne), jak możliwości dystrybucji energii na obszarze sąsiadujących gmin⁵⁰.

⁴⁸ Opracowano m.in. na podstawie Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla obszaru miasta Gdyni na lata 2012 – 2030, Fundacja Poszanowania Energii w Gdańsku, 2012 r. oraz Założeń do planu.. pozostałych gmin i ich stron internetowych.

⁴⁹ Źródło www.bratalbert.org.pl

⁵⁰ Fundacja Poszanowania Energii w Gdańsku. *Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla obszaru miasta Gdyni na lata 2012 – 2030*, 2012 r., s. 266

Istotnym przykładem potrzeby współpracy jest konieczność zapewnienia niezawodności zasilania energetycznego dla urządzeń elektroenergetycznych i napędów elektrycznych sieci wod.-kan., która jest infrastrukturą strategiczną dla miasta Gdańska i gmin ościennych. Ponadto planowany rozwój instalacji energetycznych OZE na obszarze Oczyszczalni Ścieków „Wschód” będzie wymagać ścisłej współpracy ze służbami firmy ENERGA – Operator SA (np. w zakresie uzgodnień dokumentacji, określania warunków przyłączeniowych oraz kontaktów z Oddziałem Dyspozycji Mocy).

Nie mniej ważne zdaje się także zagadnienie konieczności współpracy miasta Gdańska z sąsiednimi gminami w zakresie gospodarki ciepłej, a szczególnie w sektorze tzw. rynku ciepła systemowego występującego oprócz Gdańska także w mieście Sopot i Gdynia.

9.1. Charakterystyka miasta Gdyni na tle możliwości współpracy w zakresie gospodarki energetycznej

Gmina miejska Gdynia położona jest w terenie bardzo urozmaiconym topograficznie, bogato zalesionym i posiada bardzo atrakcyjne położenie pod względem klimatycznym i krajobrazowym. Oprócz Gdańska, Gdynia sąsiaduje z następującymi gminami: Kosakowo, Wejherowo, Szemud i Żukowo oraz miastami: Rumia, Sopot⁵¹.

Poprzez miasto przebiega trasa międzynarodowa E28 (drogowa krajowa nr 6) relacji Gdańsk-Szczecin, kolej tej samej relacji oraz Szybka Kolej Miejska łącząca Słupsk z Tczewem. Centralne położenie oraz wielkość i potencjał gospodarczo-społeczny stwarza możliwości planowania przedsięwzięć z zakresu zaopatrzenia w ciepło, paliwa gazowe i energię elektryczną, obejmujące swym zakresem kilka gmin, zarówno po stronie ich użytkowania oraz produkcji i dystrybucji⁵².

Zarówno Gdynia jak i gminy ościenne nie posiadają własnej bazy surowcowej, jeśli chodzi o surowce energetyczne. Na ich terenie nie występują udokumentowane złoża gazu ziemnego, ropy naftowej czy też paliw kopalnych.⁵³

W ciągu 13 lat od przyjęcia poprzednich „Założeń do planu zaopatrzenia (...)”, zgodnie z „Założeniami (...)” przyjętymi w roku 2013, znacznie zmniejszyła się liczba eksploatowanych kotłowni węglowych i olejowych, natomiast w miejscach, gdzie nie występują możliwości podłączenia do systemu ciepłowniczego, budowano głównie kotłownie gazowe. Nastąpił także znaczny rozwój miejskiego systemu ciepłowniczego, pomimo zmniejszenia zapotrzebowania mocy cieplnej. Mając na uwadze powyżej przedstawione uwarunkowania, należy pamiętać także o możliwości rozwoju energetyki alternatywnej tzn. energia wiatru, słońca, spalanie biomasy, traktując tego rodzaju przedsięwzięcia jako priorytetowe i wspólne dla gmin sąsiadujących. W zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną i paliwa gazowe musi istnieć pełna współpraca pomiędzy Gdańskiem i Gdynią, gdyż systemy elektroenergetyczne zasilające te miasta są powiązane ze sobą i wzajemnie się uzupełniają. Również system sieci gazowych wysokiego i średniego ciśnienia jest tak zorganizowany, że dostarcza gaz ziemny bezpośrednio do ww. miast. Dzięki przyszłej budowie Elektrociepłowni „Szadółki” (Zakład Termicznego Przekształcania Odpadów), współpraca pomiędzy tymi miastami rozszerzy się w zakresie dostarczania odpadów z rejonu Gdyni⁵⁴.

Od strony technicznej możliwe jest połączenie systemów ciepłowniczych Trójmiasta od Redy do Gdańska przez Gdynię i Sopot i wspólną eksploatację, natomiast tego rodzaju

⁵¹ Fundacja Poszanowania Energii w Gdańsku. *Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, ...*, Gdańsk 2012 r., s. 255

⁵² Tamże, s. 255

⁵³ Tamże, s. 255

⁵⁴ Tamże, s. 255

rozwiązanie musi być oparte na rzetelnej analizie ekonomicznej potwierdzającej jego opłacalność oraz na analizie hydraulicznej. Tego rodzaju rozwiązanie pozwoliłoby na dywersyfikację dostaw oraz zrównoważone i efektywne wykorzystanie dużych źródeł ciepła w Trójmieście. Częściową odpowiedź na możliwości integracji ww. systemów scentralizowanej dostawy ciepła daje wykonana w 2014 r. ekspertyza dotycząca „Oceny efektywności energetycznej i finansowej kierunków rozwoju systemów ciepłowniczych Obszaru Metropolitalnego Trójmiasta, uwzględniająca istniejące i planowane systemowe źródła ciepła”, w której potwierdzona została taka możliwość⁵⁵.

9.2. Charakterystyka miasta Sopotu na tle możliwości współpracy w zakresie gospodarki energetycznej

Gmina Sopot jest gminą miejską graniczącą z miastami: Gdańsk i Gdynia. Sopot ma charakter typowo turystyczno – uzdrowski, praktycznie poza usługami w mieście nie ma przemysłu, miasto jest dobrym przykładem kurortu nadmorskiego. Powierzchnia gminy miejskiej Sopot (miasta na prawach powiatu) wynosi 17,31 km², a zamieszkuje ją około 37658 stałych mieszkańców i 1313 czasowych mieszkańców. Łącznie liczba mieszkańców wynosi 38971 osób. Gęstość zaludnienia wynosi 2251 osób na 1 km². Przez teren gminy przepływają rzeki – potoki, które wpadają do wód wewnętrznych Zatoki Gdańskiej. Powierzchnia lasów na terenie gminy wynosi 934 ha, co stanowi blisko 54% powierzchni całkowitej, natomiast powierzchnia użytków rolnych wynosi 68 ha, co stanowi blisko 4% powierzchni całkowitej miasta, natomiast parki i zieleńce na terenach zurbanizowanych zajmują powierzchnię 77 ha. Przez gminę przebiegają wszystkie szlaki tranzytowe zarówno drogowe jak i kolejowe, łączące miasta Gdańsk i Gdynię. Miasto Sopot posiada status uzdrowiska. Dzięki poczynionym inwestycjom ekologicznym – praktycznie zlikwidowane zostały lokalne kotłownie węglowe, poważnie została ograniczona emisja pyłów w mieście wskutek powszechnego zmodernizowania ogrzewania indywidualnego na gazowe, przy pełnym zaangażowaniu władz miasta (pozostały trzy większe kotłownie węglowe o łącznej mocy 430 kW i kilkaset źródeł indywidualnych).⁵⁶

Sopot nie posiada własnej bazy surowców energetycznych. Na terenie gminy nie występują udokumentowane złoża gazu ziemnego, ropy naftowej ani innych paliw kopalnych. W zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną i paliwa gazowe musi istnieć pełna współpraca pomiędzy Sopotem i Gdańskiem, gdyż systemy elektroenergetyczne zasilające te miasta są powiązane ze sobą i wzajemnie się uzupełniają. Również system sieci gazowych wysokiego i średniego ciśnienia jest tak zorganizowany, że dostarcza gaz ziemny bezpośrednio do ww. miast. Aktualnie obszar Sopotu jest w pełni zgazyfikowany. Na dzień dzisiejszy na kilku obiektach wczasowych zainstalowane są kolektory słoneczne do przygotowania c.w.u. oraz wykorzystywana jest tzw. geotermia niskotemperaturowa przy wykorzystaniu pomp ciepła o łącznej mocy 0,76 MW, natomiast gmina miejska Sopot posiada na swoim terenie bardzo ograniczone warunki dla wprowadzania i eksploatacji specjalistycznych urządzeń wykorzystujących odnawialne źródła energii (OZE). Preferowanymi urządzeniami typu OZE mogą być np. kotłownie na biogaz zasilane z sieci gazowej, systemy solarne (kolektory słoneczne i ogniwa fotowoltaiczne) i pompy ciepła oraz w ograniczonym zakresie kotłownie na biomasę.⁵⁷

Na terenie miasta Sopotu istnieje miejski system ciepłowniczy, z którego ciepło dostarczane jest do części obiektów i do którego ciepło jest dostarczane przez Gdańskie

⁵⁵ Tamże, s. 265

⁵⁶ Tamże, s. 259

⁵⁷ Tamże, s. 259

Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. z Elektrociepłowni Gdańskiej. Na tzw. Górnym Tarasie funkcjonuje lokalny system ciepłowniczy zaopatrujący w ciepło budownictwo wielorodzinne na terenie dzielnicy Brodwin, gdzie ciepło jest wytwarzane w lokalnej kotłowni gazowej należącej do Okręgowego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej sp. z o.o. w Gdyni. Dzięki przyszłej budowie Elektrociepłowni „Szadółki” (ZTPO), współpraca miast Sopot i Gdańsk rozszerzy się w zakresie dostarczania odpadów i dostaw do Sopotu nadwyżek ciepła produkowanych w ZTPO.

Jak wspomniano w punkcie dotyczącym miasta Gdyni, w 2014 r. opracowana została ekspertyza dotycząca „Oceny efektywności energetycznej i finansowej kierunków rozwoju systemów ciepłowniczych Obszaru Metropolitalnego Trójmiasta, uwzględniająca istniejące i planowane systemowe źródła ciepła”, której celem było między innymi wskazanie możliwości i zasadności integracji sieci ciepłowniczych na terenie Obszaru Metropolitalnego Trójmiasta (obecnie – OM Gdańsk-Gdynia-Sopot). Tego rodzaju rozwiązanie jednakże musi być oparte na dodatkowej rzetelnej analizie ekonomicznej potwierdzającej jego opłacalność oraz na analizie hydraulicznej.

Obecne plany uciepłownienia Sopotu zmierzają głównie w kierunku technicznej konsolidacji z miejskim scentralizowanym systemem ciepłowniczym Gdańska, co wiąże się również z koniecznością wykorzystania nadwyżek ciepła, które produkowane będą w planowanym na terenie Gdańska ZTPO.

9.3. Charakterystyka gminy Żukowo na tle możliwości współpracy w zakresie gospodarki energetycznej

Gmina Żukowo jest gminą graniczącą z następującymi gminami: Gdańsk, Kolbudy, Przywidz, Somonino, Kartuzy, Przodkowo, Szemud i Gdynia. Powierzchnia gminy wynosi 163,62 km², a zamieszkuje ją około 29257 osób. Gęstość zaludnienia wynosi 179 osoby na 1 km². Gmina ma charakter rolniczy. Powierzchnia lasów na terenie gminy wynosi 3482 ha, co stanowi 21,3% powierzchni całkowitej, natomiast powierzchnia użytków rolnych wynosi 10704 ha, co stanowi około ponad 65% powierzchni całkowitej gminy, z czego łąki obejmują teren o powierzchni 901 ha.⁵⁸

Gmina Żukowo nie posiada własnej bazy kopalnych surowców energetycznych. Na jej terenie nie występują udokumentowane złoża gazu ziemnego, ropy naftowej ani innych paliw kopalnych. Bardzo prawdopodobne jest występowanie na terenie gminy złóż tzw. „gazu łupkowego”, tj. gazu ziemnego zalegającego w tzw. złożach łupkowych. Gmina nie posiada centralnego układu produkcji i dystrybucji ciepła – dominuje zabudowa niska, indywidualna. Gmina jest częściowo zgazyfikowana.⁵⁹

Gmina posiada dobre warunki dla wprowadzania i eksploatacji odnawialnych źródeł energii, takich jak: kotłowni na biomasę lub biogaz, systemów solarnych (kolektory słoneczne i fotowoltaika), czy nawet energię wiatrową.

Na terenie gminy Żukowo możliwe jest wykorzystanie na cele energetyczne odnawialnych źródeł energii, tj. słomy, zrębek z nasadzeń wierzby energetycznej i innych roślin energetycznych oraz zrębek leśnych, gdyż w gminie są duże możliwości prowadzenia upraw energetycznych. Do tego celu predysponowane są obszary zagrożenia powodziowego, niewykorzystane rolniczo lub częściowo wykorzystane jako łąki. Ich łączna powierzchnia w gminie wynosi ponad 1000 ha.⁶⁰

⁵⁸ Tamże, s. 262

⁵⁹ Tamże, s. 263

⁶⁰ Tamże, s. 263

Zgodnie z dokumentem „Projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla gminy Żukowo”, podstawowym przedmiotem współpracy pomiędzy gminą Żukowo i gminami sąsiadującymi (w tym z Gdańskiem) może być:

- i. koordynacja wspólnych działań w zakresie gazyfikacji niezgazyfikowanych części gminy z uwzględnieniem planowanych kierunków rozwoju sieci w gminie,
- ii. współdziałanie w zakresie rozbudowy oraz modernizacji systemów elektroenergetycznych, współpraca w zakresie wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w tym głównie w celu pozyskania, składowania i dystrybucji paliw (zrąbków, słomy itd.). W tym zakresie możliwa jest także współpraca gmin Szemud, Wejherowo z gminą Żukowo w zakresie wytwarzania biogazu lub biometanu i w przypadku biogazu dalszy przesył do Trójmiasta w celu jego energetycznego wykorzystania.

9.4. Charakterystyka gminy Kolbudy na tle możliwości współpracy w zakresie gospodarki energetycznej

Gmina Kolbudy zajmuje obszar 8280 ha i liczy ponad 14 000 mieszkańców. Ulokowana jest na osi głównego szlaku komunikacyjnego Gdańsk - Kościerzyna (droga wojewódzka nr 221) graniczy z Gdańskiem, oraz z gminami: Żukowo, Trąbki Wielkie, Przywidz i Pruszcz Gdański. Administracyjnie wchodzi w skład powiatu gdańskiego z siedzibą w Pruszczu Gdańskim. Ośrodkiem administracyjno-usługowym gminy jest wieś Kolbudy. Niemal cały obszar gminy jest skanalizowany, a ścieki odprowadzane są do oczyszczalni Wschód w Gdańsku. Gmina jest też w dużym stopniu zgazyfikowana i nie posiada scentralizowanych układów zaopatrzenia w ciepło. Gmina posiada autobusowe połączenie komunikacyjne z Pruszczem Gdańskim. Komunikację z Gdańskiem zapewnia PKS Gdańsk oraz ZKM Gdańsk. W gminie zarejestrowanych jest ponad 1000 podmiotów gospodarczych oraz kilka organizacji m.in. Towarzystwo Ekologiczne i Stowarzyszenie Przemysłowo-Handlowe. Charakterystycznym dla całej gminy elementem jest dynamiczny rozwój budownictwa mieszkaniowego, indywidualnego i zwartego. Na pograniczu miasta Gdańska i gminy, w Kowalach, powstało nowoczesne osiedle o zabudowie wielorodzinnej (10000 mieszkańców). Preferowana forma budownictwa w gminie to budownictwo jednorodzinne.

W sąsiedztwie terytorium gminy, w obrębie administracyjnym miasta Gdańska, znajduje się wysypisko oraz zakład utylizacji odpadów w Szadółkach (Zakład Utylizacyjny Sp. z o.o.). M.in. dzięki przyszłej budowie Elektrociepłowni „Szadółki” (ZTPO) współpraca pomiędzy gminą a miastem Gdańsk rozszerzy się w zakresie dostarczania odpadów i dostaw do gminy Kolbudy nadwyżek ciepła z miasta Gdańska. Obecnie GPEC posiada w planach rozbudowę gdańskiego scentralizowanego systemu ciepłowniczego na teren Kowal, przy sprzyjających warunkach ekonomicznych, w tym pozyskaniu dofinansowania ze środków krajowych lub europejskich na realizację tej inwestycji.

9.5. Charakterystyka Gminy Miejskiej Pruszcz Gdański na tle możliwości współpracy w zakresie gospodarki energetycznej

Miasto Pruszcz Gdański zajmuje powierzchnię 16,5 km² i wg stanu na dzień 30 czerwca 2010 r. zamieszkiwany był przez 25 863 mieszkańców. Jest to pierwsza pod względem liczby ludności i ostatnia pod względem powierzchni gmina w powiecie gdańskim. Średnie zagęszczenie ludności w Pruszczu Gdańskim wynosi 114,5 os./km².

Pruszcz Gdański stanowi integralną część Obszaru Metropolitalnego Gdańsk-Gdynia-Sopot, który wykazuje silne tendencje urbanizacyjne. Teren miasta niemal całkowicie

zagospodarowany jest na potrzeby urbanizacyjne, przemysłowe oraz transportowe. Wynika to z usługowo-mieszkalnej funkcji Pruszcz Gdańskiego, którego kolejne obszary przeznaczone są głównie pod zabudowę mieszkaniową oraz jego stosunkowo niewielkiej powierzchni.

System zaopatrzenia Pruszcz Gdańskiego w ciepło składa się z czterech podstawowych elementów:

- i. kotłownie, dla których dysponentem ciepła pozostaje Pruszczańskie Przedsiębiorstwo Ciepłownicze „PEC” Sp. z o.o.,
- ii. kotłownia stanowiąca własność ORCHIS Energia Sopot Sp. z o.o.,
- iii. kotłownie osiedlowe, stanowiące własność prywatną lub publiczną,
- iv. indywidualne źródła ciepła, wykorzystywane głównie w budynkach jednorodzinnych na terenie Miasta.

Głównymi rodzajami paliwa wykorzystywanymi na potrzeby energetyki ciepłej są: gaz, olej opałowy, węgiel i miał węglowy. W mniejszej skali do ogrzewania budynków wykorzystywana jest energia elektryczna. Niemal zupełnie nie występują odnawialne źródła energii takie, jak np. energia słoneczna. Jedynie na terenie rzeki Raduni zlokalizowana jest elektrownia wodna o mocy 100 kW, usytuowana w rozwidleniu rzeki.

Nowsza zabudowa mieszkaniowa posiada najczęściej systemy grzewcze, w których nośnikiem ciepła jest gaz ziemny lub olej opałowy. Budynki wielorodzinne, oprócz korzystających z ciepła dostarczanego przez lokalne kotłownie, podłączone są w dużej mierze do miejskiej sieci ciepłowniczej. Obiekty handlowe, przemysłowe i usługowe korzystają najczęściej z indywidualnych źródeł ciepła – głównie kotłowni gazowych i olejowych. Wszystkie kotłownie należące do Pruszczańskiego Przedsiębiorstwa Ciepłowniczego „PEC” Sp. z o.o. są zmodernizowane i wykorzystują do wytwarzania ciepła tylko gaz ziemny lub olej opałowy.

W zakresie bezpośredniego zaopatrzenia w ciepło miasto Pruszcz Gdański jest samowystarczalne.

GPEC rozważa budowę sieci ciepłowniczej w kierunku istniejącej kotłowni K52, przy sprzyjających warunkach ekonomicznych, w tym pozyskaniu dofinansowania ze środków krajowych lub europejskich na realizację inwestycji. Inwestycja ta wiązałaby się z budową nowej sieci ciepłowniczej spinającej miejski system ciepłowniczy Gdańska z lokalnym systemem ciepłowniczym zasilanym z należącej do ORCHIS Energia Sopot Sp. z o.o. kotłowni przy ul. Powstańców Warszawy w mieście Pruszcz Gdański.

Potencjalne zasoby energetyczne biomasy (głównie zrębki i odpady drzewne) na terenie miasta są bardzo ograniczone. Powiązanie energetyczne z Gdańskiem, oprócz planów inwestycyjnych GPEC, stanowi również fakt, iż całość ścieków pochodzących z terenu Miasta odprowadzana jest przez Przedsiębiorstwo Wodociągów i Kanalizacji „WiK” w Pruszcz Gdańskim do Oczyszczalni Ścieków Gdańsk-Wschód, na terenie której w procesie oczyszczania ścieków powstają zagospodarowywane na cele energetyczne osady ściekowe.

9.6. Charakterystyka Gminy Pruszcz Gdański na tle możliwości współpracy w zakresie gospodarki energetycznej

Gmina Pruszcz Gdański położona jest w północnej części powiatu gdańskiego, bezpośrednio na południe od Gdańska. Gmina graniczy z gminami: Kolbudy, Trąbki Wielkie, Pszczółki, Suchy Dąb, Cedry Wielkie oraz miastami Pruszcz Gdański i Gdańsk. Strukturę gminy tworzą 33 miejscowości. Gmina zajmuje powierzchnię 14 380 ha. Gminę zamieszkuje 20 329 osób i liczba ta w ciągu ostatniej dekady ciągle rośnie.

Na terenie gminy nie ma zorganizowanego systemu zaopatrzenia w ciepło, ale widoczny jest duży stopień gazyfikacji obszaru gminy.

Gmina położona jest w obrębie aglomeracji Trójmiasta a przez jej teren przebiegają korytarze techniczne węzła elektroenergetycznego Gdańska dla linii 400 kV, 220 kV i 110 kV a także trasy gazociągów zasilających Gdańsk (jak również stacja redukcyjno-pomiarowa I° w Juszkowie zaopatrująca Gdańsk).

Zgodnie z „Projektem założeń...”, wymiana energii cieplnej pozyskanej ze źródeł kopalnych pomiędzy Pruszczem Gdańskim a sąsiednimi gminami (w tym Gdańskiem) nie ma uzasadnienia techniczno-ekonomicznego i nie jest rozpatrywana. Żadna z gmin ościennych nie posiada własnej bazy surowców energetycznych. Sytuacja ta może ulec zmianie w przypadku podjęcia eksploatacji złóż gazu łupkowego, która może wywołać szereg powiązań międzygminnych. W chwili obecnej rekomendowana jest współpraca gminy z ościennymi w zakresie energetyki bazującej na odnawialnych źródłach energii, przede wszystkim w zakresie biomasy. Łączne ilości biomasy w Pruszczu Gdańskim i gminach sąsiadujących znacznie przekraczają potrzeby perspektywiczne tych gmin. W związku z tym zasadne staje się rozważenie możliwości utworzenia związku gmin sąsiadujących w celu budowy wspólnego zakładu energetycznego wykorzystania biomasy. Energia ciepła powstała w takim zakładzie mogłaby m.in. zasilać obiekty w mieście Gdańsk.

9.7. Charakterystyka gminy Cedry Wielkie na tle możliwości współpracy w zakresie gospodarki energetycznej

Gmina Cedry Wielkie jest gminą wiejską położoną w powiecie Gdańskim. Zajmuje powierzchnię 12428 ha, co stanowi 15,67% całkowitej powierzchni powiatu gdańskiego (79317 ha). Prawie cały obszar gminy należy do obszaru chronionego krajobrazu Żuławy Gdańskie. W strukturze użytkowania gruntów przeważają użytki rolne (81%). Gmina Cedry Wielkie charakteryzuje się bardzo dobrymi warunkami dla rozwoju rolnictwa, dominują grunty klas bonitacyjnych I-III, stanowiąc ponad 79% powierzchni gruntów ornych. Gminę Cedry Wielkie zamieszkuje aktualnie 6372 osób.

Na terenie gminy nie ma zorganizowanego systemu zaopatrzenia w ciepło. Zaspokajanie potrzeb cieplnych odbiorców na terenie gminy odbywa się obecnie w oparciu o lokalne kotłownie węglowe oraz indywidualne źródła ciepła w domach mieszkalnych. Gmina nie jest zgazyfikowana. „Plan zagospodarowania przestrzennego województwa Pomorskiego” przewiduje realizację na terenie gminy gazociągu wysokiego ciśnienia w relacji Pszczółki-Port Północny w Gdańsku. Jednakże rekomendacje Projektu założeń... wskazują nieopłacalność gazyfikacji gminy jako działania własnego samorządu terytorialnego. Istnieje, bowiem niebezpieczeństwo braku dostatecznej liczby odbiorców komunalnych, co może spowodować, że kosztowna inwestycja polegająca na budowie sieci i stacji redukcyjno-pomiarowych okaże się nieefektywna ekonomicznie. Gazyfikację gminy można jednak rozważać na wyraźne życzenie potencjalnych odbiorców oraz na koszt i ryzyko dostawcy gazu.

Wymiana energii cieplnej uzyskiwanej ze źródeł kopalnych pomiędzy gminą Cedry Wielkie, a sąsiednimi gminami nie ma uzasadnienia techniczno-ekonomicznego i nie jest rozpatrywana. Żadna z gmin ościennych nie posiada własnej bazy kopalnych surowców energetycznych (sytuacja ta może w przyszłości ulec zmianie gdyż firma Lane Energy Poland uzyskała koncesję na poszukiwanie i rozpoznanie złóż ropy naftowej i gazu w rejonie Cedrów Wielkich). Możliwa jest natomiast współpraca w zakresie energetyki bazującej na odnawialnych źródłach energii, w tym przede wszystkim w zakresie biomasy. Inwestycje tego typu i tworzenie bazy surowcowej mogą być realizowane jako

przedsięwzięcia wspólne z sąsiednimi gminami. Rola gminy Cedry Wielkie jest tu szczególna, ponieważ dysponuje ona dużymi istniejącymi i potencjalnymi zasobami biomasy. Położenie gminy w bezpośrednim sąsiedztwie miasta Gdańska predysponuje ją do utworzenia swoistego „zagłębia” biomasy stanowiącego zaplecze surowcowe dla tego miasta. Utworzenie celowego związku, z Gdańskiem, którego zadaniem byłoby pozyskiwanie, przetwarzanie i handel nadwyżkami biomasy mogłoby się stać istotnym czynnikiem rozwoju gospodarczego gminy.

9.8. Charakterystyka gminy Stegna na tle możliwości współpracy w zakresie gospodarki energetycznej

Gmina Stegna leży w północno-wschodniej części województwa pomorskiego. Jest to gmina wiejska w powiecie nowodworskim (jeden z 16 powiatów województwa). W latach 1975-1998 gmina należała do województwa elbląskiego. Północna część gminy położona jest na Mierzei Wiślanej, natomiast pozostałe obszary gminy leżą na terenach Żuław Gdańskich. Gmina Stegna graniczy z trzema gminami powiatu nowodworskiego, tj. od południowego-zachodu z gminą Ostaszewo, od południa z gminą Nowy Dwór Gdański a od wschodu z gminą Sztutowo. Jej zachodnia granica przebiega na rzece Wiśła a północną stanowi linia brzegowa Zatoki Gdańskiej.

Powierzchnia gminy w aktualnych granicach administracyjnych obejmuje 169,6 km². Jest jedną z największych obszarowo gmin wiejskich w Polsce. Użytki rolne zajmują obszar 12 210 ha, co stanowi 72% obszaru gminy, a tereny leśne 1920 ha - tj. ok. 11,5% całkowitej powierzchni gminy. Wg danych z 30.06.2012r. w granicach administracyjnych gminy zamieszkuje na stałe 10 013 osób.

Na terenie gminy występuje mieszkaniowe budownictwo jednorodzinne i wielorodzinne. Ogółem w granicach gminy jest to ok. 2620 budynków mieszkalnych, w tym ok. 180 budynków wielorodzinnych. Głównymi kierunkami rozwojowymi gminy Stegna pozostaną w przyszłości rolnictwo oraz turystyka. Gmina ma szczególnie ekologiczny charakter. Leży w obszarze południowobałtyckiego korytarza ekologicznego, co skutkuje koniecznością jego ochrony poprzez uniemożliwienie jakichkolwiek inwestycji na obszarach nadmorskich, wydmych, na terenie gruntów leśnych czy bagiennych terenów leśnych.

Aktualnie na terenie największych miejscowości gminy brak jest większych scentralizowanych systemów zaopatrzenia odbiorców w energię ciepłą a potrzeby ciepłe odbiorców zaspakajane są w oparciu o kotłownie lokalne oraz indywidualne źródła ciepła. Są natomiast eksploatowane małe lokalne systemy ciepłownicze. Gmina Stegna, nie jest zgazyfikowana. Na terenie tej gminy nie ma zainstalowanych urządzeń i instalacji systemu sieci gazowych przesyłowych i dystrybucyjnych, zasilanych w gaz ziemny wysoko metanowy z krajowego systemu gazowniczego. Część mieszkańców gminy Stegna, zapotrzebowanie na paliwa gazowe, głównie te obejmująca potrzeby bytowe, realizowana jest poprzez wykorzystanie gazu płynnego LPG lub LPBG.

W zakresie bezpośredniego zaopatrzenia w ciepło gmina Stegna jest samowystarczalna, tzn., że ciepło dostarczane odbiorcom zlokalizowanym na obszarze gminy jest produkowane w całości w źródłach ciepła zlokalizowanych na jej terenie. Brak jest możliwości współpracy gminy Stegna z sąsiadującymi gminami w zakresie bezpośredniego zaopatrzenia w ciepło. Wymiana energii cieplnej pomiędzy gminą Stegna a sąsiadującymi gminami, w okresie najbliższych 15 lat nie ma uzasadnienia techniczno-ekonomicznego i nie jest rozpatrywana. Potencjalne zasoby energetyczne biomasy (głównie zrębki i odpady drzewne) na terenie gminy Stegna są bardzo ograniczone.

Projekt aktualizacji Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe miasta Gdańska



ROZDZIAŁ III

SYSTEM ZAOPATRZENIA W CIEPŁO



SPIS TREŚCI

1.	ZAPOTRZEBOWANIE NA CIEPŁO – STAN AKTUALNY	92
1.1.	OCENA STANU AKTUALNEGO ZAPOTRZEBOWANIA – BILANS CIEPŁA	92
1.1.1.	<i>Wpływ turystycznego charakteru miasta na końcowy bilans cieplny.....</i>	<i>107</i>
1.2.	SPOSÓB POKRYCIA POTRZEB CIEPLNYCH MIASTA	111
1.3.	STRUKTURA PALIWOWA POKRYCIA POTRZEB CIEPLNYCH MIASTA.....	113
2.	CHARAKTERYSTYKA SYSTEMU ZAOPATRZENIA W CIEPŁO	120
2.1.	SYSTEMY SCENTRALIZOWANE	120
2.1.1.	<i>Moc zamówiona i sprzedaż ciepła systemowego.....</i>	<i>120</i>
2.1.2.	<i>System ciepłowniczy zasilany z Elektrociepłowni Gdańskiej.....</i>	<i>122</i>
2.1.3.	<i>System ciepłowniczy zasilany z EC Matarnia</i>	<i>135</i>
2.1.4.	<i>System ciepłowniczy zasilany z ciepłowni Osowa</i>	<i>136</i>
2.1.5.	<i>System ciepłowniczy GPEC Matarnia (dawny Unikom).....</i>	<i>137</i>
3.	CENY CIEPŁA	142
3.1.	PORÓWNANIE CEN CIEPŁA Z POSZCZEGÓLNYCH SYSTEMÓW CIEPŁOWNICZYCH W GDAŃSKU	142
3.2.	CENY CIEPŁA SIECIOWEGO W GDAŃSKU NA TLE CEN CIEPŁA W KRAJU	153
4.	CAŁOŚCIOWA OCENA INFRASTRUKTURY CIEPŁOWNICZEJ	156
5.	LOKALNE NADWYŻKI ENERGII W ŹRÓDŁACH SYSTEMOWYCH.....	159
6.	DUŻE ZAKŁADY PRZEMYSŁOWE.....	160
6.1.	CHARAKTERYSTYKA TECHNICZNA SPOSOBU ZASILANIA W CIEPŁO DUŻYCH ZAKŁADÓW	160
6.2.	CHARAKTERYSTYKA ELEKTROCIEPŁOWNI GRUPY LOTOS SA.....	162
6.3.	CHARAKTERYSTYKA ELEKTROCIEPŁOWNI NA BIOGAZ WYSYPISKOWY W ZAKŁADZIE UTYLIZACYJNYM SP. Z O.O. W GDAŃSKU SZADÓŁKACH	167
6.4.	CHARAKTERYSTYKA ELEKTROCIEPŁOWNI NA BIOGAZ W OCZYSZCZALNI ŚCIEKÓW GDAŃSK-WSCHÓD.....	170

1. ZAPOTRZEBOWANIE NA CIEPŁO – STAN AKTUALNY

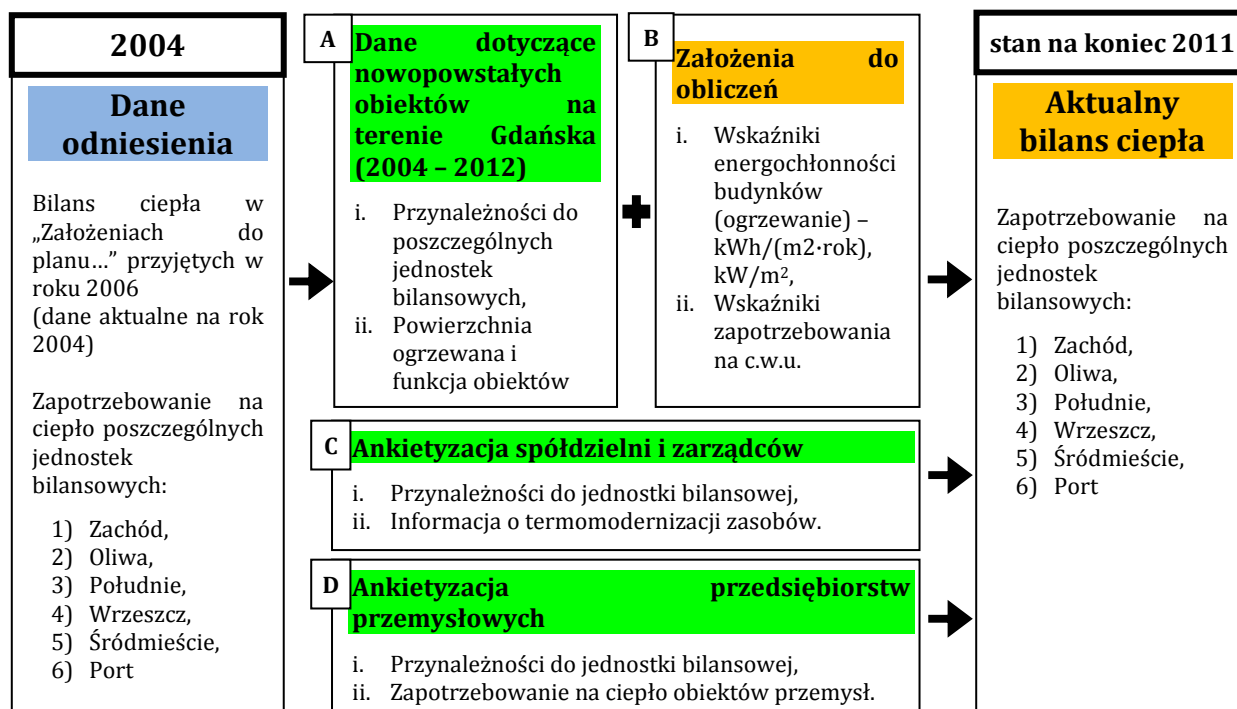
1.1. Ocena stanu aktualnego zapotrzebowania – bilans ciepła

Potrzeby cieplne miasta Gdańska wynikają przede wszystkim z zapotrzebowania na ciepło na cele grzewcze (centralne ogrzewanie, w tym realizowane za pomocą wentylacji i klimatyzacji) oraz na cele przygotowania ciepłej wody użytkowej. Część zapotrzebowania na ciepło to tzw. potrzeby technologiczne, które w znacznej mierze generowane są przez zakłady przemysłowe zlokalizowane na terenie miasta.

W celu wyznaczenia struktury potrzeb cieplnych miasta przeprowadzono obliczenia bilansowe w oparciu o następujące dane i założenia:

- i. bilanse zawarte w „Założeniach do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Gdańsk” z roku 2005 (przyjętych uchwałą Rady Miasta Gdańska nr XLIX/1669/06 z 30 marca 2006 r.),
- ii. dane dotyczące nowopowstałych obiektów na terenie Gdańska w latach 2004-2012 otrzymane z Wydziału Gospodarki Komunalnej Urzędu Miejskiego w Gdańsku,
- iii. dane dot. zapotrzebowania na ciepło obiektów przemysłowych uzyskane na drodze ankietyzacji,
- iv. dane dot. przeprowadzonych programów termomodernizacyjnych przez spółdzielnie mieszkaniowe i zarządców zasobów mieszkaniowych na terenie miasta Gdańsk,
- v. powierzchnię ogrzewaną,
- vi. wskaźniki energochłonności związane z ogrzewaniem budynków,
- vii. wskaźniki zapotrzebowania na ciepło do przygotowania c.w.u.

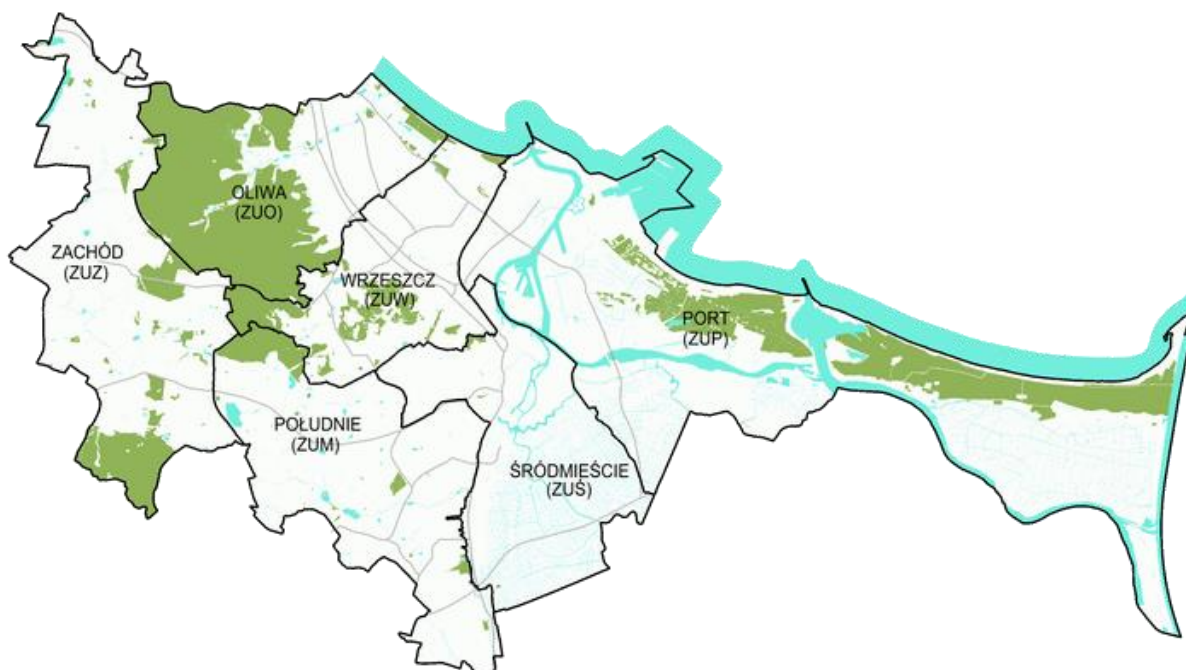
Końcowy bilans potrzeb cieplnych Gdańska wyznaczono w oparciu o algorytm obliczeń przedstawiony na rysunku 1.



Rys. 1. Uproszczony algorytm tworzenia bilansu cieplnego miasta Gdańska dla potrzeb projektu aktualizacji Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, ... miasta Gdańska

Jak przedstawiono w algorytmie na rysunku 1, bilans cieplny miasta Gdańska, w zakresie budownictwa, wykonano w oparciu o tzw. metodę przyrostową. Na podstawie

szczegółowych danych o przyrostach powierzchni ogrzewanych w latach 2004-2011 wyznaczono przyrost zapotrzebowania na ciepło w budownictwie w poszczególnych obszarach bilansowych miasta (stan na początek 2012). Dla potrzeb niniejszego opracowania obszary te zdefiniowane zostały w oparciu o obowiązujący podział urbanistyczny i pokrywają się one z tzw. głównymi jednostkami urbanistycznymi miasta – 6 dzielnicami (rysunek 2, tabela 1).



Rys. 2. Mapa dzielnic miasta Gdańska przyjętych za jednostki bilansowe⁶¹

Tab. 1. Obszary bilansowe Gdańska przyjęte do analizy

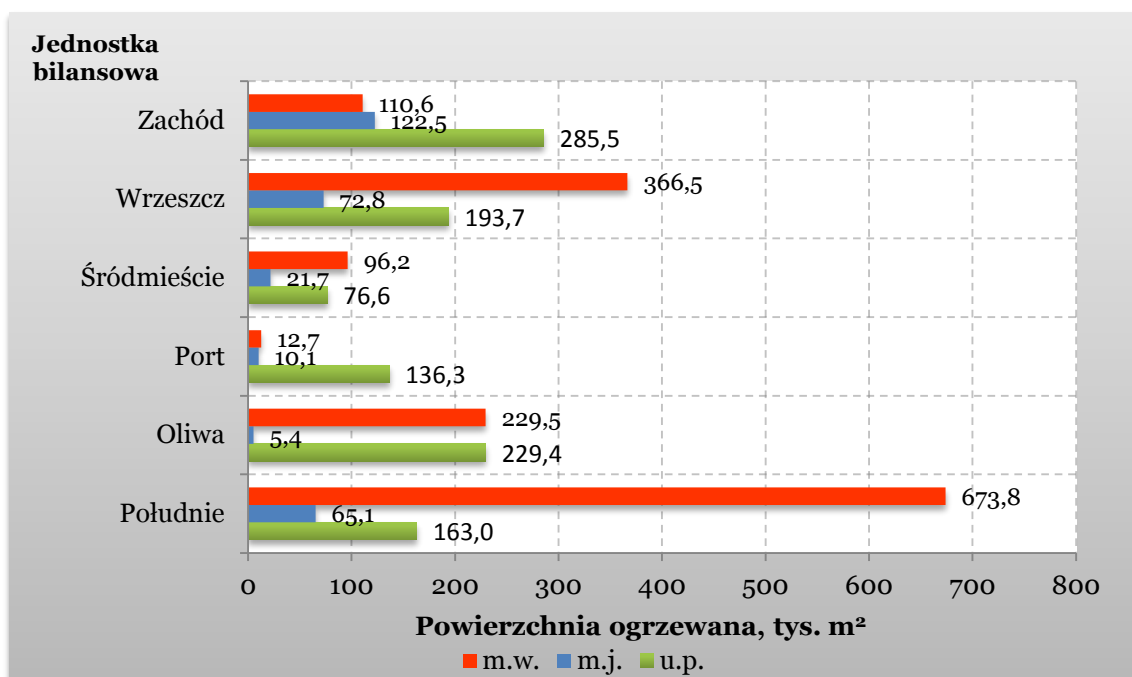
Jednostki bilansowe - główne jednostki urbanistyczne Gdańska	Powierzchnia terenu ⁶² , ha
10. Południe	3 035,7
11. Oliwa	2 918,9
12. Port	8 690,5
13. Śródmieście	3 780,0
14. Wrzeszcz	3 078,0
15. Zachód	4 840,5
Łącznie	26 343,6

Uzyskana wielkość zapotrzebowania oraz dane o zapotrzebowaniu historycznym (2004 r.) i jego spadku w wyniku działań termomodernizacyjnych, były podstawą do ustalenia wielkości zapotrzebowania na ciepło generowane przez budownictwo wg stanu na początek roku 2012 r.

⁶¹ Biuro Rozwoju Gdańska – serwis internetowy. <http://www.brg.gda.pl>

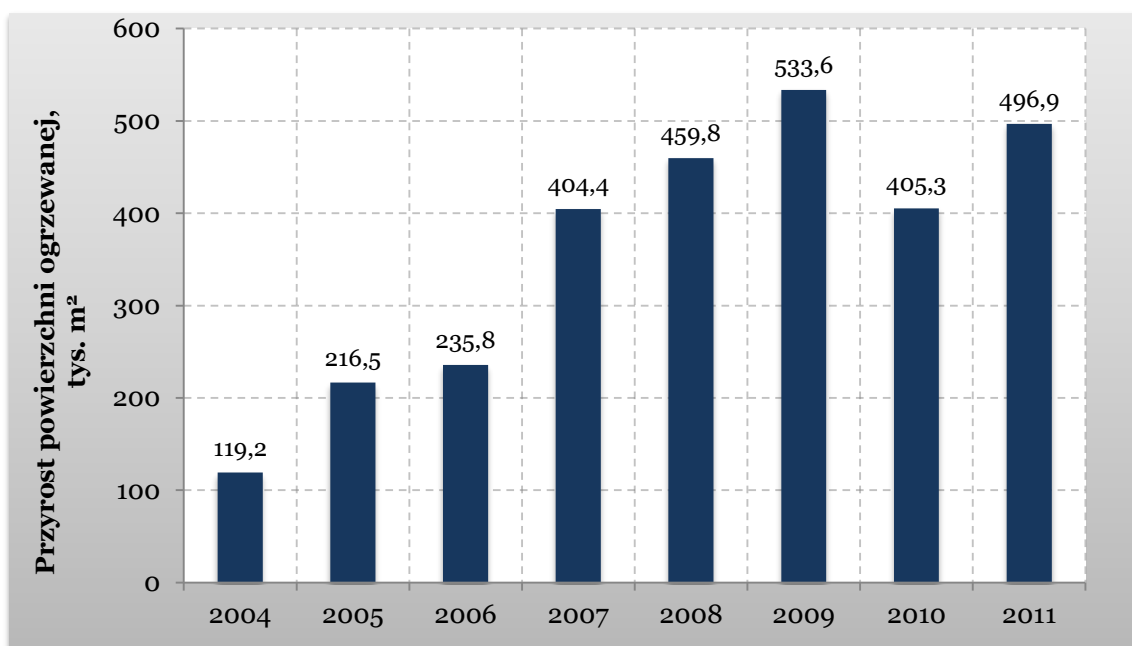
⁶²Urząd Miejski w Gdańsku - Oficjalny serwis internetowy. <http://www.gdansk.pl> (stan na 12 stycznia 2011 r.)

Na rysunku 3 wyszczególniono przyrosty powierzchni ogrzewanej budynków w Gdańsku w okresie od 2004 do 2011 r. włącznie, zinwentaryzowane dla poszczególnych obszarów bilansowych.

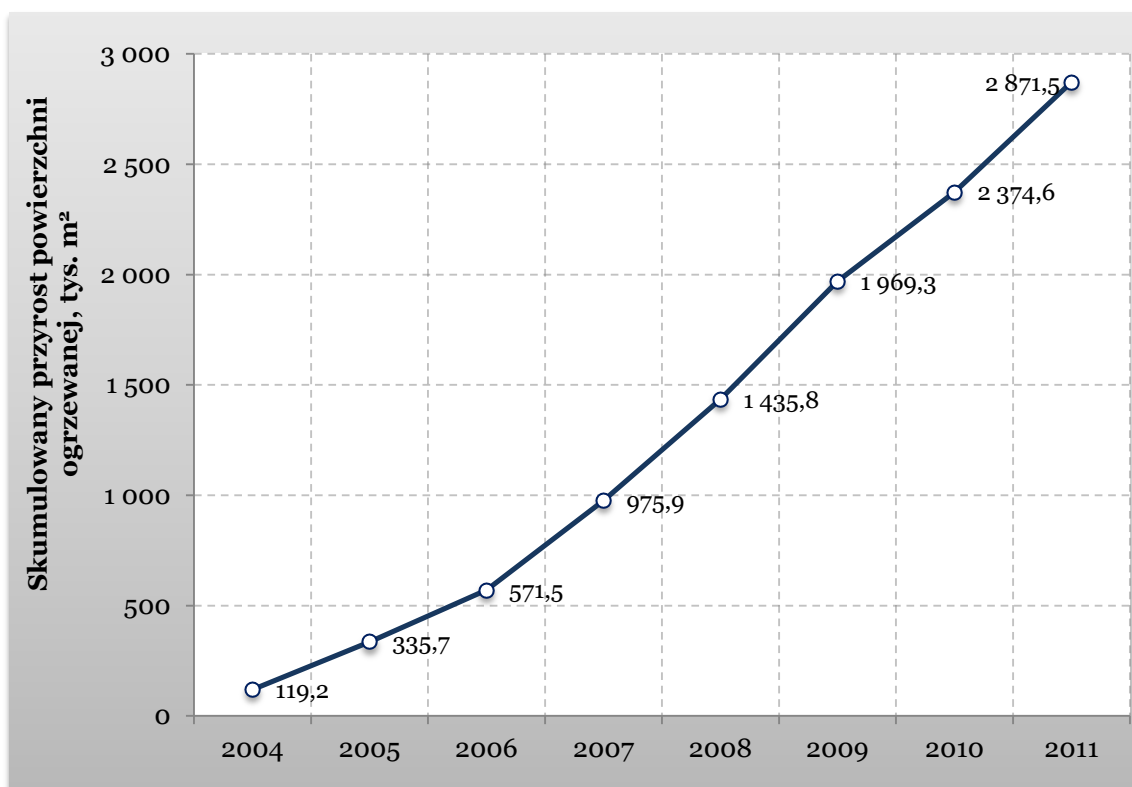


Rys. 3. Całkowity przyrost powierzchni ogrzewanej zasobów budowlanych w poszczególnych jednostkach bilansowych Gdańska w okresie od 2004 do 2011 r.

Na rysunku 4 pokazano przyrosty powierzchni ogrzewanej budynków w poszczególnych latach okresu 2004÷2011, a na rysunku 5 skumulowany przyrost powierzchni ogrzewanej.

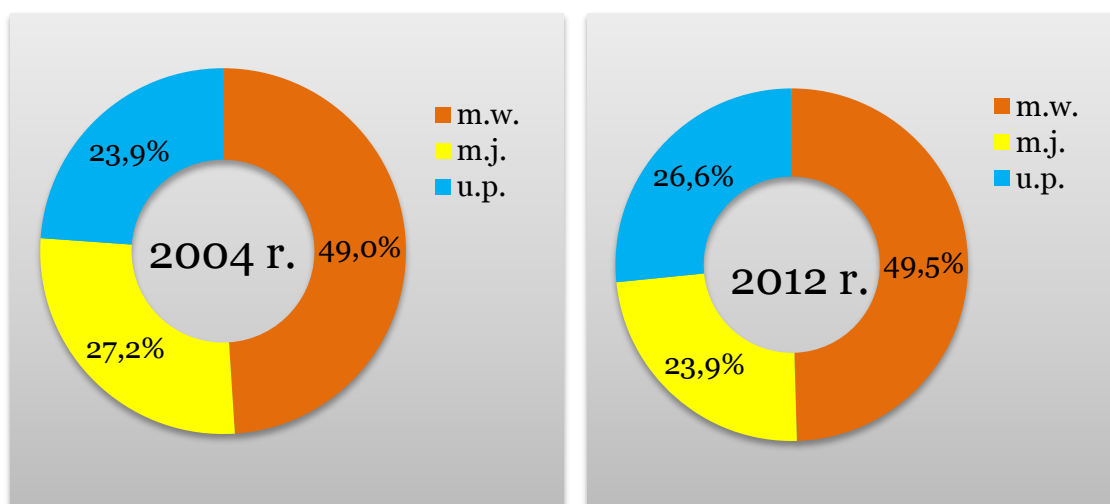


Rys. 4. Przyrost powierzchni ogrzewanej zasobów budowlanych Gdańska w kolejnych latach okresu 2004 do 2011 r.



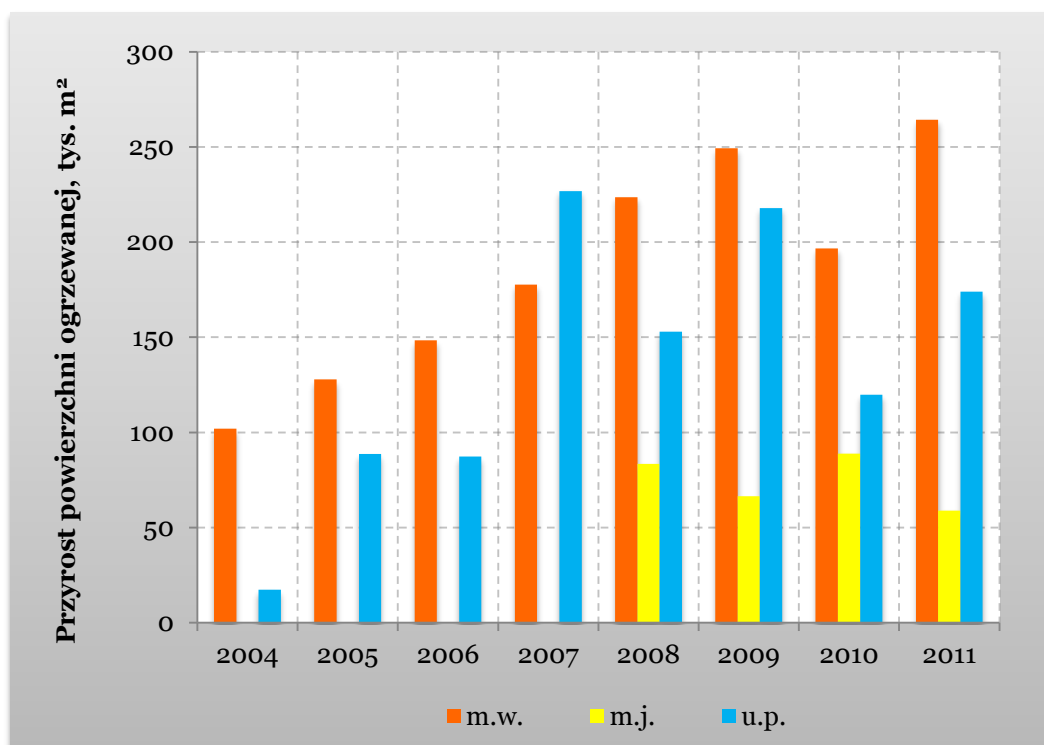
Rys. 5. Przyrost powierzchni ogrzewanej zasobów budowlanych Gdańska w kolejnych latach okresu 2004 do 2011 r.

Rozkład powierzchni ogrzewanej w rozbiciu na poszczególne typy substancji budowlanej (m.w., m.j. i u.p.) w roku 2004 i w roku 2012 przedstawiono na rysunku 6. Wielkość powierzchni w roku 2012 uzyskano metodą przyrostową.

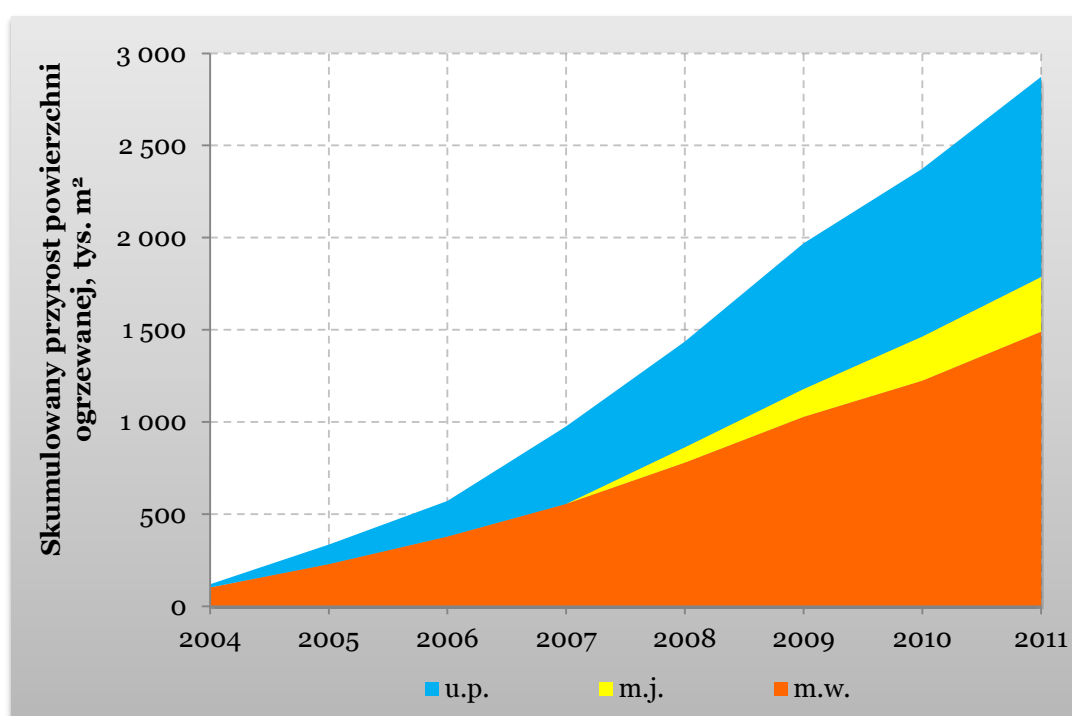


Rys. 6. Całkowita powierzchnia ogrzewana budownictwa w roku 2004 (11 792,7 tys. m²) i w roku 2012 (14 664,2 tys. m²).

Na rysunku 7 pokazano przyrosty powierzchni ogrzewanej poszczególnych typów substancji budownictwa w poszczególnych latach okresu 2004÷2011, a na rysunku 8 skumulowany przyrost powierzchni ogrzewanej.



Rys 7. Przyrost powierzchni ogrzewanej zasobów budowlanych Gdańska w kolejnych latach okresu 2004 do 2011 r. – w rozbiciu na poszczególne typu substancji budowlanej.



Rys. 8. Skumulowany przyrost powierzchni ogrzewanej zasobów budowlanych Gdańska w kolejnych latach okresu 2004 do 2011 r. – w rozbiciu na poszczególne typu substancji budowlanej.

W tabeli 2 zestawiono przyjęte dane wejściowe oraz wyniki wyznaczenia powierzchni budownictwa w Gdańsku (stan na początek roku 2012), w rozbiciu na budownictwo mieszkaniowe oraz budynki użyteczności publicznej i usługowe.

Tab. 2. Powierzchnia ogrzewana budynków przyjęta do wyznaczenia bilansu cieplnego Gdańska

Rodzaj zasobów budowlanych	Powierzchnia, tys. m ²
Stan na rok 2004	
Budownictwo wielorodzinne (m.w.)	5 774,7
Budownictwo jednorodzinne (m.j.)	3 203,2
Łącznie budownictwo mieszkaniowe: MW + MJ	8 977,9
Budownictwo użyteczności publicznej i usługowe (u.p.)	2 814,8
Łącznie całość zasobów budowlanych Gdańska (m.w. + m.j. + u.p.)	11 792,7
Przyrost 2004-2011	
Budownictwo wielorodzinne (m.w.)	1 489,3
Budownictwo jednorodzinne (m.j.)	297,7
Łącznie budownictwo mieszkaniowe: MW + MJ	1 787,0
Budownictwo użyteczności publicznej i usługowe (u.p.)	1 084,5
Łącznie całość zasobów budowlanych Gdańska (m.w. + m.j. + u.p.)	2 871,5
Stan na rok 2012	
Budownictwo wielorodzinne (m.w.)	7 264,0
Budownictwo jednorodzinne (m.j.)	3 500,9
Łącznie budownictwo mieszkaniowe: MW + MJ	10 764,9
Budownictwo użyteczności publicznej i usługowe (u.p.)	3 899,3
Łącznie całość zasobów budowlanych Gdańska (m.w. + m.j. + u.p.)	14 664,2

Na podstawie informacji o powierzchni ogrzewanej budynków powstałych w latach 2004-2011, wyznaczono bilans potrzeb cieplnych w zakresie c.o., przy czym do obliczeń przyjęto odpowiednie wskaźniki energochłonności.

Tab. 3. Wskaźnik sezonowego zapotrzebowania na ciepło grzewcze E_A (energia końcowa) dla budynków mieszkalnych^{63,64}

Rok oddania do użytku, rodzaj technologii	Wskaźnik E_A odniesiony do powierzchni ogrzewanej, kWh/m ² ·rok
do 1966, tradycyjna	280 - 350
1967 - 1985, tradycyjna	240-280
1986 - 1992, tradycyjna	160 - 200
1993 - 1997, tradycyjna	120 - 160
1998 - 2008, tradycyjna	90-120
budynek energooszczędny	50-60
budynek niskoenergetyczny	45 - 15
budynek pasywny	15

Przedstawione w tabeli 3 wskaźniki zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania można w sposób obrazowy przedstawić w formie uproszczonej klasyfikacji energochłonności budynków mieszkalnych (rysunek 9).


Rys. 9. Klasa energochłonności budynków mieszkalnych – w zależności od wartości wskaźnika E_A .

⁶³Program ograniczenia niskiej emisji dla miasta Opola – Atmoterm SA, Opole 2010 r.

⁶⁴Robakiewicz M., Ocena cech energetycznych budynków. Wymagania – dane – obliczenia. Biblioteka Fundacji Poszanowania Energii. Warszawa 2009.

W analizowanym przypadku dla celu obliczeń zapotrzebowania na ciepło dla celów centralnego ogrzewania (c.o.) przyjęto, że budynki powstałe w latach 2004-2011 wykonane zostały w technologiach średnioenergooszczędnych. W konsekwencji dla analizowanych zasobów założono wskaźniki sezonowego zapotrzebowania zgodnie z tabelą 4.

Tab. 4. Wskaźnik sezonowego zapotrzebowania na ciepło dla zasobów budowlanych Gdańska powstałych w latach 2004 -2012 r.

Rodzaj zasobu	Wskaźnik E_A odniesiony do powierzchni ogrzewanej, kWh/m ² ·rok
Budownictwo wielorodzinne - m.w.	90
Budownictwo jednorodzinne - m.j.	120
Budownictwo użyteczności publicznej, usługowe i pozostałe Niemieszkalne - u.p.	100

W obliczeniach zapotrzebowania na ciepło grzewcze miasta Gdańska uwzględniono liczbę stopniodni charakteryzującą Gdańsk.

Zgodnie z polską normą PN-82/B-02403 miasto Gdańsk leży w pierwszej strefie klimatycznej podziału Polski. Temperatura obliczeniowa powietrza na zewnątrz budynków, równa temperaturze obliczeniowej powierzchni gruntu, wynosi -16 °C. Wielkość ta jest wykorzystywana do obliczenia szczytowego zapotrzebowania mocy cieplnej ogrzewanego obiektu. Średnia roczna temperatura dla Gdańska wynosi 7,8 °C. Natomiast średnioroczna liczba stopniodni (dla temperatury wewnętrznej 18 °C i 20°C) wynosi odpowiednio 3 241 i 3 665 (tabela 5).

Tab. 5. Średnie wieloletnie temperatury miesiąca oraz liczba dni ogrzewania

miesiąc sezonu grzewczego	średnia wieloletnia temperatura miesiąca	liczba dni ogrzewanych	Liczba stopniodni przy $t_w=18\text{ °C}$	liczba stopniodni przy $t_w=20\text{ °C}$
I	-1,6	31	607	669
II	-1,3	28	540	596
III	1,6	31	508	570
IV	6,1	30	357	417
X	9	31	279	341
XI	4,2	30	414	474
XII	0,7	31	536	598
sezon grzewczy	2,7	212	3 241	3 665

Wskaźnik liczby stopniodni jest jednym z wielu parametrów opisujących warunki pogodowe dla uproszczonego bilansowania potrzeb cieplnych. Liczba stopniodni jest iloczynem liczby dni ogrzewania i różnicy pomiędzy średnią temperaturą zewnętrzną, a średnią temperaturą ogrzewanego pomieszczenia.

W przypadku obliczeń zapotrzebowania na ciepło potrzebne do przygotowania ciepłej wody użytkowej (c.w.u.) wykorzystuje się wskaźniki jednostkowego zapotrzebowania zgodnie z tabelą 6.

Tab. 6. Wskaźnik jednostkowego zapotrzebowania na c.w.u. dla różnych typów budynków^{65, 66}

Rodzaj budynków	Jednostka odniesienia, (j.o.)	Jednostkowe zużycie c.w.u. o temperaturze 55°C, litr/(j.o.)-doba
Mieszkalne jednorodzinne	mieszkaniec	35
Mieszkalne wielorodzinne	mieszkaniec	48
Hotele, schroniska, pensjonaty	miejsce noclegowe	112 - 50
Sanatoria, szpitale	łóżko	325
Szkoły, uczelnie	uczeń, student	8
Budynki handlowe i usługowe	pracownik	25-30
Dworce, muzea, hale	pasażer/zwiedzający	5

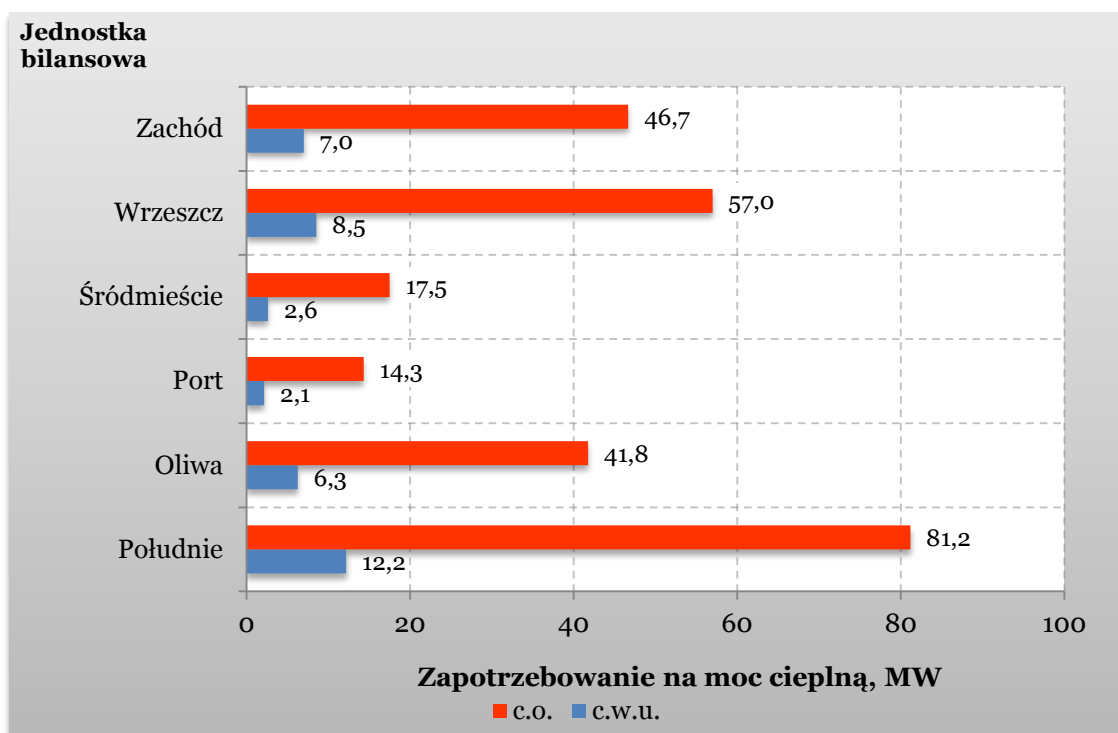
W przypadku zasobów budowlanych powstałych w Gdańsku w latach 2004-2011, nie dysponowano wystarczająco dokładnymi i wiarygodnymi danymi o ilości jednostek odniesienia (j.o.). Z tego względu dla potrzeb niniejszego opracowania zapotrzebowanie na moc cieplną dla potrzeb przygotowania c.w.u. wyznaczono za pomocą analizy statystycznej. Do analizy wykorzystano dane dotyczących rzeczywistej mocy na ogrzewanie budynków oraz średniej mocy na przygotowanie c.w.u. w kilkunastu systemach ciepłowniczych w kraju.

Zakres analizy obejmował budownictwo mieszkaniowe oraz budynki użyteczności publicznej. W przypadku zasobów mieszkalnych wyznaczone wskaźniki udziału mocy na przygotowanie c.w.u. w zapotrzebowaniu na ogrzewanie budynków znajdują się w przedziale od 11 do 23%, przy czym wskaźnik ten zdecydowanie obniża się w przypadku stosowanie tzw. priorytetu c.w.u. Dla budynków u.p. zmienność przedmiotowego wskaźnika wynosi 8 do 17%. Dla potrzeb niniejszego opracowania, uwzględniając również strukturę zapotrzebowania na moc cieplną wyznaczoną dla miasta Gdańsk w roku 2004, przyjęto, że potrzeby na moc c.w.u. stanowią odpowiednio 15% w przypadku budownictwa mieszkalnego i 10% dla potrzeb c.o. w przypadku budownictwa pozostałego (u.p.) (w odniesieniu do zapotrzebowania na moc cieplną).

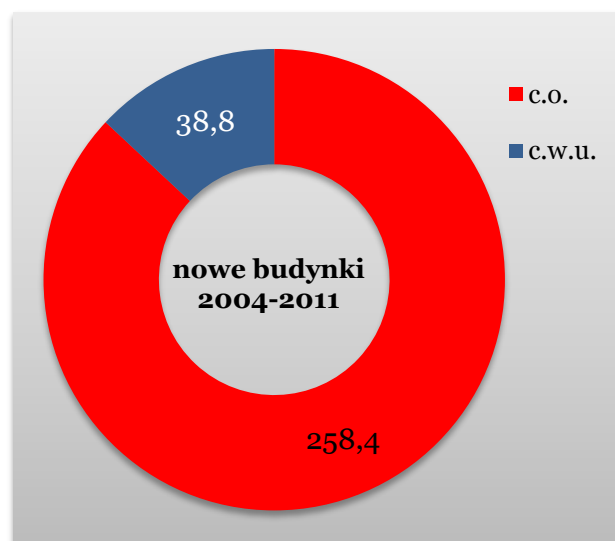
Wyniki obliczeń bilansowych potrzeb ciepłych budynków wybudowanych w poszczególnych jednostkach bilansowych latach 2004-2011 przedstawiono na rysunku 10. Łączne zapotrzebowanie wygenerowane przez powstałą substancję budowlaną wyniosło ok. 297,2 MW, w tym 258,4 MW na c.o. i 38,8 MW na c.w.u. (rysunek 11).

⁶⁵ Żurawski J., Energochłonność budynków mieszkalnych. Izolacje 2/2008.

⁶⁶ Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 6 listopada 2008 r. w sprawie metodologii obliczania charakterystyki energetycznej budynku stanowiącej samodzielną całość techniczno-użytkową oraz sposobu sporządzania i wzorów świadectw ich charakterystyki energetycznej. Dz. U. U. 2008 nr 201 poz. 1240.

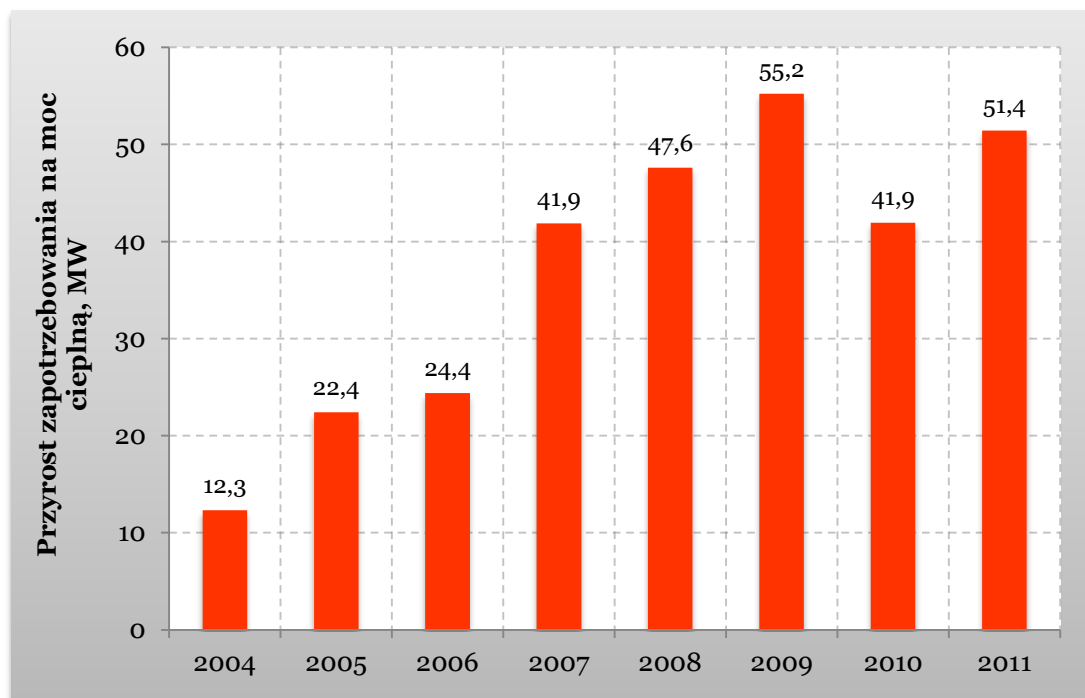


Rys. 10. Wzrost zapotrzebowania na moc cieplną c.o. i c.w.u. na skutek przyrostu substancji budowlanej Gdańska w latach 2004-2011 – w rozbiciu na poszczególne obszary bilansowe, w MW.



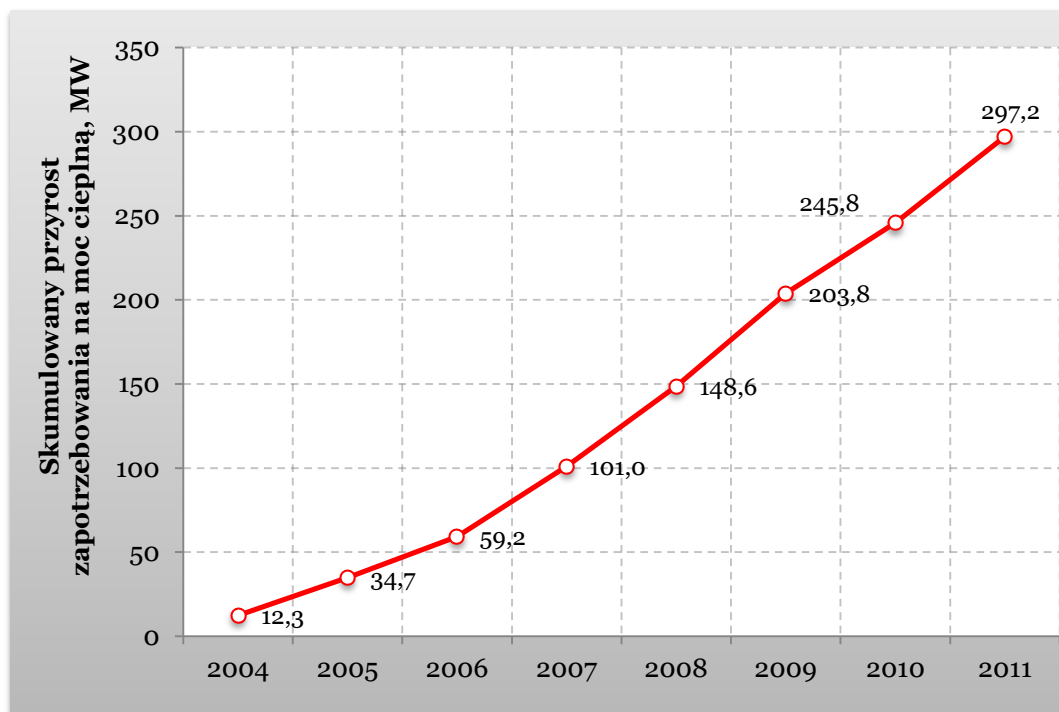
Rys. 11. Łączny wzrost zapotrzebowania na moc cieplną c.o. i c.w.u. na skutek przyrostu substancji budowlanej Gdańska w latach 2004-2011, w MW.

Na rysunku 12 pokazano przyrosty zapotrzebowania na ciepło budynków w poszczególnych latach okresu 2004÷2011.



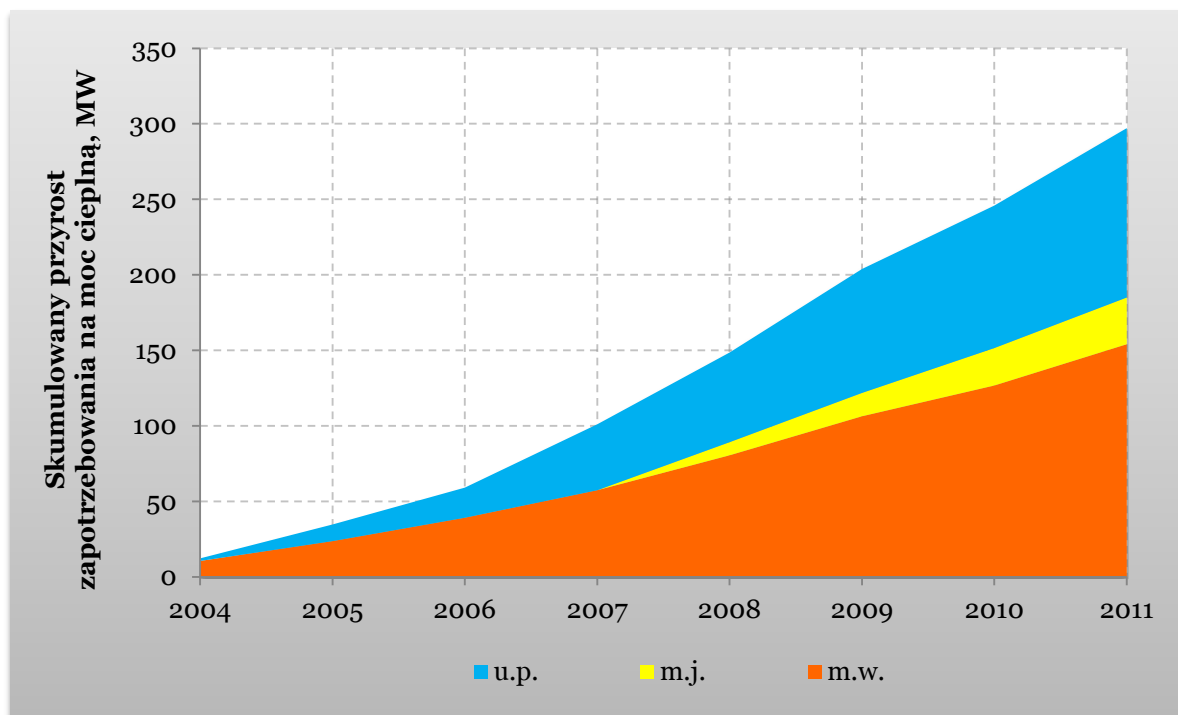
Rys. 12. Przyrost zapotrzebowania na moc cieplną generowany przez zasoby budowlane Gdańska powstające w kolejnych latach okresu 2004 do 2011 r.

Na rysunku 13 przedstawiono skumulowany przyrost zapotrzebowania na moc cieplną.



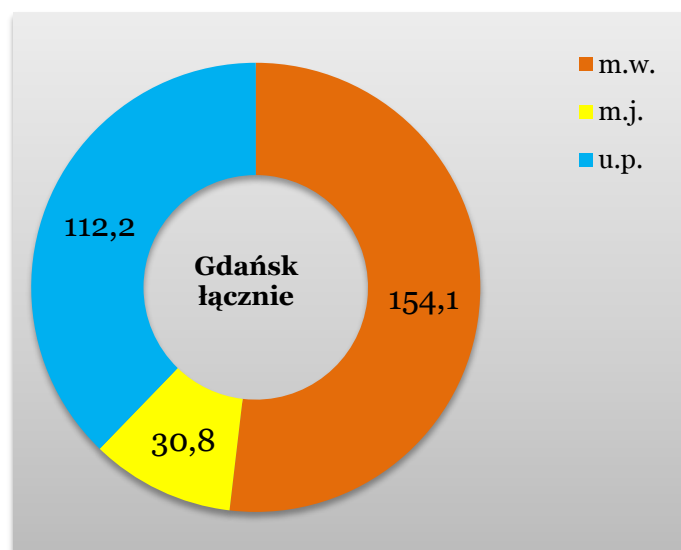
Rys. 13. Skumulowany przyrost zapotrzebowania na moc cieplną generowany przez zasoby budowlane Gdańska w kolejnych latach okresu 2004 do 2011 r.

Na rysunku 14 pokazano skumulowane przyrosty zapotrzebowania na ciepło budynków w poszczególnych latach okresu 2004÷2011, w rozbiciu na poszczególne typy substancji budowlanej.

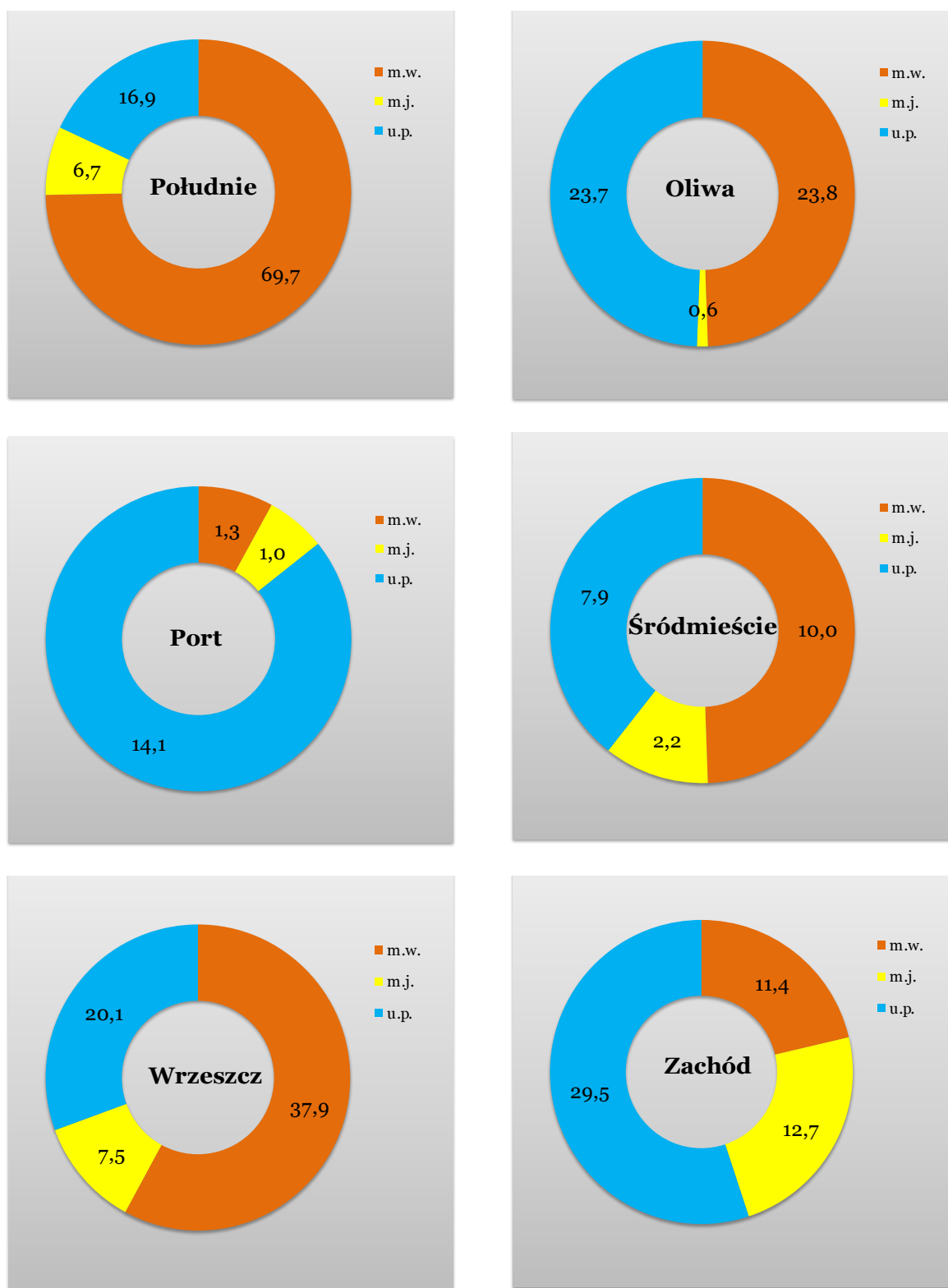


Rys. 14. Przyrost powierzchni ogrzewanej zasobów budowlanych Gdańska w kolejnych latach okresu 2004 do 2012 r.

Łączne zapotrzebowanie (c.o. + c.w.u.) poszczególnych typów substancji budowlanej powstałej całym mieście Gdańsku oraz w analizowanych obszarach bilansowych zobrazowano na rysunkach 15 i 16.



Rys. 15. Całkowity wzrost zapotrzebowania na moc cieplną (c.o. i c.w.u. łącznie) na skutek przyrostu substancji budowlanej Gdańska w latach 2004-2011 – w rozbiciu na typy substancji budowlanej, w MW.

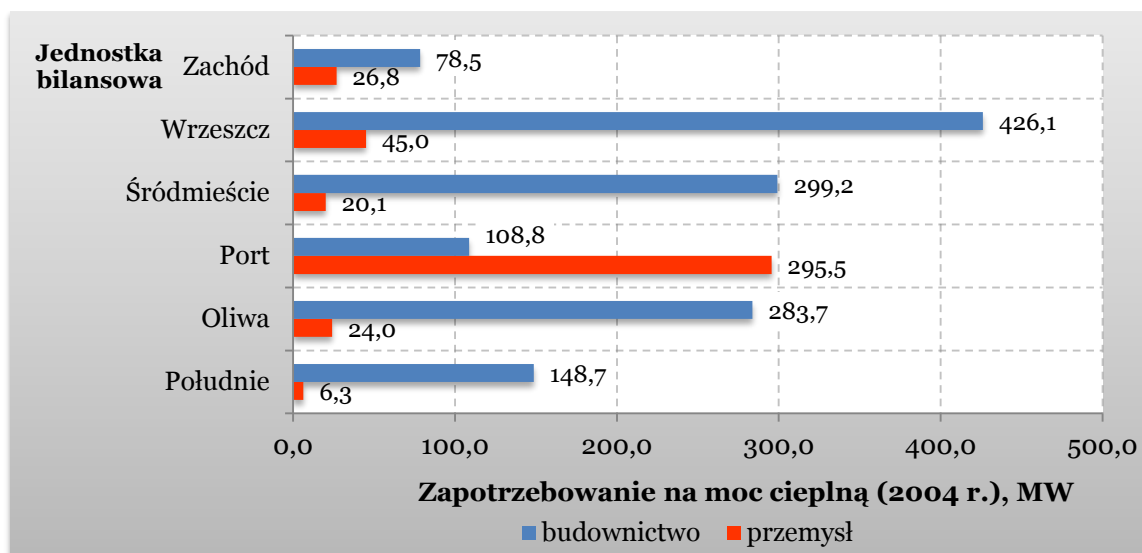


Rys. 16. Wzrost zapotrzebowania na moc cieplną (c.o. i c.w.u łącznie) na skutek przyrostu substancji budowlanej w poszczególnych obszarach Gdańska w latach 2004-2011 – w rozbięciu na rodzaje substancji budowlanej, w MW.

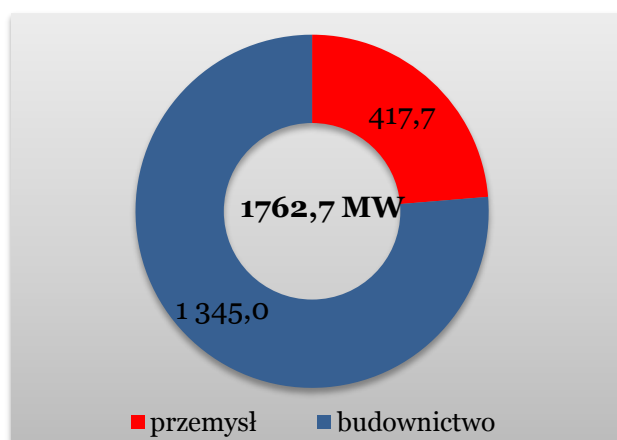
Jak wspomniano wcześniej, w celu wyznaczenia aktualnego bilansu zapotrzebowania na ciepło, wykorzystano informacje o zapotrzebowaniu stwierdzonym w roku 2004⁶⁷. Bilans ówczesnych potrzeb ciepłych miasta, z uwzględnieniem potrzeb przemysłowych, przedstawiono w tabeli 7 oraz na rysunkach 17 i 18.

Tab. 7. Bilans potrzeb ciepłych miasta Gdańska w roku 2004 – w rozbiciu na jednostki bilansowe.

Obszar	Zapotrzebowanie na moc cieplną, MW	Zapotrzebowanie na moc cieplną, MW
	<i>budownictwo</i>	<i>przemysł</i>
Zachód	78,5	26,8
Wrzeszcz	426,1	45,0
Śródmieście	299,2	20,1
Port	108,8	295,5
Oliwa	283,7	24,0
Południe	148,7	6,3
Miasto Gdańsk łącznie	1 345,0	417,7



Rys. 17. Bilans potrzeb ciepłych miasta Gdańska w roku 2004 – w rozbiciu na jednostki bilansowe.

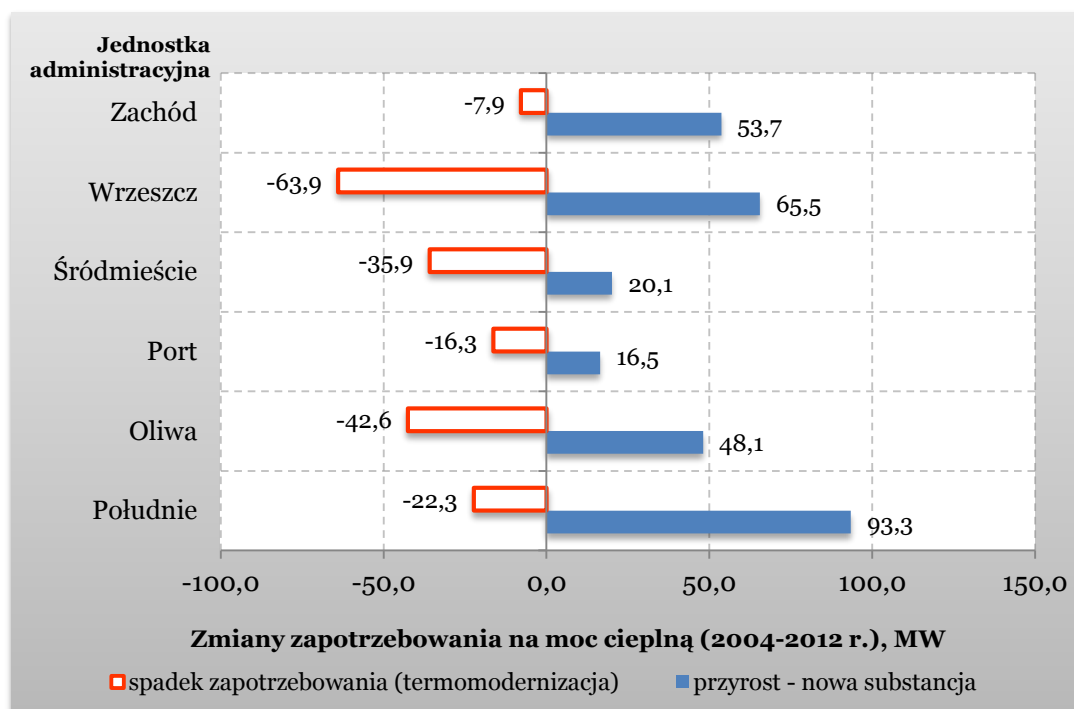


Rys. 18. Bilans potrzeb ciepłych miasta Gdańska w roku 2004.

⁶⁷Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Gdańsk. EP Katowice 2005

Zgodnie z opisanym wcześniej algorytmem obliczeń, w końcowym bilansie cieplnym miasta Gdańsk, uwzględniono fakt zmniejszenia zapotrzebowania na ciepło substancji zinwentaryzowanej do roku 2004. W analizie posłużono się informacjami o skali i zakresie przeprowadzonych programów termomodernizacyjnych, uzyskanymi na drodze ankietyzacji spółdzielni mieszkaniowych w Gdańsku i zarządców budynków wielorodzinnych. Na podstawie pozyskanych danych i założeń własnych, wyznaczono spadek zapotrzebowania na moc cieplną dla budynków mieszkalnych na terenie miasta. Spadek ten wyniósł w okresie 2004-2011 wyniósł ok. 188,8 MW co stanowi obniżenie zapotrzebowania ok. 14,04% w stosunku do stanu z roku 2004 r.

Zestawienie spadku zapotrzebowania z przyrostem spowodowanym powstaniem nowej substancji budowlanej pokazano na rysunku 19.



Rys. 19. Zmiany zapotrzebowania na moc cieplną budownictwa w mieście Gdańsk w latach 2004-2011.

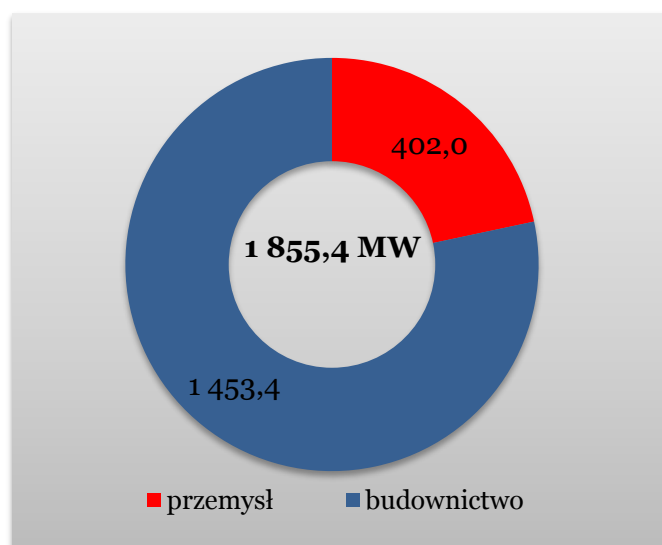
W celu uzyskania końcowej wartości zapotrzebowania na ciepło miasta Gdańska, wykorzystano również dane uzyskane na drodze ankietyzacji zakładów przemysłowych, co pozwoliło na ustalenie aktualnych potrzeb tzw. ciepła technologicznego, generowanych przez obiekty przemysłowe.

W wyniku przeprowadzonych obliczeń wyznaczono łączne zapotrzebowanie na moc cieplną miasta Gdańsk, które wynosi ok. **1 855,4 MW**, z czego 78,33% stanowi zapotrzebowanie na ciepło budownictwa, a 21,66% zapotrzebowanie wynikające z potrzeb przemysłu (rysunek 20). Zapotrzebowanie to odpowiada ok. 14 267 TJ ciepła konsumowanego rocznie. W przeliczeniu na jednostkę powierzchni ogrzewanej budynków, stanowiącej podstawę do wyznaczenia bilansu cieplnego miasta (tabela 8), zapotrzebowanie na ciepło budownictwa (to odpowiada wskaźnikowi zapotrzebowania w wysokości 270 kWh/m², w przypadku zapotrzebowania na budownictwo (9 980 TJ), wskaźnik zapotrzebowania wynosi 189 kWh/m².

W tabeli 8 przedstawiono końcowy bilans zapotrzebowania na moc cieplną i na ciepło miasta Gdańska – stan na początek roku 2012.

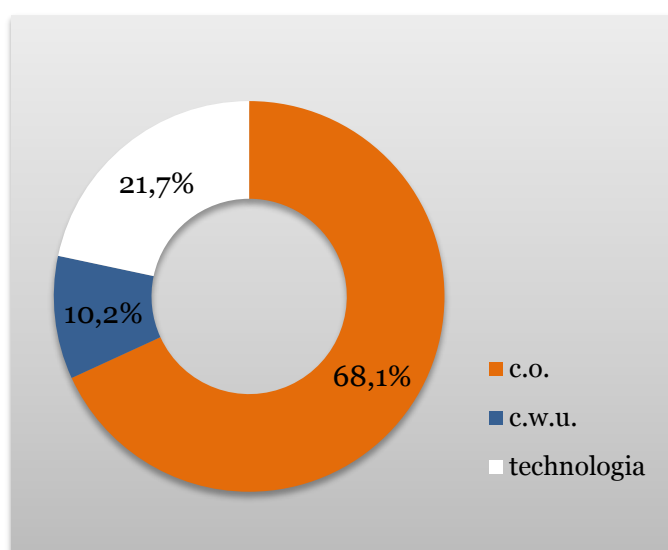
Tab. 8. Aktualny bilans cieplny miasta Gdańska – stan na początek roku 2012

Zapotrzebowanie	Zapotrzebowanie na moc cieplną, MW	Zapotrzebowanie na ciepło, MW
Ogrzewanie budynków (c.o.)	1 264	9 559
Przygotowanie ciepłej wody użytkowej (c.w.u.)	189	1 141
Potrzeby technologiczne (c.t.)	402	3 567
Miasto Gdańsk łącznie	1 855	14 267



Rys. 20. Bilans potrzeb cieplnych miasta Gdańska na początek roku 2012.

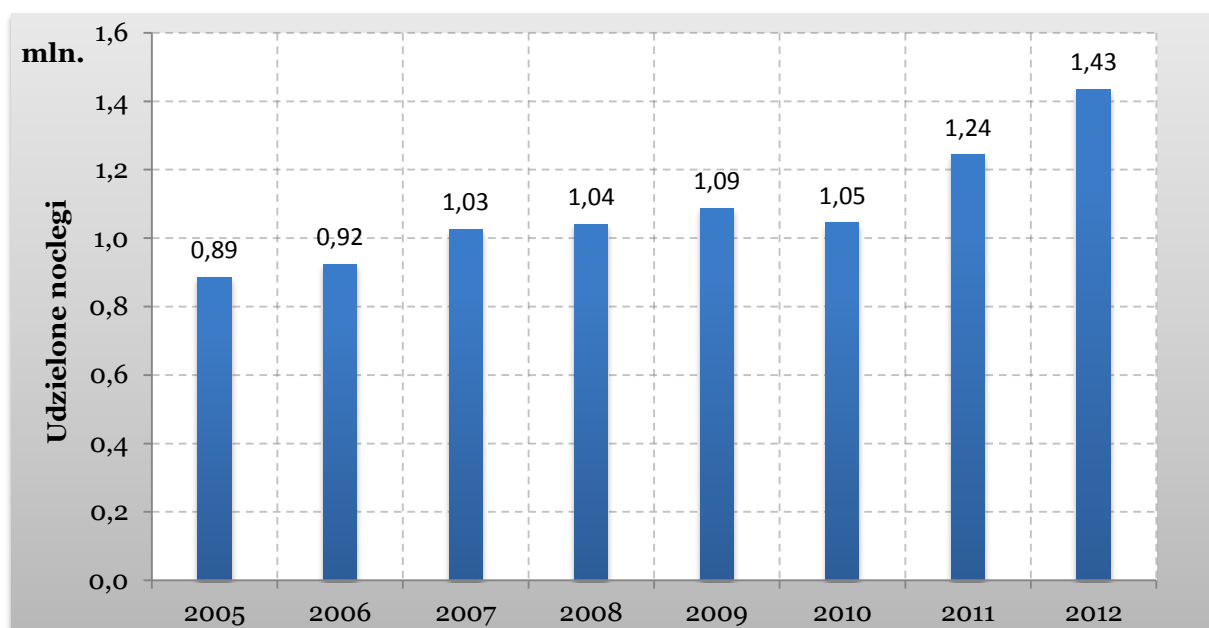
Strukturę potrzeb cieplnych miasta z uwzględnieniem funkcji c.o., c.w.u. i technologii pokazano na rysunku 21.



Rys. 21. Struktura potrzeb cieplnych miasta Gdańska na początek roku 2012.

1.1.1. Wpływ turystycznego charakteru miasta na końcowy bilans ciepły

Ze względu na turystyczny charakter miasta Gdańska, za celowe uznano zbadanie wpływu okresowego napływu do Gdańska dużej liczby ludności na zapotrzebowanie na ciepło. Na rysunku 22 przedstawiono liczbę noclegów udzielonych turystom w mieście Gdańsku w latach 2005÷2012 - na podstawie Informatora o sytuacji społeczno-gospodarczej Gdańska za 2012.



Rys. 22. Liczba noclegów udzielonych w Gdańsku w latach 2005-2012.

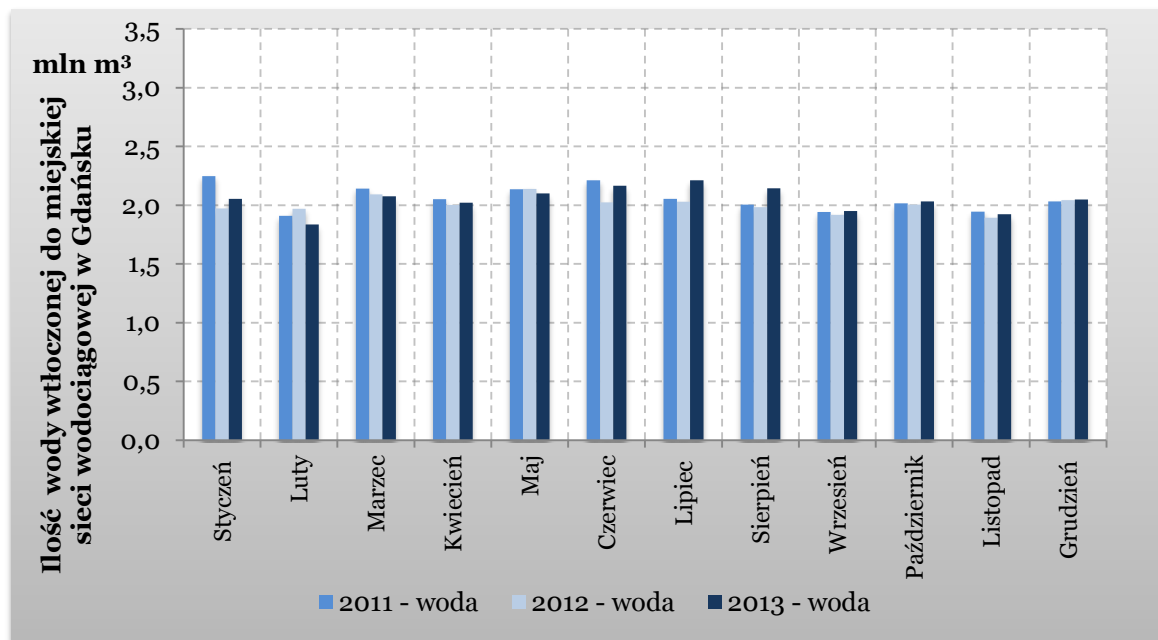
Według danych zawartych w „Informatorze o sytuacji społeczno-gospodarczej Gdańska za 2012 rok” liczba noclegów udzielanych rocznie turystom w mieście Gdańsku wyniosła **1 434 tys.** Noclegi te udzielone zostały w tzw. miejscach zbiorowego zakwaterowania. Zgodnie z klasyfikacją „Informatora...” były to:

- i. hotele
- ii. pensjonaty
- iii. inne obiekty hotelowe
- iv. domy wycieczkowe
- v. szkolne schroniska młodzieżowe
- vi. ośrodki wczasowe
- vii. ośrodki szkoleniowo-wypoczynkowe
- viii. "zespoły ogólnodostępnych domków turystycznych"
- ix. kempingi
- x. pola biwakowe
- xi. hostele
- xii. pozostałe obiekty niesklasyfikowane

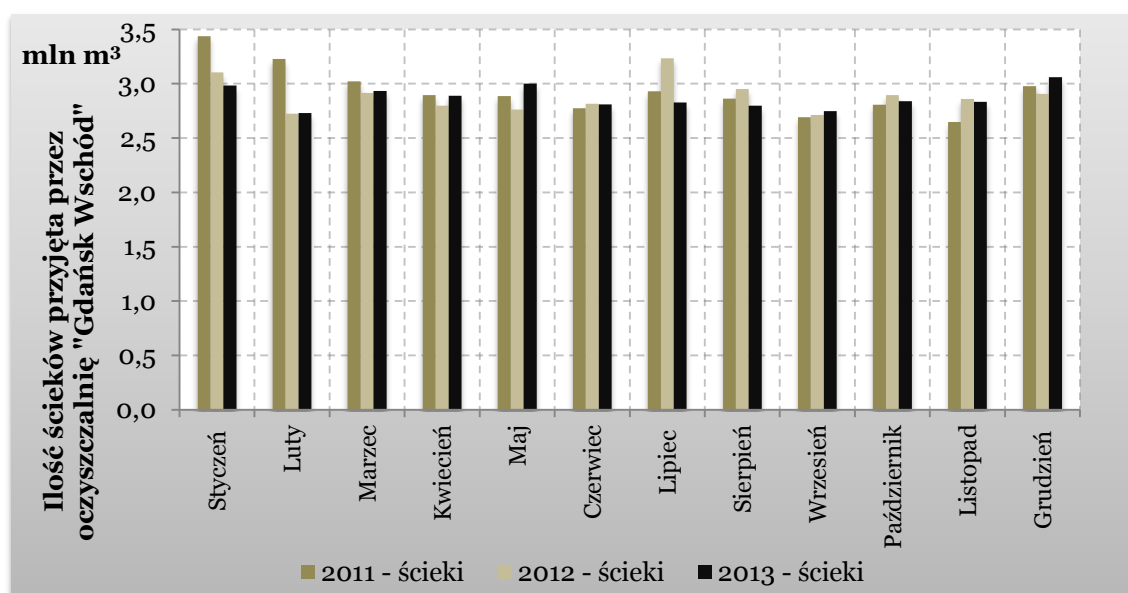
Dokonując analizy wpływu liczby turystów odwiedzających miasto Gdańsk należy pamiętać, że w okresie letnim część gości zajmuje tzw. kwatery prywatne, nie ujęte w ww. zestawieniu. Szacuje się, że obecnie liczba rocznie udzielanych noclegów z uwzględnieniem kwater prywatnych wynosi w mieście Gdańsku ok. **1 700 tys.**, z czego

ok. 70% udzielonych jest w okresie letnim, tj. w czasie trwania tzw. sezonu turystycznego. Dla potrzeb niniejszej analizy zbadano zatem wpływ ok. **1 200 tys.** dodatkowych noclegów na bilans potrzeb ciepłych Gdańska – w zakresie ciepłej wody użytkowej.

W pierwszej kolejności podjętych rozważań dokonano analizy ilości produkowanych ścieków i zużywanej wody jako miarodajnych indykatorów potrzeb bytowych (w tym zapotrzebowania na ciepłą wodę użytkową). Dane uzyskane od Saur Neptun Gdańsk S.A. – przedsiębiorstwa zajmującego się świadczeniem usług wodociągowo-kanalizacyjnych w Gdańsku (z wyjątkiem części dzielnicy Gdańsk Kokoszki, w której usługi dostawy wody świadczy GPEC Matarnia), przedstawiono na rysunkach 23 i 24.



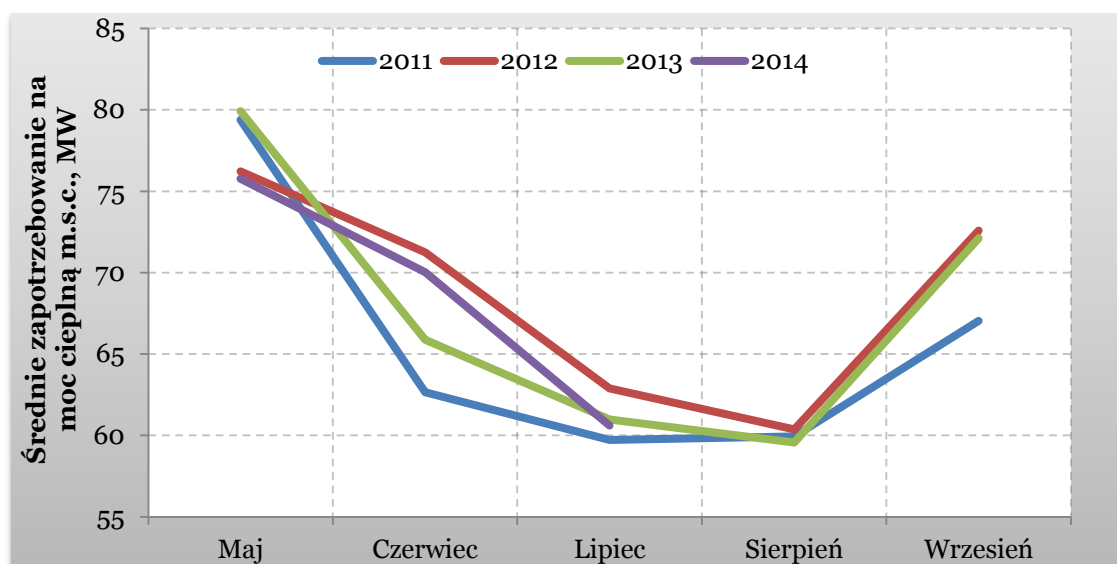
Rys. 23. Miesięczne ilość wody podanej do miejskiej sieci wodociągowej miasta Gdańska w latach 2011-2013.



Rys. 24. Miesięczne ilość ścieków przyjętych przez oczyszczalnię „Gdańsk-Wschód” w latach 2011-2013.

Jak wynika z przeprowadzonej analizy statystycznej, w okresie letnim zauważyć można niewielki przyrost zapotrzebowania na wodę (od 2 do 5% w porównaniu do średniego miesięcznego zapotrzebowania). W przypadku produkcji ścieków sezon turystyczny w zasadzie nie różni się od średniej z całego roku: zmiany dotyczą zarówno spadków (ok. 2%) jak i wzrostów (również ok. 2%) w stosunku do średnich miesięcznych z analizowanego okresu. Z analizy danych dotyczących zużycia wody i produkcji ścieków komunalnych nie wynika zatem, by turystyczny charakter miasta Gdańska przenosił się na zmianę zużycia mediów. Prawdopodobnie ruch turystyczny w drugą stronę (letnie wyjazdy urlopowe) oraz np. wakacyjny wyjazd studentów równoważy napływ turystów.

Z danych uzyskanych przez Gdańskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej sp. z o.o. odnośnie zapotrzebowania na ciepło poza sezonem grzewczym (od maja do września) wynika, że zapotrzebowanie na ciepło systemowe w okresie letnim jest nawet mniejsze w szczycie sezonu (rys. 25), co potwierdza wniosek wyciągnięty na podstawie analizy zużycia wody i produkcji ścieków w Gdańsku.



Rys. 25. Rzeczywiste średnie wykorzystanie mocy cieplnej w m.s.c. Gdańsk (z Elektrociepłowni Gdańskiej) latem.

Jak wspomniano wcześniej, brak wzrostu zapotrzebowania na media (woda/ścieki, ciepło) w okresie sezonu turystycznego, mimo napływu dużej liczby turystów, wynika zapewne ze zjawiska tzw. letniego odpływu mieszkańców z miasta związanego z sezonem urlopowym oraz przerwą wakacyjną w szkolnictwie wyższym. Generowane przez turystów dodatkowe zapotrzebowanie na media, w tym ciepło dla potrzeb przygotowania c.w.u. jest zatem niwelowane przez letni odpływ mieszkańców z aglomeracji.

Dla celów niniejszego opracowania wyznaczono jak duże zapotrzebowanie na ciepło generuje w okresie letnim znacząca liczba turystów stacjonujących na terenie Gdańska. W ramach analizy wyznaczono na moc cieplną oraz ilość ciepła związane z przygotowaniem c.w.u. w sezonie letnim.

Jako dane wejściowe do analizy przyjęto:

- i. Liczba noclegów udzielanych rocznie turystom w mieście Gdańsku: **1 700 tys.**
- ii. Liczba noclegów w okresie letnim: 1 200 tys.,
- iii. Czas trwania sezonu letniego: 3 miesiące,

- iv. Zapotrzebowanie dobowe turysty na c.w.u.: 150 l/dobę,
- v. Przyrost temperatury podgrzewanej wody: 45 deg.

Obliczenia zapotrzebowania moc ciepłą c.w.u. oraz na ilość energii potrzebnej do przygotowania c.w.u. przeprowadzono zgodnie z metodologią opisaną w Rozporządzeniu Ministra Infrastruktury i Rozwoju w sprawie metodologii obliczania charakterystyki energetycznej budynku i lokalu mieszkalnego lub części budynku stanowiącej samodzielną całość techniczno-użytkową oraz sposobu sporządzania i wzorów świadectw charakterystyki energetycznej.

Wyniki obliczeń przedstawiają się następująco:

- i. średniodobowe zużycie c.w.u. przez turystów w okresie letnim: 2 000 m³,
- ii. zużycie ciepła na ogrzanie 1 m³ wody: 0,1886 GJ/m³,
- iii. zużycie ciepła w sezonie letnim: 33 939 GJ (z uwzględnieniem średniej sprawności przygotowania c.w.u. w okresie letnim na poziomie 0,86),
- iv. maksymalna moc ciepła na przygotowanie c.w.u.: 9,38 MW.

Jak wynika z przedstawionych rezultatów obliczeń zapotrzebowanie ciepło wynikające z potrzeb ciepłej wody użytkowej generowane przez turystów w okresie letnim wynosi ok. 33,9 TJ, a zapotrzebowanie na moc ciepłą ponad 9 MW. Całkowite zapotrzebowania na ciepło miasta Gdańska wynosi ok. 14,3 tys. TJ. Sezonowy, „turystyczny” przyrost zapotrzebowania na ciepło z tytułu przygotowania c.w.u. wynosi zatem zaledwie ok. 0,3% w stosunku do ciepła konsumowanego rocznie przez miasto. W przypadku zapotrzebowania na moc ciepłą przyrost o ok. 9 MW w okresie letnim stanowi ok. 5% w odniesieniu do zapotrzebowania na c.w.u. poza sezonem turystycznym. W odniesieniu do całkowitego zapotrzebowania na ciepło miasta wzrost ten stanowi niewiele ponad 0,5%.

W tabeli 9 przedstawiono szczegółowe zestawienie założeń do obliczeń i uzyskane rezultaty.

Tab. 9. Wyniki analizy zapotrzebowania na dodatkowe ciepło dla potrzeb c.w.u. generowane przez turystów w okresie letnim

Wielkość	Wartość	Jednostka
Liczba noclegów w ciągu roku	1 700 000	turysta
Liczba noclegów w sezonie	1 200 000	turysta
Liczba turystów na dobę	13 333	turysta
Dobowe zapotrzebowanie na c.w.u.	0,150	m ³ /turystę
Ciepło właściwe wody	4,19	kJ/kg deg
Wymagany przyrost temperatury	45	deg
Dobowe zapotrzebowania na c.w.u.	2 000	m ³
Średnie zużycie godzinowe	111,11	m ³ /godzinę
Zużycie ciepła na ogrzania 1 m ³ wody	0,18855	GJ/m ³
Zużycie ciepła w sezonie turystycznym z uwzględnieniem sprawności	33 939	GJ
Maksymalna moc ciepła na przygotowanie dodatkowej ilości c.w.u. w okresie letnim	9,379	MW

Reasumując rozważania nt. wpływu dużej liczby turystów w sezonie letnim na bilans cieplny miasta Gdańska stwierdzić można, że jest on znikomy i mieści się w granicach błędu zastosowanej metodologii. Dla celów niniejszego opracowania może on zatem zostać pominięty.

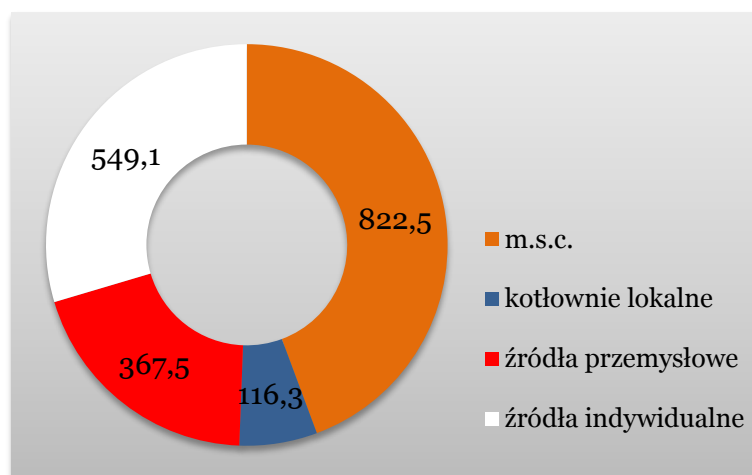
1.2. Sposób pokrycia potrzeb ciepłych miasta

Potrzeby ciepłe miasta Gdańska wynikające z bilansu ciepła przedstawionego w punkcie 1.1. niniejszego rozdziału, pokrywane są dzięki pracy:

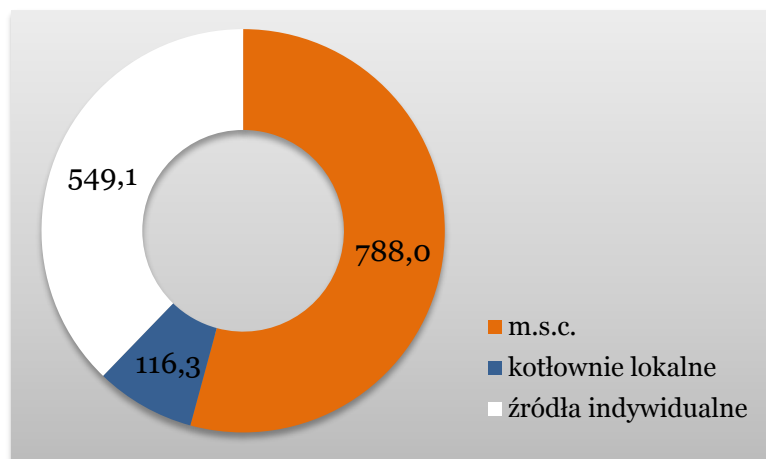
- i. miejskich scentralizowanych systemów ciepłowniczych,
- ii. kotłowni lokalnych,
- iii. indywidualnych źródeł ciepła, w tym systemów etażowych,
- iv. źródeł przemysłowych (zakładowych)

Szczegółową charakterystykę poszczególnych sposobów zaopatrywania w ciepło Gdańska przedstawiono w dalszej części opracowania, w punkcie 2 niniejszego rozdziału.

Strukturę pokrycia potrzeb ciepłych miasta Gdańska pokazano na rysunku 26. W zakresie potrzeb budownictwa (budynki mieszkalne i budownictwo pozostałe) strukturę zaopatrzenia w ciepło przedstawiono na rysunku 27.



Rys. 26. Struktura pokrycia potrzeb ciepłych miasta Gdańska na początek roku 2012, w MW (łącznie z zapotrzebowaniem generowanym przez odbiorców przemysłowych).



Rys. 27. Struktura pokrycia zapotrzebowania na ciepło w mieście Gdańsku na początek roku 2012, w MW (wyłącznie potrzeby związane z zaopatrzeniem budownictwa – bez potrzeb przemysłowych).

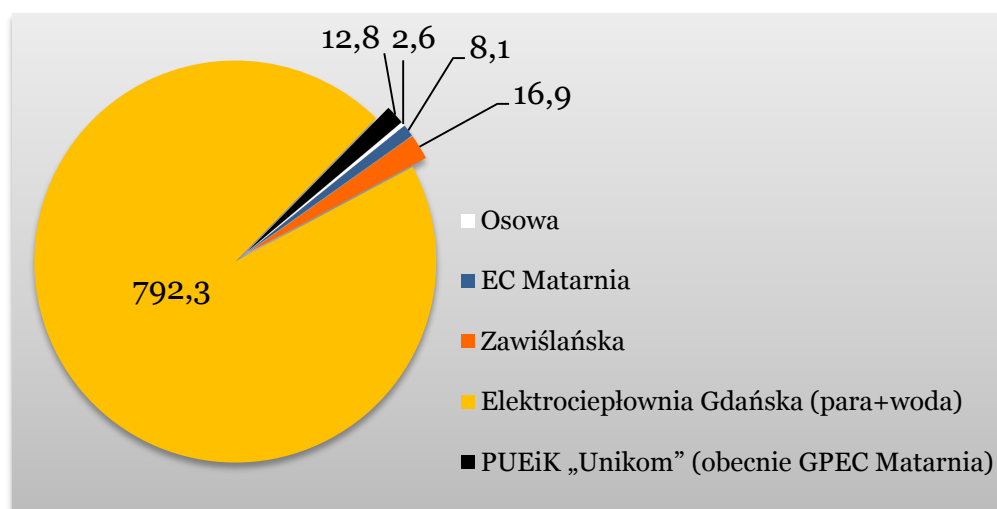
Jak wynika z zestawienia na rysunku 27, miejskie scentralizowane systemy ciepłownicze miasta Gdańska (m.s.c.) pokrywają łącznie ok. 55% (dane za rok 2012) całkowitego zapotrzebowania ciepła budownictwa mieszkaniowego oraz obiektów

użyteczności publicznej, usług, handlu itp. Ponad 8% pokrywają kotłownie lokalne pozasystemowe, a pozostała część zapotrzebowania (około 37%) zaopatrywana jest w ciepło z wykorzystaniem indywidualnych źródeł ciepła, w tym za pomocą ogrzewania etażowego.

W mieście Gdańsku, do grudnia roku 2012, funkcjonowały cztery wysokoparametrowe systemy ciepłownicze Gdańskiego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. (zasilane z Elektrociepłowni Gdańskiej, EC Matarnia, ciepłowni Osowa, oraz kotłowni Zawisłańska) oraz jeden system PUEiK "UNIKOM" sp. z o.o. Gdańskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w dniu 09.12.2014 r. stało się właścicielem PUEiK „Unikom” (w dniu 03.08.2015 r. zmieniono nazwę na GPEC Matarnia). Natomiast w grudniu 2015 r. GPEC Sp. z o.o. zakończyła realizację inwestycji polegającej na integracji lokalnego systemu opartego na kotłowni Zawisłańska ze scentralizowanym systemem zasilanym z Elektrociepłowni Gdańskiej⁶⁸. W związku z tym obecnie w mieście Gdańsku, funkcjonują cztery wysokoparametrowe systemy ciepłownicze GRUPY GPEC.

Łączne zapotrzebowanie mocy cieplnej systemów ciepłowniczych GPEC'u wynosi ok. 819,9 MW zaspokajając tym samym około 44% potrzeb cieplnych miasta i 54% potrzeb cieplnych budynków mieszkalnych i użyteczności publicznej. Moc zamówiona z systemu ciepłowniczego zarządzanego przez GPEC Matarnia (dawny PUEiK „UNIKOM”) stanowi około 0,7% potrzeb cieplnych miasta.

Udział poszczególnych systemów ciepłowniczych w zaspakajaniu potrzeb cieplnych miasta poprzez produkcję i dostawę do odbiorców tzw. ciepła systemowego pokazano na rysunku 28.



Rys. 28. Udział poszczególnych scentralizowanych systemów ciepłowniczych w rynku ciepła systemowego w mieście Gdańsku na początek roku 2012, w MW.

W latach 2005-2011 nastąpił wzrost zapotrzebowania na moc zamówioną o prawie 13% w stosunku do mocy zamówionej w roku 2005, która kształtowała się na poziomie 724 MW. Obecnie, łączne zapotrzebowanie pokrywane przez scentralizowane systemy ciepłownicze w mieście Gdańsku wynosi około 819,9 MW (rysunek 28).

Przewiduje się, że wzrost ten świadczący o dynamicznym rozwoju i będący wypadkową czynników takich jak panujący w analizowanych latach deficyt na rynku

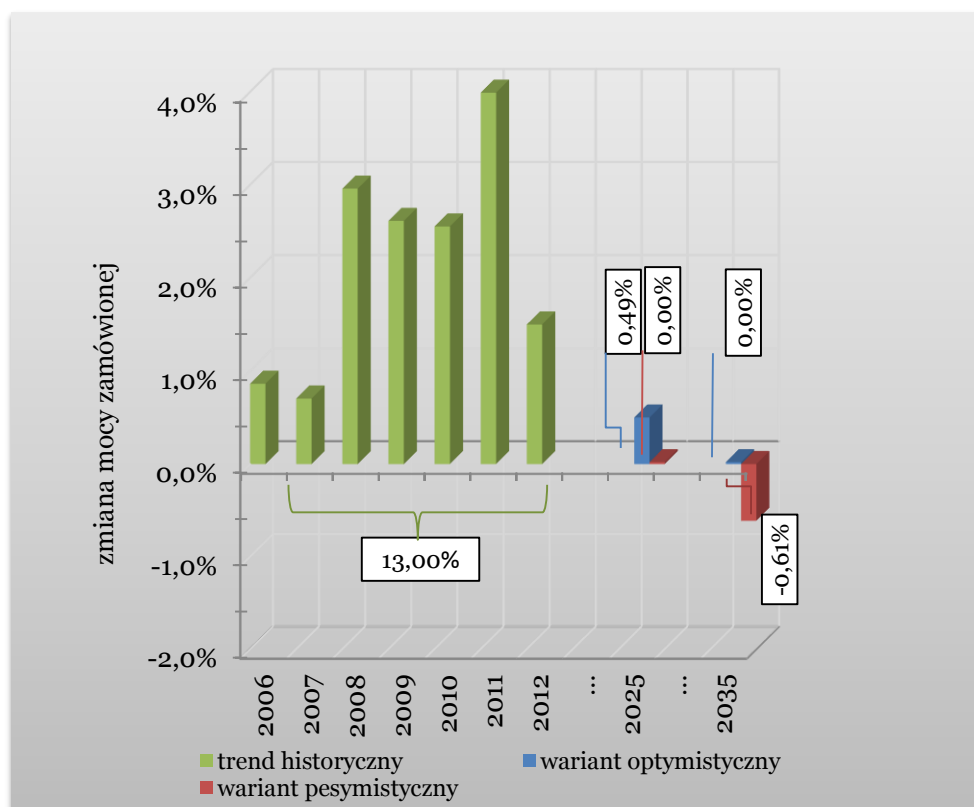
⁶⁸ <http://www.gpec.pl/centrum-prasowe/archiwum/projekt-zawislanska-archiwum/>

mieszkaniowym, rozwój inwestycji infrastrukturalnych czy EURO 2012 zostanie w perspektywie długookresowej zahamowany na skutek takich przesłanek jak:

- i. spowolnienie gospodarcze, ze szczególnym uwzględnieniem nasycenia rynku mieszkaniowego,
- ii. niekorzystna sytuacja demograficzna (stagnacja lub spadek liczby ludności),
- iii. ograniczanie energochłonności budynków i procesów.

W roku 2012 zanotowano odwrócenie trendu wzrostowego mocy zamówionej przez odbiorców ciepła sieciowego. Ze względu na wspomniane czynniki, bardzo prawdopodobne jest utrzymanie się tendencji spadkowej przyrostu zapotrzebowania na moc, przy czym w zależności od przyjętego scenariusza rozwoju, zupełne wygaśnięcie wzrostu zapotrzebowania wystąpi pomiędzy rokiem 2025 a 2035 (rysunek 29).

Szczegółowe rozważania i analizy w zakresie scenariuszy rozwoju poszczególnych systemów energetycznych Gdańska oraz prognoz zapotrzebowania na poszczególne nośniki energii, w tym ciepła systemowego, zawarto w rozdziale VIII niniejszego projektu – „Scenariusze zaopatrzenia miasta (...)”.

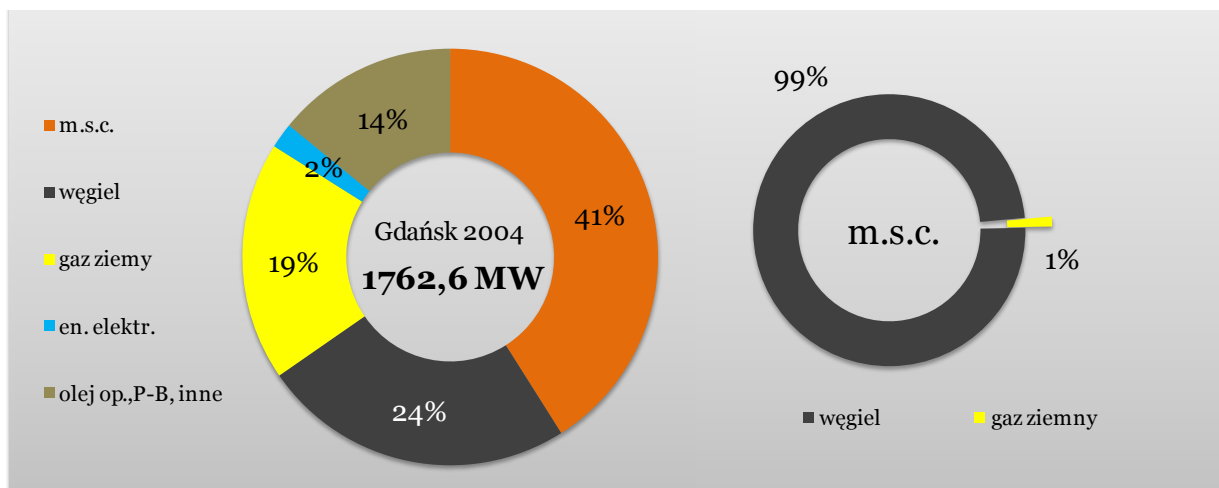


Rys. 29. Prognoza zmiany mocy zamówionej przez konsumentów ciepła systemowego w Gdańsku.

1.3. Struktura paliwowa pokrycia potrzeb ciepłych miasta

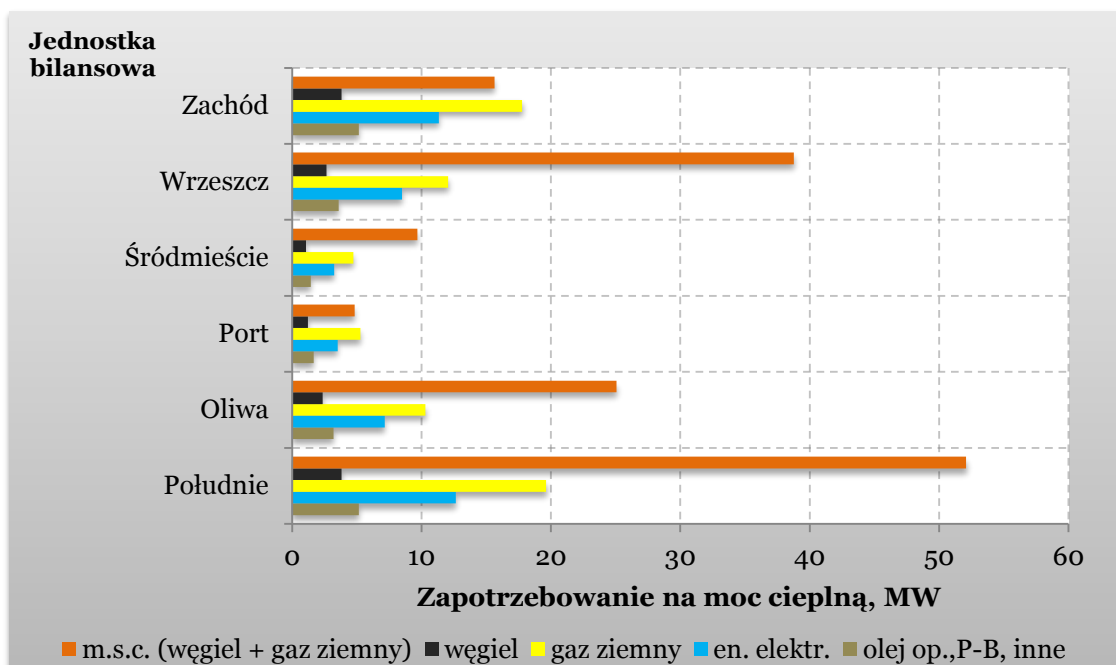
Strukturę paliwową pokrycia potrzeb ciepłych miasta Gdańska wyznaczono analogicznie do przyjętego sposobu wykonania bilansu cieplnego miasta.

W tym celu wykorzystano informacje o udziale poszczególnych paliw w roku 2004⁶⁹. Ówczesny udział poszczególnych paliw i nośników energii w rynku ciepła pokazano na rysunku 30.



Rys. 30. Struktura paliwowa pokrycia potrzeb ciepłych Gdańska w roku 2004.

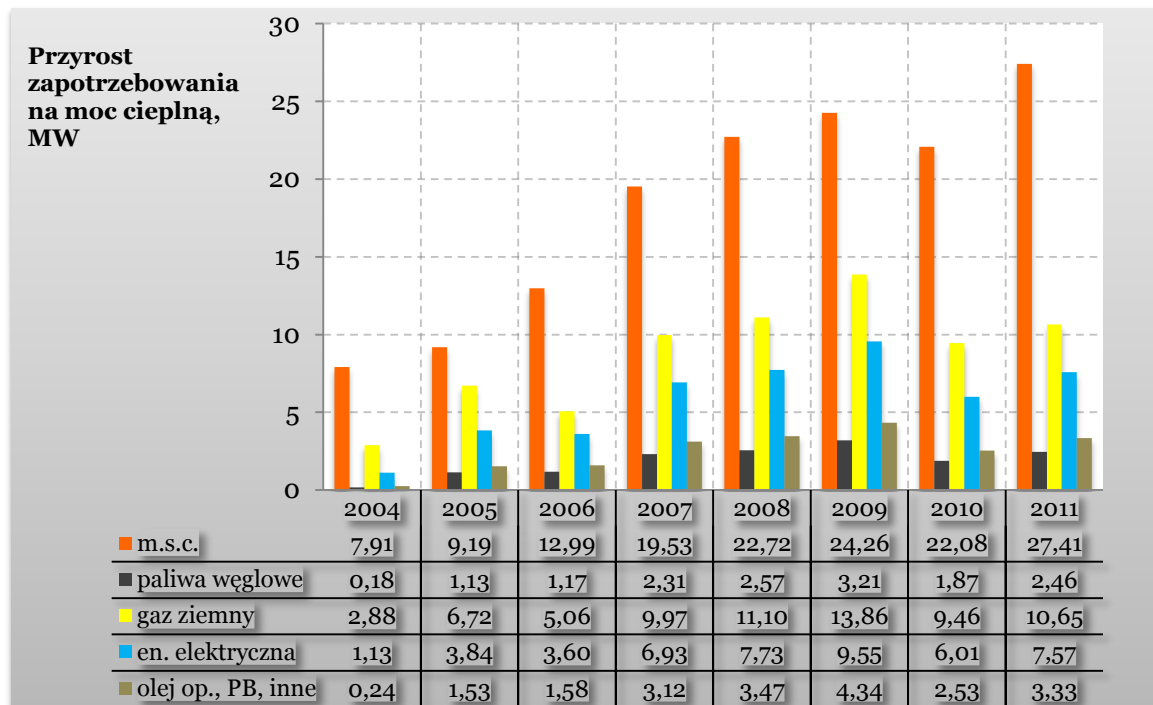
Struktura pokrycia potrzeb ciepłych wynikających z analizy przyrostowej przeprowadzonej dla budynków powstałych w latach 2004-2011 przedstawiona została na rysunku 31.



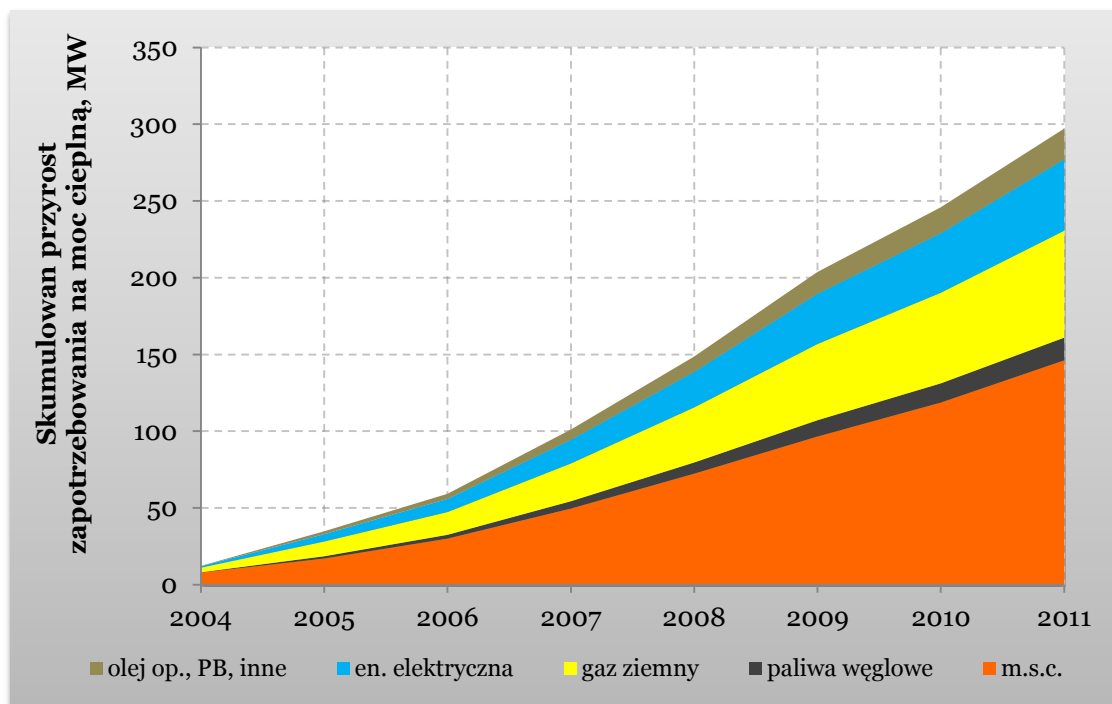
Rys. 31. Struktura paliwowa pokrycia potrzeb ciepłych wynikających z przyrostu powierzchni ogrzewanej w okresie 2004-2011, wyznaczona dla poszczególnych jednostek bilansowych miasta.

⁶⁹Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Miasta Gdańsk. EP Katowice 2005

Na rysunku 32 pokazano przyrosty zapotrzebowania na ciepło budynków w poszczególnych latach okresu 2004÷2011, w rozbiciu na poszczególne nośniki energii pierwotnej (paliwa), a na rysunku 33 przyrosty skumulowane.

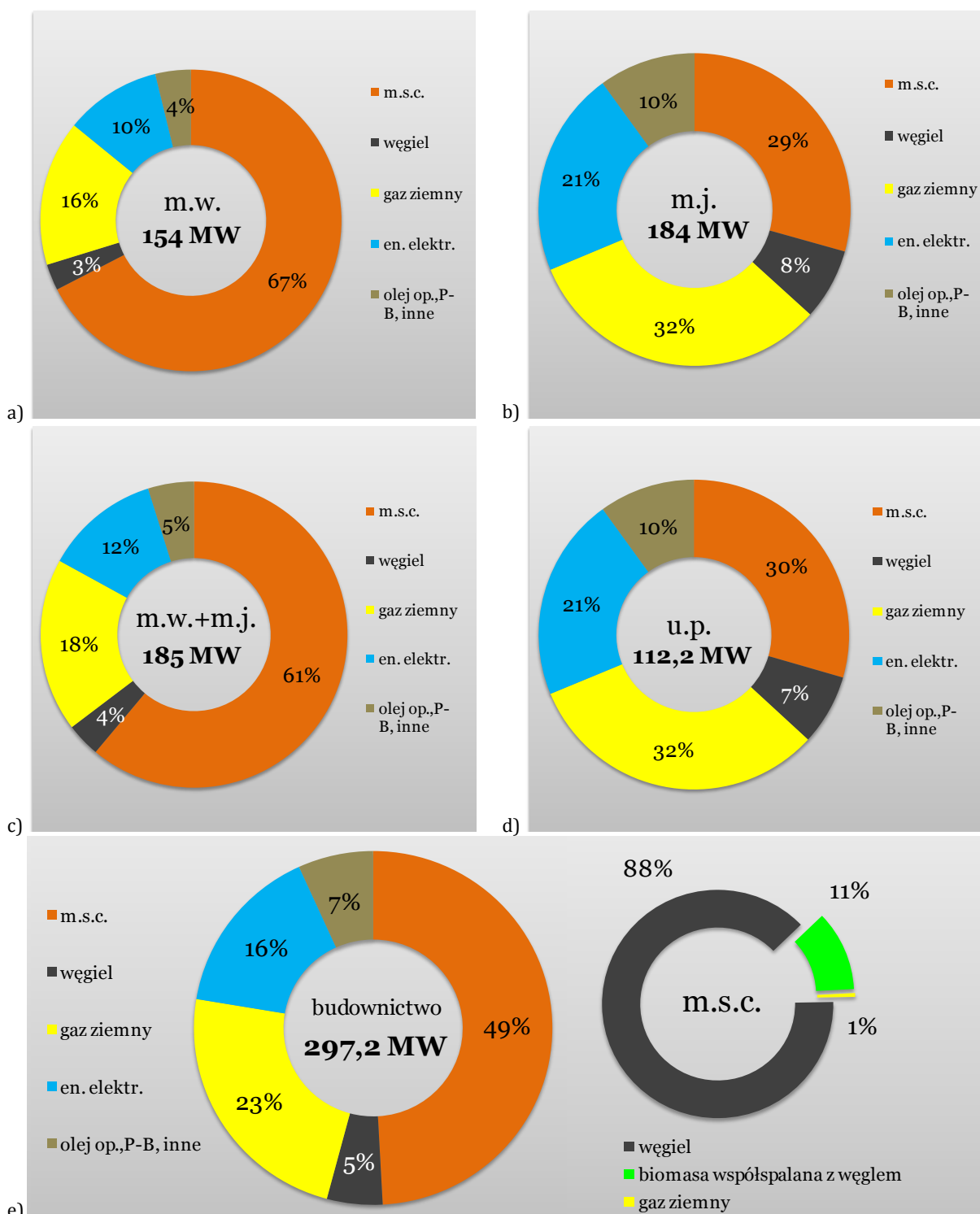


Rys. 32. Struktura nośników energii pierwotnej wykorzystywanych do pokrycia przyrostu zapotrzebowania na ciepło generowanego przez zasoby budowlane Gdańska w kolejnych latach okresu 2004 do 2011 włącznie.



Rys. 33. Struktura nośników energii pierwotnej wykorzystywanych do pokrycia przyrostu zapotrzebowania na ciepło generowanego przez zasoby budowlane Gdańska w kolejnych latach okresu 2004 do 2011 r. – w ujęciu skumulowanym.

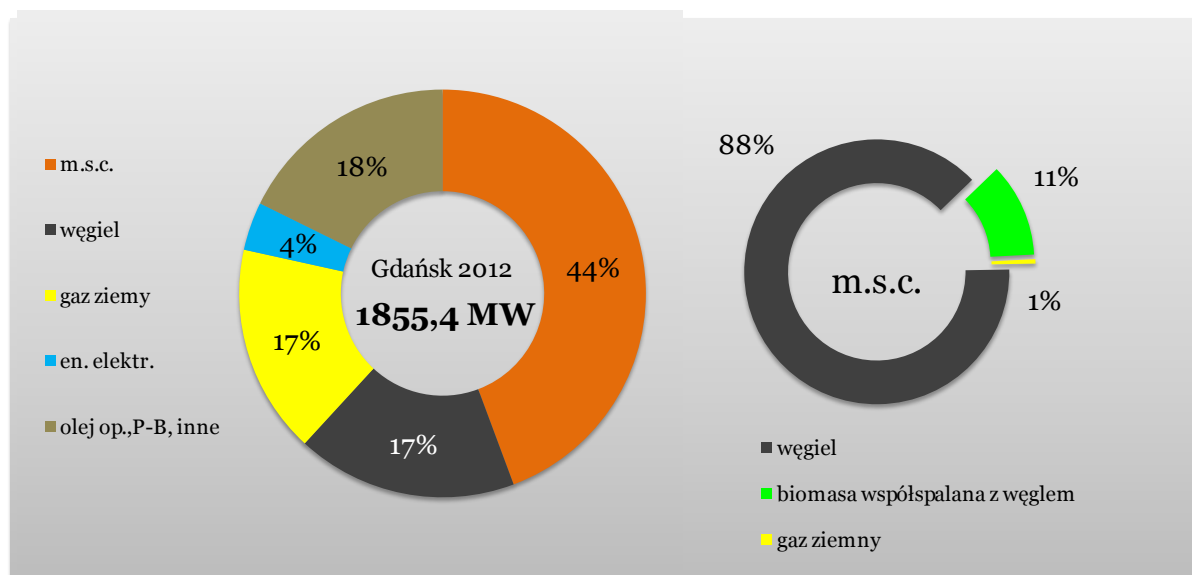
Udział paliw w produkcji ciepła dla potrzeb poszczególnych rodzajów zabudowy (m.w., m.u. i u.p.) wyspecyfikowano na rysunku 34.



Rys. 34. Struktura nośników energii pierwotnej wykorzystywanej do pokrycia potrzeb ciepłych substancji budowlanej powstałej w latach 2004-2011, a) budynki mieszkaniowe wielorodzinne, b) budynki mieszkaniowe jednorodzinne, c) budynki mieszkaniowe łącznie, d) budynki użyteczności publicznej, usług, handlu i pozostałe, e) łącznie budownictwo, z wyszczególnieniem struktury paliwowej ciepła systemowego (m.s.c.).

Jak pokazano na rysunkach od 30 do 34, dominującym paliwem do produkcji ciepła konsumowanego przez odbiorców w mieście Gdańsku był (i jest) węgiel. W głównej mierze wynika to z faktu, że ponad połowę potrzeb ciepłych miasta zaspokajanych jest za pomocą ciepła systemowego, do produkcji którego stosowane jest przede wszystkim paliwo węglowe. Z rysunku 34e wynika, że około 11% energii chemicznej paliwa do produkcji ciepła systemowego to biomasa, a jedynie 1% to gaz ziemny. W roku 2004 i wcześniej, biomasa nie była wykorzystywana jako paliwo do produkcji ciepła systemowego. Dopiero w roku 2008 rozpoczęto współspalanie biomasy w miale węglowym w Elektrociepłowni Gdańskiej, która pokrywa większą część wolumenu ciepła dystrybuowanego poprzez scentralizowane systemy ciepłownicze miasta Gdańsk.

Aktualną strukturę paliwową dla segmentu ciepłowniczego miasta Gdańska wyznaczono w oparciu o dane z roku 2004, analizę przyrostową dla budynków powstałych w latach 2004-2012 oraz ankietyzację większych przedsiębiorstw przemysłowych. Wyznaczoną strukturę zaprezentowano na rysunku 35.



Rys. 35. Aktualna struktura nośników energii pierwotnej (struktura paliwowa) pokrycia potrzeb ciepłych Gdańska – początek roku 2012.

Jak wynika z rysunku 35, w dalszym ciągu dominującym nośnikiem energii chemicznej jest paliwo węglowe, które największy wolumen spalany jest z źródeł wysokoparametrowych zasilających scentralizowane systemy ciepłownicze Gdańska. W dalszym ciągu znaczna część paliwa węglowego spalana jest z źródeł pozasystemowych i ogrzewaniach indywidualnych, przy czym udział paliw węglowych spalanych poza m.s.c. zmalał z 24% (rysunek 35) do 17%.

Dużo, bo ponad 18% stanowi w strukturze paliwowej miasta kategoria „olej opałowy, P-B, inne”. Wynika to ze spalania oleju opałowego i oleju opałowego lekkiego w elektrociepłowni przemysłowej Grupy LOTOS SA, która pokrywa zapotrzebowanie na ciepło technologiczne w wysokości ok. 350 MW. W omawianej kategorii znajdują się również źródła odnawialne, których udział w produkcji ciepła w mieście Gdańsk jest w dalszym ciągu znikomy i stanowi niecały 1% całego wolumenu energii stosowanych paliw (nie uwzględniając biomasy współspalanej z węglem w Elektrociepłowni Gdańskiej od roku 2008, co zawieszono w 2013 r.).

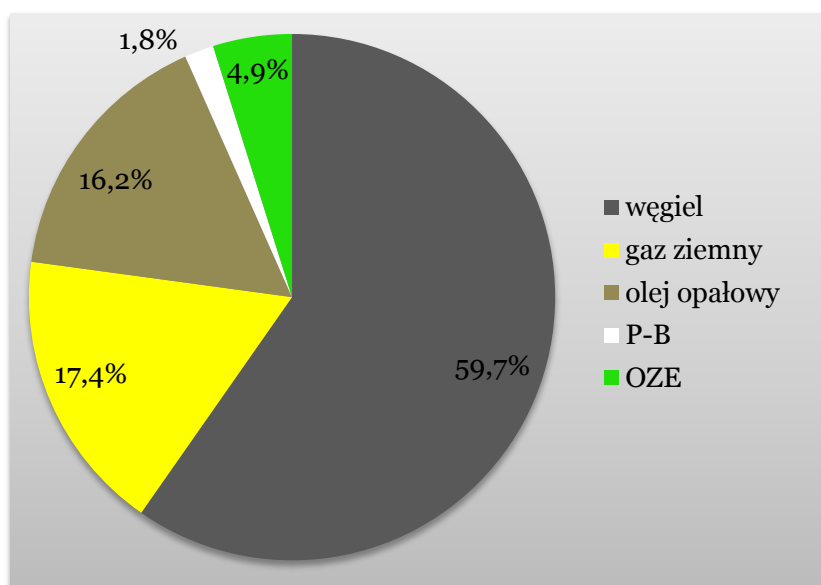
Bilans ciepła Gdańska i odpowiadający mu bilans nośników energii pierwotnej przeliczono na zapotrzebowanie na energię finalną wyrażoną w tonach oleju ekwiwalentnego (Mtoe), a następnie na zapotrzebowanie na energię pierwotną, uwzględniając sprawność jej konwersji w źródłach ciepła oraz sprawność przesyłu.

Wielkość zapotrzebowania na energię pierwotną wyrażono w tonach oleju ekwiwalentnego oraz jednostkach naturalnych. Wyniki obliczeń przedstawiono w tabeli 10 oraz na rysunkach 36-37.

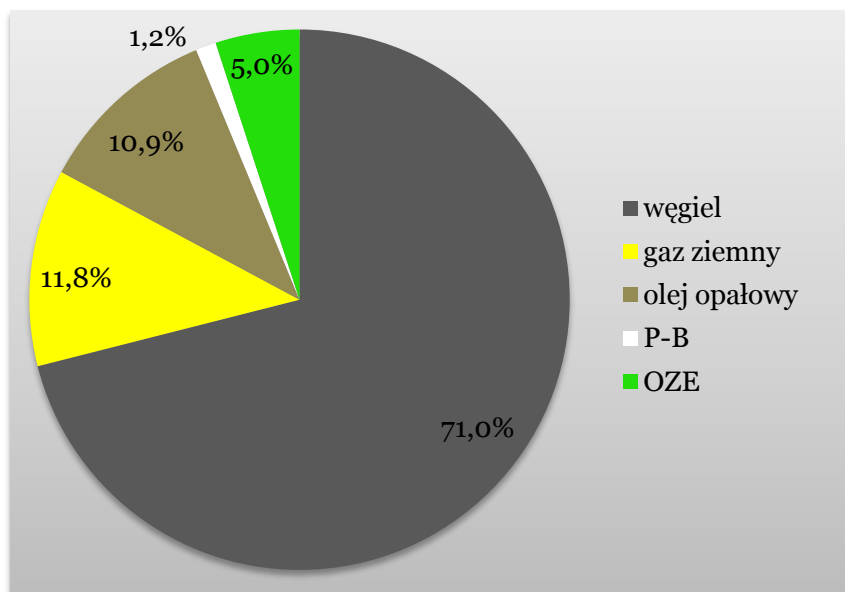
Tab. 10. Zapotrzebowania na energię finalną i pierwotną dla celów produkcji ciepła, w podziale na nośniki

Rodzaj nośnika energii	Energia finalna*	Energia pierwotna**
Węgiel kamienny***	213,0Mtoe 10^{-3}	737 201,7 Mg 442,3 Mtoe $\cdot 10^{-3}$
Gaz ziemny	62,2Mtoe 10^{-3}	82 689,0 tys. m ³ 73,4 Mtoe 10^{-3}
Olej opałowy	57,8Mtoe 10^{-3}	63 530,9 Mg 68,0 Mtoe 10^{-3}
Gaz P-B i inne	6,4Mtoe 10^{-3}	7 059,0 Mg 7,6 Mtoe $\cdot 10^{-3}$
Energia odnawialna	17,3Mtoe 10^{-3}	31,3 Mtoe 10^{-3}
Razem energia	356,7Mtoe 10^{-3}	622,5Mtoe 10^{-3}

- * zapotrzebowanie na energię u odbiorców końcowych,
- * zapotrzebowanie na energię u odbiorców końcowych, powiększone o straty konwersji energii nośników w źródłach ciepła oraz straty przesyłu,
- *** zapotrzebowanie na węgiel kamienny wynika z zapotrzebowania generowanego przez systemowe źródła ciepła (m.s.c.), źródła lokalne i indywidualne oraz z zapotrzebowania na ciepło pokrywanego za pomocą energii elektrycznej (w tym przypadku założono, że energia elektryczna wytwarzana jest w elektrowni systemowej opalanej paliwami węglowymi).



Rys. 36. Zapotrzebowanie na energię finalną (łącznie 356,7 Mtoe $\cdot 10^{-3}$)



Rys. 37. Zapotrzebowanie na energię pierwotną (łącznie 622,5 Mtoe·10⁻³)

2. CHARAKTERYSTYKA SYSTEMU ZAOPATRZENIA W CIEPŁO

Zapotrzebowanie na ciepło miasta Gdańsk pokrywane jest za pomocą dość zróżnicowanego technologicznie i przestrzennie systemu zaopatrzenia. Produkcja i dystrybucja ciepła ma w Gdańsku charakter zarówno lokalny, rozproszony jak i sieciowy i scentralizowany. Dominującym sposobem pokrywania potrzeb cieplnych jest jednak centralna produkcja i dystrybucja ciepła. Poszczególne regiony miasta zaopatrywane są w ciepło za pośrednictwem:

- i. scentralizowanych systemów produkcji i przesyłu ciepła,
- ii. kotłowni lokalnych oraz indywidualnych źródeł ciepła,
- iii. źródeł przemysłowych.

2.1. Systemy scentralizowane

Scentralizowane systemy produkcji i przesyłu ciepła to układy oparte na źródłach wysokoparametrowych dystrybuujące ciepło do odbiorców za pośrednictwem sieci wysokoparametrowych i węzłów cieplnych. W mieście Gdańsku wyróżnić można cztery takie układy:

- i. scentralizowany miejski system ciepłowniczy GPEC zasilany z Elektrociepłowni Gdańskiej,
- ii. scentralizowany miejski system ciepłowniczy GPEC zasilany z EC Matarnia,
- iii. scentralizowany miejski system ciepłowniczy GPEC zasilany z ciepłowni Osowa,
- iv. scentralizowany miejski system ciepłowniczy GPEC Matarnia (dawny Unikom).

2.1.1. Moc zamówiona i sprzedaż ciepła systemowego

Tab. 11. Moc zamówiona i sprzedaż ciepła z poszczególnych systemów scentralizowanych miasta Gdańska

m.s.c. (2012 r.)	Moc zamówiona, MW	Roczna sprzedaż ciepła, GJ
Osowa	2,6	24 488
Matarnia	8,1	75 366
Zawiślańska (obecnie zintegrowany z systemem Elektrociepłowni Gdańskiej)	16,9	171 469
Elektrociepłownia Gdańska(para+woda)	792,3	5 954 379 ⁷⁰⁾ (aktualna sprzedaż: 7 368 000)
Razem systemy GPEC	819,9	6 225 702
UNIKOM ⁷¹	12,8	58 419

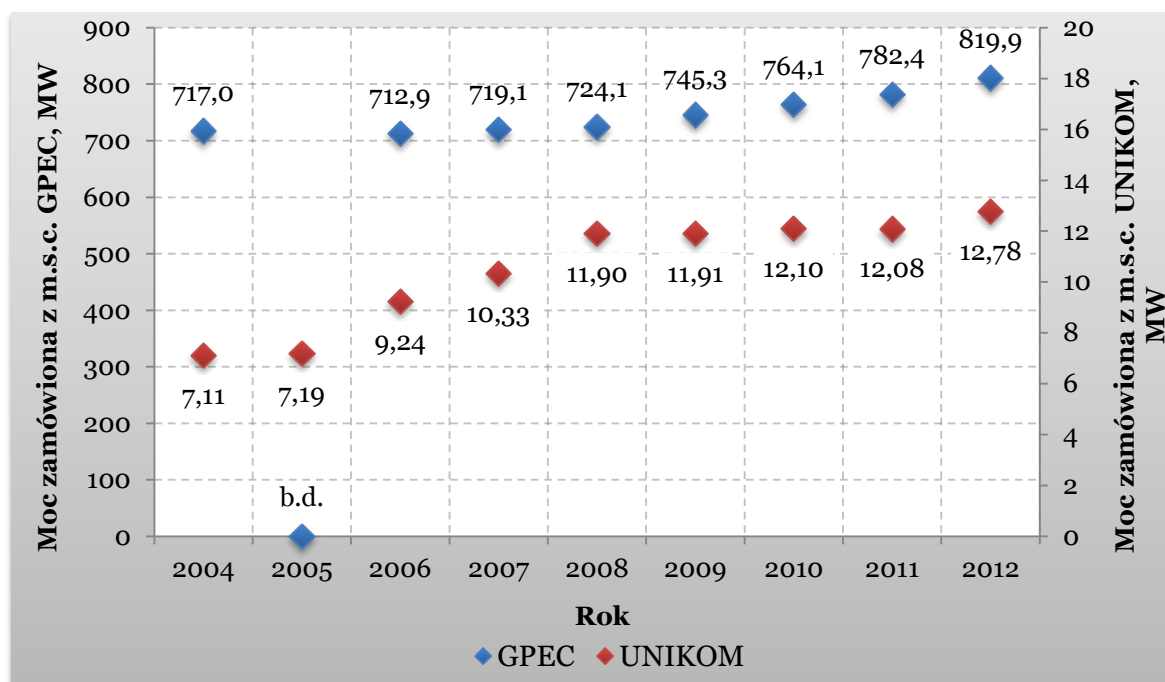
Od roku 2004 (dane zawarte w poprzednim „Projekcie założeń...”) moc zamówiona na ciepło systemowe, dostarczane za pośrednictwem miejskich systemów ciepłowniczych GPEC’u i Unikom, uległa zmianie. Na rok 2012 poziom mocy zamówionej wpłynęły następujące czynniki, które miały miejsce w okresie od roku 2004 do 2012:

- i. podłączanie nowych odbiorców,
- ii. odłączanie się istniejących odbiorców,
- iii. zwiększanie mocy zamówionej,
- iv. redukcje mocy zamówionej.

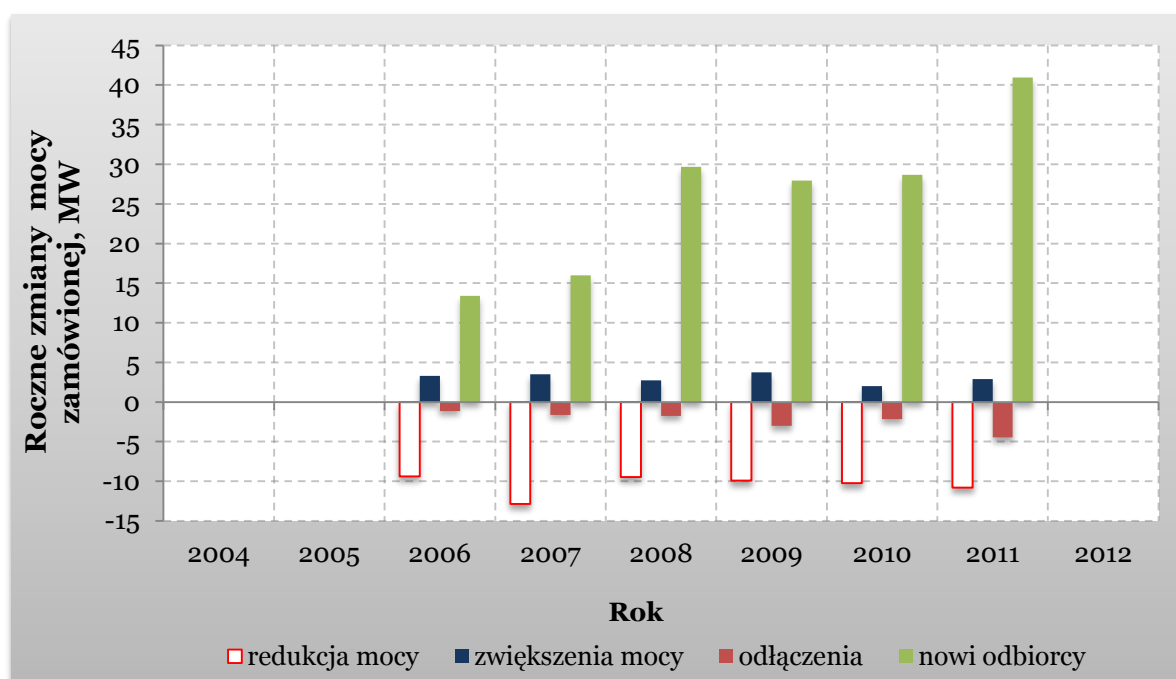
⁷⁰ Dane za rok 2012

⁷¹ Dane za rok 2011

Z analizy danych przedstawionych na rysunku 38 wynika, że zarówno w przypadku systemów GPEC jak i systemu Unikom, moc zamówiona w roku 2012 była większa od mocy w roku 2004, odpowiednio o ok. 102,9 MW i ok. 5,7 MW. Nominalnie większy wzrost dotyczy ciepła systemowego sprzedawanego przez GPEC, jednak w odniesieniu do poziomu mocy z roku 2004, moc zamówiona przez odbiorców ciepła z m.s.c. Unikom wzrosła aż o ok. 80%, podczas gdy analogiczny wzrost mocy w systemach GPEC wyniósł 13%.

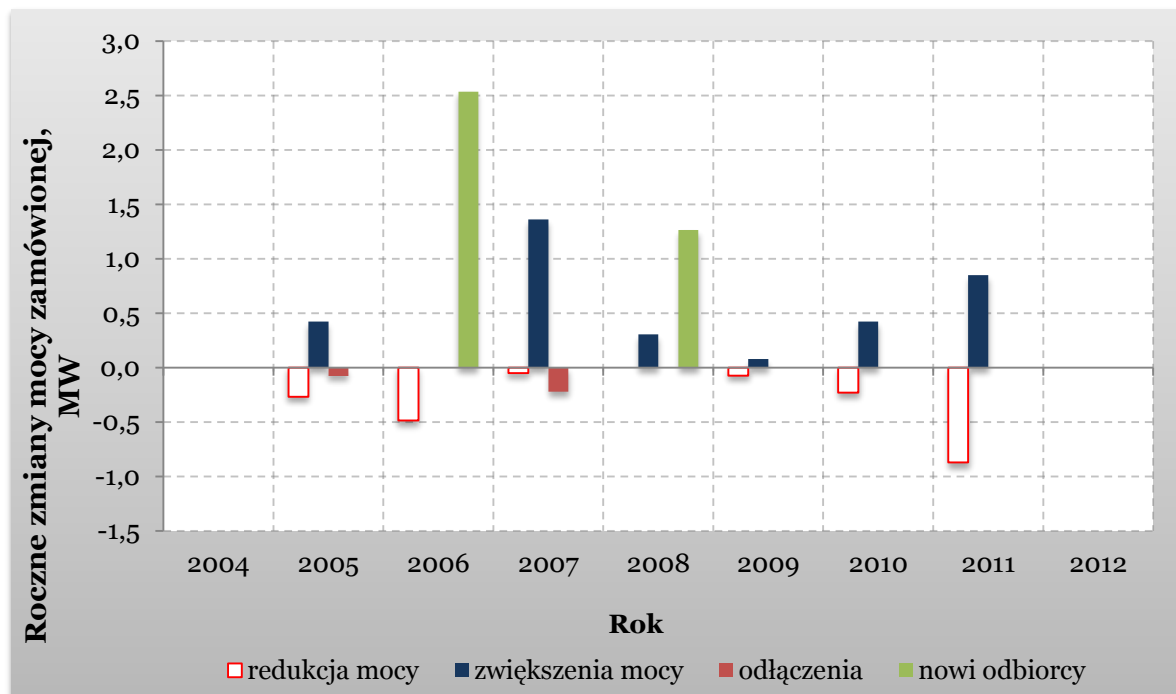


Rys. 38. Zmiany mocy zamówionej w systemach scentralizowanych GPEC i Unikom



Rys. 39. Zmiany mocy zamówionej w systemach scentralizowanych GPEC.

Na rysunkach 39 i 40 przedstawiono zmiany mocy zamówionej przez odbiorców GPEC i Unikom, związane z pozyskaniem nowych odbiorców, odłączaniem się istniejących odbiorców, zwiększaniem mocy zamówionej oraz redukcją mocy zamówionej.



Rys. 40. Zmiany mocy zamówionej w systemach scentralizowanych Unikom

W dalszej części opracowania dokonano charakterystyki technicznej ww. systemów.

2.1.2. System ciepłowniczy zasilany z Elektrociepłowni Gdańskiej

System ciepłowniczy zasilany z Elektrociepłowni Gdańskiej, jest największym pod względem zasięgu i ilości dostarczanego ciepła systemem scentralizowanym miasta Gdańsk. Scentralizowany system ciepłowniczy GPEC realizuje dostawy ciepła do odbiorców na terenie następujących jednostek urbanistycznych Gdańsk:

- i. Wrzeszcz,
- ii. Śródmieście (część północna),
- iii. Oliwa (część wschodnia),
- iv. Port (część zachodnia),
- v. Południe,
- vi. a także częściowo do odbiorców na terenie miasta Sopotu.

W obrębie administracyjnym miasta Gdańsk znajduje się zarówno źródło ciepła jak i sieci dystrybucyjne oraz węzły cieplne, w tym węzły grupowe, za pośrednictwem których ciepło dostarczane jest odbiorcom z wykorzystaniem niskoparametrowych sieci cieplnych. Dostawę ciepła z wykorzystaniem ww. majątku realizuje Gdańskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. Gdańskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. prowadzi sprzedaż ciepła w oparciu o koncesję na przesył i dystrybucję nr PCC/27/169/U/1/98/AP.

2.1.2.1. Źródło ciepła

Źródłem ciepła miejskiego systemu ciepłowniczego GPEC jest Elektrociepłownia Gdańska zlokalizowana w dzielnicy Młyniska (jednostka urbanistyczna Port). Właścicielem Elektrociepłowni Gdańskiej po zakończonym w 2013 roku procesie konsolidacji jest spółka EDF Polska S.A. Spółka EDF Polska S.A. stanowi przedstawicielstwo Grupy EDF w Polsce, z upoważnieniem do koordynowania działalności Grupy w Polsce. EDF to grupa energetyczna o światowym zasięgu, działa od 1993 roku i jest największym w kraju inwestorem zagranicznym w sektorze produkcji energii elektrycznej i ciepła. Obecnie EDF w Polsce posiada 10% udziału w rynku energii elektrycznej i 15% udziału w rynku ciepła sieciowego. EDF Polska SA Oddział Wybrzeże w Gdańsku prowadzi działalność gospodarczą związaną z zaopatrzeniem w ciepło w zakresie wytwarzania ciepła na podstawie udzielonej koncesji z dnia 20 października 1998 r. nr WCC/294/1254/U/OT1/98/JK, wraz z późniejszymi zmianami.

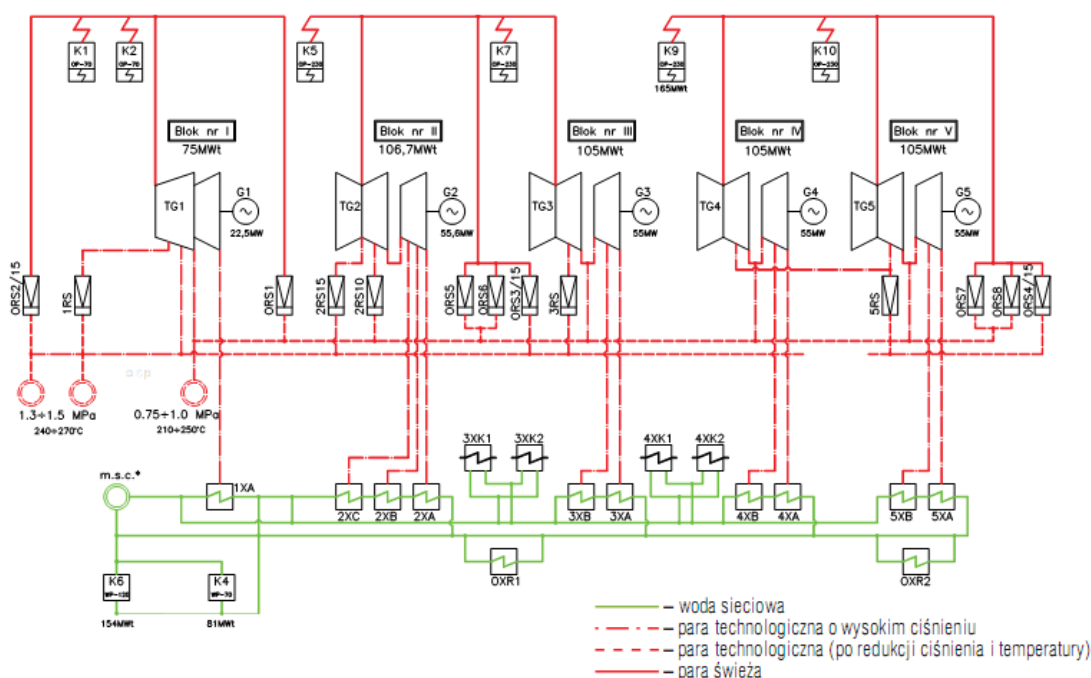
Historia budowy Elektrociepłowni Gdańskiej sięga roku 1951, kiedy to w związku z rosnącymi potrzebami energetycznymi Gdańska pojawiła się koncepcja budowy drugiej elektrociepłowni w tym mieście. Budowę rozpoczęto w 1967 roku, a rozruch nastąpił w sezonie grzewczym 1970/71. Z czasem w Elektrociepłowni Gdańskiej powstawały kolejne bloki energetyczne i ciepłownicze. Elektrociepłownia Gdańska w latach 90-tych składała się z 10 opalanych miałem węglowym kotłów energetycznych zbudowanych w latach 1968 ÷ 1994 oraz pięciu turbozespołów o sumarycznej mocy elektrycznej zainstalowanej 243,1 MW_e (osiągalnej 232,6 MW_e) oraz mocy cieplnej 952,7 MW_t. W marcu 1994 roku do eksploatacji został przekazany ostatni blok energetyczny nr 5. Późniejsze lata to ciąg modernizacji układów mechanicznych i elektrycznych, automatyki komputerowych systemów sterowania i nadzoru.

W Elektrociepłowni Gdańskiej systematycznie likwidowane były kotły wodne w związku ze zmniejszonym zapotrzebowaniem na ciepło przez miejski system ciepłowniczy. W lutym 2000 r. zlikwidowano kocioł wodny nr K3 WP-70 o mocy 81 MW, a w maju 2002 r. zlikwidowano kocioł wodny nr K8 WP-120 o mocy 140 MW. Dodatkowo, częściowo wyłączono z eksploatacji blok energetyczny nr 1 tj. we wrześniu 2008 roku zlikwidowano jeden kocioł parowy OP-70 o mocy 49 MW_t, a w lipcu 2009 roku zlikwidowano turbinę o mocy elektrycznej 22,5 MW_e, pozostawiając jeden kocioł parowy OP-70 o mocy 49 MW. Jednostki pracujące obecnie w źródle ciepła wyspecyfikowano w tabeli 12, a uproszczony schemat technologiczny elektrociepłowni pokazano na rysunku 41.

Obecnie na terenie Elektrociepłowni Gdańskiej realizowany jest także proces produkcji energii elektrycznej tzw. „zielonej” (opartej na spalaniu biomasy). Układ podawania biomasy zlokalizowany został na placu po byłym magazynie materiałów wielkogabarytowych, w obszarze sąsiadującym z istniejącym budynkiem przesypowym węgla. Obszar ten spełnia również rolę placu magazynowego biomasy. W marcu 2008 r. odbył się ruch próbny omawianej instalacji, natomiast w kwietniu 2008 r. rozpoczęto współspalanie biomasy z węglem w kotłach typu OP-230 nr K5, K7, K9 i K10. Od lutego 2013 roku czasowo zawieszono współspalanie biomasy w Elektrociepłowni Gdańskiej.

Tab. 12. Charakterystyka jednostek ciepłowniczych i energetycznych w Elektrociepłowni Gdańskiej.

Lp.	Rodzaj urządzenia	Typ urządzenia	Osiągalna moc cieplna, MW	Osiągalna moc elektryczna
1	kocioł wodny (szczytowy)	WP-70	81,0	-
2	kocioł wodny (szczytowy)	WP-120	154,0	-
3	kocioł parowy (rezerwowo-szczytowy)	OP-70	49,0	-
4	blok ciepłowniczy BC 50 nr 2	typ koła OP 230 typ turbozespołu: 13 UP 55	112,1	52,8
5	blok ciepłowniczy BC 50 nr 3	typ koła OP 230 typ turbozespołu: 13 UP 55	112,3	54,0
6	blok ciepłowniczy BC 50 nr 4	typ koła OP 230 typ turbozespołu: 13 UP 55	112,6	57,5
7	blok ciepłowniczy BC 50 nr 5	typ koła OP 230 typ turbozespołu: 13 UP 55	115,2	53,0
Razem	-	-	736,2	217,3



Rys. 41. Uproszczony schemat układu parowo-wodnego w Elektrociepłowni Gdańskiej.

W Elektrociepłowni Gdańskiej, poza jednostkami wytwórczymi, znajdują się także urządzenia pomocnicze, niezbędne do przygotowania i wyprowadzenia ciepła do sieci przesyłowej m.s.c. Są to wymienniki ciepłownicze, instalacje uzupełniania wody do sieci oraz stacje redukcyjno-schładzające oraz pompy. Szczegółową specyfikację ww. urządzeń zamieszczono w tabeli 13.

Tab. 13. Charakterystyka urządzeń pomocniczych w Elektrociepłowni Gdańskiej

Lp	Rodzaj urządzenia	Opis i parametry techniczne
1	Wymienniki ciepłownicze 2XA, 2XB, 2XC	wymienniki podturbinowe turbiny TG2 o wydajności cieplnej łącznie ok. 106,7 MW _t przy przepływie wody sieciowej ok. 2600 t/h
2	Wymienniki ciepłownicze 3XA, 3XB	wymienniki podturbinowe turbiny TG3 o wydajności cieplnej łącznie ok. 105 MW _t przy przepływie wody sieciowej ok. 2600 t/h
3	Wymienniki ciepłownicze 4XA, 4XB	wymienniki podturbinowe turbiny TG4 o wydajności cieplnej łącznie ok. 105 MW _t przy przepływie wody sieciowej ok. 2600 t/h
4	Wymienniki ciepłownicze 5XA, 5XB	wymienniki podturbinowe turbiny TG5 o wydajności cieplnej łącznie ok. 105 MW _t przy przepływie wody sieciowej ok. 2600 t/h
5	Wymienniki ciepłownicze OXR1, OXR2	wymienniki ciepłownicze rezerwowe zasilane z kolektora pary 1.0 MPa o wydajności cieplnej po 105 MW _t każdy przy przepływie wody sieciowej do ok. 3000 t/h
6	Instalacje uzupełniania wody do sieci	<p>3QS, 4QS, 5QS - odgazowywacze termiczne wody uzupełniającej o wydajności po ok. 110 m³/h każdy, współpracujące z następującymi pompami:</p> <ul style="list-style-type: none"> i. 3NJ1, 3NJ2, 5NJ1, 5NJ2 typu 125 PJM270 o parametrach: Q=100 m³/h, H=22 mH₂O, n=1400 obr/min. ii. 4NJ1, 4NJ2 typu 12K28-2×3G o parametrach: Q=110 m³/h, H=66 mH₂O, N=37 kW, n=1470 obr/min
7	Stacje redukcyjno-schładzające (jako rezerwowe źródło zasilania odbiorców ciepła w wodzie grzewczej oraz w parze technologicznej)	<ul style="list-style-type: none"> i. ORS1 - o wydajności do 80 t/h pary o parametrach: pp=9.0 MPa, t_p=500 °C, pr=1.0 MPa, tr=210 ÷ 250 °C; ii. ORS2/15 - o wydajności do 12 t/h pary o parametrach: pp=9.0 MPa, t_p=500 °C, pr=1.5 MPa, tr=240 ÷ 270 °C; iii. ORS3/15 - o wydajności do 12 t/h pary o parametrach: pp=9.0 MPa, t_p=500 °C, pr=1.5 MPa, tr=240 ÷ 270 °C; iv. ORS4/15 - o wydajności do 11 t/h pary o parametrach: pp=13.5 MPa, t_p=535 °C, pr=1.5 MPa, tr=210 ÷ 250 °C; v. ORS5, ORS6 - o wydajności do 100 t/h pary o parametrach: pp=13.5 MPa, t_p=535 °C, pr=1.0 MPa, tr=210 ÷ 250 °C; vi. ORS7, ORS8 - o wydajności do 100 t/h pary o parametrach: pp=13.5 MPa, t_p=535 °C, pr=1.0 MPa, tr=210 ÷ 250 °C; vii. 3RS - o wydajności do 12 t/h pary o parametrach: pp=2.0 MPa, t_p=360 °C, pr=1.5 MPa, tr=240 ÷ 270 °C; viii. 5RS - o wydajności do 12 t/h pary o parametrach: pp=2.0 MPa, t_p=360 °C, pr=1.5 MPa, tr=240 ÷ 270 °C; ix. 2RS/10 - o wydajności do 40 t/h pary o parametrach: pp=1.0 ÷ 1.93 MPa, t_p=250 ÷ 360 °C, pr=0.75 ÷ 1.0 MPa, tr=210 ÷ 250 °C; x. 2RS/15 - o wydajności do 10 t/h pary o parametrach: pp=1.5 ÷ 3.4 MPa, t_p=310 ÷ 370 °C, pr=1,3 ÷ 1.7 MPa, tr=240 ÷ 270 °C; xi. 4RS/10 - o wydajności do 50 t/h pary o

- parametrach: pp=1.0 ÷ 2.0 MPa, tp=260 ÷ 310 °C, pr=0.85 ÷ 1.1 MPa, tr=214 ÷ 248 °C;
- xii. 4RS/15 - o wydajności do 20 t/h pary o parametrach: pp=1.5 ÷ 3.2 MPa, tp=300 ÷ 370 °C, pr=1,3 ÷ 1.8 MPa, tr=235 ÷ 255 °C;

Szczegółową specyfikację ciepłowniczych pomp sieciowych zamieszczono w tabeli 14.

Tab. 14. Charakterystyka pomp sieciowych w Elektrociepłowni Gdańskiej

Lp	Oznaczenie pompy	Opis i parametry techniczne
1	2NC, 3NC, 4NC, 5NC, 6NC, 7NC	pompy wstępne wody sieciowej typu 40B80-CN o parametrach: Q=2600 m ³ /h, H=46 mH ₂ O, N=400 kW, n=754 obr/min
2	1NC	pompa wstępna wody sieciowej typu 40B-75 o parametrach: Q=1200m ³ /h, H=46 mH ₂ O, N=200 kW, n=1485 obr/min;
3	3PS, 4PS, 6PS	pompy wody sieciowej główne (zimowe) typu 40B61-CG o parametrach: Q=3600 m ³ /h, H=100 mH ₂ O, N=1250 kW, n=1485 obr/min;
4	1PS, 2PS	pompy wody sieciowej główne (zimowe) typu 40B-61E o parametrach: Q=3000 m ³ /h, H=100 mH ₂ O, N=1250 kW, n=1480 obr/min;
5	5PS	pompy wody sieciowej główne (zimowe) typu 40B61-CG o parametrach: Q=3000 m ³ /h, H=120 mH ₂ O, N=1250 kW, n=1480 obr/min

Jak wspomniano na wstępie ciepło wysokoparametrowe z Elektrociepłowni Gdańskiej dostarczane jest do odbiorców miasta Gdańsk za pomocą systemu dystrybucji i rozdziału, który stanowi własność GPEC.

Na terenie Elektrociepłowni Gdańskiej znajduje się natomiast infrastruktura sieciowa służąca do wyprowadzenia ciepła ze źródła do odbiorców zewnętrznych, będąca własnością EDF Polska SA Oddział Wybrzeże w Gdańsku. Są to ciepłociągi oraz tzw. węzeł rozdzielczy sieci (WRS). Rurociągi parowe i wody sieciowej są napowietrzne, układane na estakadach z izolacją z wełny mineralne i osłonięte blachą ocynkowaną. Rurociągi parowe zostały zabudowane w latach 70-tych XX wieku, rurociągi wody sieciowej pochodzą z lat 1977 – 1983 a węzeł rozdzielczy sieci z roku 1982. Izolacja wszystkich rurociągów wykonana jest z wełny mineralnej z osłoną z blachy ocynkowanej a ich stan określa się jako dobry. Specyfikacja rurociągów Elektrociepłowni Gdańskiej:

- i. rurociągi parowe 1,0 MPa:
 - para do Gdańskiej Stoczni Remontowej - ϕ 355, kryza pomiarowa: zima ϕ 273, lato ϕ 108;
 - kondensat powrotny z Gdańskiej Stoczni Remontowej - ϕ 133;
 - para do Stoczni Północnej - ϕ 219, kryza pomiarowa: zima ϕ 159, lato ϕ 89;
 - kondensat powrotny ze Stoczni Północnej - ϕ 108;
- ii. rurociągi parowe 1,5 MPa:
 - para do Zakładów Tłuszczowych BUNGA - kolektor ϕ 159. Zakład od 01.06.2014 w likwidacji.
- iii. rurociągi wody sieciowej na wylocie K34 (Nowy Port, Przymorze - Zaspą):

- zasilanie rurociąg $\phi 1016$, przejście na 2x $\phi 812$;
- powrót rurociąg $\phi 711$.
- iv. rurociągi wody sieciowej na wylocie K0 (Gdańsk Wrzeszcz):
 - zasilanie rurociąg $\phi 1016$;
 - powrót rurociąg $\phi 1016$.
- v. rurociągi wody sieciowej na wylocie do Stoczni Remontowej
 - zasilanie rurociąg $\phi 356$ (na estakadzie od WRS do wyjścia z Elektrociepłowni Gdańskiej – rurociąg $\phi 508$).
 - powrót rurociąg $\phi 356$.

2.1.2.2. Stan techniczny źródła i planowane modernizacje

W przypadku Elektrociepłowni Gdańskiej nie są konieczne gruntowne remonty i modernizacje związane z utrzymaniem ruchu. W obiekcie tym prowadzone są jednak regularne działania modernizacyjne ze względu na wymogi środowiskowe oraz związane z ulepszeniem procesu produkcyjnego i zmniejszeniem jego energochłonności (zwiększenie efektywności energetycznej).

Zgodnie z informacjami uzyskanymi od EDF Polska SA Oddział Wybrzeże w Gdańsku w roku 2016 wyłączony z eksploatacji zostanie rezerwowo-szczytowy kocioł parowy OP-70 o mocy 49 MW i zastąpiony kotłem wodnym o mocy 30 MW na lekki olej opałowy. Kocioł ten będzie pełnił rolę kotła szczytowego.

Obecnie w Elektrociepłowni Gdańskiej realizowany jest projekt budowy instalacji odsiarczania spalin metodą mokrą. W ramach inwestycji znajduje się budowa jednego absorbera zintegrowanego z mokrym kominem i kompletnym systemem obróbki produktów, na który składa się węzeł odwadniania i magazynowania gipsu oraz oczyszczalnia ścieków. Wizualizację przedmiotowej instalacji odsiarczania (DeSO_2) przedstawiono na rysunku 42.



Rys 42. Wizualizacja instalacji do mokrego odsiarczania spalin budowanej w Elektrociepłowni Gdańskiej⁷²

Do tej pory spalanie węgla w Elektrociepłowni Gdańskiej powodowało emisję do atmosfery dwutlenku siarki i innych związków kwaśnych. Zabudowa i uruchomienie instalacji odsiarczania pozwoli na usunięcie prawie 100% zawartych w spalinach

⁷² Strona internetowa Portal Regionalny trojmiasto.pl, <http://www.trojmiasto.pl>

dwutlenku siarki i innych związków kwaśnych. Zakończenie budowy przewiduje się na połowę roku 2015 – wykonawcą jest konsorcjum polskich firm Rafako i PBG⁷³.

W dalszej kolejności EDF Polska SA Oddział Wybrzeże w Gdańsku planuje budowę instalacji do odazotowania spalin (DeNO_x). Realizacja obydwu inwestycji wynika z konieczności dostosowania bloków energetycznych do nowych wymagań europejskich w zakresie emisji tlenków siarki i azotu (dyrektywa IED): nowe normy emisyjne zaczną obowiązywać od 1 stycznia 2016 roku. Praca instalacji odsiarczania i odazotowania wpłynie także pozytywnie na pracę bloków: zwiększy się ich efektywność operacyjna oraz wydłuży okres eksploatacji – co najmniej do 2035 roku.

Nakłady na budowę instalacji odsiarczania wyniosą ok. 230 mln zł a instalacja odazotowania kosztować będzie ok. 90 mln zł. Na rysunku 43 przedstawiono zdjęcie placu budowy instalacji odsiarczania.



Rys. 43. Budowa instalacji mokrego odsiarczania spalin w Elektrociepłowni Gdańskiej⁷⁴

2.1.2.3. Część dystrybucyjna – sieci ciepłownicze i węzły ciepłne

2.1.2.3.1. Informacje ogólne

Podział miejskiej sieci ciepłowniczej m.s.c. zasilanego z Elektrociepłowni Gdańskiej:

- i. ze względu na rodzaj czynnika grzejącego:
sieć wodna,
sieć parowa,
- ii. ze względu na sposób prowadzenia przewodów:
sieci podziemna,
sieć napowietrzna,
- iii. ze względu na zasięg i funkcję:
sieć magistralna,
sieć rozdzielacza,
przyłącza,
- iv. ze względu na technologię w jakiej wykonano rurociągi:
sieć preizolowana,
sieć kanałowa (tradycyjna),
sieć napowietrzna (izolowana pianką PUR lub tradycyjnie).

Elementy części dystrybucyjnej m.s.c. zasilanego z Elektrociepłowni Gdańskiej:

⁷³ Informacja prasowa RAFAKO S.A. z dnia 11.12.2012 r. o zawarciu 6 grudnia przez konsorcjum Rafako i PBG ze Spółkami Grupy EDF Polska czterech kontraktów na budowę instalacji odsiarczania spalin.

⁷⁴ Strona internetowa Portal Regionalny trojmiasto.pl, <http://www.trojmiasto.pl>

- i. rurociągi sieci ciepłowniczej wodne: sieć 2-przewodowa (zasilanie i powrót).
- ii. komory ciepłownicze - są to niezbędne elementy sieci, umożliwiające dokonywanie wszelkich operacji podczas eksploatacji. Zasada jest sytuowanie komór ciepłowniczych w miejscach rozgałęzień, mogą one występować również jako komory sekcyjne, odpowietrzające, odwadniające lub pomiarowe na odcinkach przelotowych. Wyposażenie komór stanowi armatura odcinająca oraz aparatura kontrolno-pomiarowa.
- iii. stacje podnoszenia ciśnień - stacje te dostosowują warunki hydrauliczne na sieci do potrzeb wynikających z długości sieci oraz konfiguracji terenu. Mogą one podnosić ciśnienie na rurociągu zasilającym.
- iv. węzły ciepłone - dostawa ciepła do odbiorców odbywa się poprzez węzły ciepłone stanowiące granice pomiędzy siecią wysokoparametrową a instalacją wewnętrzną.

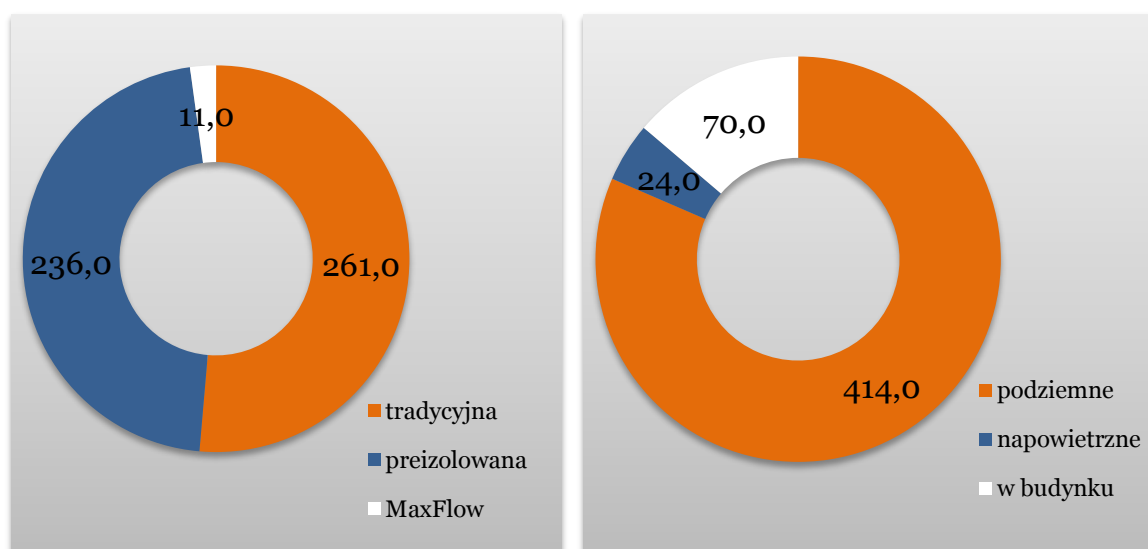
2.1.2.3.2. Sieci ciepłownicze

Sieci ciepłownicze służące do przesyłania ciepła wyprodukowanego w Elektrociepłowni Gdańskiej to sieci przesyłające gorącą wodę jako nośnik ciepła oraz w niewielkim zakresie parę wodną. Sieć wodna jest zasadniczo siecią o układzie promieniowym z małą ilością połączeń pierścieniowych, co powoduje ograniczone pole manewru w przypadkach awaryjnych. Sieć parowa jest siecią typowo promieniową o stosunkowo niewielkim zasięgu (długość nitki wynosi nieco ponad 1,2 km).

Zakres stosowanych średnic zawiera się w przedziale od DN1000 w rejonie Elektrociepłowni Gdańskiej do DN 32 jako najniższej stosowanej średnicy dla przyłączy. Najczęściej występującą dymensją rurociągów magistralnych jest średnica DN600. Łączna długość sieci po trasie wynosi ok. 508 km (ok. 1016 km rurociągów). Przedmiotowe sieci wykonane są w technologii:

- i. tradycyjnej,
- ii. preizolowanej,
- iii. MaxFlow

oraz ułożone podziemnie, napowietrznie i w budynkach. Strukturę wykonania ciepłociągów oraz sposobu ich ułożenia pokazano na rysunku 44.



Rys. 44. Technologia wykonania i sposób ułożenia ciepłociągów w systemie ciepłowniczym zasilanym z Elektrociepłowni Gdańskiej, w km po trasie.

W obrębie m.s.c zasilanego z Elektrociepłowni Gdańskiej, poza sieciami wysokoparametrowymi, znajdują się także sieci niskoparametrowe (ok. 82 km po trasie), sieci ciepłej wody użytkowej (ok. 51 km rurociągów) wraz z sieciami cyrkulacyjnymi (ok. 50 km rurociągów). Podstawowy układ magistral wysokoparametrowych przesyłających ciepło z Elektrociepłowni Gdańskiej tworzą:

- i. magistrala "Północ" o średnicach 2xDN1000 do 2xDN400 mm, zasilająca w ciepło Wrzeszcz i Oliwę, oraz spinkę 2xDN500 z magistralą „Lotnisko”,
- ii. magistrala "Lotnisko" – 1xDN1000, 2xDn700 do 2DN400, zasilająca w ciepło rejon Zaspy, Przymorza i Żabianki, przedłużona jako magistrala "Jelitkowska" – 2x DN 400 do Jelitkowa i Sopotu,
- iii. magistrala "Słowackiego" – 2xDN400 do 2xDN 350 zasilająca Brętowo i Niedźwiednik,
- iv. magistrala "Brzeźno" – 2xDN500 do 2xDN300 zasilająca Brzeźno oraz spinkę 2xDN400 z magistralą "Lotnisko",
- v. magistrala "Nowy Port" – 2xDN600 do 2xDN300 zasilająca Nowy Port,
- vi. magistrala "Wrzeszcz" – 2xDN700 do stacji podnoszenia ciśnienia "Wileńska" skąd następuje rozgałęzienie na:
 - magistralę "Migowska" – 2 x DN600 osiedle Piecki i Migowo oraz
 - magistralę "Suchanino" – 2xDN 600 osiedle Suchanino (z możliwością zasilania rejonów grzewczych Chełma, Oruni Górnej, Ujeściska i Szadółek) oraz osiedle Trzy Lipy,
- vii. magistrala "Jana z Kolna" – 2xDN900 do 2xDN 600 wyprowadzająca ciepło w kierunku dzielnicy Gdańsk-Południe i rozdziela się na:
 - magistrala "Chełm" – 2xDN 600 do osiedli Chełm i Orunia Górna,
 - magistrala "Szadółki" – 2xDN600 do osiedli Ujeścisko, Szadółki i Pięć Wzgórz,
- viii. magistrala "Południe" – 2xDN700 do 2xDN500 zasilająca rejony Śródmieścia i rozdziela się na:
 - magistrala "Śródmieście" – 2xDN400,
 - magistrala "Dolne Miasto" – 2xDN350 zasilająca wschodnie rejony miasta, głównie w ciągu ul. Długie Ogrody i Grobli Kamiennej,
- ix. magistrala "Ostrów" – 2xDN350 zasilająca węzeł ciepłowniczy Gdańskiej Stoczni Remontowej.

Elektrociepłownia Gdańska dostarcza do sieci parowej parę wodną nasyconą suchą o parametrach: $p_{\min} = 0.75$ MPa, $p_{\max} = 1.0$ MPa, $t = 225$ °C, z tolerancją +10% i -5%.

Sieć parowa, znajdująca się w gestii GPEC, spełnia wyłącznie rolę przesyłową. Węzły parowe stanowią własność odbiorców i są eksploatowane przez ich własne służby energetyczne. Sieć ta ma charakter promienisty i tylko jedną magistralę o nazwie "Ostrów" (1xDN350 - para 1.0 MPa, 1xDN125 - kondensat), która zasila obiekty Gdańskiej Stoczni Remontowej oraz w sezonie grzewczym obiekty na terenie C Stoczni Gdańskiej. System dostarczania odbiorcom ciepła w parze wodnej dla potrzeb grzewczych i technologicznych odbywa się w następujący sposób:

- i. rurociągiem zasilającym para wodna jest przesyłana z Elektrociepłowni Gdańskiej do odbiorców,
- ii. u odbiorców para dla celów grzewczych skrapla się w wymiennikach para-woda oddając ciepło dla celów grzewczych, natomiast para dla celów technologicznych jest podawana do odbiorców z pominięciem wymienników,

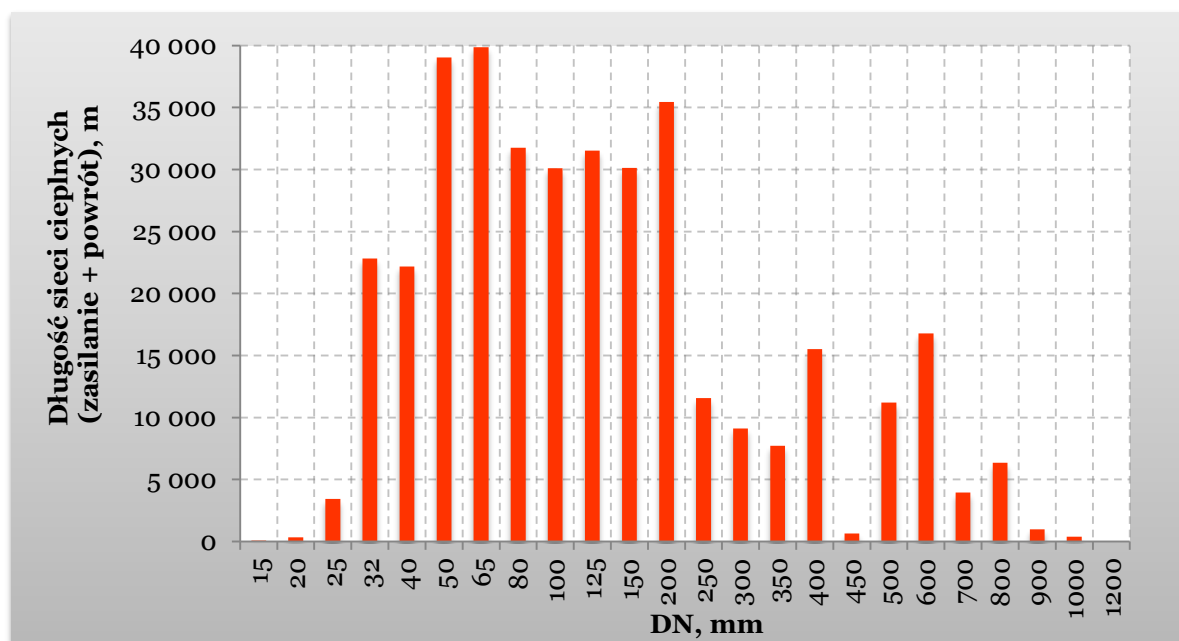
- iii. skropliny gromadzone są w zbiornikach otwartych i następnie tłoczone w postaci wody o temperaturze do 353 K /80 °C/ do źródła ciepła (przydatność zwracanych skroplin określona jest laboratoryjnie ze względu na wymagany skład fizykochemiczny określony w umowie).

Sieć ciepłe m.s.c. zasilanego z Elektrociepłowni Gdańskiej są w ogólnym stanie dobrym, gwarantującym bezpieczeństwo dostaw. Sieci kanałowe tradycyjne zastępowane są sukcesywnie sieciami preizolowanymi. Ze względu na przewidywany proces podłączania do systemu odbiorców z rejonów miasta znajdujących się obecnie poza obszarem działania scentralizowanej infrastruktury ciepłowniczej, konieczna będzie w perspektywie kilkuletniej modernizacja mniejszych magistrali ciepłowniczych w celu zwiększenia ich przepustowości (wymiana na rurociągi o większych dymensjach). Dotyczy to przede wszystkim magistrali „Jana z Kolna” wyprowadzającej ciepło w kierunku dzielnicy Gdańsk-Południe oraz magistrali w ul. Chłopskiej w celu zabezpieczenia rezerwy mocy w Sopocie (oznaczono na Mapie systemów energetycznych – System zaopatrzenia w ciepło, stanowiącej załącznik do niniejszego opracowania).

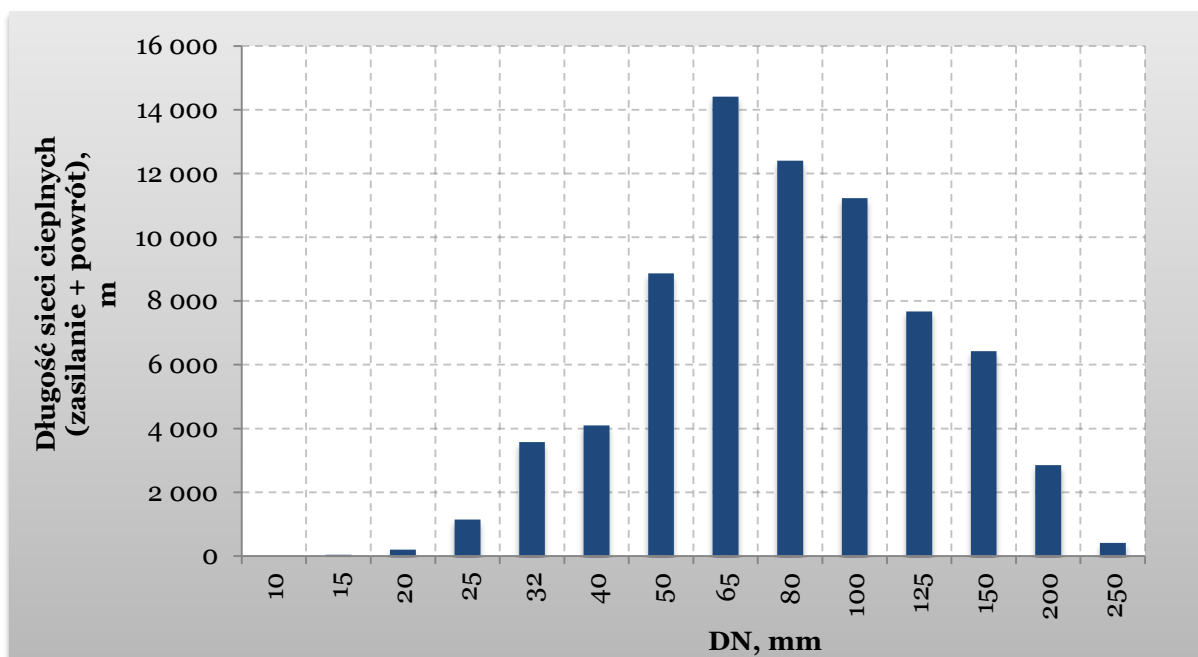
Analizując stan techniczny infrastruktury sieciowej warto zwrócić uwagę na problem występowania azbestu w materiałach, z których wykonane są sieci. Na podstawie informacji uzyskanych z GPEC, wyspecyfikowano długości sieci ciepłych, dla których istnieje podejrzenie o występowanie azbestu, co może kwalifikować je do podjęcia działań modernizacyjnych.

Na rysunkach 45-48 pokazano rozkład długości sieci z podejrzeniem występowania azbestu dla poszczególnych dymensji, z podziałem na sieci wysokoparametrowe (rys. 45), niskoparametrowe (rys. 46), sieci c.w.u. (rys. 47) oraz sieci cyrkulacyjne (rys. 48).

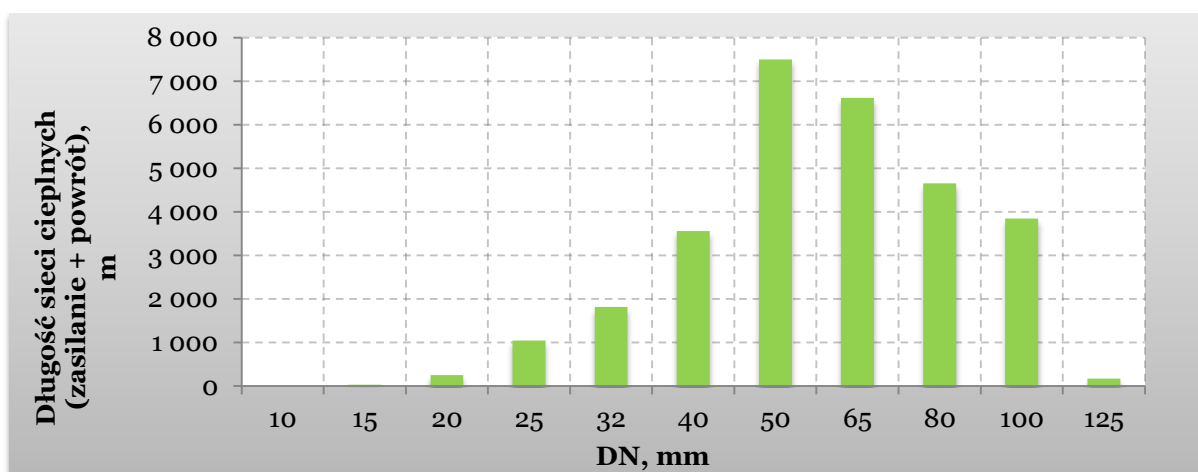
Na rysunkach 45 do 49 zestawiono wszystkie rodzaje sieci zakwalifikowane do podjęcia działań w kierunku ewentualnych prac modernizacyjnych. Z zestawienia wynika, że podejrzenie występowania azbestu dotyczy głównie dymensji sieci z zakresu od DN32 do DN 200.



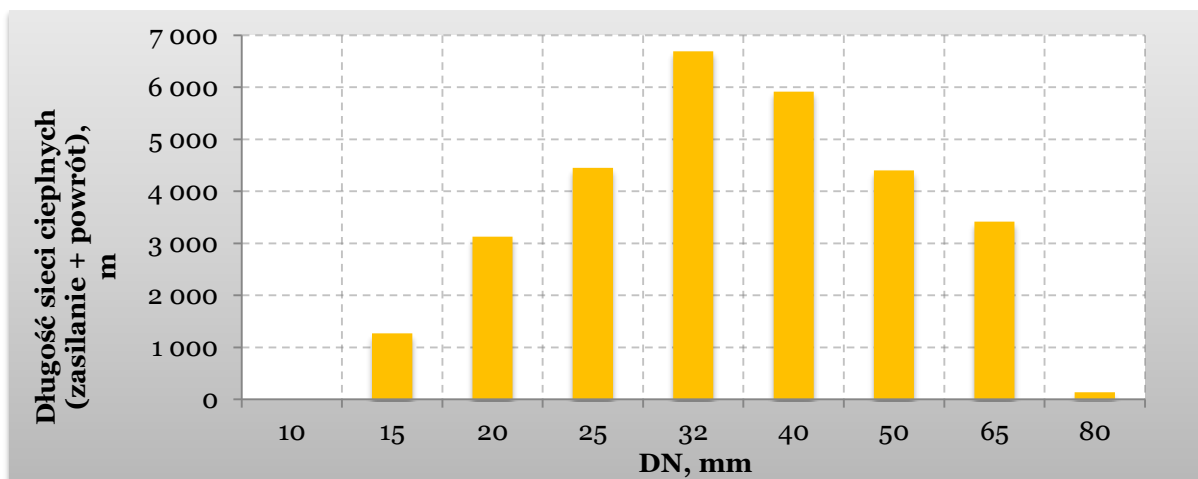
Rys. 45. Długość wysokoparametrowych sieci ciepłych z podejrzeniem występowania azbestu.



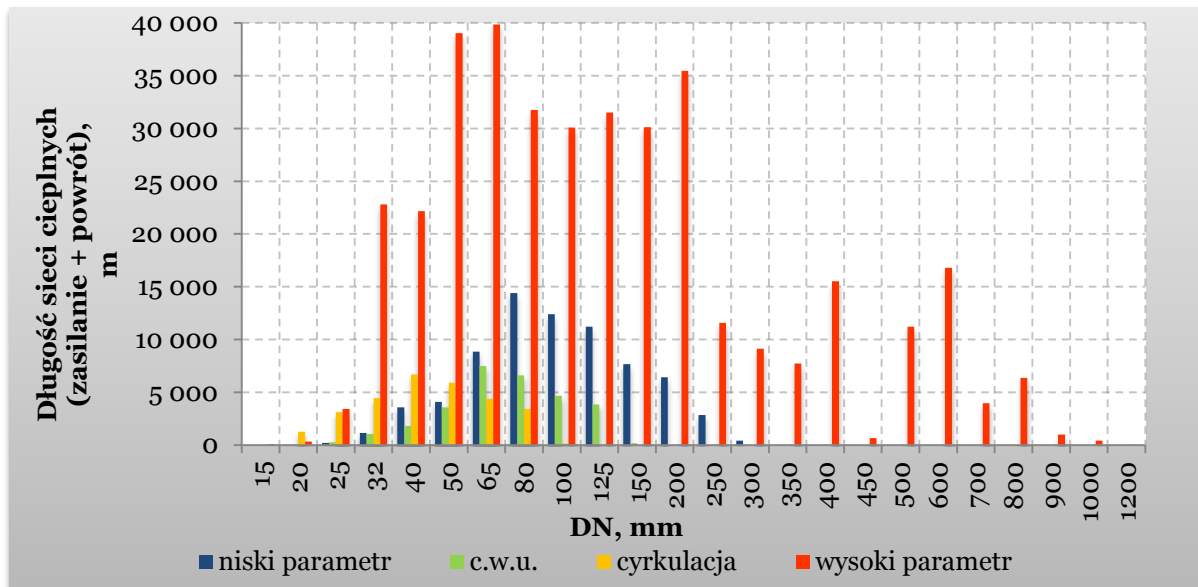
Rys. 46. Długość niskoparametrowych sieci cieplnych z podejrzeniem występowania azbestu.



Rys. 47. Długość sieci cieplnych c.w.u. z podejrzeniem występowania azbestu.



Rys. 48. Długość sieci cieplnych cyrkulacyjnych z podejrzeniem występowania azbestu.



Rys. 49. Długość wszystkich sieci ciepłych z podejrzeniem występowania azbestu.

2.1.2.3.3. Komory ciepłownicze

Łącznie w m.s.c. zasilanym z Elektrociepłowni Gdańskiej znajduje się 1 555 komór ciepłowniczych wysokoparametrowych. Są to komory zarówno podziemne jak i napowietrzne.

2.1.2.3.4. Stacje podnoszenia lub obniżania ciśnień

W obecnym układzie m.s.c. Gdańska istnieją następujące stacje podnoszenia ciśnień:

- i. "Kartuska" (pompy na zasilaniu),
- ii. "Wileńska" (pompy na zasilaniu),
- iii. "Niedźwiednik" (pompy na zasilaniu),

Stacja "Wileńska" znajduje się na zakończeniu magistrali "Wrzeszcz" w rejonie zbiegu ulic Grodzieńskiej i Wileńskiej we Wrzeszczu, dając początek dwóm magistralom: "Migowo" i "Suchanino". Stacja posiada na zasilaniu 6 pomp o parametrach:

- i. w kierunku Suchanino – 3 pompy TP200-510/4: $Q= 350 \text{ m}^3/\text{h}$, $H= 38 \text{ mH}_2\text{O}$, $N = 75 \text{ kW}$,
- ii. w kierunku Migowo – 3 pompy TP125-1060/2: $Q= 350 \text{ m}^3/\text{h}$, $H= 82 \text{ mH}_2\text{O}$, $N= 110 \text{ kW}$.

Stacja "Kartuska" znajduje się na magistrali "Jana z Kolna" u zbiegu ul. Ciasnej i ul. Gen. Grota Roweckiego na Siedlcach. Stację wyposażono w 3 pompy Grundfos typu TP-300-670/4 o parametrach: $Q=1300 \text{ m}^3/\text{h}$, $H =50 \text{ mH}_2\text{O}$, $N=250 \text{ kW}$.

Stacja "Niedźwiednik" (na magistrali "Słowackiego") z uwagi na niewielką wydajność nie ma istotnego wpływu na cały system m.s.c.

2.1.2.3.5. Węzły ciepłe

Aktualnie miejska sieci ciepłownicza zasilana z Elektrociepłowni Gdańskiej dostarcza ciepło do 6 552 węzłów ciepłych (tabela 15). Ilość ta nie obejmuje węzłów niskoparametrowych (tzw. kolektorowni) w budynkach ogrzewanych ze stacji ciepłych.

Tab. 15. Specyfikacja węzłów ciepłych w systemie m.s.c. zasilanym z Elektrociepłowni Gdańskiej

Własność	Technologia, szt.					Rodzaj, szt.		Ilość ogółem
	wymiennikowe	hydroelewatorowe	ze zmieszaniem pompowym	bezpośrednie	indukowane	grupowe	indywidualne	
GPEC	2 577	0	0	5	0	247	2 335	2 582
obce	3 684	70	9	79	128	32	3 938	3 970
RAZEM	6 261	70	9	84	128	279	6 273	6 552

W tabeli 16 przedstawiono wykaz węzłów ciepłych w podziale na funkcje węzłów. Zdecydowana większość to węzły dwufunkcyjne (4 825 szt.) oraz jednofunkcyjne (1 570 szt.).

Tab. 16. Funkcje węzłów ciepłych w systemie m.s.c. zasilanym z Elektrociepłowni Gdańskiej

Własność	Dwufunkcyjny (c.o., c.w.u.)	Dwufunkcyjny (c.o., techn.)	Dwufunkcyjny (c.o., went.)	Jednofunkcyjny (c.o.)	Jednofunkcyjny (c.w.u.)	Jednofunkcyjny (techn.)	Jednofunkcyjny (went.)	Trzyfunkcyjny (c.o., c.w.u., techn.)	Trzyfunkcyjny (c.o., c.w.u., went.)	Czterofunkcyjny (c.o., c.w.u., went., techn.)	Ilość ogółem
	GPEC	1946	3	7	558	17	0	0	27	22	
obce	2856	8	5	980	15	2	3	52	41	8	3 970
RAZEM	4802	11	12	1538	32	2	3	79	63	10	6 552

W większości węzłów ciepłych 2-funkcyjnych (z c.w.u.), będących własnością GPEC, układy przygotowania c.w.u. są 2-stopniowe, przy czym najczęściej spotykanym rozwiązaniem jest szeregowo-równoległy układ pracy wymienników c.w.u.

W tabeli 17 przedstawiono wykaz wszystkich węzłów ciepłych znajdujących się w 3 systemach ciepłowniczych należących do GPEC Sp. z o.o. (m.s.c. Elektrociepłowni Gdańskiej, m.s.c. EC Matarnia oraz m.s.c. Osowa).

Tab. 17. Specyfikacja węzłów ciepłych w systemach m.s.c. GPEC'u

Własność	Technologia, szt.					Rodzaj, szt.		Ilość ogółem
	wymiennikowe	hydroelewatorowe	ze zmieszaniem pompowym	bezpośrednie	indukowane	grupowe	indywidualne	
GPEC	2 719	0	6	6	0	259	2 472	2 731
obce	3 733	70	9	83	128	32	3 991	4 023
RAZEM	6 452	70	15	89	128	291	6 463	6 754

2.1.3. System ciepłowniczy zasilany z EC Matarnia

2.1.3.1. Charakterystyka techniczna systemu

System ciepłowniczy zasilany z elektrociepłowni Matarnia to system wysokoparametrowy, który realizuje dostawy ciepła do odbiorców na terenie jednostki urbanistycznej Zachód. W obrębie dzielnicy Zachód znajduje się zarówno źródło ciepła jak i sieci dystrybucyjne oraz węzły ciepłownicze, za pośrednictwem których ciepło dostarczane jest odbiorcom, częściowo z wykorzystaniem niskoparametrowych sieci ciepłowniczych. Dostawę ciepła z wykorzystaniem ww. majątku realizuje Gdańskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.

Gdańskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. prowadzi sprzedaż ciepła w oparciu o koncesję na przesył i dystrybucję nr PCC/27/169/U/1/98/AP.

Z EC Matarnia woda grzewcza wyprowadzona jest trzema magistralami:

- i. w kierunku zachodnim o średnicy początkowej 2xDN150,
- ii. w kierunku północnym o średnicy początkowej 2xDN150,
- iii. w kierunku południowym o średnicy początkowej 2xDN200.

Łączna długość wysokoparametrowych sieci ciepłowniczych w analizowanym systemie wynosi ok. 20 km (długość rurociągów). Dostawa ciepła do odbiorców odbywa się także za pośrednictwem sieci niskoparametrowych (567 m) oraz sieci c.w.u. i cyrkulacyjnych (łączna długość rurociągów wynosi ok. 1 km).

Konfigurację źródła ciepła oraz najważniejsze parametry techniczne i eksploatacyjne m.s.c. EC Matarnia przedstawiono w tabeli 18.

Tab. 18. Charakterystyka techniczno-eksploatacyjna EC Matarnia

Parametr			
Rok budowy	[-]	2004	
Liczba jednostek wytwórczych	[szt]	2 kotły wodne	2 moduły gazowe moduły CHP na bazie silników tłokowych
Typ kotłów	[-]	KD-4,1	J-320GS
Moc zainstalowana	[MW]	8,2 c	2,4 c/2,09 e
Czynnik grzewczy	[-]	woda	woda
Parametry nośnika ciepła	[°C]	110/69	
Temperatura zima	[°C]	110	
Temperatura lato	[°C]	72	
Ciśnienie w źródle	[MPa]	0,72/0,35	
Moc szczytowa zima	[MW]	8,1	
Moc szczytowa lato	[MW]	1,0	
Nominalny przepływ wody sieciowej zima	[m ³ /h]	140	
Nominalny przepływ wody sieciowej lato	[m ³ /h]	35	
Maksymalny przepływ wody sieciowej zima	[m ³ /h]	160	
Wielkość zładu	[m ³]	300	
Krotność zładu	[-]	7 w 2011r, 1 w 2013 r.	

2.1.3.2. Stan techniczny źródła i planowane modernizacje

Zgodnie z aktualnymi planami Grupy GPEC, planowane jest połączenie systemów zasilanych z kotłowni GPEC Matarnia (dawny Unikom) z systemem zasilanym z kotłowni EC Matarnia. Zakończenie inwestycji planuje się w 2016 roku. W chwili obecnej rozważana jest również możliwość integracji EC Matarnia z m.s.c. poprzez budowę magistrali ciepłowniczej. GPEC warunkuje podjęcie takiej decyzji wystąpieniem odpowiednich przesłanek ekonomicznych, w tym pozyskania funduszy na realizację tego przedsięwzięcia..

2.1.4. System ciepłowniczy zasilany z ciepłowni Osowa

2.1.4.1. Charakterystyka techniczna systemu

System ciepłowniczy zasilany z ciepłowni Osowa to system wysokoparametrowy, który, podobnie jak system zasilany z EC Matarnia, realizuje dostawy ciepła do odbiorców na terenie jednostki urbanistycznej Zachód. W obrębie dzielnicy Zachód znajduje się zarówno źródło ciepła jak i sieci dystrybucyjne oraz węzły cieplne, za pośrednictwem których ciepło dostarczane jest odbiorcom ,częściowo z wykorzystaniem niskoparametrowych sieci ciepłych. Dostawę ciepła z wykorzystaniem ww. majątku realizuje Gdańskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. Gdańskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. prowadzi sprzedaż ciepła w oparciu o koncesję na przesył i dystrybucję nr PCC/27/169/U/1/98/AP.

Z ciepłowni Osowa woda grzewcza wyprowadzona jest magistralą ciepłowniczą 2xDN200 w kierunku południowym. Łączna długość wysokoparametrowych sieci ciepłych w analizowanym systemie wynosi ok. 2,5 km (długość rurociągów). Dostawa ciepła do odbiorców odbywa się także za pośrednictwem sieci niskoparametrowych (15,5 km) oraz sieci c.w.u. i cyrkulacyjnych (łączna długość rurociągów wynosi ok. 9,6 km).Konfigurację źródła ciepła oraz najważniejsze parametry techniczne i eksploatacyjne m.s.c. Osowa przedstawiono w tabeli 19.

Tab. 19. Charakterystyka techniczno-eksploatacyjna ciepłowni Osowa

Parametr		
Rok budowy	[-]	1997
Liczba kotłów	[szt]	3
Typ kotłów	[-]	LOOS (opalane gazem ziemnym lub olejem op.)
Moc zainstalowana	[MW]	10
Czynnik grzewczy	[-]	woda
Parametry nośnika ciepła	[°C]	95/60
Temperatura zima	[°C]	95
Temperatura lato	[°C]	70
Ciśnienie w źródle	[MPa]	0,23/0,13
Moc szczytowa zima	[MW]	3,5
Moc szczytowa lato	[MW]	0,6
Nominalny przepływ wody sieciowej zima	[m ³ /h]	60
Nominalny przepływ wody sieciowej lato	[m ³ /h]	20
Maksymalny przepływ wody sieciowej zima	[m ³ /h]	90
Wielkość zładu	[m ³]	230
Krotność zładu	[-]	3,5 w 2011r, 2 w 2013 r.

2.1.4.2. Stan techniczny źródła i planowane modernizacje

Stan techniczny ciepłowni Osowa określony został jako dobry. W celu zapewnienia pracy automatycznej ciepłowni, planowana jest modernizacja instalacji alarmowej wraz z telewizją przemysłową w obiekcie, z przekazem bezpośrednim do EC Matarnia, przy ul. Słowackiego 159 b.

2.1.5. System ciepłowniczy GPEC Matarnia (dawny Unikom)

Gdańskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w dniu 09.12.2014 r. stało się właścicielem PUEiK „Unikom”. Obecna nazwa GPEC Matarnia wynika ze zmiany danych rejestrowych Spółki w dniu 03.08.2015 r.

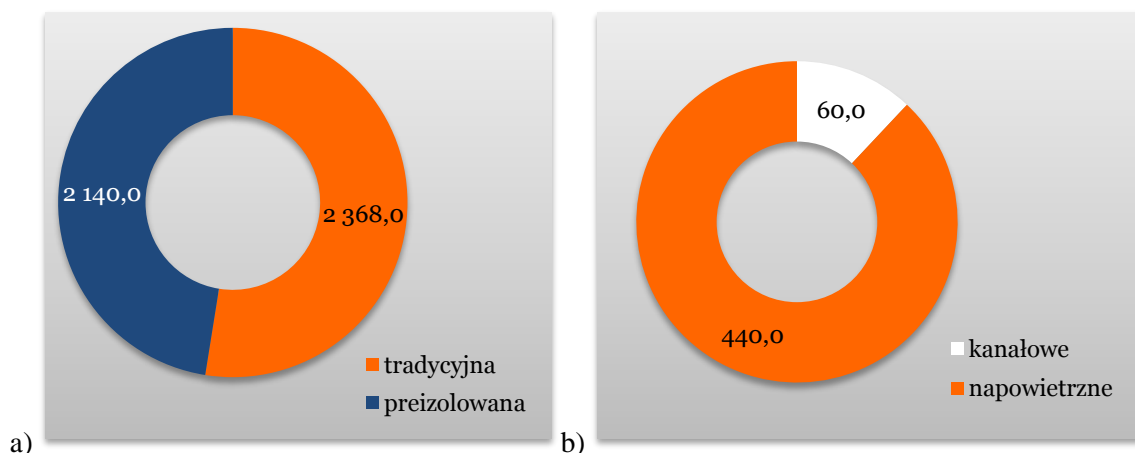
2.1.5.1. Charakterystyka techniczna systemu

System ciepłowniczy zasilany z GPEC Matarnia to system wysokoparametrowy, który realizuje dostawę ciepła w zakresie ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej dla odbiorców na terenie jednostki urbanistycznej Zachód, w dzielnicy Kokoszki. System ciepłowniczy składa się z sieci rozdzielczych których właścicielem jest GPEC Matarnia z siedzibą w Gdańsku. Sieci te to sieci wodne oraz parowe. Sieci wodne wykonane są w technologii tradycyjnej (w tym napowietrznej) oraz preizolowanej. Sieci parowe wykonane są w technologii kanałowej oraz jako tradycyjne napowietrzne.

Długości sieci przedstawiają się następująco:

- i. sieci wodne: 4 508 m, w tym:
 - sieci tradycyjne (kanałowe i napowietrzne) 2 368 m,
 - sieci preizolowane 2 140 m,
- ii. sieci parowe – tradycyjne, w tym:
 - sieci kanałowe 60 m,
 - sieci napowietrzne 440m.

Strukturę wykonania ciepłociągów oraz sposobu ich ułożenia pokazano na rysunku 50. Z GPEC Matarnia woda grzewcza wyprowadzona jest magistralą ciepłowniczą 2x DN250 w kierunku wschodnim oraz 2xDN 250 w kierunku północno zachodnim. Pojemność zładu sieci ciepłowniczej wynosi 135,72 m³. Sumaryczne, maksymalne obciążenie cieplne i hydrauliczne wodnego systemu ciepłowniczego wynosi ok. 11 MW. Ponadto system przesyła parę technologiczną o mocy zamówionej 1,14 MW.



Rys. 50. Technologia wykonania i sposób ułożenia ciepłociągów w systemie ciepłowniczym Unikomu (obecnie GPEC Matarnia), w metrach bieżących po trasie, a) wodne, b) parowe (rok 2012)

Możliwości produkcyjne kotłowni wynoszą odpowiednio:

- | | | |
|------|----------------------------------|---------------|
| i. | Moc zainstalowana | 26,58MW |
| ii. | moc maksymalna | 26,58MW |
| iii. | strumień wody sieciowej | 150÷250 ton/h |
| iv. | temperatura wody sieciowej (max) | 125°C |
| v. | ciśnienie dyspozycyjne | 3,5 bar |

Specyfikację jednostek wytwórczych w źródle ciepła przedstawiono w tabeli 20.

Tab. 20. Konfiguracja i parametry źródła ciepła GPEC Matarnia

Lp.	Typkotła	Wydajność ciepła, MW	Rok rozpoczęcia eksploatacji/modernizacji	Sprawność kotłów		Ocena stanu technicznego
				projektowana %	eksploatacyjna %	
1	ERm-4.1	2,95	1986	77,5	b. danych	dobry
2	ERm-10/W	6,00	1987/2012	78,2	b. danych	dobry
3	KRm-6	6,00	1987/2003	80	b. danych	dobry
4	WR-10 - 011	11,63	1976	77	b. danych	dobry

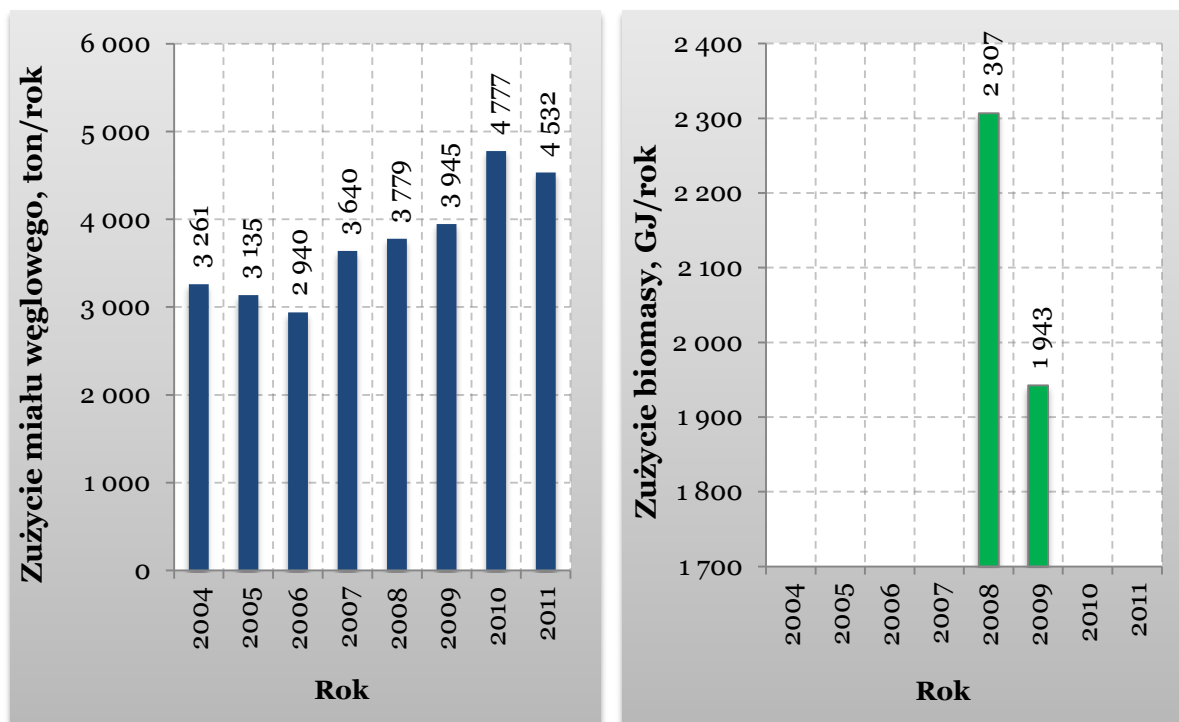
Kotły wodne zainstalowane w źródle ciepła to jednostki produkcji Sefako-Sędziszów. Wyposażone są one w następujące instalacje oczyszczania spalin:

- kocioł Erm-4.1 posiada 2-stopniowy układ składający się z multicyklonu MOS-4 i filtrocyklonu FC-2x710,
- kotły KRm-6, ERm-10/W oraz WR-10 posiadają systemy 3-stopniowe składające się z multicyklonów MP-15, baterii cyklonów 4x0,63 oraz filtrów workowych.

Zużycie paliwa w ciepłowni w latach 2004÷2011 pokazano w tabeli 21 i na rysunku 51.

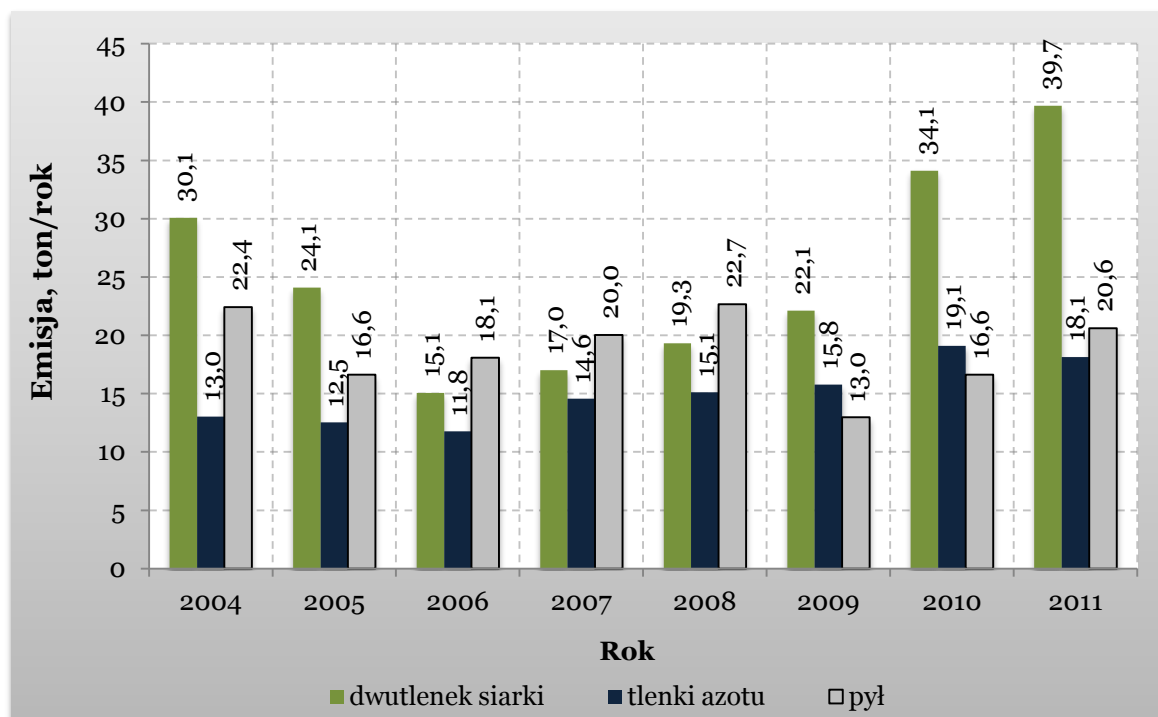
Tab. 21. Zużycie paliwa w ciepłowni Unikom.

Roczne zużycie paliwa	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Miał węglowy, ton/rok	3 261,2	3 135,1	2 940,2	3 639,9	3 779,0	3 945,5	4 777,4	4 532,2
Biomasa, GJ/rok	---	---	---	---	2 306,9	1 942,6	---	---

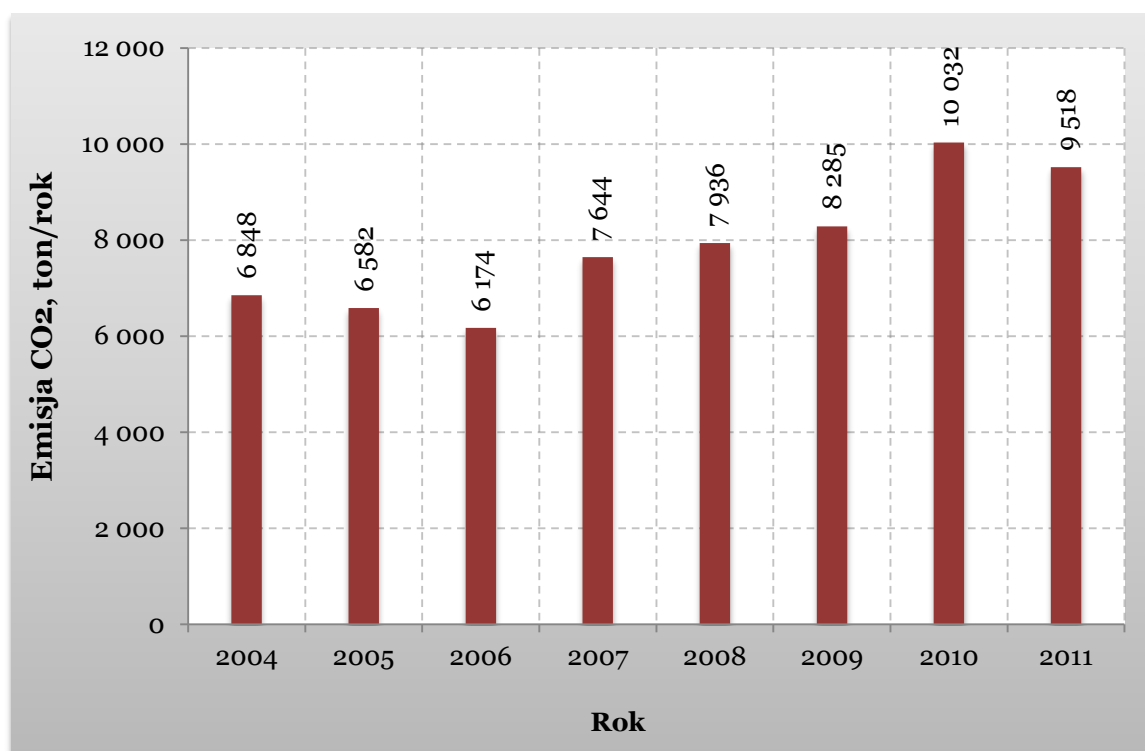


Rys. 51. Zużycie paliwa w ciepłowni Unikum

Na rysunkach 52 i 53 pokazano wielkość emisji z ciepłowni w latach 2004-2011. Z zebranych i zaprezentowanych danych wynika, że emisja SO_2 , tlenków azotu i pyłu wzrosła. Podobnie – jak przedstawiono na rysunku 53, wielkość emisji dwutlenku węgla także wzrosła. Odnotowane przyrosty emisji są bezpośrednim skutkiem zwiększenia produkcji w ciepłowni (i zużycia paliwa: tabela 21 i rysunek 51).



Rys. 52. Emisja z ciepłowni UNIKOM



Rys. 53. Emisja dwutlenku węgla z ciepłowni UNIKOM

2.1.5.2. Stan techniczny źródła i planowane modernizacje

Jednostki kotłowe zainstalowane w ciepłowni GPEC Matarnia utrzymane są w dobrym stanie techniczny. Jednak w perspektywie najbliższych 5 lat należy podjąć działania zmierzające do produkcji ciepła i energii elektrycznej w skojarzeniu oraz wykorzystania paliwa odnawialnego. Działania te spowodują optymalizację ceny produkowanego ciepła i wpłyną na rozwój tak kotłowni jak również spowodują wzrost atrakcyjności całej dzielnicy Kokoszki.

Ze względu na wymogi ochrony środowiska, w perspektywie do roku 2015 przewiduje się konieczność poniesienia dużych wydatków inwestycyjnych związanych albo z przystosowaniem istniejącego źródła ciepła opalanego węglem do zaostrzonych norm emisyjnych albo ze zmianą paliwa na gaz ziemny.

Planowane zadania inwestycyjne przedsiębiorstwa w zakresie modernizacji istniejącego majątku ciepłowniczego przedstawiono w tabeli 22.

Tab. 22. Planowane i zrealizowane inwestycje modernizacyjne GPEC Matarnia w zakresie infrastruktury ciepłowniczej

Lp.	Nazwa przedsięwzięcia	Planowany okres realizacji
I Usprawnienia technologiczne		
1	Modernizacja układu hydraulicznego	w trakcie realizacji
2	Wymiana sieci c.o. 2 x Dn 250	zrealizowano
3	Instalacja agregatu prądotwórczego	2016
II Dostosowanie do wymogów ochrony środowiska		

A Utrzymanie węgla jako paliwa podstawowego		
1	Modernizacja układów odpylania	w trakcie realizacji
2	Instalacja odsiarczania-alternatywa do stosowania paliwa o niskiej zawartości siarki	2014/2015
3	Modernizacja kotłów – alternatywnie instalacja odazotowania	2014/2015
4	Wymiana kominów	2015
B Wprowadzenie gazu ziemnego jako paliwa podstawowego		
1	Przebudowa kotłów nr 3 i 4	2014/2015
2	Przebudowa kotła nr 2	2015
3	Przebudowa kotła nr 7	2015

Sieci ciepłownicze należące do GPEC Matarnia posiadają znaczne rezerwy przesyłowe i charakteryzowały się dostatecznym stanem technicznym w roku 2011. Po wymianie sieci magistralnej w kierunku zachodnim stan tej sieci należy ocenić jako co najmniej dobry. Miejski system ciepłowniczy GPEC Matarnia powinien stać się w przyszłości bazą do rozwoju sfery przemysłowo usługowej w obrębie jednostki Kokoszki Przemysłowe, Portu Lotniczego oraz Pomorskiej Strefy Ekonomicznej.

W tabeli 23 zestawiono inwestycje rozwojowe planowane i zrealizowane przez przedsiębiorstwo GPEC Matarnia w latach 2012-2015. Są one związane z pozyskaniem nowych odbiorców i wymagać będą rozbudowy sieci ciepłowniczej (budowa nowych odcinków).

Tab. 23. Planowane i zrealizowane inwestycje rozwojowe GPEC Matarnia w zakresie podłączenia nowych odbiorców

Lp.	Nazwa przedsięwzięcia	Lokalizacja/odbiorca
1	Budowa sieci ciepłowniczej	Park Technologiczny EFTC w trakcie realizacji
2		ul. Kartuska - Stokłosa
3		Port Lotniczy – hotel zrealizowano
4		ul. Budowlanych – wschód w trakcie realizacji
5		ul. Rakietowa

3. CENY CIEPŁA

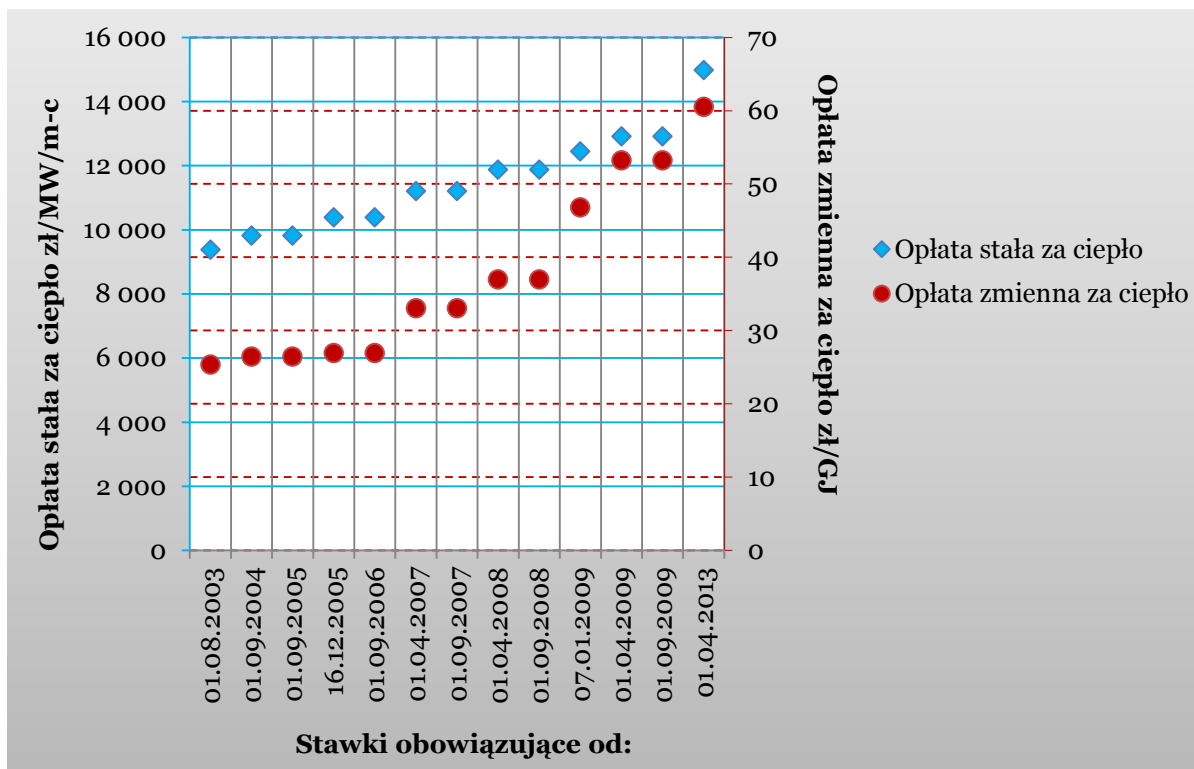
3.1. Porównanie cen ciepła z poszczególnych systemów ciepłowniczych w Gdańsku

W tabeli 24 wyspecyfikowano grupy taryfowe ustalone dla ciepła sprzedawanego w scentralizowanych systemach ciepłowniczych Gdańska.

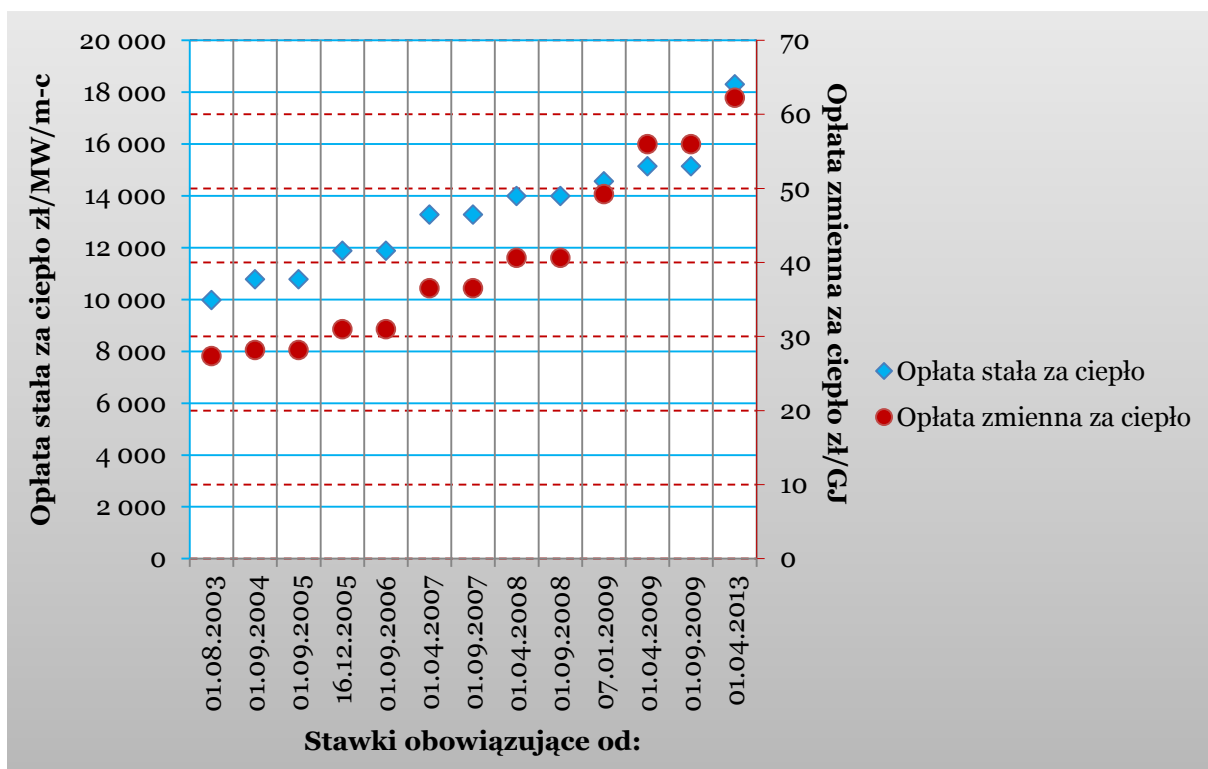
Tab. 24. Grupy taryfowe dla ciepła systemowego w Gdańsku

Nazwa	Opis
m.s.c. Osowa	
GPEC - III.1	sieć ciepłownicza: własność i eksploatacja GPEC węzły cieplne: własność Odbiorcy
GPEC - III.5	sieć ciepłownicza, grupowe węzły cieplne, zewnętrzne instalacje odbiorcze- własność i eksploatacja GPEC
m.s.c. EC Matarnia	
GPEC - IV.1	sieć ciepłownicza: własność i eksploatacja GPEC węzły cieplne: własność Odbiorcy
GPEC - IV.2	sieć ciepłownicza, węzły cieplne :własność i eksploatacja GPEC
GPEC - IV.5	sieć ciepłownicza, grupowe węzły cieplne, zewnętrzne instalacje odbiorcze- własność i eksploatacja GPEC
m.s.c. Zawiślańska	
GPEC - VI.1	sieć ciepłownicza: własność i eksploatacja GPEC węzły cieplne :własność Odbiorcy
GPEC - VI.2	sieć ciepłownicza, węzły cieplne: własność i eksploatacja GPEC
GPEC - VI.5	sieć ciepłownicza, grupowe węzły cieplne, zewnętrzne instalacje odbiorcze- własność i eksploatacja GPEC
m.s.c. Elektrociepłowni Gdańskiej (woda)	
GPEC - VIII.1	sieć ciepłownicza: własność i eksploatacja GPEC węzły cieplne: własność Odbiorcy
GPEC - VIII.2	sieć ciepłownicza, węzły cieplne: własność i eksploatacja GPEC
GPEC - VIII.3	sieć ciepłownicza, grupowe węzły cieplne-własność i eksploatacja GPEC zewnętrzne instalacje odbiorcze-własność i eksploatacja Odbiorcy
GPEC - VIII.4	sieć ciepłownicza, grupowe węzły cieplne, zewnętrzne instalacje odbiorcze- własność i eksploatacja GPEC
m.s.c. Elektrociepłowni Gdańskiej (para)	
GPEC - IX.	sieć ciepłownicza: własność i eksploatacja GPEC
m.s.c. UNIKOM	
Grupa I	para wodna
Grupa II	woda

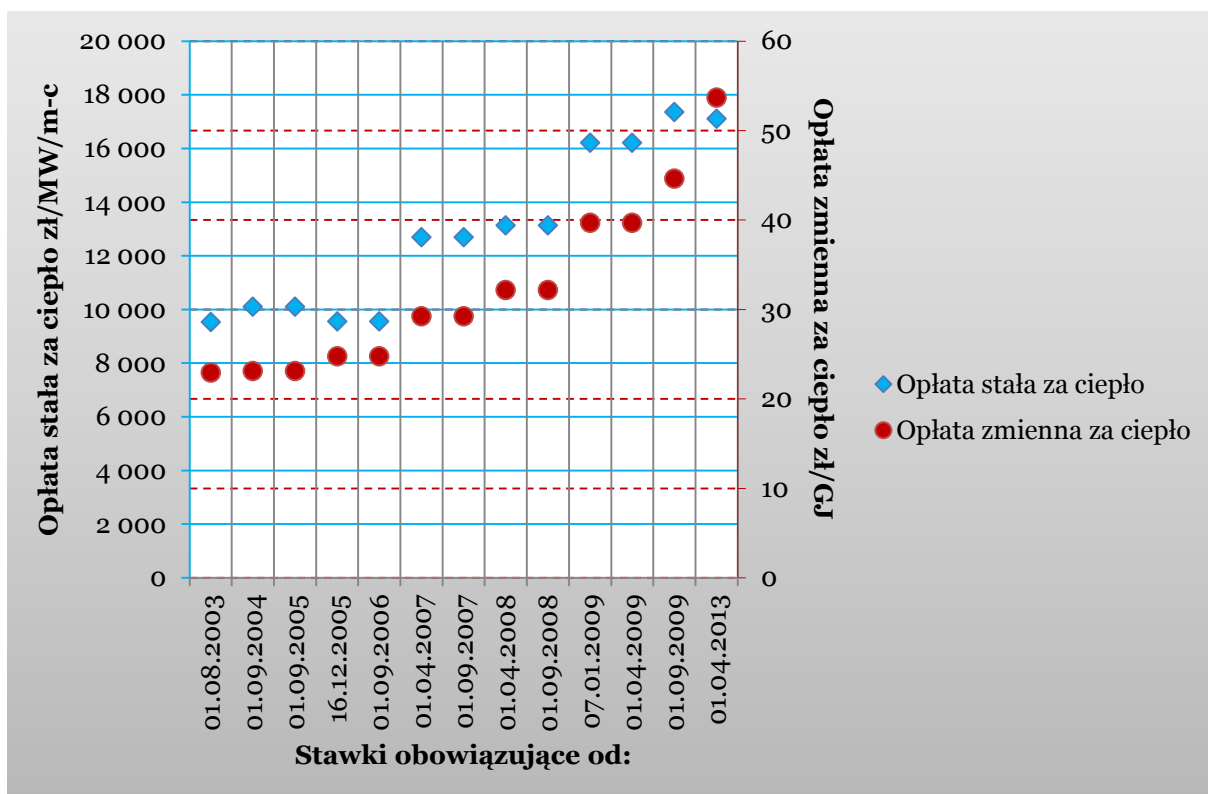
Zmiany ceny ciepła dostarczanego z poszczególnych systemów ciepłowniczych na terenie miasta Gdańska w okresie 2005-2013 przedstawiono na rysunkach 54-68.



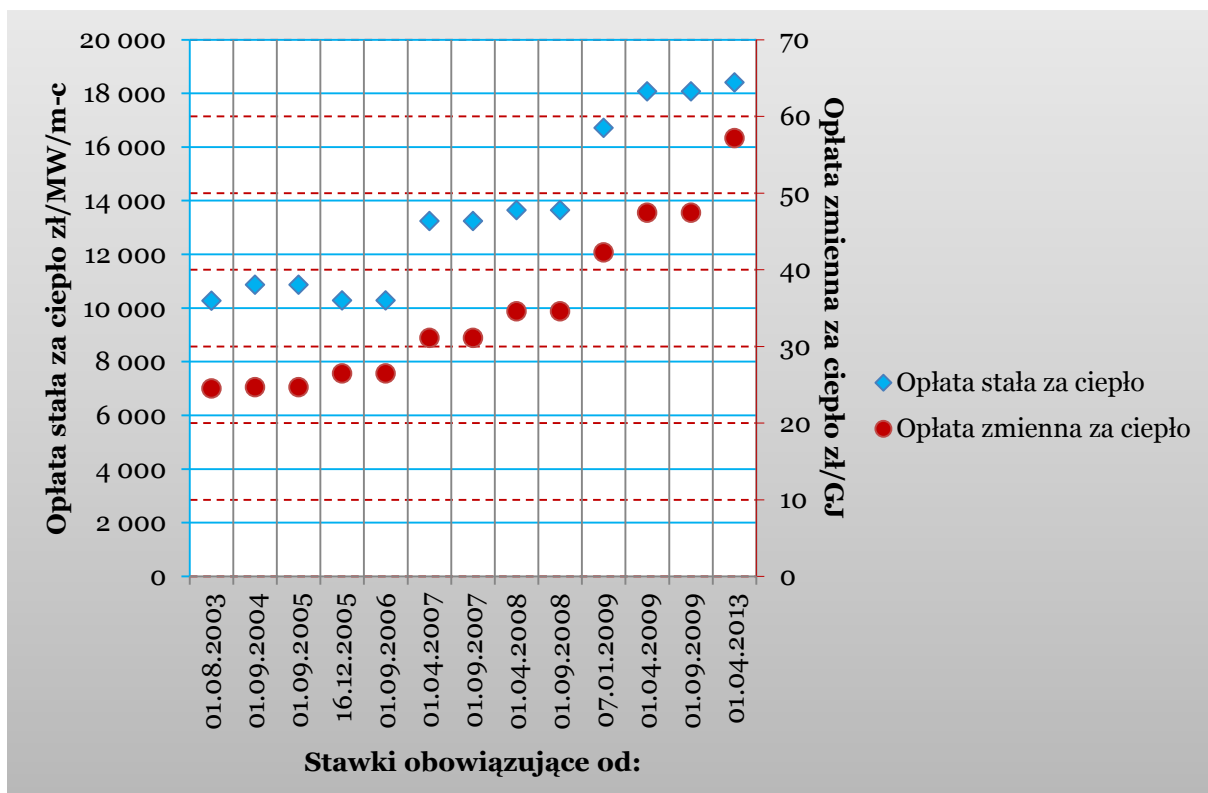
Rys. 54. Zmiany ceny ciepła systemowego z m.s.c. GPEC (grupa taryfowa III.1).



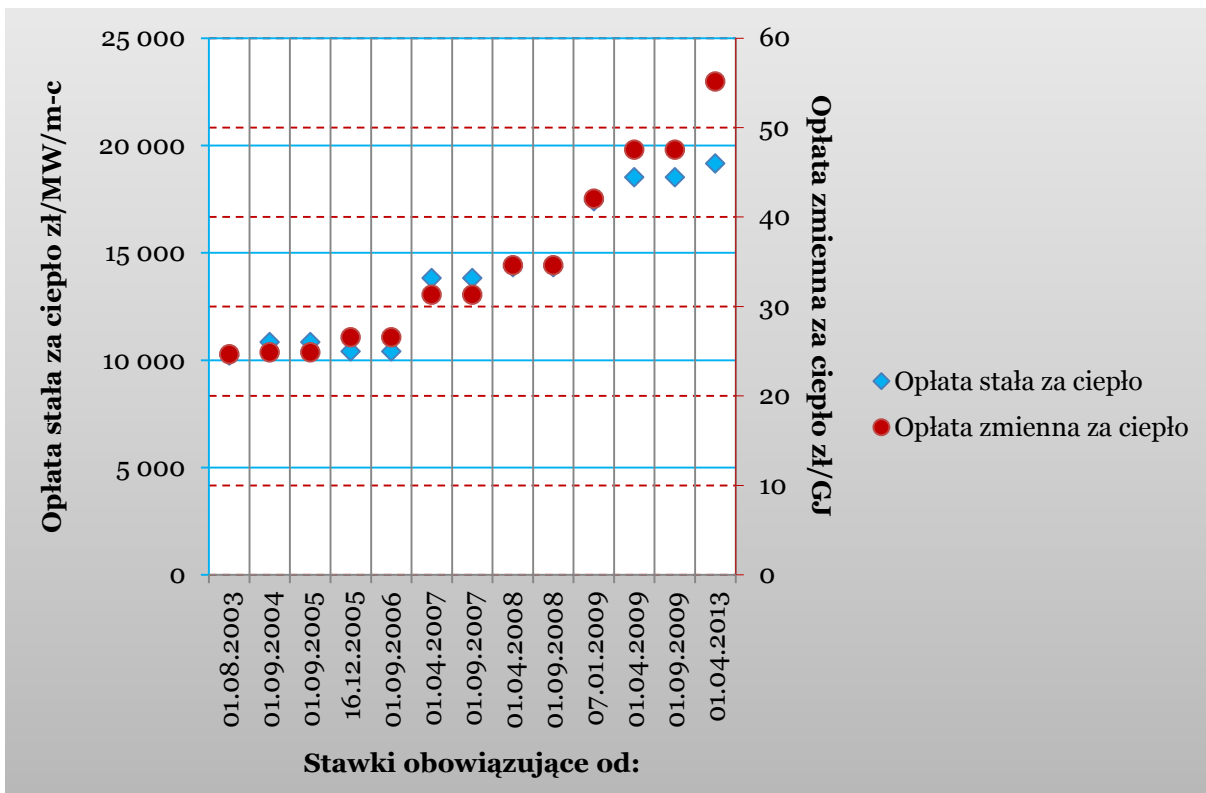
Rys. 55. Zmiany ceny ciepła systemowego z m.s.c. GPEC (grupa taryfowa III.5).



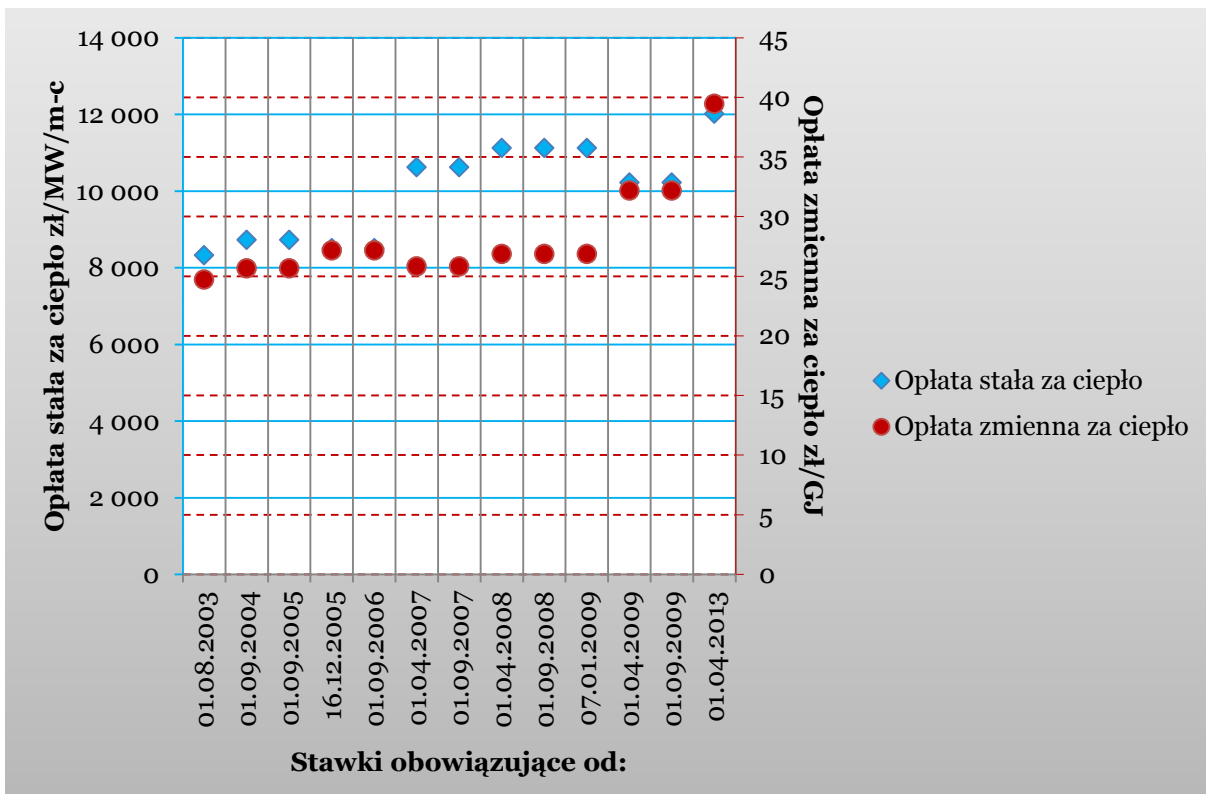
Rys. 56. Zmiany ceny ciepła systemowego z m.s.c. GPEC (grupa taryfowa IV.1).



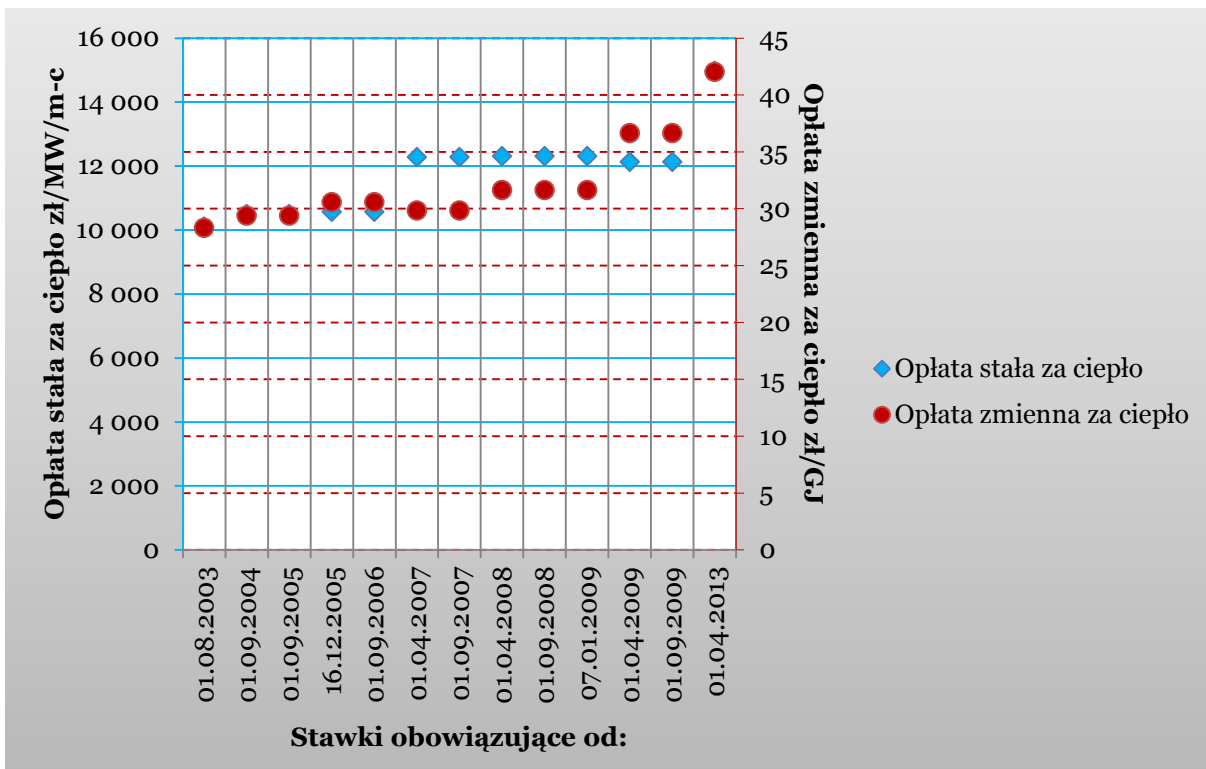
Rys. 57. Zmiany ceny ciepła systemowego z m.s.c. GPEC (grupa taryfowa IV.2).



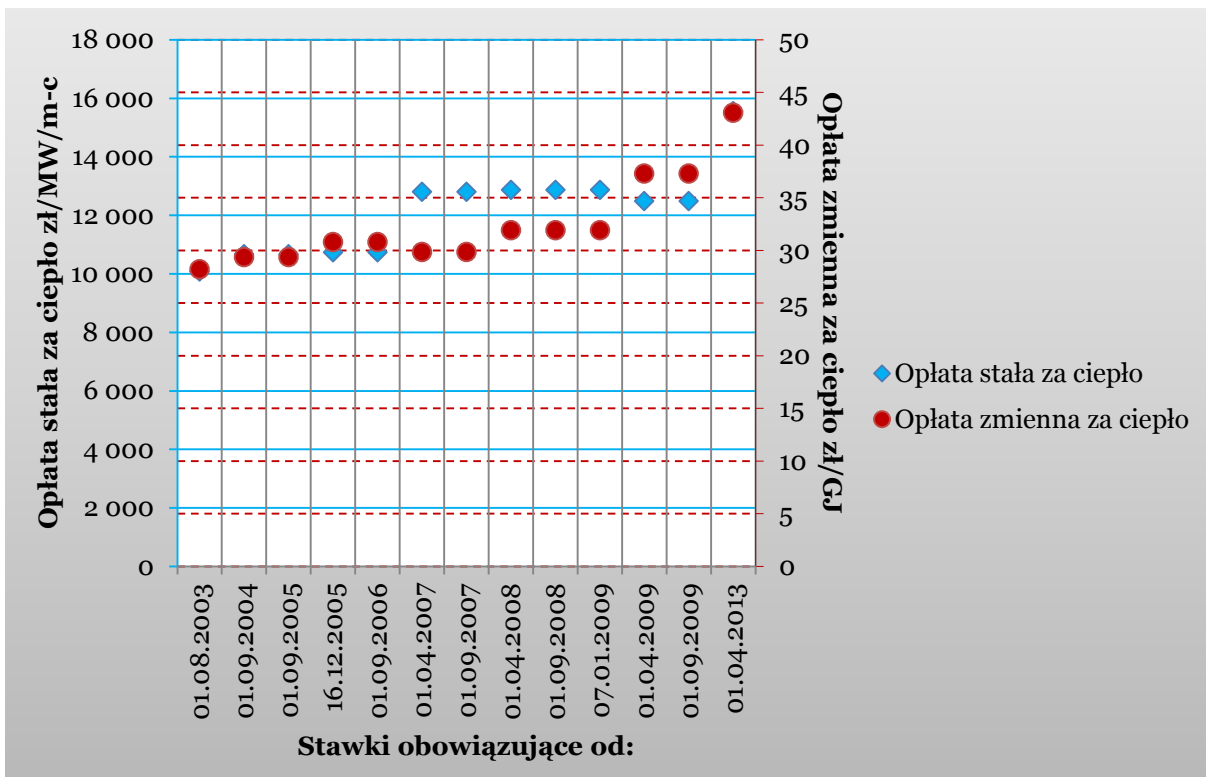
Rys. 58. Zmiany ceny ciepła systemowego z m.s.c. GPEC (grupa taryfowa IV.5).



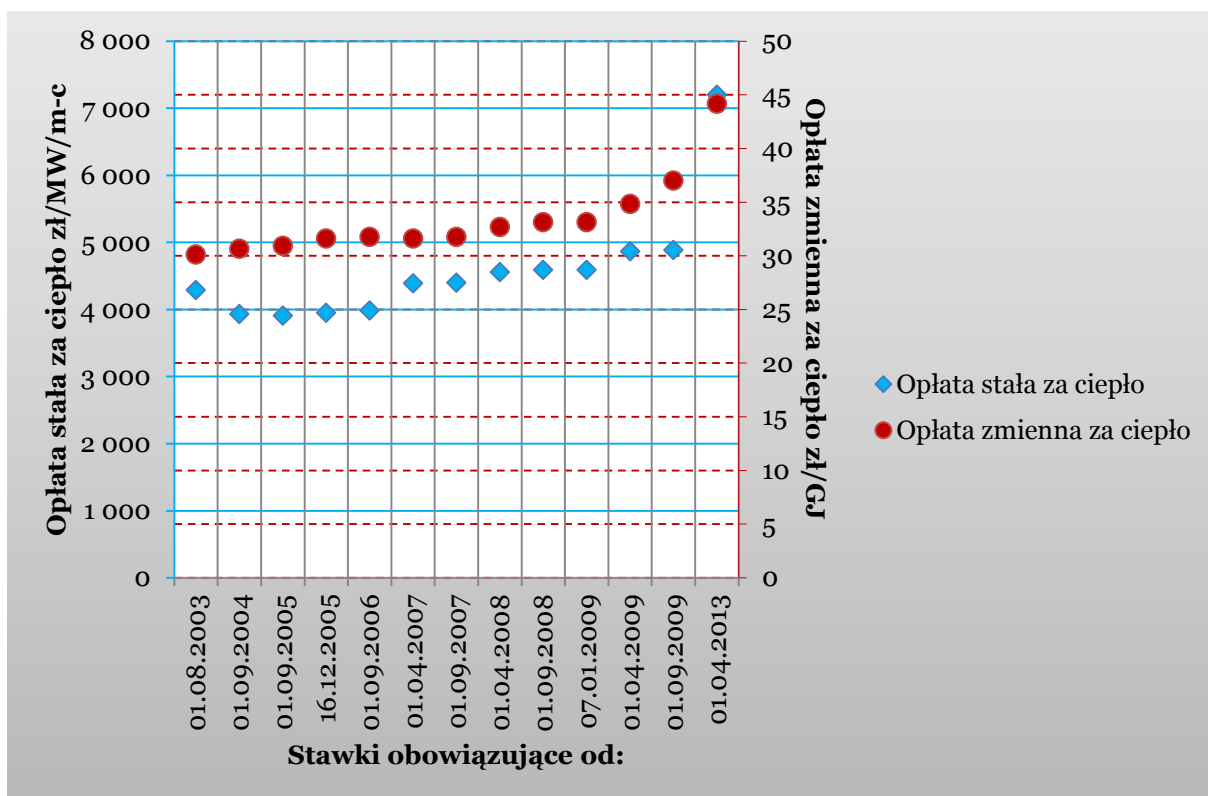
Rys. 59. Zmiany ceny ciepła systemowego z m.s.c. GPEC (grupa taryfowa VI.1).



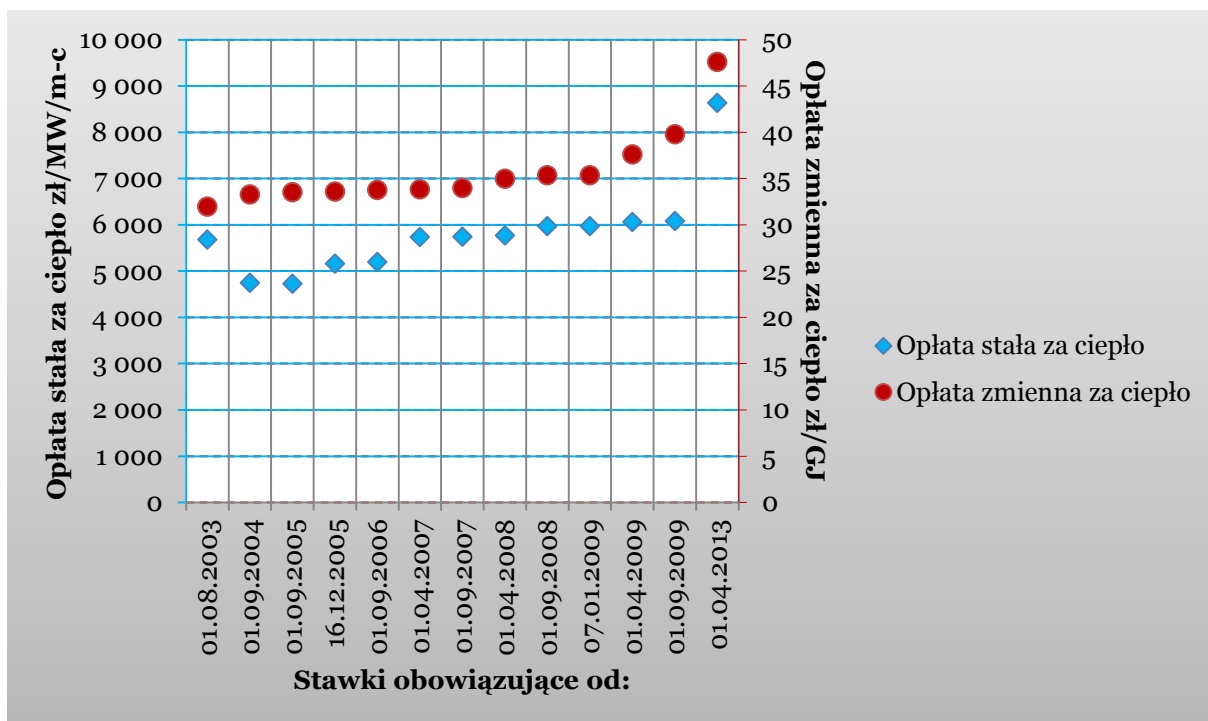
Rys. 60. Zmiany ceny ciepła systemowego z m.s.c. GPEC (grupa taryfowa VI.2).



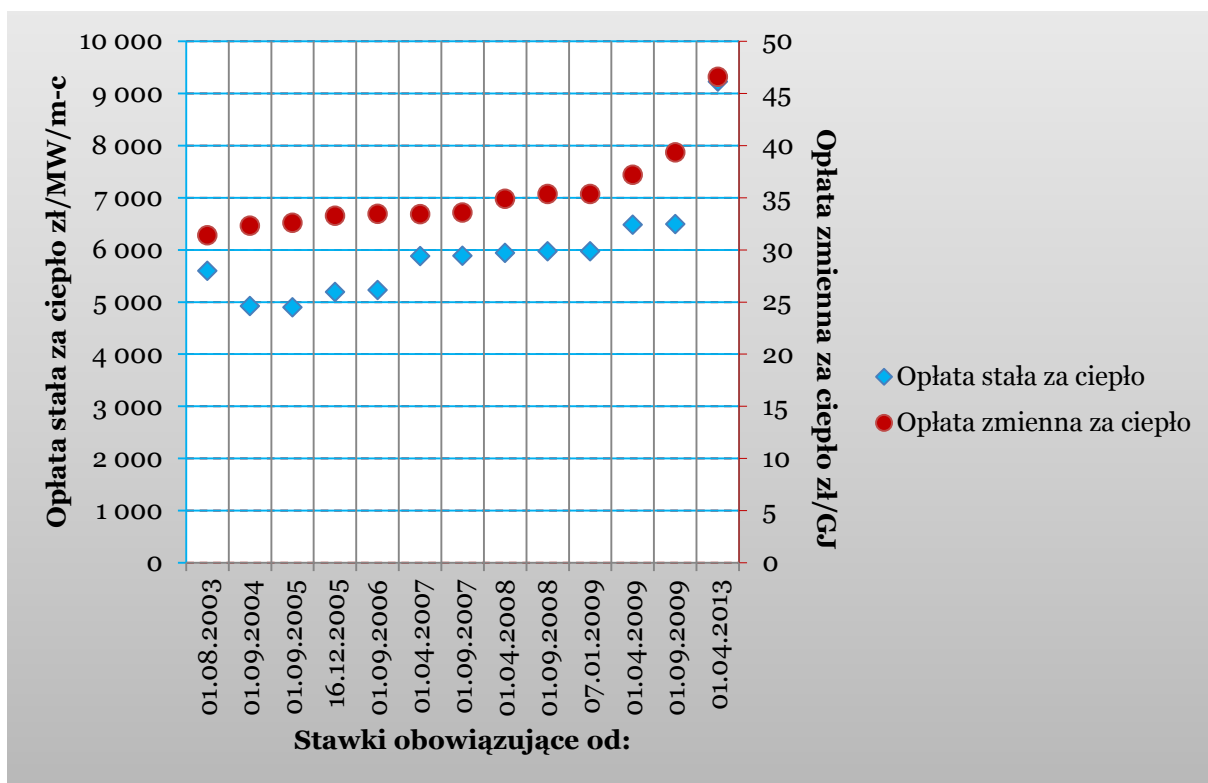
Rys. 61. Zmiany ceny ciepła systemowego z m.s.c. GPEC (grupa taryfowa VI.5).



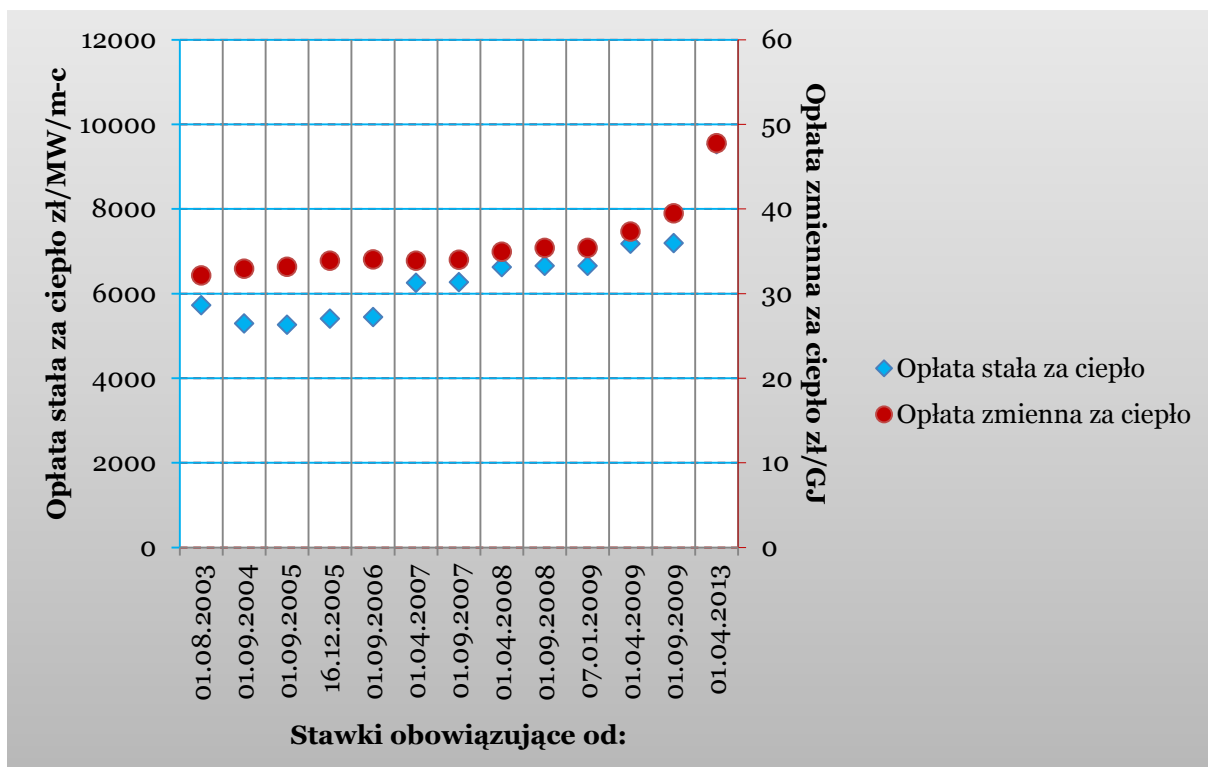
Rys. 62. Zmiany ceny ciepła systemowego z m.s.c. GPEC (grupa taryfowa VIII.1).



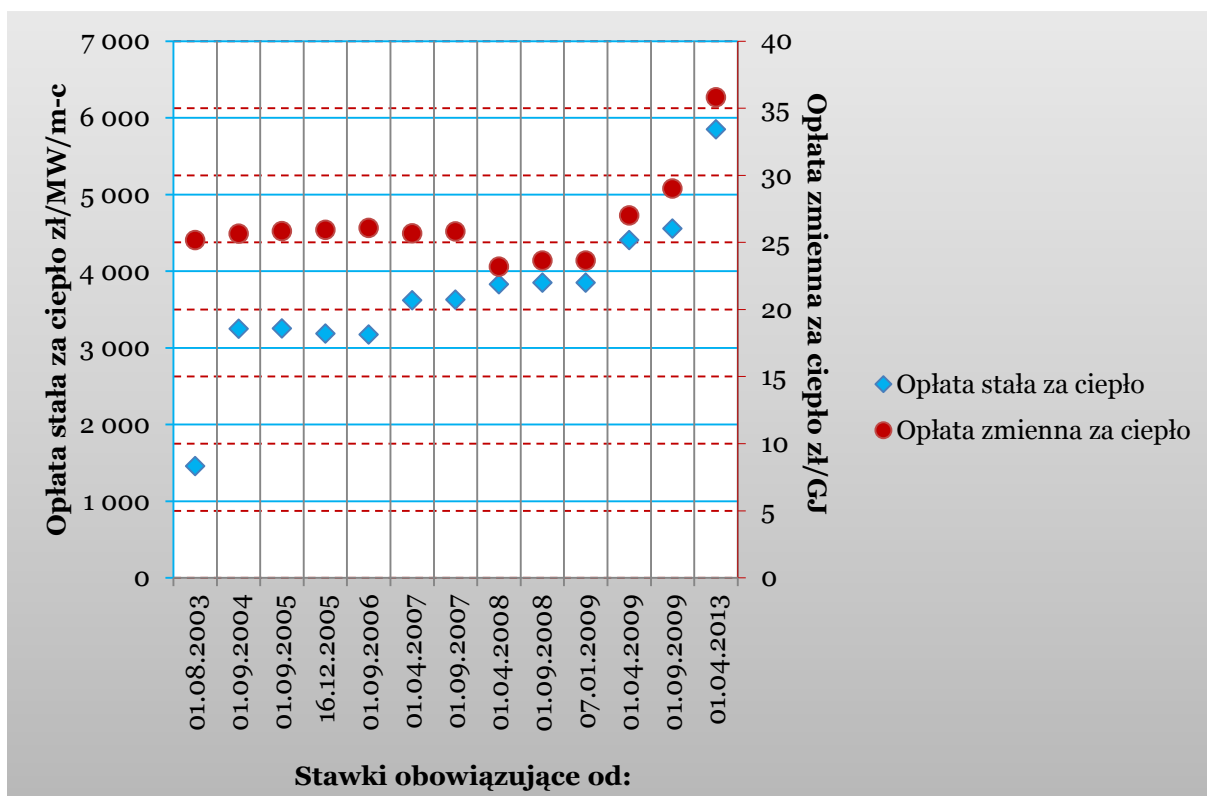
Rys. 63. Zmiany ceny ciepła systemowego z m.s.c. GPEC (grupa taryfowa VIII.2).



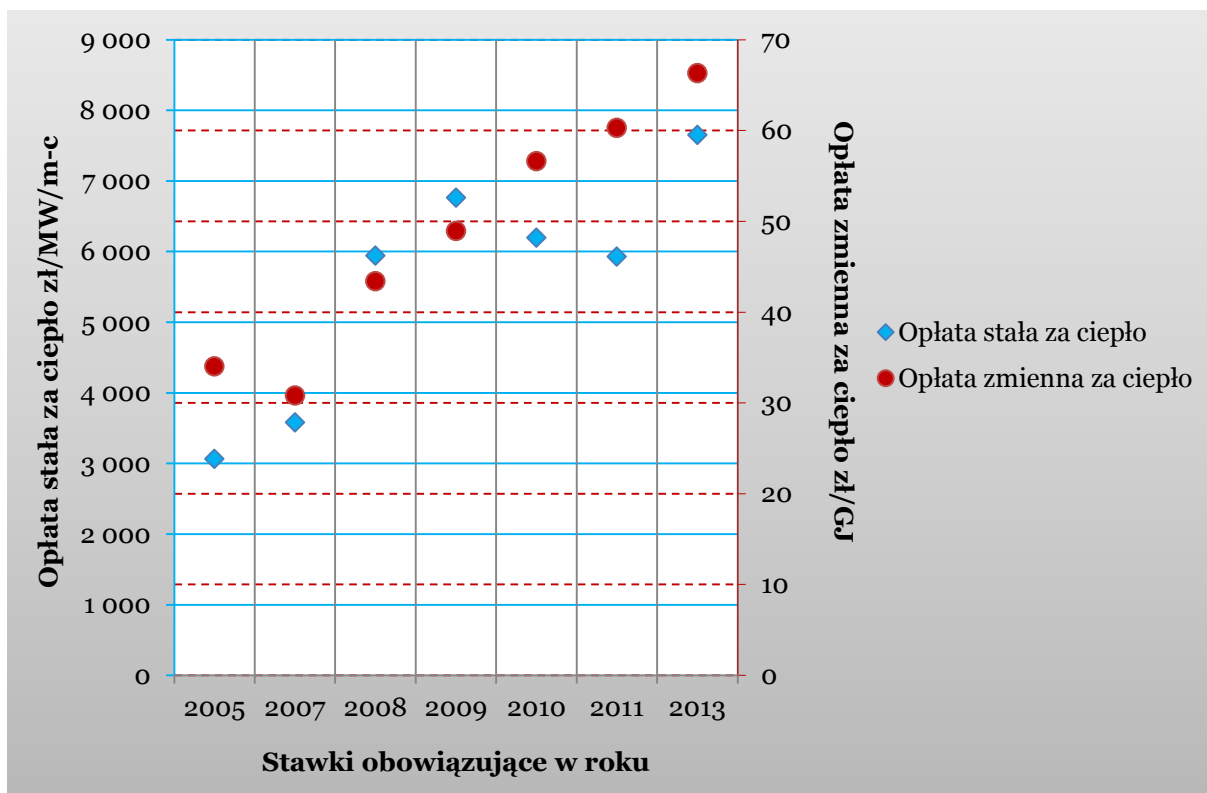
Rys. 64. Zmiany ceny ciepła systemowego z m.s.c. GPEC (grupa taryfowa VIII.3).



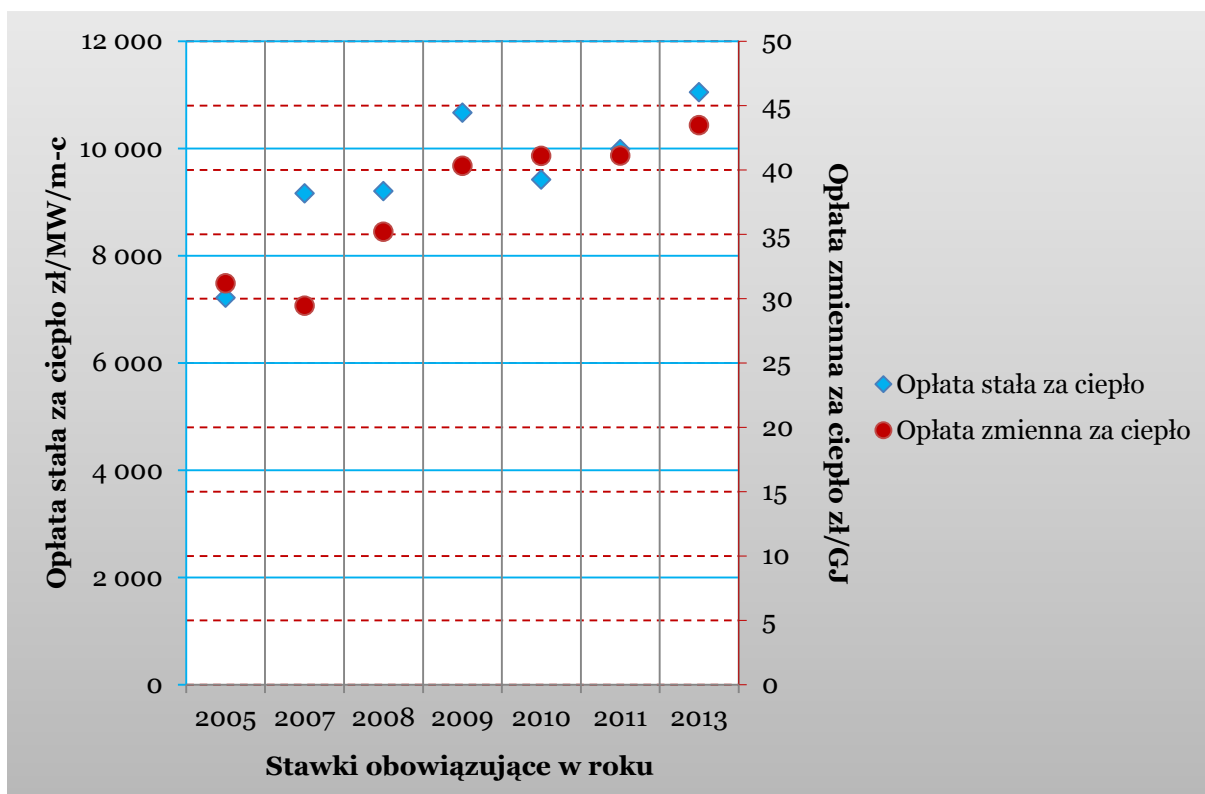
Rys. 65. Zmiany ceny ciepła systemowego z m.s.c. GPEC (grupa taryfowa VIII.4).



Rys. 66. Zmiany ceny ciepła systemowego z m.s.c. GPEC (grupa taryfowa IX).



Rys. 67. Zmiany ceny ciepła systemowego z m.s.c. UNIKOM (grupa taryfowa I – para wodna).



Rys. 68. Zmiany ceny ciepła systemowego z m.s.c. UNIKOM (grupa taryfowa II - woda).

W celu porównania cen w różnych grupach taryfowych dokonania uśrednienia stawek stałych i zmiennych, przeliczając je na tzw. taryfę 1-członową. W przypadku ciepła systemowego dostarczanego przez GPEC obliczenia wykonano przy założeniu, że odbiorca ciepła zamawia moc 0,1 MW a roczna konsumpcja ciepła wynosi 650 GJ (przyjęto wskaźnik wykorzystania mocy zamówionej 6500 GJ/MW). W przypadku ciepła systemowego, którego dostawcą był UNIKOM przeliczenia na taryfę 1-członową wykonano o rzeczywisty współczynnik wykorzystania mocy zamówionej, wynoszący 1 606 GJ/MW dla grupy taryfowej I oraz 5 400 GJ/MW dla grupy taryfowej II (średnia z lat 2009-2013).

W tabeli 25 pokazano wyniki średnie ceny ciepła dla wszystkich grup taryfowych ciepła dostarczanego odbiorcom przez GPEC, a w tabeli 26 ceny ciepła systemowego UNIKOM. Ceny wybranych grup taryfowych GPEC i UNIKOM zaprezentowano na rysunkach 69 i 70.

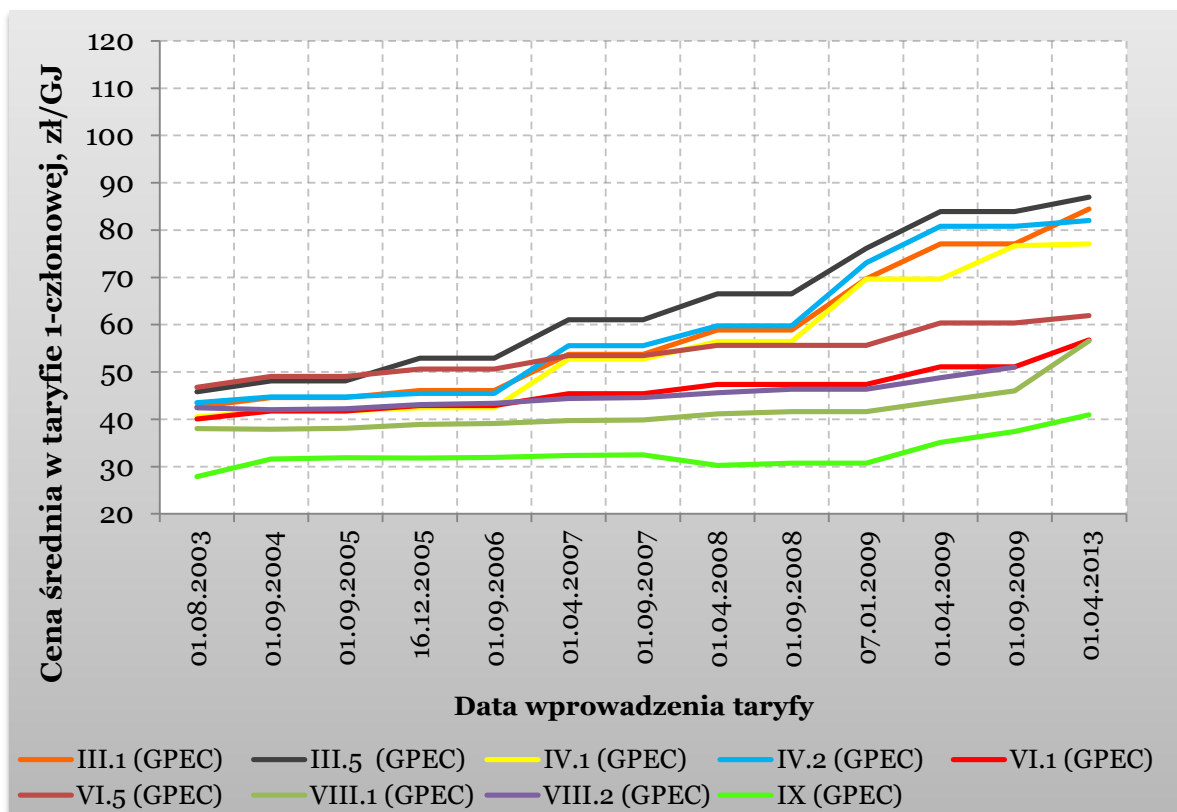
Jak wynika z danych zawartych w tabeli 25 oraz zaprezentowanych na rysunku 69 w każdej grupie taryfowej ciepła sprzedawanego odbiorcom przez GPEC, cena sprzedaży wzrosła w stosunku do ceny odniesienia z roku 2005. Największy wzrost cen zanotowano w przypadku ciepła dostarczanego z systemów mniejszych (tj. Osowa, EC Matarnia). Ceny ciepła dostarczanego za pośrednictwem największego systemu scentralizowanego miasta Gdańsk (zasilanego z Elektrociepłowni Gdańskiej) odnotowały mniejszy wzrost, przy czym zarówno w przypadku ciepła, którego nośnikiem jest woda (grupy taryfowe G.VIII.1 do 4), jak i ciepła sprzedawanego w formie pary wodnej (G.IX) ceny te są znacznie niższe od cen w pozostałych grupach (o około 10-20 zł/GJ w przypadku wody i około nawet 40 zł/GJ w przypadku pary wodnej).

Tab. 25. Średnie ceny ciepła systemowego (zł/GJ) dostarczanego dla odbiorców na terenie Gdańska przez GPEC

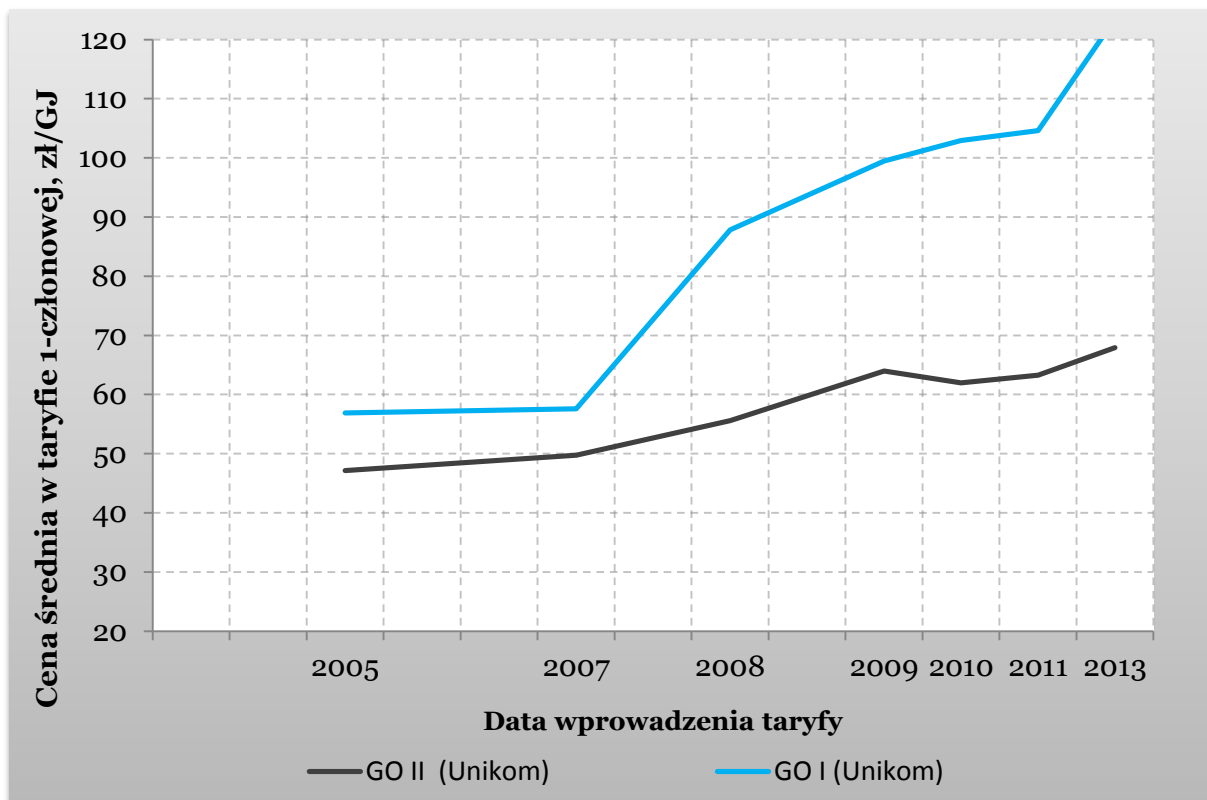
Data wprowadzenia taryfy	GRUPA TARYFOWA									
	m.s.c. Osowa		m.s.c. EC Matarnia			m.s.c. Elektrociepłowni Gdańskiej (woda)		m.s.c. Elektro-ciepłowni Gdańskiej (para)		
	GPEC - III.1	GPEC - III.5	GPEC - IV.1	GPEC - IV.2	GPEC - IV.5	GPEC - VIII.1	GPEC - VIII.2	GPEC - VIII.3	GPEC - VIII.4	GPEC - IX
01.08.2003	42,62	45,81	40,54	43,49	43,52	38,04	42,44	41,73	42,70	27,87
01.09.2004	44,58	48,10	41,77	44,75	44,92	37,93	42,04	41,42	42,69	31,64
01.09.2005	44,58	48,10	41,77	44,75	44,92	38,13	42,24	41,62	42,89	31,85
16.12.2005	46,07	52,92	42,42	45,47	45,77	38,91	43,12	42,87	43,86	31,81
01.09.2006	46,07	52,92	42,42	45,47	45,77	39,14	43,35	43,10	44,09	31,94
01.04.2007	53,72	61,07	52,69	55,56	56,84	39,73	44,41	44,27	45,42	32,36
01.09.2007	53,72	61,07	52,69	55,56	56,84	39,89	44,57	44,43	45,58	32,52
01.04.2008	58,87	66,50	56,42	59,76	61,09	41,12	45,62	45,86	47,15	30,27
01.09.2008	58,87	66,50	56,42	59,76	61,09	41,63	46,37	46,37	47,66	30,75
07.01.2009	69,73	76,13	69,61	73,11	74,21	41,63	46,37	46,37	47,66	30,75
01.04.2009	77,06	83,93	69,61	80,79	81,74	43,83	48,80	49,14	50,56	35,15
01.09.2009	77,06	83,93	76,67	80,79	81,74	46,02	51,00	51,33	52,76	37,42
01.04.2013	84,46	86,96	77,08	82,04	79,17	56,58	61,48	60,02	61,71	40,97

Tab. 26. Średnie ceny ciepła systemowego (zł/GJ) dostarczanego dla odbiorców na terenie Gdańska przez UNIKOM

Grupa taryfowa	Rok wprowadzenia/numer taryfy						
	2005 / Nr 6	2007 / Nr 7	2008 / Nr 8	2009 / NR 9	2010 / Nr 10	2011 / Nr 11	2013 / Nr 12
	Cena ciepła, zł/GJ						
GO I	56,91	57,58	87,83	99,47	102,92	104,6	123,51
GO II	47,17	49,74	55,59	63,96	61,97	63,25	67,95



Rys. 69. Średnie ceny ciepła systemowego dla wybranych grup taryfowych ciepła z m.s.c. GPEC, przeliczone na taryfę 1-członową.

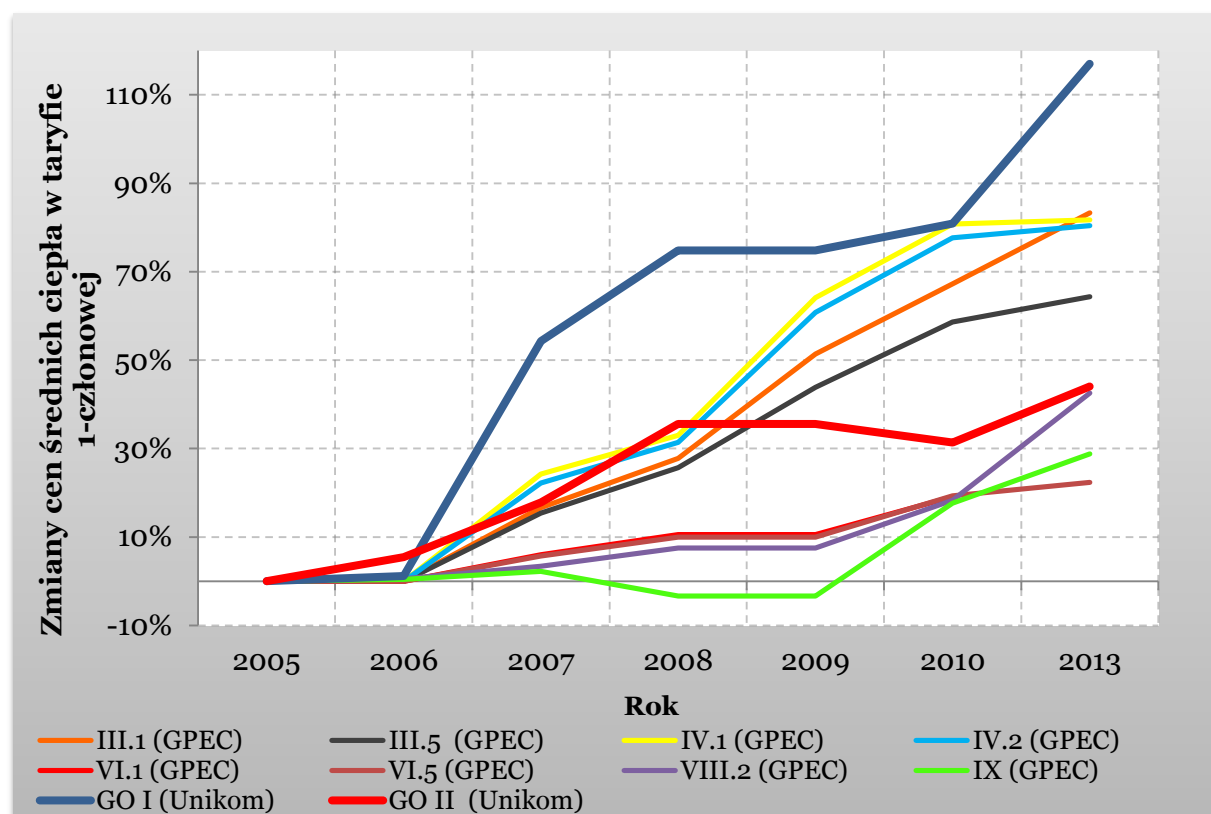


Rys. 70. Średnie ceny ciepła systemowego dla wybranych grup taryfowych ciepła z m.s.c. UNIKOM, przeliczone na taryfę 1-członową.

Na rysunku 71 zestawiono dynamikę zmian cen ciepła systemowego (zarówno GPEC'u jak i Unikom) odniesioną do cen w roku 2005. Ze względu na posiadane dane, zestawienie wykonano dla kolejnych lat, w okresie 2005 do 2010 r. Wyznaczone trendy zmian ilustrują różną dynamikę zmian cen w poszczególnych grupach – zarówno w przypadku ciepła sprzedawanego przez GPEC, jak i ciepła, którego dostawcą jest Unikom.

Największy wzrost ceny wystąpił w grupie taryfowej GO I Unikom - w porównaniu do roku 2005 cena ta wzrosła o prawie 120%. Spowodowany był on systematycznym zmniejszaniem się zapotrzebowania na parę technologiczną przy jednoczesnym zobowiązaniu umownym do gotowości dostaw. Produkcja ciepła w postaci pary technologicznej była prowadzona przez Unikom wyłącznie na potrzeby Zakładu Produkcji Prefabrykatów – sporadycznie pod konkretne zlecenia.

Duże wzrosty cen miały miejsce w przypadku ciepła dostarczanego z ciepłowni Osowa (grupa taryfowa III oraz z EC Matarnia (grupa taryfowa IV). Wzrost ten zawierał się w przedziale od ok. 60 do ok. 80%. W przypadku cen ciepła produkowanego przez Elektrociepłownię Gdańską (grupa VIII i IX) wzrost cen nie przekroczył 40%.

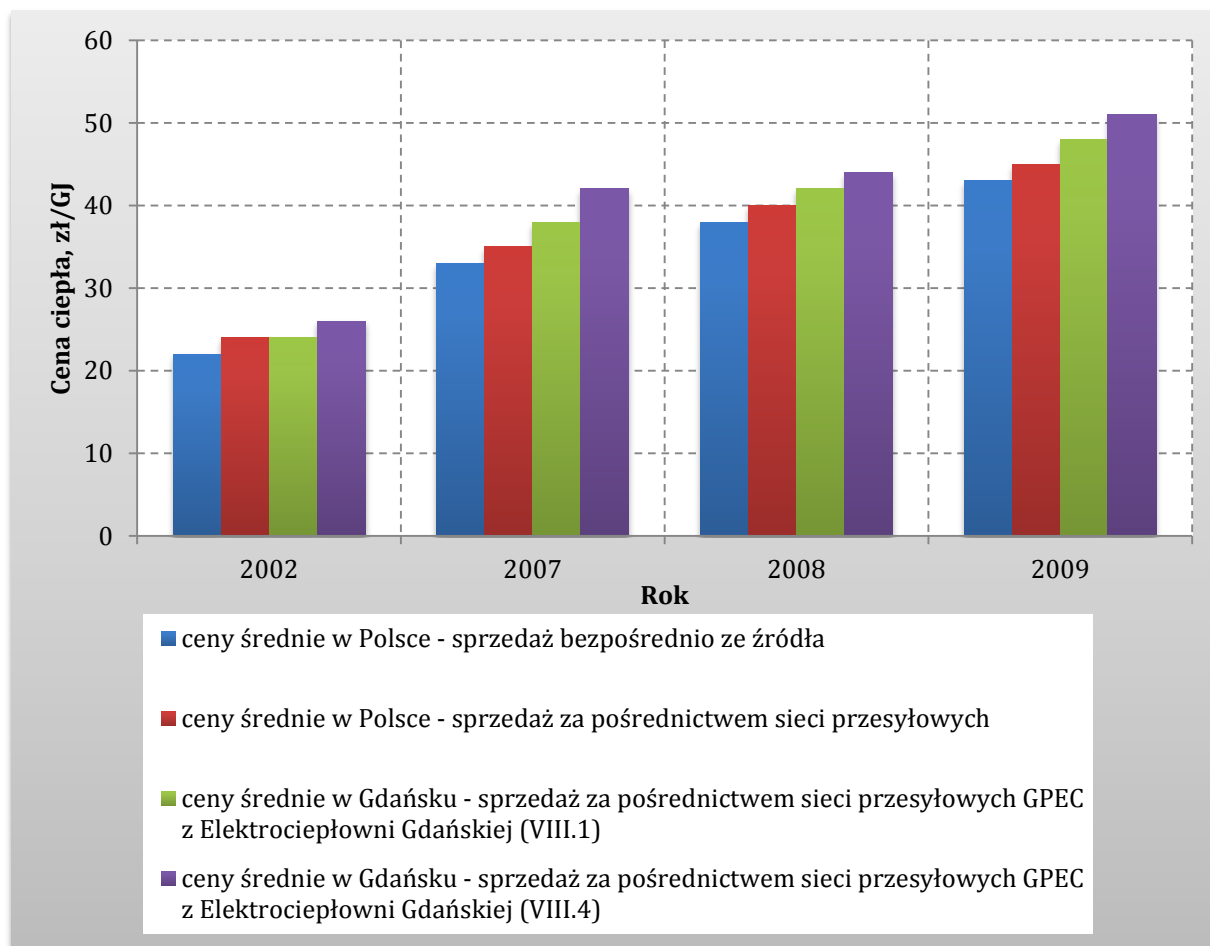


Rys. 71. Dynamika zmian cen ciepła systemowego dla wybranych grup taryfowych ciepła z m.s.c. GPEC i Unikom (dla wartości przeliczonych na taryfę 1-członową).

3.2. Ceny ciepła sieciowego w Gdańsku na tle cen ciepła w kraju

Koszty ciepła sieciowego ponoszone przez odbiorców obejmują dwa główne komponenty: cenę ciepła i opłaty przesyłowe (w tym dla obu komponentów wyspecyfikowane są opłaty zmienne i stałe). Średni poziom cen ciepła sieciowego (systemowego) oraz średni poziom łącznych kosztów ciepła dla odbiorców (w tym cena energii cieplnej i opłaty przesyłowe) w Polsce w latach 2002-2010 zostały przedstawione na rysunku 72. Na rysunku tym naniesiono także ceny ciepła sieciowego

sprzedawanego przez GPEC (produkowanego w Elektrociepłowni Gdańskiej i dostarczanego odbiorcom za pośrednictwem systemu dystrybucyjnego GPEC). Do zestawienia wzięto ceny ciepła obowiązujące w grupie taryfowej VIII.1 (sieć ciepłownicza: własność i eksploatacja GPEC, węzły ciepłownicze: własność odbiorcy) oraz VIII.4 (sieć ciepłownicza, grupowe węzły ciepłownicze, zewnętrzne instalacje odbiorcze: własność i eksploatacja GPEC).

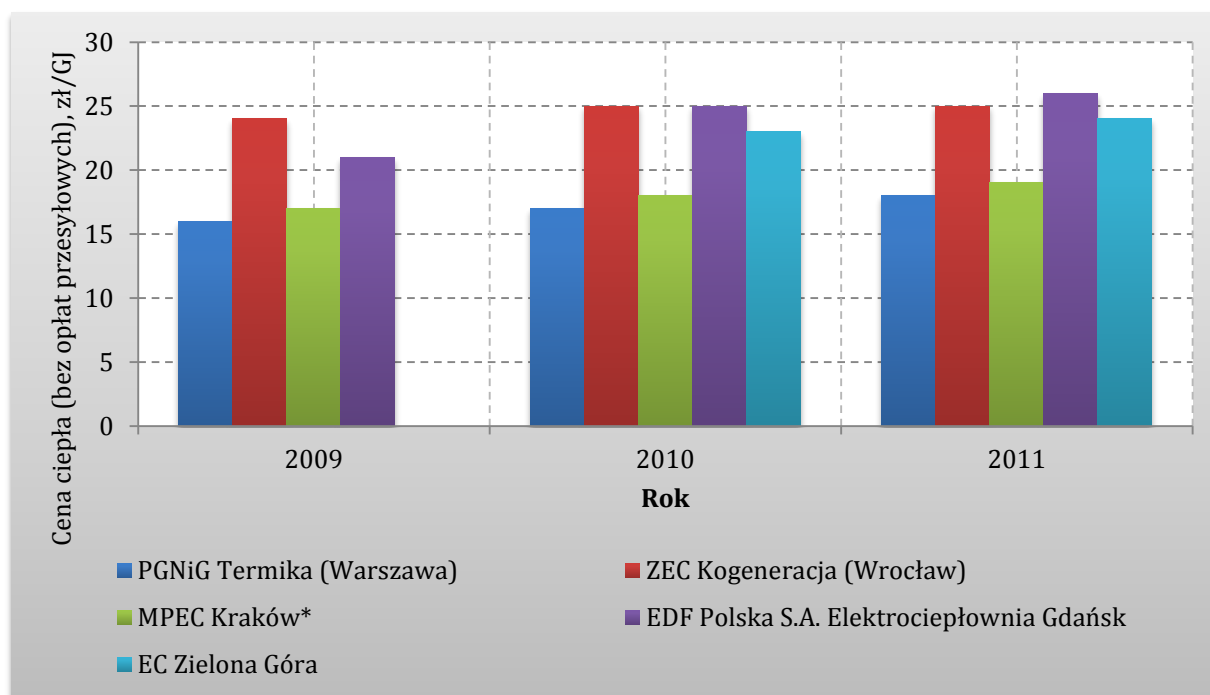


Rys. 72. Historyczne ceny ciepła sieciowego w Polsce i w Gdańsku

Jak wynika z zestawienia (rys. 72) ceny ciepła sieciowego sprzedawanego przez GPEC w grupie taryfowej VIII.1 są niewiele większe od średnich cen ciepła sieciowego w Polsce (w roku 2010 różnica wyniosła 3 zł/GJ). Porównując ceny ciepła sieciowego należy mieć na uwadze fakt, że wynikowa cena sprzedaży ciepła zależy przede wszystkim od paliwa wykorzystanego do jego wytworzenia (w Elektrociepłowni Gdańskiej podstawowym paliwem jest miał węglowy) oraz od technologii jego produkcji.

Jednocześnie, to właśnie cena ciepła (bez opłat przesyłowych) stanowi największy składnik kosztów ciepła sieciowego ponoszonych przez odbiorców (ponad 60%).

Na rysunku 73 zestawiono ceny ciepła (bez opłat przesyłowych) wytwarzanego w dużych aglomeracjach miejskich w Polsce. W porównaniu do Warszawy, Wrocławia, Krakowa i Zielonej Góry cena ciepła produkowanego w Elektrociepłowni Gdańskiej była w roku 2011 nieznacznie wyższa (od 1 do 8 zł na 1 GJ).



Rys. 73. Ceny energii cieplnej (bez opłat przesyłowych) dla odbiorców w polskich aglomeracjach.

Z opracowanego przez Urząd Regulacji Energetyki w roku 2012 raportu pt. „Rynek Ciepła w Polsce”⁷⁵ wynika, że w latach 2002-2010 udział samych opłat przesyłowych w całkowitej cenie ciepła zwiększył się w Polsce z 34 do 38%. W badanym okresie opłaty przesyłowe rosły szybciej niż ceny energii cieplnej, jednak wzrost obu tych elementów był umiarkowany. Według danych statystycznych Euroheat and Power, średni koszt ciepła sieciowego dla odbiorców w Polsce (a więc i w Gdańsku) należy do najniższych w Europie.

⁷⁵ Raport „Rynek ciepła w Polsce”. Październik 2012. Urząd Regulacji Energetyki we współpracy z Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o. („Fortum”).

4. CAŁOŚCIOWA OCENA INFRASTRUKTURY CIEPŁOWNICZEJ

Systemy ciepłownicze w zakresie części przesyłowej zostały zmodernizowane i ich stan jest dobry. Trwają jednak dalsze systematyczne prace mające na celu poprawę jakości sieci i utrzymanie w dobrym stanie już zmodernizowanych fragmentów. Kryterium modernizacyjnym dla odcinków niewymagających pilnych działań naprawczych ze względu na zagrożenie bezpieczeństwa dostaw ciepła, jest kryterium ekonomicznej opłacalności (np. IRR czy NPV).

Stan techniczny węzłów cieplnych jest dobry, nie zagraża bezpieczeństwu dostaw i umożliwia realizację dostaw ciepła w sposób zautomatyzowany i zapewniający regulację w zakresie wymaganym przez odbiorców. W ramach eksploatacji węzłów prowadzone są sukcesywne działania modernizacyjne.

W przypadku źródeł ciepła Elektrociepłowni Gdańskiej oraz ciepłowni Osowa nie są konieczne gruntowne remonty i modernizacje. To samo dotyczy byłej ciepłowni UNIKOM'u (obecnie GPEC Matarnia), która znajduje się w dobrym stanie technicznym. W przypadku Elektrociepłowni Gdańskiej prowadzone są regularne działania modernizacyjne ze względu na wymogi środowiskowe oraz związane z ulepszeniem procesu produkcyjnego i zmniejszeniem jego energochłonności (zwiększenie efektywności energetycznej).

W przypadku infrastruktury ciepłowniczej przewiduje się, że w perspektywie 10-letniej konieczna będzie modernizacja niektórych magistrali ciepłowniczych w celu zwiększenia ich przepustowości. Jednocześnie przewiduje się także możliwość budowy nowych odcinków magistralnych.

Plany budowy magistrali integrującej system zasilany z Elektrociepłowni Gdańskiej z EC Matarnia, przedsięwzięcie GPEC uzależnia od wystąpienia odpowiednich przesłanek ekonomicznych, w tym pozyskania funduszy na realizację inwestycji. Inwestycję należy rozważać w perspektywie długookresowej. Budowa magistrali ciepłowniczej pozwoli zasilić m.in. obiekty istniejące oraz nowopowstające w południowo-wschodniej części dzielnicy Jasień oraz pozostałe obiekty na trasie planowanej sieci.

Planowana jest także rozbudowa sieci w rozwijających się rejonach miasta (tj. Młode Miasto, Szadółki) ale i również w dzielnicach rewitalizowanych (Wrzeszcz, Nowy Port), zgodnie z przygotowywaną Strategią Zintegrowanych Inwestycji Terytorialnych OM Gdańsk-Gdynia-Sopot do roku 2020. Realizacja inwestycji zależna jest od zainteresowania klientów oraz możliwości pozyskania dofinansowania.

Przebieg planowanych odcinków magistralnych punktu i przedstawiono na Mapie systemów energetycznych – System zaopatrzenia w ciepło, stanowiącej załącznik do niniejszego opracowania.

Dodatkowo, założyć należy ewentualność budowy magistral ciepłowniczych przyłączających do systemu nowe, możliwe do powstania duże źródła ciepła. W chwili obecnej koncepcje budowy nowych źródeł ciepła posiadają różne stopnie zaawansowania, jednak najbardziej prawdopodobna wydaje się budowa elektrociepłowni EC Szadółki (ZTPO) w Zakładzie Utylizacyjnym Sp. z o.o. przy ul. Jabłoniowej. Pozostałe koncepcje (plany) powstania nowych źródeł ciepła związane są z budową nowych źródeł energii elektrycznej w oparciu o paliwo gazowe lub biomasę, w których możliwe byłoby również zastosowanie procesu kogeneracji do wytwarzania ciepła. Obiekty te to:

- i. elektrownia/elektrociepłownia E.ON na biomasę w dzielnicy Port (ok. 150-170 MW mocy elektrycznej),

- ii. kondensacyjna elektrownia/elektrociepłownia gazowa Grupy Energa planowana w dzielnicy Płonie (Rudniki) w rejonie ul. Benzynowej (ok. 400 MW mocy elektrycznej),
- iii. elektrociepłownia zasilana pozostałością po przerobieniu ropy naftowej na terenie gdańskiej rafinerii (maksymalnie 250 MWe).

Analizując możliwości budowy nowych, dużych źródeł ciepła, podkreślić należy, że nie będzie możliwe jednoczesne zagospodarowanie wytworzonego w nich ciepła przez istniejący system ciepłowniczy zasilany z Elektrociepłowni Gdańskiej. Realne jest zatem założenie, że do istniejącego systemu włączyć można maksymalnie jedno nowe, źródło ciepła średniej wielkości. Ze względu na stopień zaawansowania prac koncepcyjnych i planistycznych, przyjąć należy, że najbardziej prawdopodobnym wariantem będzie budowa elektrociepłowni na odpady w Zakładzie Utylizacyjnym Sp. z o.o. W takim przypadku wszelkie inne plany budowy źródeł ciepła nie mogą wchodzić w grę, ze względu na konieczność zagospodarowania ciepła ze spalarni. W świetle przeprowadzonej dyskusji budowa nowych magistrali ze względu na budowę nowych dużych źródeł ciepła obejmować może następujące odcinki (alternatywnie):

- i. magistralę do planowanej EC Szadółki (ZTPO) w Zakładzie Utylizacyjnym Sp. z o.o. przy ul. Jabłoniowej. Wymianie podlegać będzie ok. 3 km sieci istniejącej oraz budowa ok. 5 km nowych sieci (magistrali spinającej ul. Warszawską z ul. Myśliwską - DN250 oraz magistrali wyprowadzającej moc z EC Szadółki (ZTPO) - 1,5 km DN700),
- ii. magistrali do planowanej elektrociepłowni E.ON na biomasę w dzielnicy Port (ok. 150-170 MW mocy elektrycznej),
- iii. ewentualna budowa magistrali do planowanej elektrociepłowni gazowej w dzielnicy Płonie (ok. 400 MW mocy elektrycznej).

Jak wspomniano wcześniej, plany budowy wyżej wymienionych magistrali ciepłowniczych, traktować należy alternatywnie (wariantowo), przy czym do realizacji rekomenduje się budowę magistral do planowanej EC Szadółki (ZTPO) w Zakładzie Utylizacyjnym Sp. z o.o. przy ul. Jabłoniowej.

Przebieg planowanych odcinków magistralnych punktu i przedstawiono na Mapie systemów energetycznych – System zaopatrzenia w ciepło, stanowiącej załącznik do niniejszego opracowania. Stan techniczny większości kotłowni lokalnych na terenie miasta Gdańska uznać można za dobry, wymagający jednak sukcesywnych działań modernizacyjnych i remontowych w ramach prowadzonych w nich procesów operacyjnych. W przypadku koniecznych modernizacji źródeł węglowych lub olejowych w uzasadnionych przypadkach rozważyć należy wprowadzenie kogeneracji gazowej małej mocy.

Podsumowując całościową ocenę infrastruktury ciepłowniczej miasta Gdańska, uznać można, że jej stan techniczny oraz uwarunkowania eksploatacyjne, gwarantują bezpieczeństwo dostaw zarówno w perspektywie krótko jak i długookresowej. Stwierdzić można, że w dużym stopniu jest to zasługa realizacji przez GPEC 10-letniego Pakietu Inwestycyjnego w latach 2004-2013, o wartości blisko 400 mln zł. Gwarancja bezpieczeństwa dostaw jest częściowo uwarunkowana koniecznością ciągłego wznowiania działań modernizacyjno-naprawczych, poprawiania efektywności energetycznej procesów związanych z wytwarzaniem i dystrybucją ciepła oraz podejmowania przez inwestorów nowych wyzwań biznesowych na rynku energii i paliw.

Dokonując całościowej oceny systemu zaopatrzenia w ciepło miasta Gdańska należy podkreślić, że system ten nie funkcjonuje jako wydzielona, wyspowa infrastruktura techniczno-gospodarcza. Gospodarka ciepłem w mieście Gdańsk powiązana jest z działaniami w tym sektorze również w gminach sąsiadujących, ze

szczególnym uwzględnieniem Gminy Miasta Sopotu. Z tego też względu należy podkreślić konieczność współpracy miasta Gdańska z sąsiednimi gminami między innymi przez prowadzenia analiz dotyczących współpracy w sektorze ciepłownictwa pomiędzy Gdynią, Gdańskiem i Sopotem. Analizy takie powinny częściowo odpowiedzieć na pytania o zakres rozwoju systemów w poszczególnych miastach, ze szczególnym uwzględnieniem systemów scentralizowanych.

5. LOKALNE NADWYŻKI ENERGII W ŹRÓDŁACH SYSTEMOWYCH

Rezerwy mocy zainstalowanej posiadają następujące źródła ciepła funkcjonujących na terenie miasta systemów ciepłowniczych:

- i. Elektrociepłowni Gdańskiej: rezerwa ok. 40 MW (stan na rok 2014),
- ii. EC Matarnia: rezerwa ok. 1,8 MW,
- iii. ciepłownia GPEC Matarnia: rezerwa ok. 10,93 MW.

Wykorzystanie rezerw mocy w źródłach przyczynić się może do zwiększenia sprawności wytwarzania ciepła.

6. DUŻE ZAKŁADY PRZEMYSŁOWE

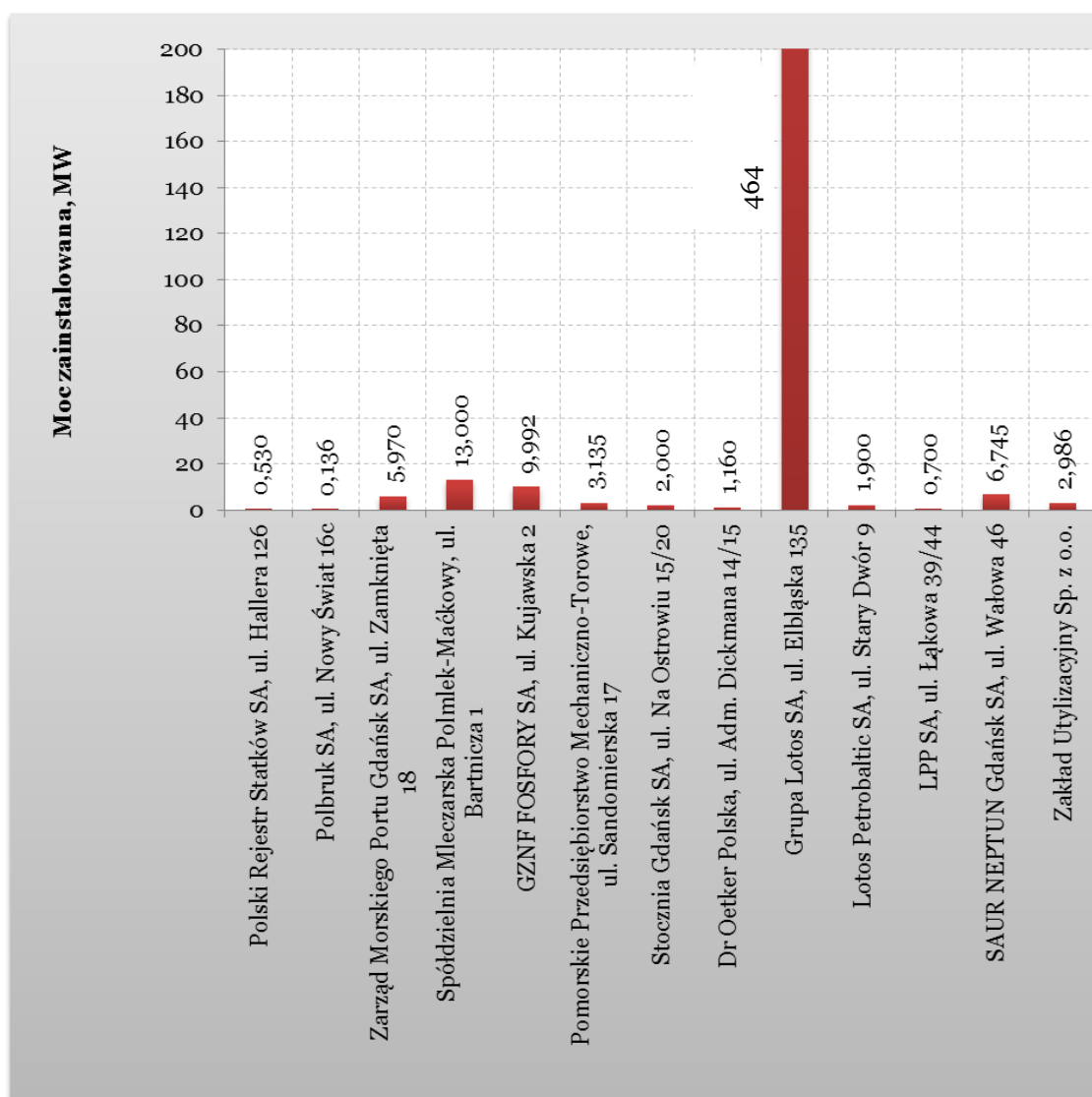
6.1. Charakterystyka techniczna sposobu zasilania w ciepło dużych zakładów

W tej części opracowania zawarto syntetyczną charakterystykę największych zakładów przemysłowych zlokalizowanych na terenie miasta Gdańska. Obiekty występujące w przedsiębiorstwach przemysłowych generują dużą wielkość zapotrzebowania na ciepło, przy czym znacząca część tych potrzeb to potrzeby technologiczne, zwykle w postaci pary wodnej. Dla potrzeb niniejszego opracowania dokonano ankietyzacji dużych zakładów przemysłowych. Zestawienie wybranych danych uzyskanych na drodze ankietyzacji przedstawiono w tabeli 27.

Tab. 27. Zestawienie źródeł ciepła dużych zakładów przemysłowych w Gdańsku

Lp.	Nazwa przedsiębiorstwa i adres zakładu	Jednostka bilansow.	Sposób pokrycia potrzeb cieplnych	Moc zainstal., MW	Rodzaj paliwa
1	Polski Rejestr Statków SA, ul. Hallera 126	Port	z kotłowni zakładowej	0,530	gaz ziemny
2	PolbrukSA, ul. Nowy Świat 16c	Zachód	z kotłowni zakładowej	0,136	gaz ziemny
3	Zarząd Morskiego Portu Gdańsk SA, ul. Zamknięta 18	Port	- z m.s.c. (GPEC) zasilanej z Elektrociepłowni Gdańskiej: 3,750 MW - z kotłowni zakładowej	5,970	gaz ziemny i płynny olej opałowy
4	Spółdzielnia Mleczarska Polmlek-Maćkowy, ul. Bartnicza 1	Południe	z kotłowni zakładowej	13,000	miał węglowy
5	SAG Elbud Gdańsk SA, ul. Marynarki Polskiej 87	Port	z m.s.c. (GPEC) zasilanej z Elektrociepłowni Gdańskiej: 6,000 MW	-	-
6	GZNF FOSFORY SA, ul. Kujawska 2	Port	z kotłowni zakładowej	9,992	olej op, ciepło z wytw. H ₂ SO ₄
7	Pomorskie Przedsiębiorstwo Mechaniczno-Torowe, ul. Sandomierska 17	Śródmieście	z kotłowni zakładowej	3,135	olej opałowy
8	Stocznia Gdańsk SA, ul. Na Ostrowiu 15/20	Port	- z sieci parowej (GPEC) zasilanej z Elektrociepłowni Gdańskiej: 6,5 MW - z kotłowni zakładowej	2,000	olej opałowy, gaz ziemny
9	Dr Oetker Polska, ul. Adm. Dickmana 14/15	Port	z kotłowni zakładowej	1,160	gaz ziemny
10	Grupa Lotos SA, ul. Elbląska 135	Port	z elektrociepłowni zakładowej	464,000	gaz ziemny, lekki olej op.
11	Centrum Techniki Okrętowej SA ul. Wały Piastowskie 1	Śródmieście	z m.s.c. (GPEC) zasilanej z Elektrociepłowni Gdańskiej: 2,2 MW	-	-
12	CTO SA, Al. Rzeczypospolitej 8	Wrzeszcz	z m.s.c. (GPEC) zasilanej z Elektrociepłowni Gdańskiej: 0,820 MW	-	-
13	CTO SA, ul. Szczecińska 65	Oliwa	z m.s.c. (GPEC) zasilanej z Elektrociepłowni Gdańskiej: 1,052 MW	-	-
14	Lotos Petrobaltic SA, ul. Stary Dwór 9	Port	z kotłowni zakładowej	1,900	gaz ziemny
15	LPP SA, ul. Łąkowa 39/44	Śródmieście	z kotłowni zakładowej	0,700	gaz ziemny
16	Gdańska Stocznia "Remontowa", ul. Na Ostrowiu 1	Port	z sieci parowej (GPEC) zasilanej z Elektrociepłowni Gdańskiej: 18,000 MW	-	-
17	SAUR NEPTUN Gdańsk SA, ul. Wałowa 46	Śródmieście	- z m.s.c. (GPEC) zasilanej z Elektrociepłowni Gdańskiej: 1,56 MW (obiekty siedziby SNG), - z ukł. CHP w ocz. ściek. Gd-Wsch. (zasila obiekty eksplo- atowane przez Saur Neptun)	6,745	biogaz, olej opałowy
18	Zakład Utylizacyjny Sp. z o.o., ul. Jabłoniowa 55	Zachód	z elektrociepłowni zakładowej	2,986	biogaz, olej opałowy
Razem				512,254	

W całkowitym bilansie cieplnym miasta Gdańska potrzeby ciepłne generowane przez przemysł stanowią ok. 22% (ok. 402 MW). Na rysunku 74 przedstawiono zestawienie mocy zainstalowanych kotłowni dużych zakładów przemysłowych Gdańska.



Rys. 74. Moc zainstalowana kotłów w dużych zakładach przemysłowych Gdańska

Jak wynika z zestawień w tabeli 27 i na rysunku 74 kotłami o największej mocy zainstalowanej dysponuje zakład przemysłowy Grupy Lotos SA, zlokalizowany przy ul. Elbląskiej 135. Moce zainstalowane w pozostałych zakładach znajdują się na znacznie niższym poziomie, w przedziale do ok. 200 kW do ok. 13 MW.

W przypadku rafinerii Grupy Lotos SA należy mieć jednakże na uwadze, że zinwentaryzowane jednostki to kotły energetyczne, które produkują parę wodną zarówno do celów grzewczych jak i dla potrzeb technologicznych, w tym potrzeb wytwórczych energii elektrycznej w turbinach parowych. Kotły zainstalowane w pozostałych zakładach to kotły ciepłownicze. Szczegółowej charakterystyki technicznej elektrociepłowni Grupy Lotos SA dokonano w punkcie 6.2. niniejszego rozdziału.

6.2. Charakterystyka elektrociepłowni Grupy Lotos SA

Zakład Grupy Lotos SA zlokalizowany jest przy ul. Elbląskiej 135 w Gdańsku. Zakład ten jest rafinerią, której potrzeby cieplne zaspakajane są za pomocą własnej elektrociepłowni pracującej w oparciu o klasyczny obieg cieplny, w którym źródłem ciepła są kotły energetyczne parowe, opalane do roku 2014 paliwem COO (ciężkim olejem opałowym) i częściowo lekkim olejem opałowym. Od roku 2014 wszystkie cztery kotły opalane są gazem ziemnym. Wybrane podstawowe parametry elektrociepłowni przedstawiono w tabeli 28.

Tab. 28. Podstawowe dane techniczne elektrociepłowni w rafinerii Grupy Lotos SA w Gdańsku

Lp.	Elektrociepłownia GL SA, ul. Elbląska 135 w Gdańsku	
1	Rok uruchomienia elektrociepłowni	1973
2	Rok uruchomienia ostatniego turbozespołu	1974
3	Rodzaj i parametry paliwa podstawowego	Gaz ziemny, jako rezerwa (COO) ciężki olej opałowy, $W_d = 41,2$ MJ/kg
4	Liczba kotłów energetycznych	4
5	Łączna wydajność znamionowa kotłów energetycznych	610 t pary/h
6	Łączna wydajność osiągalna kotłów energetycznych	586 t pary/h
7	Liczba turbozespołów	2
8	Moc znamionowa turbozespołów	30,0 MW (15 MW każdy)
9	Typ turbin, producent turbin, producent generatorów	UP, Cresuot-Loire, Jeumont
10	Parametry pary zasilającej	510 °C, 7,5 MPa
11	Moc znamionowa turbozespołów	30,0 MW (15 MW każdy)
12	Moc osiągalna elektryczna brutto	30,0 MW
13	Moc osiągalna elektryczna netto	29,6 MW
14	Moc osiągalna cieplna	448,0 MW
15	Moc osiągalna cieplna w skojarzeniu	164,0 MW
16	Moc osiągalna cieplna przy osiągalnej mocy elektrycznej	245,0 MW
17	Moc elektryczna przy osiągalnej mocy cieplnej	30,0 MW

Konfigurację źródła ciepła pokazano w tabeli 29. Kotły energetyczne pracują w układzie kolektorowym.

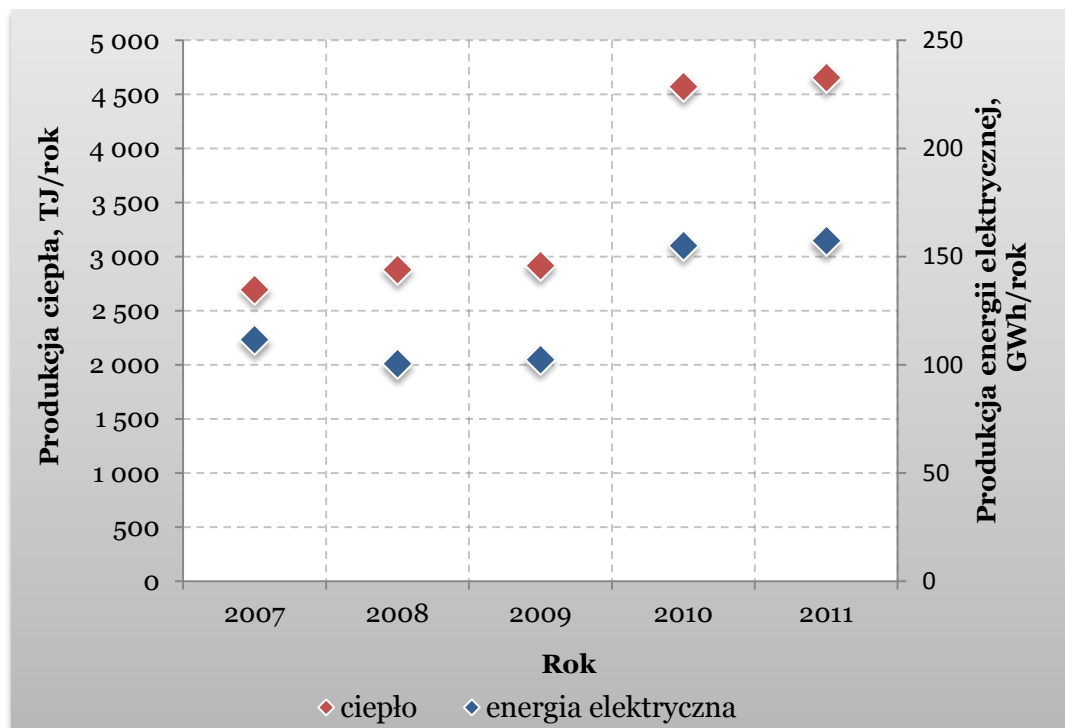
Tab. 29. Konfiguracja źródła w elektrociepłowni rafinerii Grupy Lotos SA w Gdańsku

Lp.	Rok rozpoczęcia eksploatacji	Typ kotła	Parametry pary		Moc kotła, MW		Wydajność, t/h		Producent
			°C	MPa	znamionowa	osiągalna	znamionowa	osiągalna	
1	1973	00	510	7,5	116	102	160	140	Lentjes
2	1974	00	510	7,5	116	102	160	140	Lentjes
3	1994	00	510	7,5	116	122	145	153	Rafako
4	1998	00	510	7,5	116	122	145	153	Rafako

Elektrociepłownia produkuje ciepło dla potrzeb własnych rafinerii i odbiorców na terenie GL SA, w skojarzeniu z energią elektryczną. Wolumen ciepła i energii elektrycznej wyprodukowanych w latach 2007-2011 przedstawiono w tabeli 30 i na rysunku 75.

Tab. 30. Produkcja ciepła i energii elektrycznej w elektrociepłowni rafinerii Grupy Lotos SA w Gdańsku

Roczna produkcja	2007	2008	2009	2010	2011
Ciepło, GJ/rok	2 700 209	2 882 146	2 918 554	4 573 540	4 657 581
Energia elektryczna, MWh/rok	111 512	100 493	102 677	155 243	157 305


Rys. 75. Produkcja ciepła i energii elektrycznej w elektrociepłowni GL SA

Grupa Lotos SA posiada następujące koncesje związane z produkcją i sprzedażą ciepła i energii elektrycznej:

- i. koncesję na wytwarzanie ciepła Nr: WCC/1157/612/W/OGD/2007/KK,
- ii. koncesję na przesyłanie i dystrybucję ciepła Nr: PCC/1131/612/W/OGD/2007/KK,
- iii. koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej Nr: WEE/69-ZTO/612/W/OGD/2009/BP,
- iv. koncesję na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej Nr: DEE/298-ZTO/612/W/OGD/2010/BP,
- v. koncesję na obrót energią elektryczną Nr: OEE/298-ZTO/612/W/OGD/2010/BP.

Ciepło użyteczne produkowane jest w formie pary niskociśnieniowej o parametrach $p=0,45\text{MPa}/200^{\circ}\text{C}$ oraz woda grzewczej o temperaturach $130/90^{\circ}\text{C}$ do ogrzewania rafinerii w okresie zimowym. Sieć wody grzewczej zasilana jest z centralnej stacji ciepłowniczej, którą zlokalizowano w budynku elektrociepłowni. Do tłoczenia wody grzewczej służą trzy pompy sieciowe o wydajności 140 t/h każda ($p=0,8\text{ MPa}$), zaś do uzupełniania obiegu dwie pompy o wydajności 20 t/h każda ($p=0,43\text{ MPa}$). Woda podgrzewana jest w dwóch wymiennikach woda/para zasilanych parą

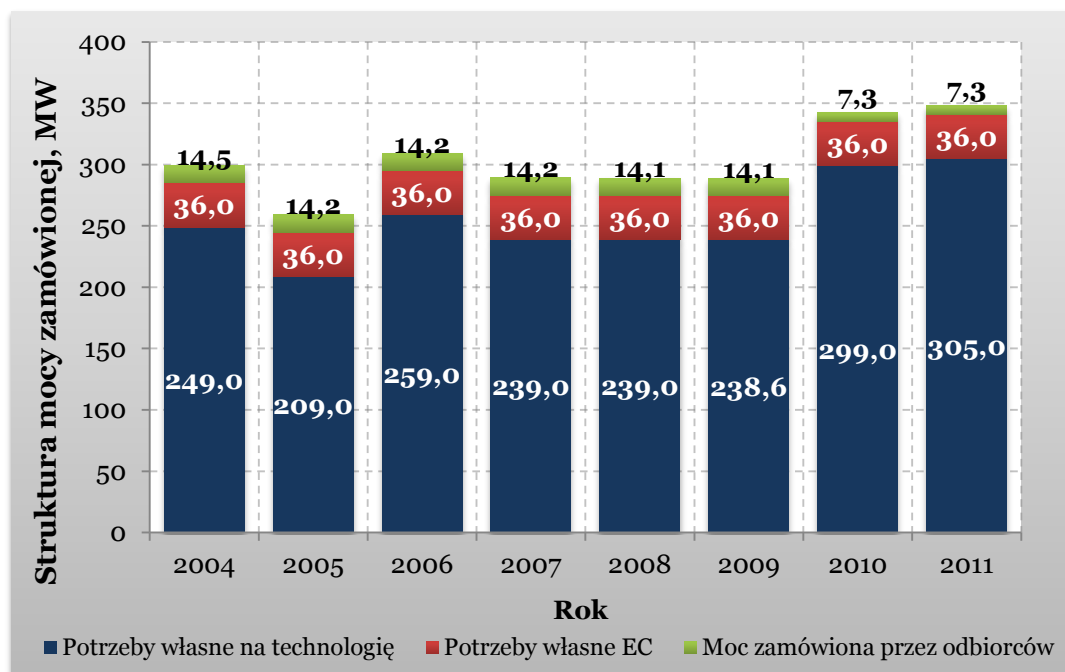
niskociśnieniową. Ciepło grzewcze rozprowadzane jest na terenie zakładu za pomocą własnych sieci ciepłowniczych i infrastruktury przesyłowo-dystrybucyjnej.

Obecnie ciepło produkowane w elektrociepłowni zaspokaja potrzeby technologiczne i grzewcze GRUPY Lotos SA i spółek zależnych znajdujących się na terenie do GL SA i nie jest wyprowadzane poza teren zakładu Grupy Lotos SA.

W tabeli 31 przedstawiono rozdział mocy cieplnej oraz sprzedaż ciepła z elektrociepłowni. Strukturę rozdziału mocy cieplnej na poszczególne grupy odbiorcze pokazano na rysunku 76.

Tab. 31. Rozdział mocy cieplnej i ciepła użytecznego wytwarzanego w elektrociepłowni GL SA.

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Potrzeby własne na technologię, MW	249,0	209,0	259,0	239,0	239,0	238,6	299,0	305,0
Potrzeby własne elektrociepłowni, MW	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0
Moc zamówiona przez odbiorców, MW	14,5	14,2	14,2	14,2	14,1	14,1	7,3	7,3
w tym poza terenem Grupy Lotos S.A., MW	7,2	6,9	6,9	6,9	6,8	6,8	0,0	0,0
Sprzedaż ciepła ogółem [GJ]	1 288 847	117 855	1 311 389	138 357	144 862	96 352	108 519	79 086
w tym poza terenem Grupy Lotos S.A., GJ	39 146	26 531	39 210	35 725	31 831	25 191	0	0

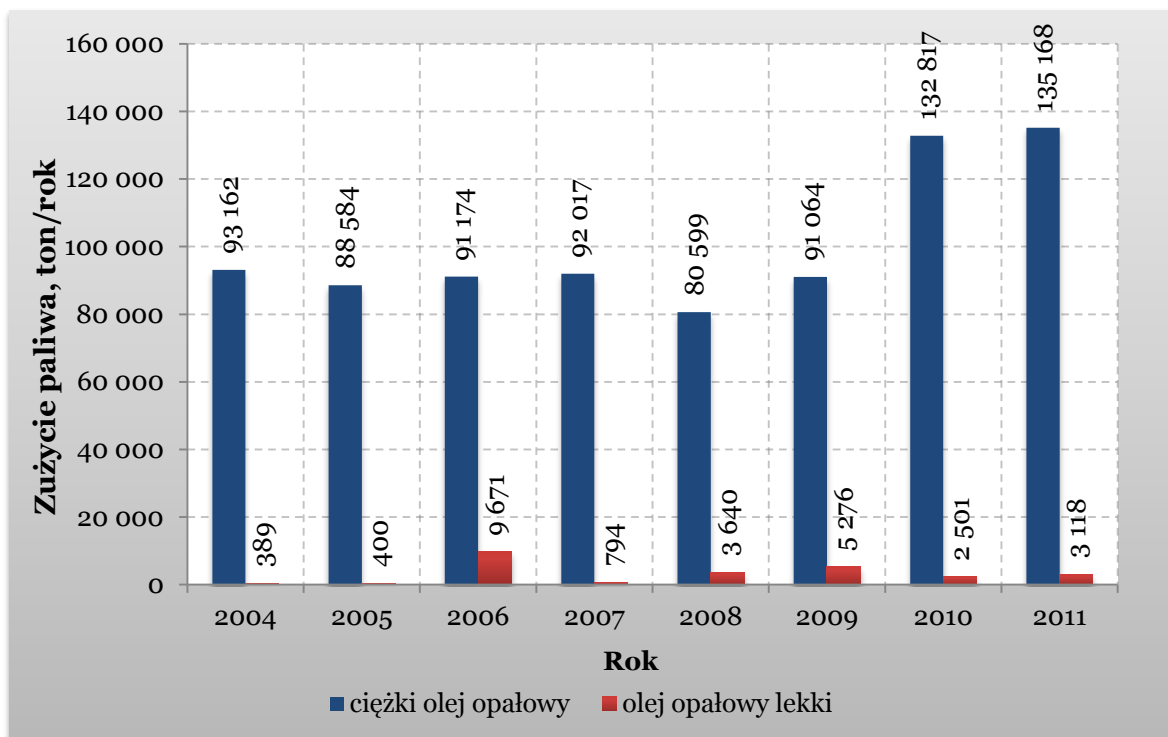


Rys. 76. Struktura rozdziału strumienia ciepła odbieranego z elektrociepłowni GL SA

Zużycie paliwa w elektrociepłowni w latach 2004-2011 pokazano w tabeli 32 i na rysunku 77.

Tab. 32. Zużycie paliwa elektrociepłowni w rafinerii Grupy Lotos SA w Gdańsku

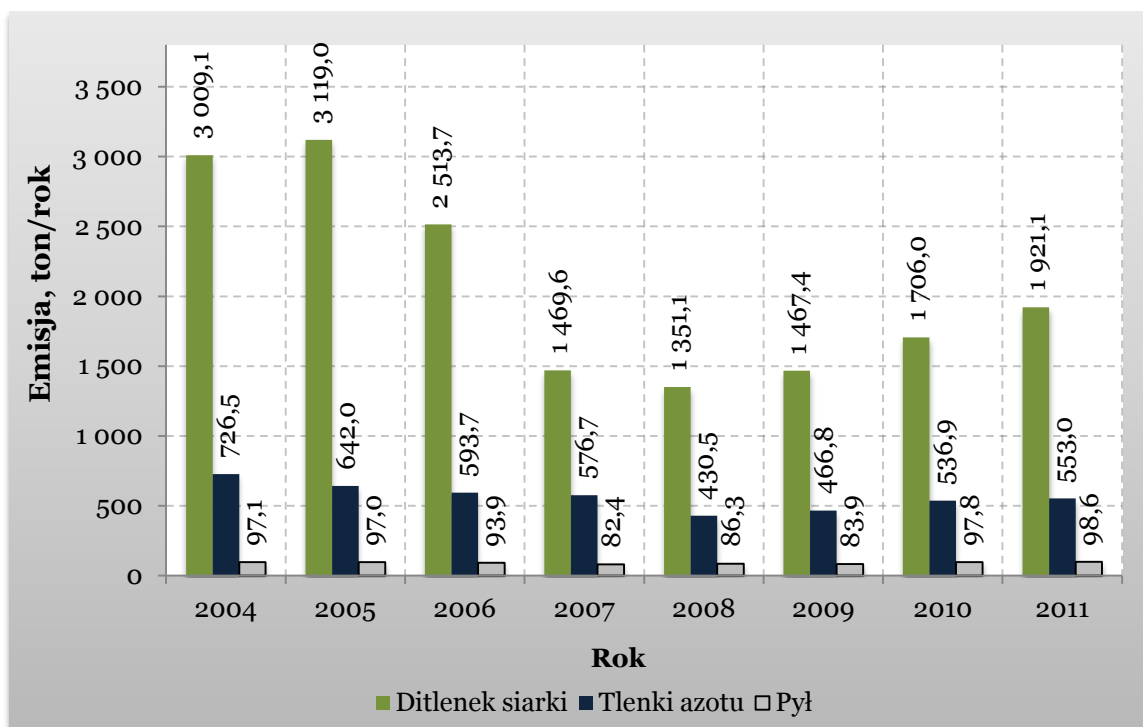
Roczne zużycie paliwa	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Ciężki olej opałowy, ton/rok	93 162	88 584	91 174	92 017	80 599	91 064	132 817	135 168
Olej opałowy lekki, ton/rok	389	400	9 671	794	3 640	5 276	2 501	3 118


Rys. 77. Zużycie paliwa w elektrociepłowni GL SA

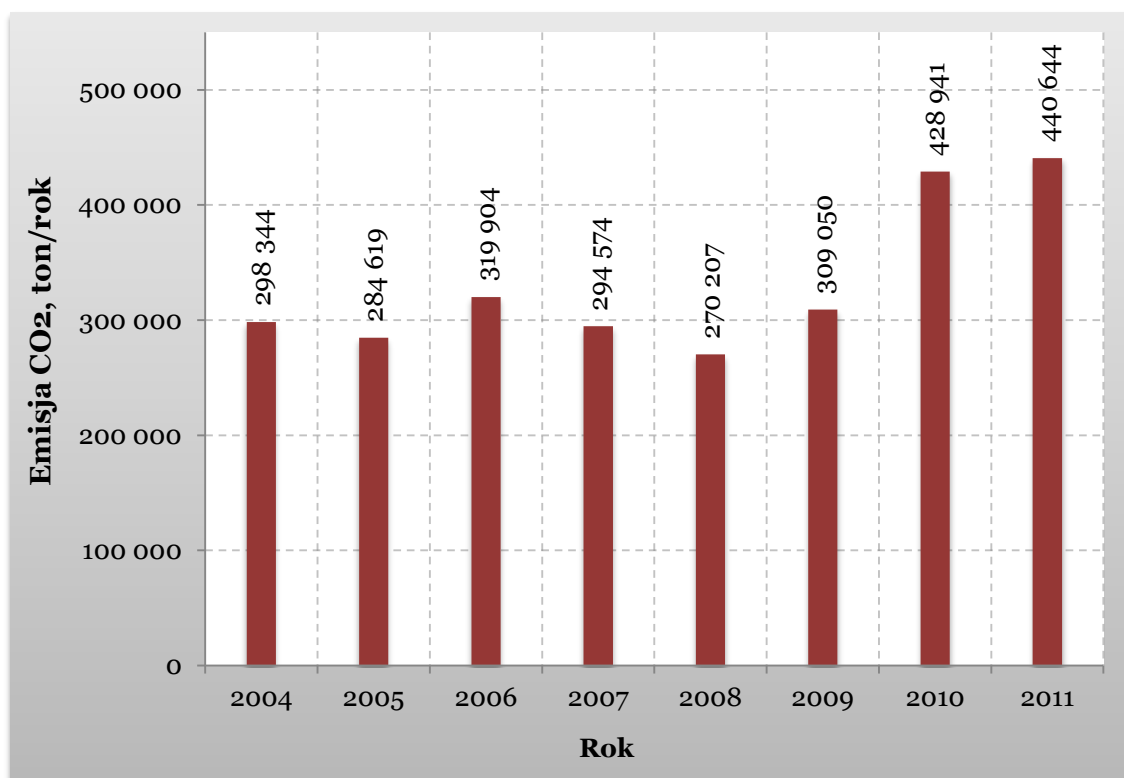
Jak wspomniano wcześniej, od roku 2014 zastąpiono COO gazem ziemnym, który jest obecnie podstawowym paliwem do opalania kotłów energetycznych. Efektem ekologicznym przeprowadzonych zmian jest spadek emisji siarki i pyłów do wielkości bliskich zeru.

Wykorzystanie do produkcji ciepła i energii elektrycznej gazu ziemnego (szacunkowo ok. 0,4 mld m³ rocznie) spowodowało, że koncern ma do zagospodarowania duże ilości gazu płynnego LPG oraz ciężkiego oleju opałowego. GL SA przewiduje, że w celu rynkowego wykorzystania powstałych w ten sposób dużych nadwyżek oleju COO, zainwestuje w instalację koksowania do przeróbki COO do produkcji paliw silnikowych.

Na rysunkach 78 i 79 pokazano wielkość emisji z elektrociepłowni w latach 2004-2011. Z zebranych i zaprezentowanych danych wynika, że mimo zwiększenia produkcji energii elektrycznej i ciepła, emisja SO₂, tlenków azotu i pyłu zmalała. Jak widać na rysunku 79, wielkość emisji dwutlenku węgla wzrosła – bezpośrednio w wyniku zwiększenia produkcji (i zużycia paliwa).



Rys. 78. Emisja z elektrociepłowni GL SA



Rys. 79. Emisja dwutlenku węgla z elektrociepłowni GL SA

6.3. Charakterystyka elektrociepłowni na biogaz wysypiskowy w Zakładzie Utylizacyjnym Sp. z o.o. w Gdańsku Szadółkach

Elektrociepłownia w Zakładzie Utylizacyjnym Sp. z o.o. w Gdańsku zasilana biogazem składowiskowym, uruchomiona została jako pierwsza tego typu instalacja w województwie pomorskim. Biogaz stanowiący podstawowe paliwo elektrociepłowni pozyskiwany jest z odpadów komunalnych składowanych na składowisku w Gdańsku Szadółkach.

Głównymi składnikami gazu składowiskowego, będącego produktem beztlenowego rozkładu materii organicznej, zawartej w odpadach komunalnych, są dwutlenek węgla i metan, którego zawartość waha się najczęściej od 40% do 60%.

Instalacja składa się z systemu pozyskiwania i odsiarczania biogazu oraz urządzeń do produkcji ciepła i energii elektrycznej. W skład opisywanego systemów wchodzi:

- i. pionowe, perforowane studnie gazowe o średniej głębokości 8 m,
- ii. pozioma sieć gazowa,
- iii. stacje kontrolne i studnie odwadniające,
- iv. pochodnia biogazowa,
- v. budynki wyposażenia technicznego z zamontowanymi wewnątrz: sprężarką (ssawa wentylatorowa), modułami kogeneracyjnymi i instalacjami automatyki, sterowania i kontroli,
- vi. stacja transformatorowa z napowietrzną oraz kablową linią energetyczną (15 kV).

Praca całego systemu odgazowania składowiska sterowana jest automatycznie, a procedury kontroli i zabezpieczeń pozwalają na bezobsługowe działanie instalacji gazowej.

Ilość energii elektrycznej wyprodukowana rocznie w elektrociepłowni biogazowej w Szadółkach wynosi:

- 2012 r. – 4 425 MWh,
- 2013 r. – 5 881 MWh,
- 2014 r. – 6 300 MWh,
- 2015 r. – 9 000 MWh – prognoza.

Większość wyprodukowanego wolumenu energii elektrycznej wykorzystywana jest na potrzeby własne Zakładu, a występujące nadwyżki sprzedawane są na zewnątrz – do sieci elektroenergetycznej. Wolumen ciepła rocznie wyprodukowanego w kogeneracji wynosi ok. 5,5 – 6,0 TJ. Zużycie gazu składowiskowego wynikające z przedstawionej produkcji energii elektrycznej i ciepła wynosi obecnie rocznie ok. 6,0 – 6,5 mln m³.

Ciepło wytwarzane w procesie kogeneracji oraz w kotłach wodnych wykorzystywane jest do:

- i. ogrzewania budynków (w tym na wentylację technologiczną),
- ii. przygotowywania ciepłej wody użytkowej.

Kotłownia dostarcza ciepło w następujących przypadkach:

- i. brak ciepła z układów kogeneracyjnych (awarie agregatów lub brak biogazu),
- ii. niewystarczająca ilość ciepła z układów kogeneracyjnych (kotłownia uzupełnia brakującą ilość ciepła).

Kotłownia wyposażona jest w kotły z palnikami dwupaliwowymi - na olej opałowy i biogaz. Paliwem podstawowym jest olej opałowy. Kotły pracują także na biogazie w przypadkach braku możliwości wykorzystywania biogazu w modułach kogeneracyjnych.

Specyfikację techniczną urządzeń wytwórczych elektrociepłowni na terenie Zakładu Utylizacyjnego Sp. z o.o. w Gdańsku przedstawiono w tabeli 33 ^{76,77,78}.

Tab. 33. Konfiguracja elektrociepłowni biogazowej na terenie Zakładu Utylizacyjnego Sp. z o.o. w Gdańsku

Lp	Typ	Rok rozpoczęcia eksploatacji urządzenia	Moc elektr. zainstalowana	Moc cieplna zainstalowana	Nominalne zużycie paliwa	Producent
			kW _{el}	kW _t	m ³ _n /h	
1	Kocioł wodny Vitoplex 300 TX3A, z palnikiem dwupaliwowym (gaz składowiskowy/olej opałowy lekki)	2005	-	390	bd.	Viessmann
2	Kocioł wodny Vitoplex 300 TX3A, z palnikiem dwupaliwowym (gaz składowiskowy/olej opałowy lekki)	2005	-	390	bd.	Viessmann
3	Moduł kogeneracyjny Petra 750 C, z generatorem synchronicznym, zasilany gazem składowiskowym,	2011	602 ¹	935	352	ELTECO (silnik Perkins)
4	Moduł kogeneracyjny Petra 380 C, z generatorem synchronicznym, zasilany gazem składowiskowym,	2011	301 ²	434	165	ELTECO (silnik Perkins)
5	Moduł kogeneracyjny PZ Wola, z generatorem asynchronicznym, zasilany gazem składowiskowym – wyłączony z eksploatacji w 2014 r.	1998	200 ³	300	125	PZ Wola
6	Moduł kogeneracyjny PZ Wola, z generatorem asynchronicznym, zasilany gazem składowiskowym – wyłączony z eksploatacji w 2014 r.	1998	200	300	125	PZ Wola
7	Moduł kogeneracyjny HE-SEC-1005/1206-PG1005-B z generatorem synchronicznym zasilanym gazem składowiskowym	2014	1005	1206	525	Horus Energia (silnik Perkins)
Łącznie moc zainstalowana ⁴			1908	3175		

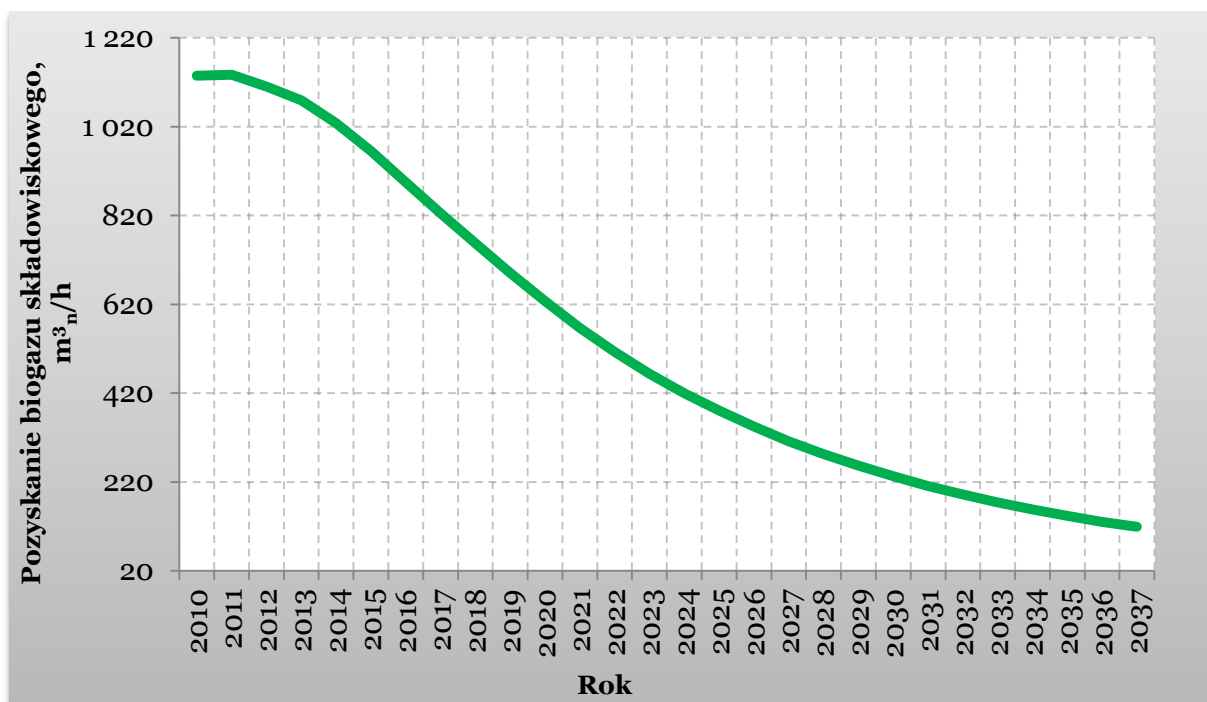
- 1) przy 50% zawartości metanu w biogazie, sprawność produkcji energii elektrycznej $\eta_{el} = 35,6 \%$, sprawność produkcji ciepła $\eta_t = 52,6 \%$ (dla pełnego obciążenia)
- 2) przy 50% zawartości metanu w biogazie, sprawność produkcji energii elektrycznej $\eta_{el} = 35,2 \%$, sprawność produkcji ciepła $\eta_t = 51,7 \%$ (dla pełnego obciążenia)
- 3) przy 50% zawartości metanu w biogazie, sprawność produkcji energii elektrycznej $\eta_{el} = 32,0 \%$, sprawność produkcji ciepła $\eta_t = 48,0 \%$ (dla pełnego obciążenia)
- 4) bez agregatów kogeneracyjnych PZ Wola trwale wyłączonych z eksploatacji oraz kotłów dwupaliwowych z pkt 1 i 2

Na rysunku 80 przedstawiono prognozę podaży biogazu ze składowiska w Szadółkach.

⁷⁶ Przegląd ekologiczny instalacji zlokalizowanych na terenie Zakładu Utylizacyjnego Sp. z o.o. w M. Gdańsk – Szadółki. SGS EKO-PROJEKT Sp. z o.o., Pszczyna, marzec 2013.

⁷⁷ Dokumentacja powykonawcza w ramach projektu „Projektowanie i budowa Zakładu Unieszkodliwiania Odpadów w Gdańsku Szadółkach”: Bioelektrownia ob. 600. Technologia i gospodarka ciepła. Marzec 2010.

⁷⁸ Strona internetowa Zakładu Utylizacyjnego Sp. z o.o. w Gdańsku, <http://www.zut.com.pl>.



Rys. 80. Prognoza pozyskania biogazu ze składowiska na terenie Zakładu Utylizacyjnego Sp. z o.o.

Ze względu na spodziewane zmniejszanie się ilości biogazu pozyskiwanego ze składowiska, przewiduje się, że po roku 2020 eksploatacja modułów kogeneracyjnych prowadzona będzie przy stosowaniu stopniowego wyłączenia z eksploatacji kolejnych modułów kogeneracyjnych, w perspektywie 15-20 lat.

Pomimo prognozy wskazującej na powolny spadek produkcji gazu składowiskowego, Zakład podjął decyzję o zabudowie nowego agregatu kogeneracyjnego, mając na uwadze wysoką podaż (ok. 1,1 tys. m³/h). W rozstrzygniętym przetargu wybrano jednostkę o mocy elektrycznej 1005 kW_e i mocy cieplnej 1206 kW_t. Moduł kogeneracyjny uruchomiono w drugim kwartale 2014 roku.

Obecnie Zakład Utylizacyjny Sp. z o.o. prowadzi również zaawansowane prace koncepcyjne związane z możliwością budowy na swoim terenie Zakładu Termicznego Przekształcania Odpadów (ZTPO). Celem przedsięwzięcia jest kompleksowe uporządkowanie całego systemu gospodarki odpadami w województwie pomorskim i dopełnienie istniejących i modernizowanych lokalnych systemów zagospodarowania odpadów poprzez budowę instalacji do termicznego przekształcania frakcji energetycznej wydzielonej ze strumienia odpadów komunalnych – pozyskanej z pięciu zakładów zagospodarowania odpadów w województwie.

Technologia przekształcania odpadów polegać będzie na ich spalaniu i produkcji energii elektrycznej i ciepła w kogeneracji. Elektrociepłownia składać się będzie z kotła parowego oraz zespołu turbinowo-prądnicowego (turbina parowa, przekładnia i generator). Podgrzewanie ciepłej wody, która kierowana będzie do miejskiego systemu ciepłowniczego GPEC'u następować będzie za pomocą turbiny upustowo-kondensacyjnej i zespołu wymienników ciepłowniczych. Parametry czynnika grzewczego wynosić będą 120/70°C zimą i 60-70/50°C latem.

Ilość spalanej frakcji energetycznej wysegregowanej z odpadów komunalnych w decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach realizacji inwestycji określono w 2012 roku na 250 000 Mg/rok (2 linie technologiczne kotłowe).

W I i II kwartale 2015 r., po wykonaniu bilansu zasobów frakcji energetycznej wysegregowanej z odpadów komunalnych w Zakładach Zagospodarowania Odpadów, które przystąpiły do projektu i odpowiednio po przyjęciu uchwał z gmin w których wytwarzane są odpady, ustalono następujące założenia dla planowanego ZTPO:

Ilość spalanej frakcji energetycznej	-	160 000 Mg/rok
Liczba linii technologicznych	-	1
Ilość godzin pracy ZTPO w roku (dostępność czasowa) ..	-	7800 h/rok
Średnie godzinowe zużycie paliwa	-	20,5 Mg/h
Zakres wartości opałowej	-	11 - 16 MJ/kg
Moc cieplna nominalna kotła	-	62,7 MW _t
Ilość pary z kotła	-	64,2 Mg/h
Moc z kotła (para świeża)	-	50,1 MW _t
Moc elektryczna brutto	-	11,9 MW _{el}
Moc elektryczna netto	-	10,4 MW _{el}
Moc elektryczna na potrzeby uruchamiania zakładu	-	2,0 MW _{el}
Maksymalna moc cieplna do miasta	-	33,8 MW _t

W ramach planowanej instalacji przewidziano budowę jednego kotła rusztowego i zespołu turbinowo prądnicowego. Gorąca woda sieciowej dla potrzeb miejskiego systemu ciepłowniczego wytwarzana będzie w układzie z turbiną parową, upustowo – kondensacyjną. Na wylocie turbiny zainstalowany będzie kondensator chłodzony powietrzem. Możliwa będzie produkcja ciepła na ogrzewanie miasta z pominięciem turbiny parowej, za pomocą stacji redukcji – schładzających.

6.4. Charakterystyka elektrociepłowni na biogaz w oczyszczalni ścieków Gdańsk-Wschód

Na terenie oczyszczalni ścieków Gdańsk-Wschód zlokalizowana jest elektrociepłownia wykorzystująca biogaz powstający w procesie fermentacji osadów ściekowych jako paliwo do produkcji ciepła i energii elektrycznej. Oczyszczalnia Gdańsk-Wschód, zlokalizowana poza terenem zabudowy miejskiej, przy ul. Benzynowej, odbiera ścieki z aglomeracji gdańskiej, konkretnie z Gdańska, Sopotu, Straszyna oraz gminy Pruszcz Gdański, Kolbudy i Żukowo.

Oczyszczalnia zaprojektowana jest na RLM = 860 000, przy czym obecny średniobowy dopływ ścieków wynosi ok. 94 700 m³. Osady ściekowe powstające w procesie oczyszczania ścieków fermentowane są w zamkniętych komorach fermentacyjnych. W wyniku przeprowadzania procesu beztlenowej stabilizacji osadu powstaje biogaz o wartości opałowej ok. 23 MJ/m³_n.

Wydzielający się z osadu podczas fermentacji metanowej biogaz, kierowany jest do sieci biogazu, wyposażonej w następujące urządzenia:

- i. kolumny odpieniające,
- ii. separatory zanieczyszczeń biogazu (oczyszczanie biogazu z siarkowodoru),
- iii. pochodnia służąca do spalania nadwyżek biogazu, chroniąc zbiorniki przed przepełnieniem,
- iv. węzeł rozdzielczo-pomiarowy,
- v. zbiorniki biogazu do magazynowania biogazu.

Cała produkcja biogazu wykorzystywana jest energetycznie do produkcji ciepła konsumowanego przez oczyszczalnię ścieków oraz energii elektrycznej sprzedawanej do sieci elektroenergetycznej. Pochodnia uruchamiana jest wyłącznie w momencie planowanych serwisów elektrociepłowni lub w momencie uruchomienia zabezpieczeń technologicznych.

Większość produkcji biogazu wykorzystywana jest energetycznie do produkcji ciepła i energii elektrycznej konsumowanych przez oczyszczalnię ścieków. Nadwyżki podaży biogazu spalane są w pochodni.

Do roku 2012, kiedy uruchomiono układ kogeneracyjny, biogaz produkowany w oczyszczalni ścieków wykorzystywany był jedynie do produkcji ciepła w kotłowni gazowo-olejowej o mocy zainstalowanej ok. 5,7 MW (3 kotły gazowo-olejowe: 2 x 2300 kW i 1 x 1400 kW). Od maja roku 2012 eksploatowana jest nowa instalacja, spalająca biogaz w procesie wysokosprawnej kogeneracji. Właścicielem i operatorem instalacji jest Gdańska Infrastruktura Wodociągowo-Kanalizacyjna Sp. z o.o.

Elektrociepłownia biogazowa składa się z 4 modułów kogeneracyjnych, każdy o mocy elektrycznej 716 kW i mocy cieplnej 729 kW. Ilość biogazu spalonego w okresie do maja do grudnia 2012 r. wyniosła 2 676 tys. m³_n. Ilość ciepła użytecznego odebrana w tym okresie z instalacji wyniosła ok. 15,8 tys. GJ a ilość wyprodukowanej energii elektrycznej ok. 6 474 tys. MWh (brutto). Produkowane ciepło wykorzystywane jest do celów technologicznych (podgrzewanie osadu) oraz socjalnych (c.o. i c.w.u.) oczyszczalni ścieków.

W wyniku przeprowadzonych modernizacji przewiduje się poprawę produktywności biogazu co w połączeniu ze spodziewanym zwiększeniem wolumenu dopływających ścieków, może prowadzić do wzrostu jego produkcji do ok. 7,8 mln m³_n rocznie. Obecnie opracowywane są koncepcje dotyczące możliwości zwiększenia ilości produkowanej energii elektrycznej i zagospodarowania nadwyżek wytwarzanego ciepła. Zostało wykonane zasilanie energetyczne, które w pełni zapewnia pokrycie potrzeb oczyszczalni ścieków. Nadwyżka energii elektrycznej sprzedawana będzie do sieci elektroenergetycznej.

Jednocześnie, planuje się dalsze wykorzystanie OZE na terenie oczyszczalni ścieków poprzez zabudowę naziemnych paneli PV lub ewentualnie małych elektrowni wiatrowych (np. pionową osią obrotu) o mocy zainstalowanej do 200 kW_e.

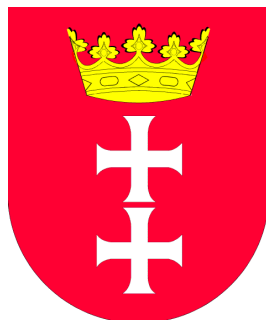
Na rys. 81 przedstawiono budynek, w którym zainstalowane zostały 4 moduły kogeneracyjne.



Rys. 81. Budynek kogeneratorowni w oczyszczalni ścieków Gdańsk Wschód⁷⁹

⁷⁹ Strona internetowa Gdańskiej Infrastruktury Wodociągowo-Kanalizacyjnej Sp. z o.o., <http://www.giwk.pl>.

Projekt aktualizacji Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe miasta Gdańska



ROZDZIAŁ IV

SYSTEM ELEKTROENERGETYCZNY



SPIS TREŚCI

1.	OGÓLNA CHARAKTERYSTYKA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO.....	175
1.1.	KRÓTKA CHARAKTERYSTYKA PRZEDSIĘBIORSTW PROWADZĄCYCH DZIAŁALNOŚĆ NA TERENIE MIASTA GDAŃSK.....	175
1.1.1.	<i>Polskie Sieci Elektroenergetyczne – Północ S.A.</i>	175
1.1.2.	<i>ENERGA-Operator S.A.</i>	176
1.1.3.	<i>ENERGA-Obrót S.A.</i>	176
1.1.4.	<i>EDF Polska S.A. Oddział Wybrzeże w Gdańsku</i>	176
1.1.5.	<i>Gdańskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. (GPEC)</i>	177
1.1.6.	<i>Grupa Lotos S.A.</i>	177
1.1.7.	<i>Gdańskie Zakłady Nawozów Fosforowych Fosfory Sp. z o.o.</i>	177
1.1.8.	<i>Zakład Utylizacyjny Sp. z o.o.</i>	177
1.1.9.	<i>PKP Energetyka S.A. Północny Rejon Dystrybucji</i>	178
1.1.10.	<i>Gdańska Infrastruktura Wodociągowo-Kanalizacyjna Sp. z o.o. (GIWK)</i>	178
1.2.	ŹRÓDŁA ENERGII ELEKTRYCZNEJ.....	178
1.2.1.	<i>EDF Polska S.A. Oddział Wybrzeże w Gdańsku, elektrociepłownia Gdańska</i>	179
1.2.2.	<i>Elektrociepłownia Matarnia GPEC Sp. z o.o.</i>	180
1.2.3.	<i>Elektrociepłownia Grupa Lotos S.A.</i>	181
1.2.4.	<i>Elektrociepłownia Gdańskich Zakładów Nawozów Fosforowych Fosfory Sp. z o.o.</i>	182
1.2.5.	<i>Elektrownia Zakładu Utylizacyjnego Sp. z o.o. w Szadółkach</i>	182
1.2.6.	<i>Elektrociepłownia (CHP) GIWK Sp. z o.o. na terenie Oczyszczalni Ścieków „Wschód”</i>	183
1.3.	SIECI PRZESYŁOWE.....	183
1.3.1.	<i>Linie najwyższych napięć (NN) 400 kV</i>	184
1.3.2.	<i>Linie najwyższych napięć (NN) 220 kV</i>	184
1.3.3.	<i>Stacje GPZ (Główne Punkty Zasilania) 400/110 kV i 220/110 kV</i>	185
1.4.	SYSTEM DYSTRYBUCJI.....	185
1.4.1.	<i>Linie wysokiego napięcia (WN) 110 kV</i>	186
1.4.2.	<i>Stacje GPZ 110/15 kV</i>	187
1.4.3.	<i>Linie średniego napięcia (SN) 15 kV</i>	188
1.4.4.	<i>Stacje transformatorowe 15/15 kV</i>	188
1.4.5.	<i>Stacje transformatorowe 15/0,4 kV</i>	188
1.4.6.	<i>Linie niskiego napięcia (nN) 0,4 kV</i>	189
2.	CHARAKTERYSTYKA ODBIORCÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ	190
2.1.	ODBIORCY PRZEMYSŁOWO-USŁUGOWI.....	190
2.2.	GOSPODARSTWA DOMOWE.....	191
2.3.	OBIEKTY GMINNE	191
3.	ZAPOTRZEBOWANIE NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ	192
3.1.	BILANS ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC ELEKTRYCZNĄ DLA POSZCZEGÓLNYCH JEDNOSTEK URBANISTYCZNYCH.....	192
3.2.	ZAPOTRZEBOWANIE NA MOC ELEKTRYCZNĄ WŚRÓD OBIEKTÓW GMINNYCH	194
3.3.	ZAPOTRZEBOWANIE NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ	194
3.3.1.	<i>Sumaryczne zużycie energii elektrycznej</i>	194
3.3.2.	<i>Zużycie energii elektrycznej wśród obiektów gminnych</i>	195
3.3.3.	<i>Zapotrzebowanie na energię elektryczną na potrzeby oświetlenia ulicznego</i>	195
3.4.	BILANS ZAPOTRZEBOWANIA NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ	196

4.	TARYFY DLA ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ ZMIANY CEN ENERGII W LATACH 2008-2012	197
4.1.	ZASADY KWALIFIKACJI ODBIORCÓW DO POSZCZEGÓLNYCH GRUP TARYFOWYCH.....	197
4.2.	CENY ENERGII ELEKTRYCZNEJ DLA POSZCZEGÓLNYCH GRUP TARYFOWYCH.....	198
4.3.	PROGNOZA ZMIAN CEN ENERGII ELEKTRYCZNEJ DO ROKU 2031.	204
5.	OCENA AKTUALNEGO STANU I STOPNIA BEZPIECZEŃSTWA ZASILANIA MIASTA W ENERGIĘ ELEKTRYCZNA ́.....	205
5.1.	SIECI PRZESYŁOWE.....	205
5.2.	SIEĆ DYSTRYBUCYJNA.....	205
5.2.1.	<i>Sieci 110 kV</i>	205
5.2.2.	<i>Sieć średniego napięcia (SN)</i>	210
5.2.3.	<i>Sieć niskiego napięcia (nN)</i>	213
5.3.	GLOBALNE WSKAŹNIKI NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ.....	216
6.	PLANY ROZWOJU PRZEDSIĘBIORSTW W ZAKRESIE SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO	219
6.1.	POLSKIE SIECI ELEKTROENERGETYCZNE – PÓŁNOC S.A.	219
6.2.	GRUPA LOTOS S.A.....	219
6.3.	ZAKŁAD UTYLIZACYJNY SP. Z O.O.....	219
6.4.	ENERGA-OPERATOR S.A.	220
6.5.	PKP ENERGETYKA.....	224
6.6.	GIWK SP. Z O.O.....	224
7.	PRZEDSIĘWZIĘCIA RACJONALIZUJĄCE UŻYTKOWANIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ W INSTALACJACH PRZEMYSŁOWYCH, MIEJSKICH ORAZ U ODBIORCÓW INDYWIDUALNYCH.....	225

1. OGÓLNA CHARAKTERYSTYKA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

Na terenie miasta Gdańsk zlokalizowane są następujące elementy infrastruktury elektroenergetycznej:

- i. źródła energii elektrycznej,
- ii. sieci przesyłowe – fragment Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE),
- iii. miejska sieć dystrybucyjna.

Za wymienione elementy tej infrastruktury odpowiedzialne są poszczególne przedsiębiorstwa elektroenergetyczne działające na rynku polskim i lokalnym, które zgodnie z ustawą Prawo energetyczne mają szereg obowiązków z tym związanych.

1.1. Krótka charakterystyka przedsiębiorstw prowadzących działalność na terenie miasta Gdańsk

Ocena pracy istniejącego systemu elektroenergetycznego zasilającego w energię elektryczną odbiorców z terenu Gdańska oparta została na informacjach uzyskanych od następujących przedsiębiorstw:

- viii. Polskie Sieci Elektroenergetyczne-Północ S.A. – w zakresie sieci przesyłowych,
- ix. ENERGA-Operator S.A. – w zakresie sieci dystrybucyjnej,
- x. ENERGA-Obrót S.A. – w zakresie charakterystyki sprzedaży energii elektrycznej,
- xi. EDF Polska S.A. Oddział Wybrzeże – w zakresie źródła produkcji energii elektrycznej,
- xii. Gdańskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej GPEC Sp. z o.o. – w zakresie źródła produkcji energii elektrycznej,
- xiii. Grupa Lotos S.A. – w zakresie źródła produkcji energii elektrycznej,
- xiv. Gdańskie Zakłady Nawozów Fosforowych Fosfor S.A. – w zakresie źródła produkcji energii elektrycznej,
- xv. Zakład Utylizacyjny Sp. z o.o. – w zakresie źródła produkcji energii elektrycznej,
- xvi. PKP Energetyka Sp. z o.o. Północny Rejon Dystrybucji – w zakresie dystrybucji energii elektrycznej dla przewoźników kolejowych,
- xvii. Gdańska Infrastruktura Wodociągowo-Kanalizacyjna Sp. z o.o. – w zakresie produkcji energii elektrycznej.

1.1.1. Polskie Sieci Elektroenergetyczne – Północ S.A.⁸⁰

Przedmiotem działania Polskich Sieci Elektroenergetycznych-Północ S.A. jest świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej, przy zachowaniu wymaganych kryteriów bezpieczeństwa pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE). PSE – Północ S.A. jest spółką obszarową PSE Operator S.A. należącym do Grupy Kapitałowej PSE. PSE Operator S.A. jest Operatorem Systemu Przesyłowego (OSP) – zdefiniowanym w ustawie Prawo Energetyczne – jako przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu oraz eksploatację, konserwację, remonty i rozbudowę sieci przesyłowej, w tym z innymi systemami elektroenergetycznymi.

⁸⁰ Na podstawie informacji ze strony internetowej <http://www.pse-polnoc.pl>

1.1.2. ENERGA-Operator S.A.⁸¹

Spółka pełni funkcję niezależnego operatora systemu dystrybucyjnego (OSD), na podstawie decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Spółka należy do Grupy ENERGA. Spółka, której siedziba mieści się w Gdańsku, jest jednym z największych dystrybutorów energii elektrycznej w Polsce. Działa w północnej i środkowej części kraju (obszar ok. 75 tys. km² na terenach województw: pomorskiego i warmińsko-mazurskiego oraz w części regionów zachodniopomorskiego, wielkopolskiego, łódzkiego, mazowieckiego oraz kujawsko-pomorskiego).

ENERGA-OPERATOR SA dostarcza energię elektryczną obszarze ¼ powierzchni Polski (północna i środkowa część kraju). Z jej usług korzysta łącznie ponad 2,9 mln odbiorców. Spółka eksploatuje ponad 191 tys. km linii elektrycznych wszystkich napięć, którymi przesyła do odbiorców ponad 20 TWh energii rocznie, co daje jej ponad 16 proc. udział w rynku. Majątek spółki tworzy ponadto 267 Głównych Punktów Zasilania oraz rozdzielni WN, ponad 58 tys. stacji Sn/nn i ponad milion przyłączy.

Program inwestycyjny spółki realizowany na lata 2013-2020 obliczany jest łącznie na ponad 11 mld zł. Jako pierwsza w Polsce spółka wdraża na szeroką skalę program instalacji „inteligentnych liczników” (AMI) oraz budowy sieci inteligentnych (Smart Grid). Programy te zapewnią klientom większą kontrolę i wpływ na zużycie energii oraz umożliwią przyłączanie rozproszonych źródeł wytwarzania energii.

Na obszarze działania ENERGA-OPERATOR SA zadania sprzedawcy z urzędu wykonuje ENERGA-OBRÓT SA.

1.1.3. ENERGA-Obrót S.A.⁸²

Firma ta prowadzi handel na krajowym i międzynarodowym hurtowym rynku energii elektrycznej oraz sprzedaż energii klientom indywidualnym i biznesowym na obszarach gdzie Grupa Energa jest właścicielem infrastruktury energetycznej. Została utworzona w maju 2007 roku, a w czerwcu 2009 roku przejęła wraz z kadrą zorganizowaną część przedsiębiorstwa Energa Trading S.A. Spółka legitymuje się doświadczeniem w zarządzaniu ryzykiem związanym ze zbilansowaniem zapotrzebowania klientów Grupy na energię elektryczną. Firma reprezentuje Grupę ENERGA w kontaktach i we współpracy z lokalnymi wytwórcami energii ze źródeł odnawialnych. Zajmuje się obrotem produktami energetycznymi, między innymi prawami majątkowymi (certyfikatami zielonymi, czerwonymi i żółtymi) oraz prawami do emisji CO₂.

1.1.4. EDF Polska S.A. Oddział Wybrzeże w Gdańsku⁸³

Jest to największa firma energetyczna na Pomorzu. W skład Spółki wchodzi dwie Elektrociepłownie: Gdańska i Gdyńska o łącznej mocy osiągalnej ciepłej 1206,5 MW_t i elektrycznej 322,5 MW_e. Firma jest trzecim w kraju producentem energii elektrycznej wytwarzanej w pełnym skojarzeniu z ciepłem. Głównym inwestorem Spółki jest francuski E.D.F. International – lider wśród koncernów energetycznych w Europie.

⁸¹ Na podstawie informacji ze strony internetowej <http://www.energa-operator.pl>

⁸² Na podstawie informacji ze strony internetowej <http://www.grupaenerga.pl>

⁸³ Na podstawie informacji ze strony internetowej <http://polska.edf.com>

1.1.5. Gdańskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.⁸⁴ (GPEC)

GPEC jest liderem branży ciepłowniczej na Pomorzu. Firma oprócz dystrybucji, zajmuje się także produkcją ciepła i energii elektrycznej. GPEC jest największym przedsiębiorstwem grupy kapitałowej GPEC w Polsce. Głównym inwestorem Grupy GPEC jest Stadtwerke Leipzig GmbH (89% udziałów) a drugi współwłaściciel – Miasto Gdańsk – posiada udziały w wysokości 11%.

Od 2004 roku GPEC wytwarza energię elektryczną w układzie skojarzonym w elektrociepłowni Matarnia z paliwa gazowego.

1.1.6. Grupa Lotos S.A.⁸⁵

Grupa LOTOS S.A. jest podmiotem dominującym Grupy Kapitałowej LOTOS S.A., zarządzającym rafinerią w Gdańsku. Spółka działa na terenie całej Polski i poza jej granicami. Grupa Kapitałowa LOTOS jest zintegrowanym pionowo koncernem naftowym, który zajmuje się poszukiwaniem i wydobywaniem ropy naftowej, jej przerobem oraz sprzedażą hurtową i detaliczną wysokiej jakości produktów naftowych. Jest czołowym producentem i dostawcą na rynek m.in. benzyny bezołowiowej, oleju napędowego oraz paliwa lotniczego, a także liderem w produkcji i sprzedaży w Polsce olejów silnikowych, asfaltów modyfikowanych oraz parafin. Grupa LOTOS jest właścicielem ogólnopolskiej sieci stacji paliw, funkcjonującej pod marką LOTOS.

Grupa LOTOS prowadzi działalność w zakresie świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej na terenie zakładu GL S.A. w Gdańsku oraz na terenach do niego przyległych.

1.1.7. Gdańskie Zakłady Nawozów Fosforowych Fosfory Sp. z o.o.⁸⁶

GZNF należą do Grupy Puławy (w kwietniu 2011 r. GZNF zostały oficjalnie przejęte przez Zakłady Azotowe "Puławy" S.A. – lidera polskiego przemysłu nawozowo-chemicznego). Grupa ta jest producentem nawozów sztucznych znajdujących szerokie zastosowanie w rolnictwie, sadownictwie i uprawach warzyw oraz produktów chemicznych takich jak kwas siarkowy, kwas siarkowy akumulatorowy czy wodorosiarczyn sodu. Dzięki uruchomieniu w 2003 r. alkaicznej absorpcji kwaśnych związków siarki, instalacja produkcji kwasu siarkowego całkowicie spełnia wymogi BAT (najlepsza dostępna technologia). Drugim profilem działalności GZNF są usługi przeładunkowe towarów sypkich (nawozy mineralne, fosforyty, sól potasowa, biomasa, soda ciężka) oraz płynnych (kwas siarkowy, kwas solny, kwas fosforowy, ług sodowy, melasa).

1.1.8. Zakład Utylizacyjny Sp. z o.o.⁸⁷

Firma wyodrębniona została w wyniku prywatyzacji z przedsiębiorstwa komunalnego zgodnie z Uchwałą Rady Miasta Gdańska z 1991 r. W rezultacie, w Gminie Gdańsk, rozdzielono gospodarkę odpadami i ich utylizację od funkcji oczyszczania miasta i przewozu odpadów.

Przedmiotem działalności Zakładu jest unieszkodliwianie odpadów komunalnych, gromadzenie i unieszkodliwianie odpadów niebezpiecznych, kompostowanie odpadów

⁸⁴ Na podstawie informacji ze strony internetowej <http://www.gpec.gda.pl>

⁸⁵ Na podstawie informacji ze strony internetowej <http://www.lotos.pl>

⁸⁶ Na podstawie informacji ze strony internetowej <http://www.fosfory.pl>

⁸⁷ Na podstawie informacji ze strony internetowej <http://zut.com.pl>

organicznych, zagospodarowywanie odpadów segregowanych oraz unieszkodliwianie odpadów budowlanych i przemysłowych.

Od 1998 roku Zakład uruchomił pierwszą w województwie elektrownię zasilaną biogazem, pozyskiwanym ze składowanych odpadów komunalnych.

1.1.9. PKP Energetyka S.A. Północny Rejon Dystrybucji

Spółka PKP Energetyka działa na polskim rynku od 2001 roku. Jej głównym zadaniem jest sprzedaż i dostarczanie energii elektrycznej, sprzedaż paliw płynnych. Specjalizuje się także w usługach elektroenergetycznych. Podstawową grupą klientów Spółki są przewoźnicy kolejowi. Miasto Gdańsk leży na obszarze Północnego Rejonu Dystrybucji Spółki.

1.1.10. Gdańska Infrastruktura Wodociągowo-Kanalizacyjna Sp. z o.o. (GIWK)

Gdańska Infrastruktura Wodociągowo-Kanalizacyjna Sp. z o.o. jest właścicielem systemu wodociągowo-kanalizacyjnego w Gdańsku. Przedmiotem działalności GIWK są:

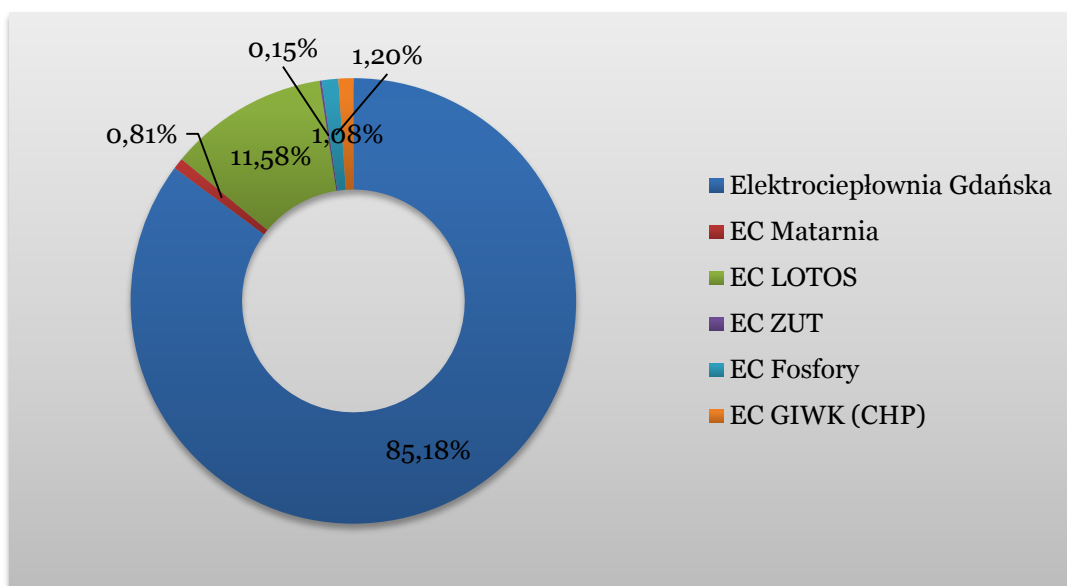
- i. planowanie i rozwój systemu zaopatrzenia w wodę i odbioru ścieków w Gdańsku,
- ii. realizacja inwestycji na rzecz poprawy jakości wody, zwiększenia dostępności kanalizacji sanitarnej oraz ochrony środowiska,
- iii. produkcja energii z biogazu na Oczyszczalni Ścieków Gdańsk Wschód,
- iv. wydawanie warunków technicznych przyłączenia do sieci wodociągowo-kanalizacyjnej,
- v. uporządkowanie stanu własnościowego i technicznego sieci,
- vi. dbałość o strefy ochronne ujęć i zasoby wody pitnej,
- vii. stała modernizacja gdańskiego systemu wodociągowo-kanalizacyjnego,
- viii. edukacja ekologiczna mieszkańców Gdańska.

1.2. Źródła energii elektrycznej

Źródłami energii elektrycznej na terenie miasta Gdańsk są lokalne elektrociepłownie systemowe oraz przemysłowe:

- i. systemowa Elektrociepłownia Gdańska,
- ii. systemowa Elektrociepłownia Matarnia GPEC Sp. z o.o.,
- iii. zakładowa Elektrociepłownia GRUPA LOTOS S.A.,
- iv. zakładowa Elektrociepłownia Gdańskich Zakładów Nawozów Fosforowych Fosfory Sp. z o.o.,
- v. zakładowa Elektrociepłownia Zakładu Utylizacyjnego Sp. z o.o. w Szadółkach,
- vi. zakładowa Elektrociepłownia GIWK Sp. z o.o. na terenie Oczyszczalni Ścieków Wschód.

Sumaryczna moc elektryczna zainstalowana w wszystkich źródłach energii elektrycznej zlokalizowanych na terenie Gdańska wynosi 259 MW_e. Na rysunku 1 zaprezentowano strukturę udziałów mocy elektrycznej zainstalowanej poszczególnych elektrociepłowniach. Głównymi producentami energii elektrycznej są odpowiednio Elektrociepłownia Gdańska i EC GRUPA LOTOS S.A. Udział pozostałych czterech elektrociepłowni wynosi 3,24%.



Rys. 1. Udziały mocy elektrycznej zainstalowanej poszczególnych źródeł energii elektrycznej w Gdańsku

1.2.1. EDF Polska S.A. Oddział Wybrzeże w Gdańsku, elektrociepłownia Gdańska

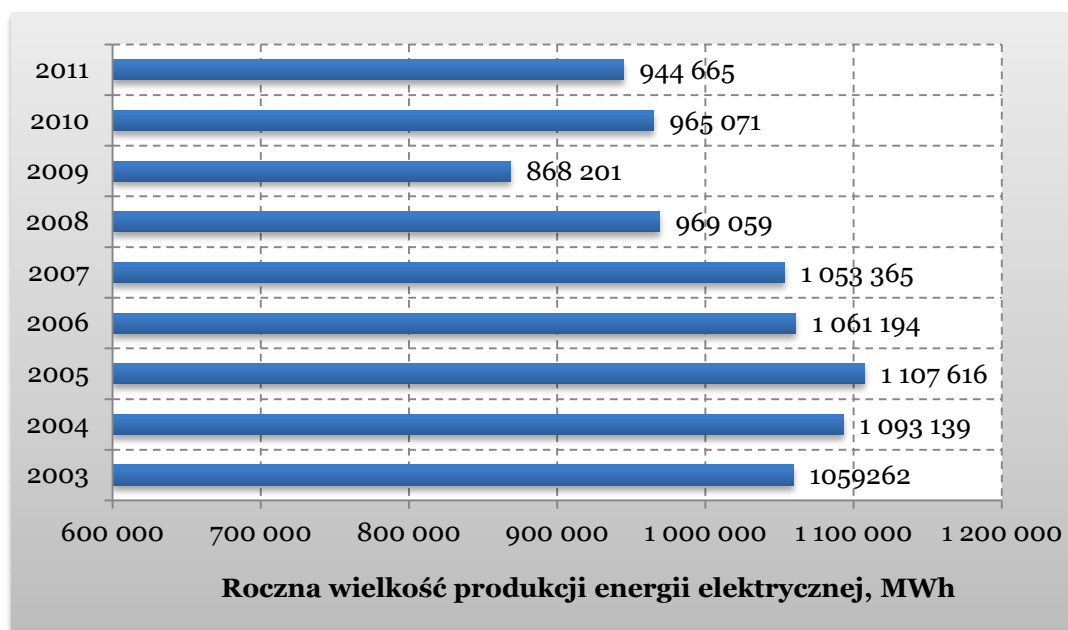
Elektrociepłownia Gdańska EDF Polska S.A. Oddział Wybrzeże składa się z siedmiu kotłów energetycznych zbudowanych w latach 1970–1994 oraz czterech turbozespołów o sumarycznej mocy elektrycznej zainstalowanej 220,6 MW_e (osiągalnej 217,3 MW_e) oraz mocy cieplnej osiągalnej 736 MW_t. Podstawowe dane techniczno-eksploatacyjne prezentuje tabela 1.

Tab. 1. Podstawowe dane turbozespołów Elektrociepłowni Gdańskiej

Parametr	Jednostka	TURBINY				
		TG-1*	TG-2	TG-3	TG-4	TG-5
Rok rozpoczęcia eksploatacji		1971	1973	1978	1983	1994
Typ turbiny		UP	P	UP	UP	UP
Producent		ZAMECH				
Temperatura pary świeżej	°C	500	535	535	535	535
Ciśnienie	MPa	9	12,8	13,5	13,5	13,5
Moc elektryczna znamionowa	MW _e	22,5	55,6	55,0	55,0	55,0
Moc elektryczna osiągalna	MW _e	19,2	52,8	54,0	52,0	53,0
Parametr	Jednostka	GENERATORY				
		TG-1*	TG-2	TG-3	TG-4	TG-5
Rok rozpoczęcia eksploatacji		1971	1973	1978	1983	1994
Typ generatora		GT2-25-01	TGH 63	TGH 63	TGH 63	TGH 63
Producent		Dolmel				
Układ chłodzenia		powietrze	wodór	wodór	wodór	wodór
Moc	MVA	31,25	65,60	68,75	68,75	68,75
Współczynnik mocy cos φ		0,8	0,85	0,8	0,8	0,8
Max prąd wirnika	A	446	1 420	1 676	1 676	1 676
Max prąd stojana	A	2 864	3 610	3 780	3 780	3 780

* z dniem 01.07.2009 z eksploatacji wycofano turbogenerator Nr 1

Stosowane paliwo w Elektrociepłowni Gdańskiej to przede wszystkim węgiel kamienny a od 18.04.2008 r. rozpoczęto proces współspalania biomasy. Współspalanie biomasy zawieszono czasowo od lutego 2013 roku. W niewielkich ilościach stosowany jest również mazut, jako paliwo rozpałkowe.

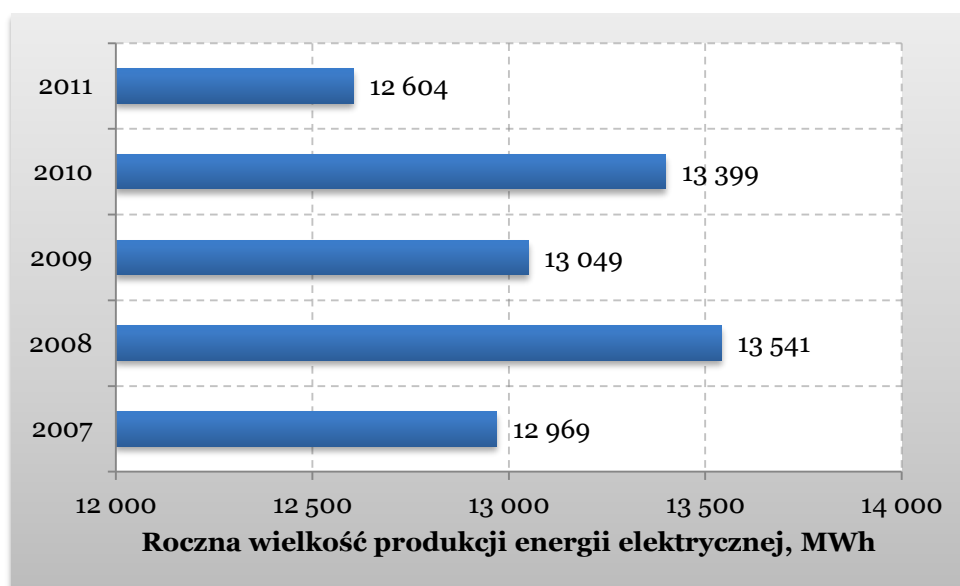


Rys. 2. Wolumen produkcji energii elektrycznej w Elektrociepłowni Gdańskiej na przestrzeni lat 2003-2010

Roczna produkcja energii elektrycznej oscyluje wokół poziomu ok. 1 mln MWh, natomiast średnioroczna produkcja ciepła w latach 2010-2013 to ok. 7,65 mln GJ. Na rysunku 2 zaprezentowano zmianę wielkości produkcji energii elektrycznej na przestrzeni lat 2003-2010.

1.2.2. Elektrociepłownia Matarnia GPEC Sp. z o.o.

Elektrociepłownia należąca do GPEC-u Sp. z o.o. została uruchomiona w 2004 roku w miejsce przestarzałej ciepłowni kotłowni na miał węglowy w Gdańsku Matarni. Eksploatowane dotychczas kotły węglowe zostały zastąpione silnikami gazowymi opalanymi gazem ziemnym, umożliwiającymi produkcję ciepła i energii elektrycznej w skojarzeniu. Elektrociepłownia zasila w ciepło lokalny system ciepłowniczy a produkowana energia elektryczna jest sprzedawana do sieci ENERGA-Operator S.A. W elektrociepłowni zainstalowane są dwa kotły energetyczne i dwa turbozespoły o mocy elektrycznej brutto 2,096 MW_e (2,0 MW_e netto). Na rysunku 3 zaprezentowano zmianę wielkości produkcji energii elektrycznej na przestrzeni lat 2007-2011.



Rys. 3. Wolumen produkcji energii elektrycznej w EC Matarnia na przestrzeni lat 2007-2011

1.2.3. Elektrociepłownia Grupa Lotos S.A.

Elektrociepłownia została uruchomiona w 1973 roku a ostatni turbozespół uruchomiono rok później. Moc elektryczna brutto zakładu wynosi 30,0 MW a netto 29,6 MW. Elektrociepłownia wytwarza energię elektryczną w skojarzeniu z ciepłem w 100% z oleju opałowego i oleju opałowego lekkiego.

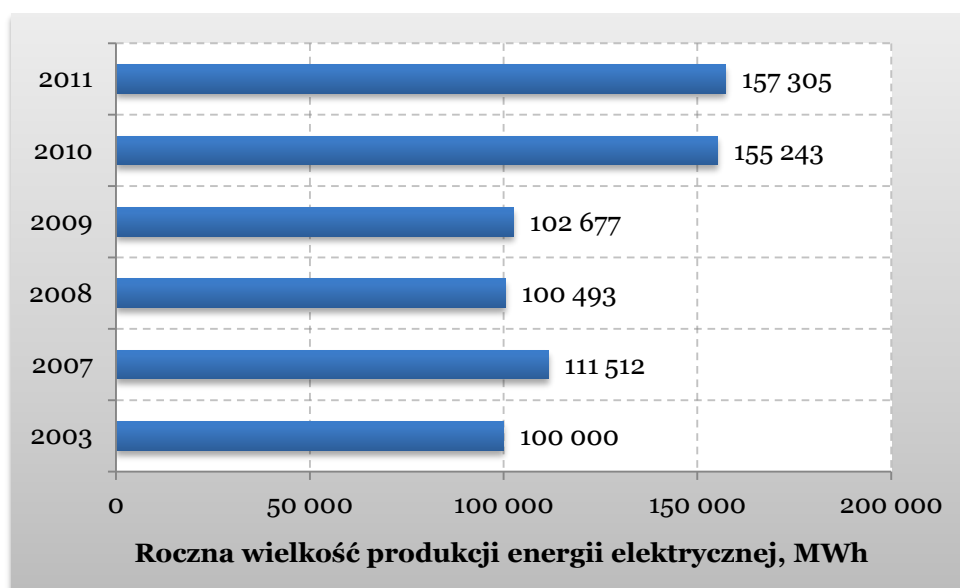
Tab. 2. Charakterystyka turbozespołów w EC Grupa LOTOS S.A.

Nr turbozespołu	Rok rozpoczęcia eksploatacji	Typ turbiny	Parametry pary		Moc turbozespołu znamionowa MW	Moc turbozespołu osiągalna MW
			°C	MPa		
1	1973	upustowo-przeciwprężna	510	7,5	15,0	15,0
2	1974	upustowo-przeciwprężna	510	7,5	15,0	15,0
Razem					30,0	30,0

W zakładzie zainstalowane są cztery kotły energetyczne zasilające dwa turbozespoły o łącznej mocy osiągalnej elektrycznej 30 MW_e przy osiągalnej mocy cieplnej kotłów 448 MW_t (tabela 2). Stan techniczny jednostek i urządzeń towarzyszących Spółka ocenia jako dobry. Wytwarzana energia elektryczna, podobnie jak ciepło, zużywana jest wyłącznie na potrzeby technologiczne GRUPY LOTOS S.A. i spółek zależnych znajdujących się na terenie GRUPY LOTOS S.A. W odniesieniu do energii elektrycznej Spółka posiada następujące koncesje:

- i. na wytwarzanie energii elektrycznej Nr: WEE/69-ZTO/612/W/OGD/2009/BP,
- ii. na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej Nr: DEE/238-ZTO/612/W/OGD/2010/BP,
- iii. na obrót energią elektryczną Nr: OEE/298-ZTO/612/W/OGD/2010/BP.

Na rysunku 4 zaprezentowano wolumen produkcji energii elektrycznej w roku 2003 oraz na przestrzeni lat 2007-2011.



Rys. 4. Wolumen produkcji energii elektrycznej w EC GRUPA LOTOS w latach 2003-2011

1.2.4. Elektrociepłownia Gdańskich Zakładów Nawozów Fosforowych Fosfory Sp. z o.o.⁸⁸

W elektrociepłowni znajdują się dwa kotły: jeden opalany olejem opałowym a drugi opalany siarką służący do wytwarzania SO₂ na cele technologiczne (po dalszym utlenieniu do produkcji kwasu siarkowego). Dwa inne kotły zostały wcześniej wycofane z eksploatacji. Elektrociepłownia zasila w parę jedynie obiekty zakładowe.

Tab. 3. Charakterystyka turbozespołu w EC Fosfory

Rok rozpoczęcia eksploatacji	Typ turbiny	Parametry pary		Moc turbozespołu znamionowa MW	Moc turbozespołu osiągalna MW	Producent turbiny/generatora
		°C	MPa			
1991	C	420	3,5	4,0	3,1	ZAMECH/DOLMEL

W tabeli 3 zaprezentowano podstawowe dane techniczno-eksploatacyjne zainstalowanego turbozespołu. Całkowita moc osiągalna turbozespołu wynosi 3,1 MW_e przy osiągalnej mocy cieplnej 25 MW_t.

1.2.5. Elektrownia Zakładu Utylizacyjnego Sp. z o.o. w Szadółkach

Istniejąca na terenie zakładu elektrownia zasilana jest biogazem, pozyskiwanym ze składowanych odpadów komunalnych. Instalacja techniczna składa się z systemu pozyskiwania biogazu i urządzeń do produkcji ciepła i przesyłu energii elektrycznej. W skład obu systemów wchodzi:

- i. pionowe, perforowane studnie gazowe o średniej głębokości 8 m,
- ii. pozioma podciśnieniowa sieć gazowa,
- iii. stacje kontrolne,
- iv. studnie odwadniające,
- v. pochodnia biogazowa,

⁸⁸ Program rozwoju elektroenergetyki z uwzględnieniem źródeł odnawialnych w Województwie Pomorskim do roku 2025

- vi. budynki wyposażenia technicznego z zamontowanymi wewnątrz: sprężarką (ssawa wentylatorowa), silnikami biogazowymi oraz generatorami prądotwórczymi 602 kW, 301 kW i 1005 kW oraz instalacjami automatyki, sterowania i kontroli,
- vii. stacja transformatorowa z liniami energetycznymi 15 kV – napowietrzną i kablową.

Po wykorzystaniu energii na potrzeby własne Zakładu Utylizacyjnego Sp. z o.o., nadwyżki są sprzedawane do sieci ENERGA–Operator S.A.

1.2.6. Elektrociepłownia (CHP) GIWK Sp. z o.o. na terenie Oczyszczalni Ścieków „Wschód”

Istniejąca na terenie Oczyszczalni elektrociepłownia zasilana jest biogazem pozyskiwanym w procesie fermentacji osadów ściekowych. Instalacja techniczna składa się z systemu pozyskiwania biogazu oraz urządzeń do produkcji ciepła i przesyłu energii elektrycznej. W skład obu systemów wchodzi:

- i. Zamknięte Komory Fermentacyjne,
- ii. pochodnia biogazowa,
- iii. budynek wyposażenia technicznego z zamontowanymi wewnątrz modułami kogeneracyjnymi o mocy 0,714 MW_{el} każdy oraz instalacjami automatyki, sterowania i kontroli,
- iv. stacja transformatorowa z energetyczną linią kablową 15 kV.

Ilość energii elektrycznej obecnie produkowanej waha się w granicach 15 000 MWh_e/rok. Po wykorzystaniu energii na potrzeby własne nadwyżki są sprzedawane do sieci ENERGA–Operator S.A.

1.3. Sieci przesyłowe

Zadaniem sieci przesyłowych jest przesyłanie energii elektrycznej z elektrowni systemowych rozmieszczonych nierównomiernie na obszarze kraju do miejsc jej transformacji do sieci dystrybucyjnej 110 kV. Fragmentami krajowej sieci przesyłowej zasilającej sieć dystrybucyjną na terenie miasta Gdańsk są:

- i. linie najwyższych napięć (NN) 400 kV,
- ii. linie najwyższych napięć (NN) 220 kV,
- iii. stacje elektroenergetyczne NN/WN 400/110 kV,
- iv. stacje elektroenergetyczne NN/WN 220/110 kV.

Na rysunku 5 zaprezentowano przebiegi linii NN oraz lokalizacje stacji elektroenergetycznych (GPZ) zasilających miasto Gdańsk.



Rys. 5. Fragment Krajowej Sieci Elektroenergetycznej na obszarze działania PSE-Północ S.A.
(źródło: www.pse-operator.pl)

1.3.1. Linie najwyższych napięć (NN) 400 kV

Aktualnie przez miasto Gdańsk przebiegają cztery linie najwyższych napięć 400 kV po trasach:

- i. (Krajnik) – (Dunowo) – (Słupsk) – Żarnowiec – Gdańsk Błonia (na odcinku Żarnowiec – Gdańsk Błonia linia dwutorowa),
- ii. Gdańsk I – Gdańsk Błonia,
- iii. Gdańsk Błonia – Olsztyn Mątki,
- iv. Grudziądz Węgrowo – Gdańsk Błonia.

Sieci 400 kV razem z sieciami 220 kV i 110 kV oraz źródłami energii elektrycznej pracują w układzie zamkniętym sekcjonowanym na potrzeby północnej Polski. Łączna długość linii 400 kV przebiegających przez teren Gdańska wynosi 23,9 km. W tabeli 4 zaprezentowano podstawowe parametry linii przebiegających przez teren miasta Gdańsk.

Tab. 4. Wykaz linii NN przebiegających przez miasto Gdańsk

Lp.	Nazwa linii	Napięcie kV	Długość odcinka/całkowita km	Liczba torów	Rok budowy	Typ przewodu roboczego
1	Żarnowiec – Gdańsk Błonia	400	9,5/76,1	2	1977	2x3xAFL-8 525
2	Gdańsk I – Gdańsk Błonia	400	9,5/24,2	2	1977	2x3xAFL-8 525
3	Gdańsk Błonia – Olsztyn Mątki	400	2,2/136,4	1	1993	2x3xAFL-8 525
4	Grudziądz Węgrowo – Gdańsk Błonia	400	2,7/126,8	1	1975	2x3xAFL-8 525
Razem			23,9/363,5			

1.3.2. Linie najwyższych napięć (NN) 220 kV

Aktualnie przez teren miasta Gdańsk nie przebiegają żadne linie NN 220 kV. Jednakże, z punktu widzenia zasilania miasta w energię elektryczną, istotne są dwie linie 220 kV biegnące poza granicami administracyjnymi miasta, zasilające GPZ Gdańsk I znajdujący się w Leźnie, który zasilają linie 110 kV zlokalizowane w Gdańsku. Wspomniane linie 220 kV przebiegają po trasie (rys. 5.):

- i. (Żydowo) – (Gdańsk I),
- ii. (Gdańsk I) – (Jasinec).

1.3.3. Stacje GPZ (Główne Punkty Zasilania) 400/110 kV i 220/110 kV

Na terenie Gdańska zlokalizowana jest jedna stacja elektroenergetyczna o napięciu transformacji 400/110 kV. Miasto zasilane jest również ze stacji Gdańsk I 220/110 kV. Stacja ta jest zlokalizowana poza granicami administracyjnymi miasta. Parametry wymienionych stacji prezentuje tabela 5.

Tab. 5. Parametry stacji 400/110 kV i 220/110 kV

Lp.	Nazwa GPZ	Napięcie transformacji kV	Liczba transformatorów	Moc transformatora MVA	Moc GPZ MVA
1	Gdańsk Błonia	400	2	2x250	500
2	Gdańsk I	220	2	160+120	280

1.4. System dystrybucji

Sieć dystrybucyjną energii elektrycznej na terenie miasta Gdańsk tworzą:

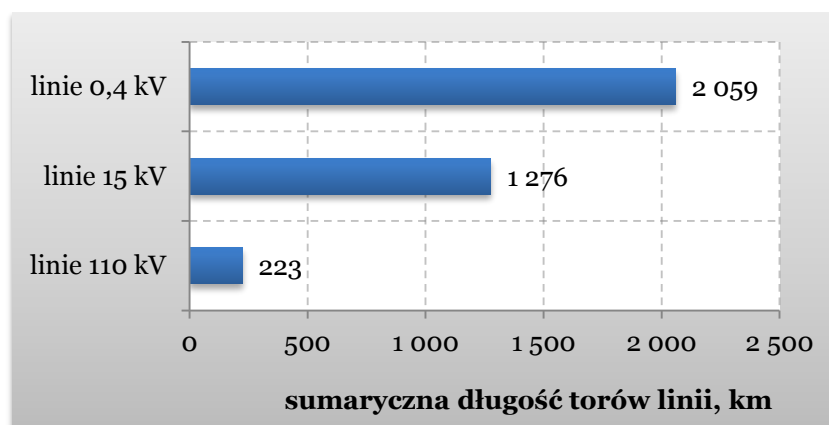
- i. linie wysokiego napięcia (WN) 110 kV,
- ii. stacje transformatorowe WN/SN 110/15 kV, tzw. GPZ,
- iii. linie średniego napięcia (SN) 15 kV,
- iv. stacja transformatorowa SN/SN 15/15 kV,
- v. stacje transformatorowe SN/nN 15/0,4 kV,
- vi. linie niskiego napięcia (nN) 0,4 kV,
- vii. linie oświetlenia ulicznego niskiego napięcia (nN).

Sieci elektroenergetyczne 110 kV służą do zasilania sieci dystrybucyjnej, zasilania odbiorców końcowych przyłączonych do sieci oraz do wyprowadzania mocy z lokalnych elektrociepłowni o parametrach elektrycznych kwalifikujących do połączenia ich z Krajowym Systemem Elektroenergetycznym (KSE). Gdańska sieć 110 kV pracuje w układzie zamkniętym sekcjonowanym.

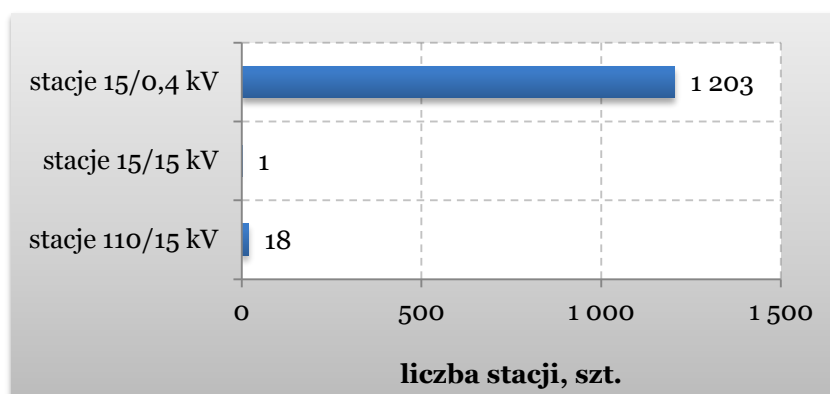
Sieci średniego napięcia SN służą do przyłączenia źródeł wytwórczych i odbiorców końcowych zasilanych z tej sieci oraz do zasilania sieci niskiego napięcia poprzez transformację SN/nN.

Sieci niskiego napięcia (nN) służą do dystrybucji energii elektrycznej do odbiorców końcowych.

Na rysunku 6 zaprezentowano sumaryczne długości przebiegów poszczególnych linii dystrybucyjnych a na rysunku 7 przedstawiono liczbę stacji elektroenergetycznych na terenie miasta Gdańsk.



Rys. 6. Sumaryczne długości torów miejskich linii dystrybucyjnych



Rys. 7. Liczba stacji elektroenergetycznych miejskiej sieci dystrybucyjnej

1.4.1. Linie wysokiego napięcia (WN) 110 kV

System dystrybucyjny miasta z sieci wysokiego napięcia 110 kV realizowany jest poprzez 15 linii, które zasilają stacje GPZ. Są to linie wybudowane w technologii napowietrznej, w zdecydowanej większości dwutorowe. Charakterystykę poszczególnych linii zaprezentowano w tabeli 6.

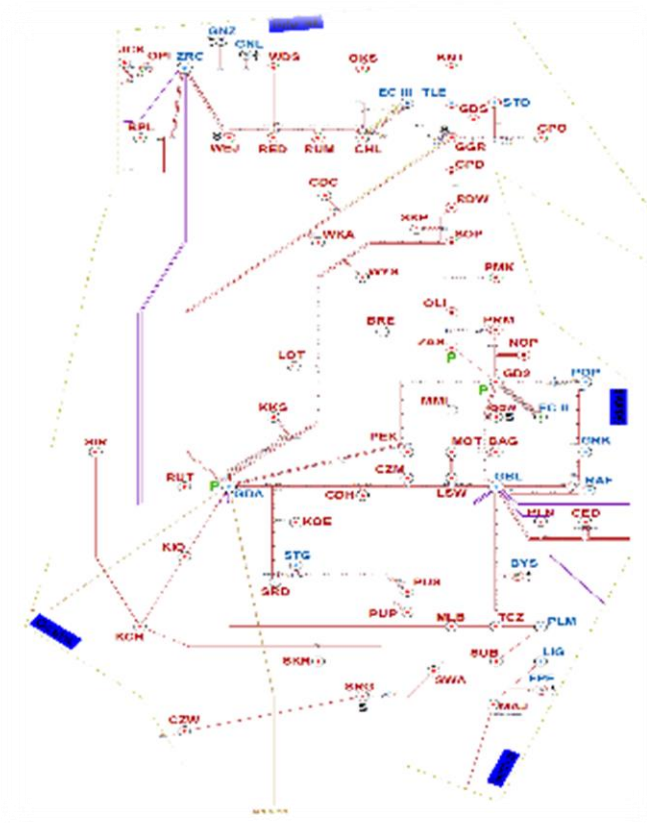
Tab. 6. Skrócona charakterystyka linii 110 kV

Lp.	Nr linii	Relacja	Rok budowy	Długość linii km	Liczba torów	Typ przewodu roboczego
1	1404	Leśniewo-Motława	1930	2,628	2	AFL-6 240 AFL-4 95
2	1406	Gdańsk Błonia-Pleniewo	1928 1975	6,626	1 i 2	AFL-6 120 AFL-6 240
3	1409	Gdańsk I-Piecki-Gdańsk II	1959	15,431	2	AFL-6 185/240
4	1410	Gdańsk I-Kokoszki-Wysoka-Sopot	1960	18,885	2	AFL-6 185/240
5	1419	Pomorska-Oliwa-Sopot	1964 1981	3,361	1	AFL-6 185/240
6	1423	Gdańsk I-Czerwony Most- Leśniewo-Gdańsk Błonia Gdańsk I-Straszyn Dolny Kowale-Chełm-Gdańsk Błonia	1962 1983	28,044	2	AFL-6 240
7	1428	Gdańsk II- Elektrociepłownia Gdańska (Tr+G1)	1970	0,422	2	AFL-6 240
8	1429	Gdańsk II-EC II (G2+G3)	1970	0,329	2	AFL-6 240
9	1434	Gdańsk Błonia-Rafineria- Górki Zachodnie-Port Północny-Gdańsk II Gdańsk Błonia-Gdańsk II	1962	17,064	2	AFL-6 240
10	1435	Gdańsk Błonia-Basen Górnicy-Ostrów-Gdańsk II	1964	8,265	2	AFL-6 185/240
11	1436	1413 Gdańsk II-Nowy Port 1414 Nowy Port-Przymorze 1415 Przymorze-Oliwa 1436 Gdańsk II-Zaspa	1975 1978	10,343	1 i 2	AFL-6 240
12	1439	Gdańsk Błonia-Rafineria	1975	1,253	1	AFL-6 240
13	1444	Gdańsk II-Zaspa	1987	3,420	1	AFL-6 240
14	1446	Gdańsk I-Kokoszki	1963	6,400	2*	AFL-6 240
15	1467	Gdańsk II- Elektrociepłownia Gdańska (G4+G5)	1970	0,239	2	AFL-6 240

*-jeden tor nieczynny

1.4.2. Stacje GPZ 110/15 kV

Na terenie miasta zlokalizowanych jest 21 stacji GPZ 110/15 kV. Osiemnaście z nich jest własnością ENERGA-Operator, natomiast pozostałe trzy są stacjami abonenckimi. Na rysunku 8 przedstawiono lokalizację wszystkich stacji GPZ a ich charakterystykę zamieszczono w tabeli 7.



Rys. 8. Przebieg sieci 110 kV na terenie Trójmiasta z zaznaczonymi stacjami GPZ

Tab. 7. Skrócona charakterystyka GPZ 110/15 kV zasilających miasto Gdańsk

Lp.	Nazwa GPZ	Adres	Rok budowy	Linie zasilające stację	Moc MVA	Rodzaj rozdzielni
1	Basen Górniczy	ul. Ku Ujściu	1967 1981 2001	Błonia, Gdańsk 2	2x16	napowietrzna
2	Chełm	ul. Zamiejska	1969 1984	Straszyn Górny, Błonia	2x25	napowietrzna
3	Czerwony Most	ul. Żabia	1994	Leśniewo, Gdańsk 1	2x25	napowietrzna
4	Gdańsk II	ul. Swojska	1960	EC 2 Trafo, EC 2 (G 1-5), Ostrów Basen Górniczy, Błonia, Port Północny, Piecki, Nowy Port, Gdańsk 1	2x25	napowietrzna
5	Kokoszki	ul. Maszynowa	b.d.	b.d.	2x25	napowietrzna
6	Leśniewo	ul. Zawodzie	1952 1989	Błonia, Czerwony Most	2x16	napowietrzna
7	Motława	ul. Wiesława	2003	Leśniewo Tor 1, Leśniewo Tor 2	2x16	napowietrzna
8	Nowy Port	ul. Letnicka	2011	Gdańsk 2, Przymorze	2x25	napowietrzna

9	Oliwa	ul. Lęborska	1971	Przymorze, Pomorska	2x25	napowietrzna
10	Ostrów	ul. Na Ostrowiu	1975	Błonia, Gdańsk 2	2x25	napowietrzna
11	Piecki	ul. Trzy Lipy	1973	Gdańsk 1, Gdańsk 2	2x25	napowietrzna
12	Pleniewo	ul. Benzynowa	1991	Błonia, Cedry	2x10	napowietrzna
13	Pomorska	ul. Chłopska	1979	Sopot, Oliwa	10+16	napowietrzna
14	Przymorze	ul. Olsztyńska	1974	Gdańsk 2, Oliwa	16+25	napowietrzna
15	Zaspa	ul. Kościuszki	1978	Gdańsk 2 Linia 1 Gdańsk 2 Linia 2	2x25	napowietrzna
16	Port Północny	-	b.d.	-	2x25*	b.d.
17	Górki Zachodnie	-	b.d.	-	2x16*	b.d.
18	Rafineria	-	b.d.	-	3x20*	b.d.
19	Brętowo	-	2012	-	2x25	wnętrzowa
20	Lotnisko	-	2012	-	2x25	wnętrzowa
21	Młode Miasto	-	2014	-	2x25	wnętrzowa

* dane z roku 2003, GPZ abonentkie

Oprócz wymienionych GPZ, na potrzeby miasta Gdańsk pracują również w niewielkim udziale GPZ Sopot, GPZ Kowale i GPZ Wielki Kack oraz GPZ Cedry (podłączone do niego linie Sobieszewo i Przegalina, pracujące w 100% na rzecz Gdańska, stanowią 33% całkowitego obciążenia GPZ).

1.4.3. Linie średniego napięcia (SN) 15 kV

Z GPZ-tów oraz stacji rozdzielczych wyprowadzone są linie średniego napięcia zasilające stacje transformatorowe. Linie średniego napięcia na terenie miasta prowadzone są, jako napowietrzne lub kablowe o napięciu 15 kV. Sieci rozdzielcze pracują przede wszystkim w układzie otwartych pętli zasilanych z :

- i. oddzielnych sekcji rozdzielni średniego napięcia występujących w poszczególnych GPZ,
- ii. rozdzielni średniego napięcia występujących w poszczególnych GPZ lub PZ.

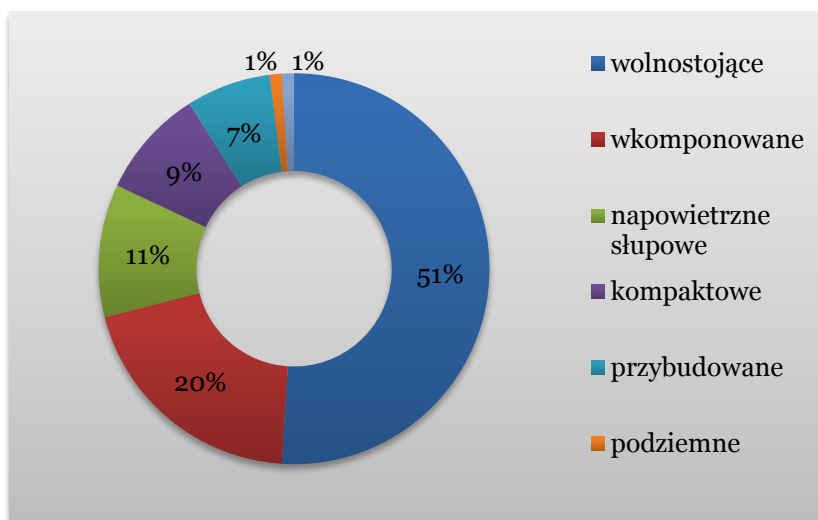
1.4.4. Stacje transformatorowe 15/15 kV

Na terenie miasta Gdańsk zlokalizowana jest jedna stacja rozdzielcza 15/15 kV.

1.4.5. Stacje transformatorowe 15/0,4 kV

Z sieci rozdzielczych średniego napięcia zasilanych jest w mieście Gdańsku 1203 stacji transformatorowych SN/nN, które z kolei zasilają miejską sieć rozdzielczą niskiego napięcia. Na terenie miasta pracuje również ponad 600 stacji transformatorowych na potrzeby indywidualnych użytkowników.

Ze względu na charakter tzw. części budowlanej, struktura technologii stacji transformatorowych przedstawia się jak zaprezentowano na rysunku 9. Zdecydowaną większość stanowią stacje wolnostojące oraz wkomponowane.



Rys. 9. Struktura technologii części budowlanej stacji 15/0,4 kV

1.4.6. Linie niskiego napięcia (nN) 0,4 kV

Na terenie miasta pracuje 7782 sztuk ciągów sieciowych niskiego napięcia. Łączna długość sieci nN to 2 059 km. Są to linie budowane w technologii napowietrznej i kablowej.

2. CHARAKTERYSTYKA ODBIORCÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Na obszarze miasta Gdańsk, w roku 2011 do systemu elektroenergetycznego podłączonych było 228 764 odbiorców energii elektrycznej (w 2005 r. około 204 434), w tym 1 034 odbiorców korzystających z zasady TPA (2010 r.), co daje przyrost ok. 12% (tabela 8).

Najważniejsza zmiana dotycząca odbiorców, to wprowadzona z dniem 01.07.2007 r. tzw. zasada TPA (Third – party Access, czyli Dostęp Osób Trzecich). Zasada polegająca na udostępnieniu przez właściciela bądź operatora infrastruktury sieciowej osobom trzecim w celu dostarczenia towaru (energii elektrycznej) klientom strony trzeciej, w tym wypadku przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej. Dzięki zastosowaniu zasady TPA, możliwa staje się demonopolizacja rynku, co powinno się przekładać na wzmocnienie konkurencji (w tym przypadku sprzedawców energii elektrycznej), a poprzez to na obniżki cen. Zasada ta w początkowym okresie była niezauważalna w praktyce z uwagi na niewielkie możliwości zakupu energii elektrycznej na wolnym rynku. Dopiero ostatnio wprowadzone zmiany do ustawy Prawo Energetyczne (m. in. duża nowela z 10.01.2010 r.) spowodowały zauważalny przyrost klientów, którzy zmienili już dostawcę/sprzedawcę energii elektrycznej. Zjawisko to jest widoczne zarówno w grupie odbiorców przemysłowych jak i komunalno-bytowych.

Tab. 8. Liczba odbiorców energii elektrycznej w latach 2004-2011⁸⁹

Rok	Liczba odbiorców poszczególnych odbiorców taryfowych								Razem
	posiadających Umowy Dystrybucyjne			posiadających Umowy Kompleksowe					
	odbiorcy na wysokim napięciu	odbiorcy na średnim napięciu	odbiorcy na niskim napięciu	grupy taryfowe G	grupy taryfowe C	grupy taryfowe B	grupy taryfowe A	grupa taryfowa R	
2005	-	-	-	189 481	14 194	351	3	405	204 434
2006	-	-	-	192 611	14 431	354	3	405	207 804
2007	-	-	-	196 532	15 448	361	3	427	212 771
2008	-	-	-	200 440	15 870	366	3	475	217 154
2009	-	6	55	204 665	15 707	374	3	478	221 288
2010	-	31	1003	208 438	15 380	363	3	255	225 473
2011	b.d.	b.d.	b.d.	213 570	14 634	342	3	215	228 764

2.1. Odbiorcy przemysłowo-usługowi

W opracowaniu przyjęto założenie, że do tych odbiorców zalicza się wszystkie podmioty prowadzące działalność gospodarczą produkcyjną (produkcyjno-usługową), którzy zasilani są na napięciu 110 kV (grupa taryfowa A – 3 odbiorców) oraz 15 kV (grupa taryfowa B – 342 odbiorców, plus 31 wg zasady TPA dla danych za rok 2010) niezależnie od wielkości poboru mocy. Położenie miasta Gdańska wymusiło powstanie specyficznego, dla tego regionu, przemysłu stoczniowego. Przemysł ten mimo rozlicznych trudności, nadal jest dużym odbiorcą energii elektrycznej w mieście. Jego cechą charakterystyczną jest duży stopień skupienia obciążenia, oraz stabilność poboru

⁸⁹ Dane dotyczą odbiorców ENERGA-Obrót S.A. Zestawienie przygotowane w oparciu o sprawozdanie G-10.8.

energii bez względu na porę roku (stocznie: Remontowa, Północna i Gdańska). Dużymi odbiorcami energii elektrycznej jest również Grupa Lotos S.A. oraz Zakłady Chemiczne Siarkopol i Gdańskie Zakłady Nawozów Fosforowych „Fosfory” Sp. z o.o.

Oprócz dużych odbiorców przemysłowych zasilanych z reguły bezpośrednio z sieci 110 kV, istnieje wiele mniejszych podmiotów gospodarczych zasilanych z sieci 15 kV, a w przypadku bardzo drobnych odbiorców przemysłowych (przemysłowo-usługowych) także z sieci 0,4 kV (grupa taryfowa C – 14 634 odbiorców posiadających umowy kompleksowe). Odbiorcy ci charakteryzują się zmiennym dobowym poborem mocy z uwagi na jednozmianowy (w większości) cykl pracy. Niemniej można przyjąć, że charakter tych zmian jest stały i przewidywalny bez względu na porę roku.

2.2. Gospodarstwa domowe

Grupę tę stanowią wszyscy odbiorcy indywidualni, zarówno właściciele budynków jednorodzinnych, jak i mieszkańcy osiedli mieszkaniowych. Wspólną cechą tych odbiorców jest zmienność poboru energii elektrycznej w okresie doby i w okresie poszczególnych pór roku. Liczba odbiorców wg grupy taryfowej G posiadających umowy kompleksowe wynosi 213 570. Jest to zdecydowanie najliczniejsza grupa odbiorców energii elektrycznej.

Na niskim napięciu (nN) jest jeszcze 215 odbiorców w grupie taryfowej R (bez opomiarowania). W grupie odbiorców nN jest łącznie 1 003 odbiorców wg zasady TPA (dane za rok 2010).

2.3. Obiekty gminne

Obiekty gminne (306 obiektów) zaklasyfikowano do trzynastu klas, ze względu na przeznaczenie użytkowe danego budynku lub ich zespołów. W tabeli 9 zaprezentowano zestawienie tychże obiektów pod względem stosowanych taryf. Zdecydowanie największa liczba odbiorców zaliczana jest do grupy taryfowej C.

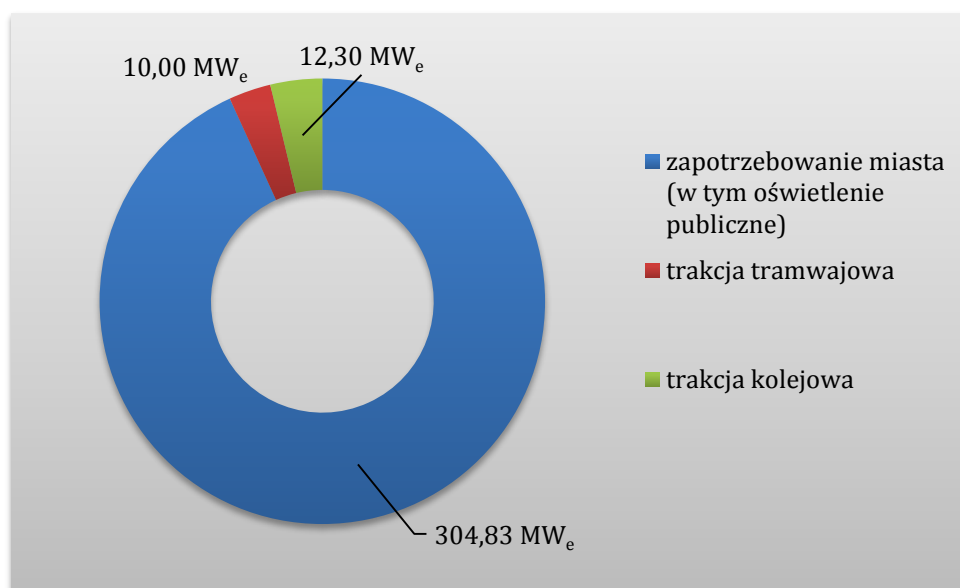
Tab. 9. Charakterystyka obiektów gminnych pod względem planu taryfowego

L.p.	Rodzaj obiektu	Taryfa										
		C11	C12a	C12b	C12w	C21	B11	B21	B22	B23	G11	G12W
1	Muzea, teatry, sztuka	18	1	0	0	5	0	1	2	0	1	0
2	Żłobki	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Przedszkola	40	2	0	0	1	0	0	0	0	0	0
4	Szkoły podstawowe	26	0	0	0	10	0	0	0	0	0	0
5	Gimnazja	21	0	0	0	10	0	0	0	0	0	0
6	Szkoły średnie	15	1	0	0	17	0	1	0	0	2	0
7	Poradnie pedagogiczne	12	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Domy dziecka	1	0	0	5	0	0	0	0	0	4	0
9	Kultura i rozrywka	38	2	0	0	1	0	1	0	1	0	0
10	Pomoc społeczna	14	0	0	0	1	0	0	0	0	9	1
11	ZNK	11	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0
12	Urzędy i instytucja	10	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0
13	Inne	2	0	0	0	2	1	0	0	0	0	0

3. ZAPOTRZEBOWANIE NA MOC I ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ

3.1. Bilans zapotrzebowania na moc elektryczną dla poszczególnych jednostek urbanistycznych

Wg danych za rok 2003 zapotrzebowanie na moc elektryczną (wraz z zapotrzebowaniem sieci trakcyjnej tramwajowej i kolejowej) wynosiło 271 MW_e. Według danych pochodzących od ENERGA-Operator S.A. zapotrzebowanie na moc dla miasta Gdańska w szczycie 2012 wyniosło 304,83 MW_e. Strukturę całkowitego zapotrzebowania na moc elektryczną dla miasta Gdańska w roku 2012 zaprezentowano na rysunku 10.



Rys. 10. Struktura sumarycznego zapotrzebowania na moc elektryczną dla miasta Gdańska w szczycie 2012 r.⁹⁰

W związku z faktem, że koncern energetyczny ENERGA-Operator S.A., nie posiada szczegółowych danych dotyczących zapotrzebowania mocy elektrycznej w poszczególnych jednostkach bilansowych, aktualizacji bilansu zapotrzebowania dokonano przy kilku istotnych założeniach dla ich wyliczenia:

- i. podstawą do obliczeń bilansu zapotrzebowania na moc był bilans z roku 2003, wielkość całkowitego zapotrzebowania na moc z roku 2012 oraz lista nowych budynków powstałych w latach 2004-2011 uzyskana od Powiatowego Inspektoratu Nadzoru Budowlanego w Gdańsku,
- ii. dysponując informacjami dotyczącymi rodzaju, wielkości i lokalizacji nowopowstałych budynków (jednorodzinne, wielorodzinne, usługowe, galerie handlowe, hotele) przyjęto średnie wskaźniki dotyczące zapotrzebowania na moc elektryczną,
- iii. szacunkowe obliczenia przyrostu zapotrzebowania na moc elektryczną w poszczególnych jednostkach bilansowych skorygowano proporcjonalnie do rzeczywistego zapotrzebowania na moc.

Zasady wyznaczania mocy zapotrzebowanej dla mieszkań i budynków mieszkalnych przyjęto zgodnie z normą N SEP-E-002. Podane w normie wartości mocy

⁹⁰ Zapotrzebowanie na moc dla sieci trakcyjnej tramwajowej wg danych za rok 2013

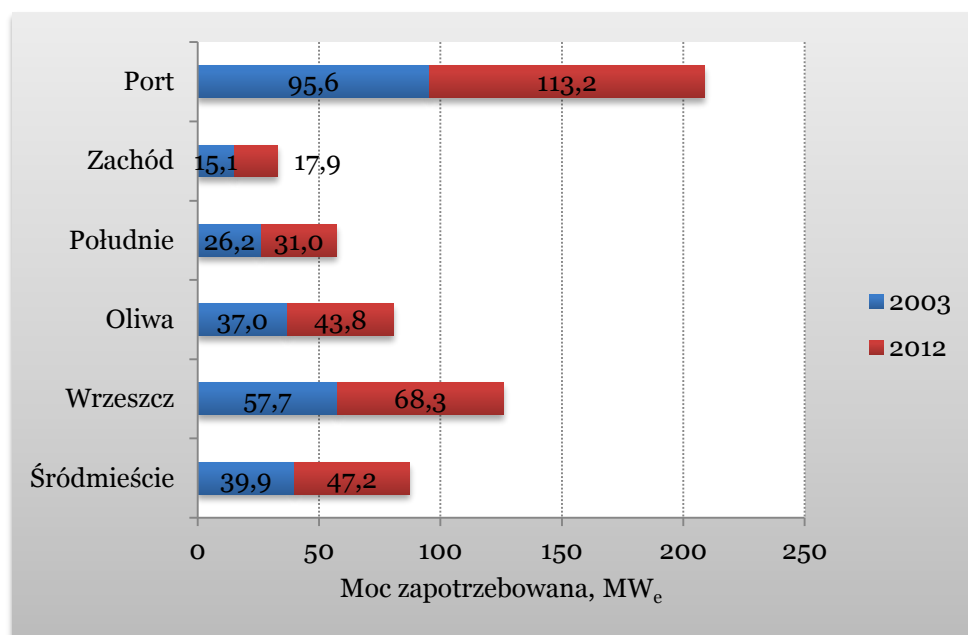
zapotrzebowanej zostały opracowane przy założeniu, aby obecnie projektowane i wykonywane instalacje elektryczne nie powodowały ograniczeń i uciążliwości użytkowania odbiorników elektrycznych teraz i w przyszłości, a w perspektywie około 25-30 lat nie wymagały modernizacji. Uwzględniają one doświadczenia i zasady realizacji instalacji elektrycznych innych krajów, zwłaszcza tych o znacznie większym zużyciu energii elektrycznej przypadającym na jednego mieszkańca. Założono zatem, że:

- i. zapotrzebowanie mocy elektrycznej dla budynku jednorodzinnego/mieszkania posiadającego zaopatrzenie w ciepłą wodę z zewnętrznej centralnej sieci grzewczej wyniesie 12,5 kW_e,
- ii. zapotrzebowanie mocy elektrycznej dla budynku jednorodzinnego/mieszkania nie posiadającego zaopatrzenia w ciepłą wodę z zewnętrznej centralnej sieci grzewczej wyniesie 30 kW_e,
- iii. uśredniony współczynnik jednoczesności 0,25.

Dodatkowo, dla nowych obiektów usługowych przyjęto poniższe założenia⁹¹:

- i. budynki biurowe – 100 W_e/m²,
- ii. domy handlowe klimatyzowane – 150 W_e/m²,
- iii. hotele – 60 W_e/m²,
- iv. współczynnik jednoczesności równy 1.

Na podstawie powyższych założeń i szacunków wyliczone potrzeby mocy dla poszczególnych jednostek bilansowych zaprezentowano na rysunku 11.

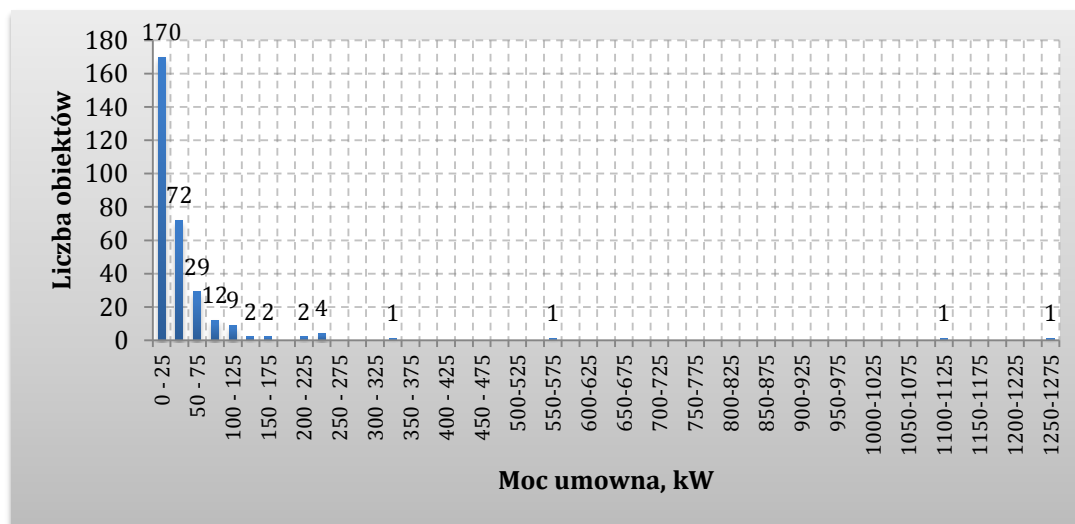


Rys. 11. Bilans zapotrzebowania na moc elektryczną w poszczególnych jednostkach bilansowych Gdańska

⁹¹ Markiewicz H. *Instalacje elektryczne*, WNT, Warszawa 2012

3.2. Zapotrzebowanie na moc elektryczną wśród obiektów gminnych

Na rysunku 12 zaprezentowano ilościową charakterystykę obiektów gminnych pod względem wielkości mocy umownej. Moc umowna dla zdecydowanej większości obiektów nie przekracza 100 kW. Najliczniejszą grupą obiektów charakteryzuje się mocą umowną na poziomie nie wyższym niż 25 kW a następnie pomiędzy 25 kW a 50 kW.



Rys. 12. Charakterystyka obiektów gminnych pod względem wielkości mocy umownej

3.3. Zapotrzebowanie na energię elektryczną

3.3.1. Sumaryczne zużycie energii elektrycznej

Zużycie energii elektrycznej przez wszystkich odbiorców w roku 2011 wyniosło 1 519, 46 GWh, co daje średnie zużycie ok. 6 640 kWh na jednego odbiorcę i ok. 3 300 kWh na jednego mieszkańca oraz 7 114 kWh w gospodarstwach domowych (grupa taryfowa G). Te wskaźniki mogą być porównywane ze wskaźnikami w innych gminach miejskich w kraju i w UE. W tabeli 10 przedstawiono strukturę odbiorców, z podziałem na ilość i rodzaj oraz zużycie energii elektrycznej w latach 2005-2011.

Tab. 10. Zużycie energii elektrycznej w latach 2004-2011 wg danych ENERGA-Obrót S.A.

Rok	Zużycie energii elektrycznej odbiorców poszczególnych odbiorców taryfowych MWh _e								Razem MWh _e
	posiadających Umowy Dystrybucyjne			posiadających Umowy Kompleksowe					
	odbiorcy na wysokim napięciu	odbiorcy na średnim napięciu	odbiorcy na niskim napięciu	grupy taryfowe G	grupy taryfowe C	grupy taryfowe B	grupy taryfowe A	grupa taryfowa R	
2005	-	-	-	397 888	228 890	563 113	254 276	1 042	1 445 211
2006	-	-	-	392 692	208 890	592 175	298 503	1 198	1 519 456
2007	-	-	-	383 504	236 426	611 639	286 671	1 216	1 627 063
2008	-	-	-	404 287	285 029	632 866	303 648	1 233	1 614 211
2009	-	4 554	1 427	409 432	249 715	630 464	317 171	1 448	1 741 367
2010	-	81 305	30 552	427 407	242 431	567 186	391 449	1 037	1 618 435
2011	b.d.	b.d.	b.d.	396 790	217 992	518 252	484 775	626	1 519 456

Ogółem 122 915 odbiorców zużyło 650 200 MWh. Zmiana liczby odbiorców o ok. 12,0% w stosunku do roku 2005 należy ocenić jako trend pozytywny, natomiast spadek zużycia energii na jednego odbiorcę może wskazywać na prooszczędnościowe zachowania odbiorców bądź też na przejściowe zahamowanie trendów rozwojowych miasta.

3.3.2. Zużycie energii elektrycznej wśród obiektów gminnych

W tabeli 11 zaprezentowano sumaryczne zużycie energii elektrycznej w roku 2011 dla obiektów gminnych zaklasyfikowanych do danego planu taryfowego. Całkowita ilość zużytej energii wśród obiektów gminnych w roku 2011 wyniosła 16,27 GWh co stanowi 1% całkowitego zużycia energii elektrycznej wszystkich odbiorców w roku 2011.

Tab. 11. Zużycie energii elektrycznej oraz moc umowna wśród obiektów gminnych w roku 2011

Taryfa	Liczba obiektów szt.	Moc umowna kW	Roczne zużycie energii, MWh/a
C11	217	4898	5 395
C12a	7	128	233
C12b	1	5	47
C12w	5	78	85
C21	51	8450	7 938
B11	1	85	140
B21	3	369	756
B22	3	221	1 168
Suma		14 234	15 768

3.3.3. Zapotrzebowanie na energię elektryczną na potrzeby oświetlenia ulicznego

W latach 2004-2014 całkowita liczba punktów świetlnych zlokalizowanych na terenie miasta Gdańska wzrosła z 25 590 sztuk do 35 945 sztuk, co stanowi wzrost o ponad 40%. Jednocześnie zużycie energii elektrycznej z poziomu 19 760 MWh w roku 2004 wzrosło do 29 150 MWh, co stanowi ponad 47% wzrost. Może to świadczyć o pogorszeniu się stanu technicznego infrastruktury oświetleniowej albo montażu punktów oświetleniowych o większej mocy. Informacje o liczbie punktów świetlnych i rocznym zużyciu energii elektrycznej w poszczególnych latach zaprezentowano w tab. 12.

Tab. 12. Zużycie energii elektrycznej na potrzeby oświetlenia ulicznego w latach 2004-2014

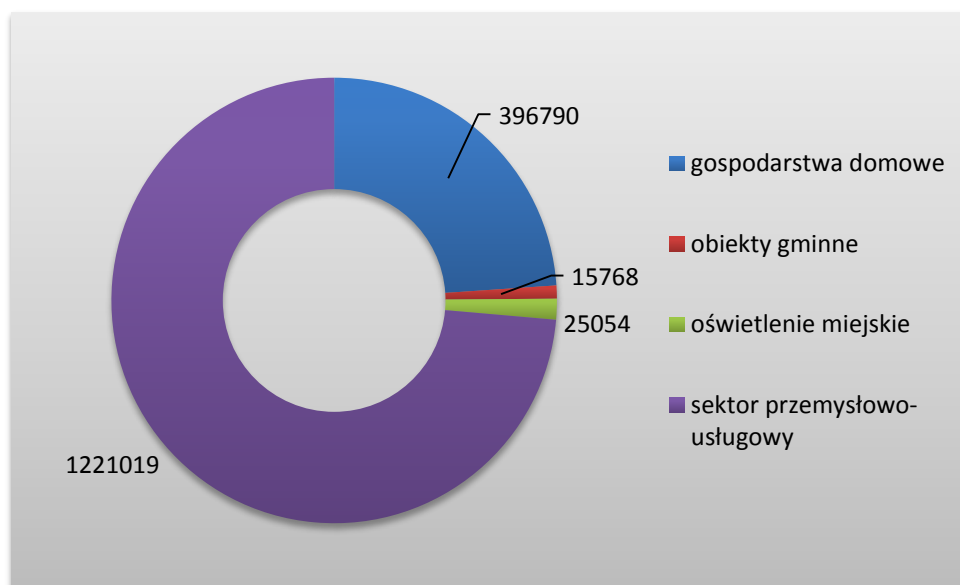
Rok	Liczba punktów szt.	Roczne zużycie energii, MWh/a
2004	25 590	19 760
2005	25 975	20 055
2006	26 365	20 355
2007	26 760	20 660
2008	27 160	20 970
2009	27 570	21 285
2010	27 983	21 605
2011	31 350	25 054
2012	34 100	27 600
2013	35 391	28 700
2014	35 945	29 150

3.4. Bilans zapotrzebowania na energię elektryczną

Szczegółowe informacje na temat zużycia energii elektrycznej w poszczególnych grupach taryfowych oraz klasyfikację danych sektorów odbiorców do odpowiedniej grupy taryfowej zaprezentowano w punktach 2 oraz 3. Z uwagi na metodykę przyjętą podczas opracowywania niniejszego projektu aktualizacji „Założeń...” jest to jedyny możliwy sposób na oszacowanie zużycia energii elektrycznej dla następujących grup odbiorców:

- i. gospodarstwa domowe,
- ii. obiekty gminne
- iii. sektor przemysłowo-usługowy
- iv. oświetlenie miejskie

Na rys. 13 zaprezentowano wspomniany bilans zapotrzebowania na energię elektryczną dla wymienionych sektorów w roku 2011. Ponad 73% energii elektrycznej zużywane jest przez sektor przemysłowo-usługowy a blisko 24% zużycia stanowi zapotrzebowanie na energię elektryczną przez gospodarstwa domowe.



Rys. 13. Bilans zużycia energii elektrycznej dla poszczególnych grup odbiorców na terenie miasta Gdańsk w roku 2011, w MWh.

4. TARYFY DLA ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ ZMIANY CEN ENERGII W LATACH 2008-2012

4.1. Zasady kwalifikacji odbiorców do poszczególnych grup taryfowych

Odbiorców zlokalizowanych na terenie miasta Gdańsk, wykorzystujących energię elektryczną do różnych celów, podzielono na następujące grupy zgodne z grupami taryfowymi:

- i. odbiorców zasilanych z sieci WN (napięcie znamionowe wysokie-110 kV) - A23, A23n,
- ii. odbiorców zasilanych z sieci SN (napięcie znamionowe średnie-wyższe od 1 kV i niższe niż 110 kV) - B11, B21, B22 i B23,
- iii. odbiorców zasilanych z sieci nN (napięcie znamionowe niskie- nie wyższe niż 1 kV) - C21, C22a, C22b, C22c, C23, C11, C11o, C12a, C12b, C12r, C12w i D12,
- iv. odbiorców zasilanych niezależnie od poziomu napięcia – R.

Grupa taryfowa C23 przeznaczona jest dla Odbiorców zasilanych z sieci nN o faktycznym zużyciu rocznym energii elektrycznej większym niż 200 000 kWh. W przypadku zużycia przez Odbiorcę w danym roku kalendarzowym energii elektrycznej w ilości poniżej 200 000 kWh_e, traci on w tym roku prawo do rozliczenia według grupy taryfowej o symbolu C23 oraz zobowiązany jest do zapłaty na rzecz Sprzedawcy różnicy pomiędzy należnościami według grupy taryfowej o symbolu C21 a należnościami zapłaconymi za okres danego roku kalendarzowego. W przypadku rozliczania trwającego dłużej niż rok i krócej niż dwa lata Odbiorca rozliczany jest analogicznie jak opisano wyżej za cały okres korzystania z grupy taryfowej o symbolu C23.

Grupa taryfowa D12 ma zastosowanie w rozliczeniach z Odbiorcami przyłączonymi na niskim napięciu o stałym poborze mocy i charakterystyce poboru energii elektrycznej wymuszanej poprzez załączanie/wyłączanie wszystkich odbiorników objętych układem pomiarowo-rozliczeniowym, zgodnie z ustawieniem zegara, skorelowanym z astronomicznym czasem zachodów/wschodów Słońca lub ustalonych z Odbiorcą, zainstalowanym w porozumieniu ze Sprzedawcą i plombowanym przez ENERGA-OPERATOR SA.

Grupa taryfowa C11o ma zastosowanie w rozliczeniach z Odbiorcami przyłączonymi na niskim napięciu o stałym poborze mocy, rozliczanymi za sprzedaną energię elektryczną w jednej strefie czasowej, o charakterystyce poboru energii elektrycznej wymuszanej poprzez załączanie/wyłączanie wszystkich odbiorników objętych układem pomiarowo-rozliczeniowym, zgodnie z ustawieniem zegara astronomicznego, skorelowanym z astronomicznym czasem zachodów/wschodów Słońca, zainstalowanym w porozumieniu ze Sprzedawcą i plombowanym przez OSD ENERGA-Operator SA.

Grupa taryfowa C12r, która ma zastosowanie w rozliczeniach z Odbiorcami przyłączonymi na niskim napięciu, przeznaczona jest jedynie dla Odbiorców już korzystających z rozliczeń w tej grupie.

Grupa taryfowa C22c, która ma zastosowanie w rozliczeniach z Odbiorcami przyłączonymi na niskim napięciu, przeznaczona jest jedynie dla Odbiorców już korzystających z rozliczeń w tej grupie.

Grupa taryfowa A23n występująca na terenie OSD ENERGA-Operator SA Oddział w Płocku, która ma zastosowanie w rozliczeniach z Odbiorcami przyłączonymi na wysokim napięciu, przeznaczona jest jedynie dla Odbiorców już korzystających z rozliczeń w tej grupie.

Grupa taryfowa R ma zastosowanie w rozliczeniach z Odbiorcami energii elektrycznej, których instalacje nie są wyposażone w układy pomiarowo-rozliczeniowe.

4.2. Ceny energii elektrycznej dla poszczególnych grup taryfowych

Ceny energii elektrycznej i opłaty handlowe dla poszczególnych grup taryfowych obowiązujące odbiorców obsługiwanych przez ENERGA-Operator SA w latach 2008-2012 zestawiono w tabelach 13 do 31.

Tab. 13. Taryfa A23, poszczególne grupy taryfowe oraz (po 2009) odbiorcy finalni (ceny zawierające podatek akcyzowy A, nie zawierające podatku akcyzowego B oraz poszczególne grupy taryfowe z akcyzą objęci ofertą 60-dniowego okresu płatności C)

M-c	Rok	szczyt przedpołudniowy zł/MWh			szczyt popołudniowy zł/MWh			pozostałe godziny zł/MWh			opłata handlowa zł/m-c		
		A	B	C	A	B	C	A	B	C	1	2	6
4	2008	215,03			299			163,77			80		
9	2008	223,78			303,69			173,64			85		
1	2009	314,13			426,31			243,75			120		
1	2010	326,04	306,04	332,62	442,47	422,47	451,4	252,99	232,99	258,09	120		
1	2011	355,38	335,38		482,29	462,29		275,76	255,76		120		
1	2012	374,93	354,93		508,82	488,82		290,93	270,93		150		

Tab. 14. Taryfa A23n, poszczególne grupy taryfowe oraz (po 2009) odbiorcy finalni (ceny zawierające podatek akcyzowy A, nie zawierające podatku akcyzowego B oraz poszczególne grupy taryfowe z akcyzą objęci ofertą 60-dniowego okresu płatności C)

M-c	Rok	szczyt przedpołudniowy zł/MWh			szczyt popołudniowy zł/MWh			pozostałe godziny zł/MWh			opłata handlowa zł/m-c		
		A	B	C	A	B	C	A	B	C	1	2	6
4	2008	215,03			299			163,77			80		
9	2008	223,78			303,69			173,64			85		
1	2009	317,62			431,04			246,45			90		
1	2010	329,66	309,66	336,31	447,38	427,38	456,41	255,79	235,79	260,95	90		
1	2011	359,33	339,33		487,64	467,64		278,81	258,81		90		
1	2012	379,09	359,09		514,46	494,46		294,14	274,14		120		

Tab. 15. Taryfa B11, poszczególne grupy taryfowe oraz (po 2009) odbiorcy finalni (ceny zawierające podatek akcyzowy A, nie zawierające podatku akcyzowego B oraz poszczególne grupy taryfowe z akcyzą objęci ofertą 60-dniowego okresu płatności C)

M-c	Rok	całodobowa zł/MWh			opłata handlowa zł/m-c		
		A	B	C	1	2	6
4	2008	193,6			17		
9	2008	202,35			20		
1	2009	290,95			120		
1	2010	301,98	281,98	308,07	120		
1	2011	329,15	309,15		120		
1	2012	347,25	327,25		150		

Tab. 16. Taryfa B21, poszczególne grupy taryfowe oraz (po 2009) odbiorcy finalni (ceny zawierające podatek akcyzowy A, nie zawierające podatku akcyzowego B oraz poszczególne grupy taryfowe z akcyzą objęci ofertą 60-dniowego okresu płatności C)

M-c	Rok	całodobowa zł/MWh			opłata handlowa zł/m-c		
					1	2	6
4	2008	193,6			77		
9	2008	202,35			80		
1	2009	281,54			120		
		A	B	C			
1	2010	292,21	272,21	298,11	120		
1	2011	318,51	298,51		120		
1	2012	336,03	316,03		150		

Tab. 17. Taryfa B22, poszczególne grupy taryfowe oraz (po 2009) odbiorcy finalni (ceny zawierające podatek akcyzowy A, nie zawierające podatku akcyzowego B oraz poszczególne grupy taryfowe z akcyzą objęci ofertą 60-dniowego okresu płatności C)

M-c	Rok	szczytowa/dzienna zł/MWh			pozaszczytowa/nocna zł/MWh			opłata handlowa zł/m-c		
								1	2	6
4	2008	257,04			165,99			77		
9	2008	265,79			170,68			80		
1	2009	377,7			242,54			120		
		A	B	C	A	B	C			
1	2010	392,01	372,01	399,93	251,73	231,73	256,81	120		
1	2011	427,3	407,3		274,39	254,39		120		
1	2012	450,8	430,8		289,48	269,48		150		

Tab. 18. B23, poszczególne grupy taryfowe oraz (po 2009) odbiorcy finalni (ceny zawierające podatek akcyzowy A, nie zawierające podatku akcyzowego B oraz poszczególne grupy taryfowe z akcyzą objęci ofertą 60-dniowego okresu płatności C)

M-c	Rok	szczyt przedpołudniowy zł/MWh			szczyt popołudniowy zł/MWh			pozostałe godziny zł/MWh			opłata handlowa zł/m-c		
											1	2	6
4	2008	215,03			299			163,77			77		
9	2008	223,78			303,69			173,64			80		
1	2009	312,41			423,97			242,41			120		
		A	B	C	A	B	C	A	B	C			
1	2010	324,25	304,25	330,79	440,04	420,04	448,92	251,60	231,60	256,68	120		
1	2011	353,43	333,43		479,64	459,64		274,24	254,24		120		
1	2012	372,87	352,87		506,02	486,02		289,32	269,32		150		

Tab. 19. Taryfa C11, poszczególne grupy taryfowe oraz (po 2009) odbiorcy finalni (ceny zawierające podatek akcyzowy A, nie zawierające podatku akcyzowego B oraz poszczególne grupy taryfowe z akcyzą objęci ofertą 60-dniowego okresu płatności C)

M-c	Rok	całodobowa zł/MWh	opłata handlowa zł/m-c				
			1	2	6		
4	2008	0,1956	14	6,3	2,5		
9	2008	0,2131	20	10,0	5,5		
1	2009	0,3073	23	15,0	8,0		
		A	B	C			
1	2010	0,3189	0,2989	0,3254	23	15	8
1	2011	0,3477	0,3277		23	15	8
1	2012	0,3668	0,3468		25	20	15

Tab. 20. Taryfa C11o, poszczególne grupy taryfowe oraz (po 2009) odbiorcy finalni (ceny zawierające podatek akcyzowy A, nie zawierające podatku akcyzowego B oraz poszczególne grupy taryfowe z akcyzą objęci ofertą 60-dniowego okresu płatności C)

M-c	Rok	całodobowa zł/MWh	opłata handlowa zł/m-c				
			1	2	6		
4	2008	0,1843	14	6,3	2,5		
9	2008	0,2018	20	10,0	5,5		
1	2009	0,2988	23	15,0	8,0		
		A	B	C			
1	2010	0,3101	0,2901	0,3164	23	15	8
1	2011	0,338	0,318		23	15	8
1	2012	0,3566	0,3366		25	20	15

Tab. 21. Taryfa C12a, poszczególne grupy taryfowe oraz (po 2009) odbiorcy finalni (ceny zawierające podatek akcyzowy A, nie zawierające podatku akcyzowego B oraz poszczególne grupy taryfowe z akcyzą objęci ofertą 60-dniowego okresu płatności C)

M-c	Rok	szczytowa/dzienna zł/MWh			pozaszczytowa/nocna zł/MWh			opłata handlowa zł/m-c		
		A	B	C	A	B	C	1	2	6
4	2008	0,2435			0,1766			14	6,3	2,5
9	2008	0,261			0,186			20	10	5,5
1	2009	0,375			0,2672			23	15	8
		A	B	C	A	B	C			
1	2010	0,3892	0,3692	0,3971	0,2773	0,2573	0,2829	23	15	8
1	2011	0,4242	0,4042		0,3023	0,2823		23	15	8
1	2012	0,4475	0,4275		0,3189	0,2989		25	20	15

Tab. 22. Taryfa C12b, poszczególne grupy taryfowe oraz (po 2009) odbiorcy finalni (ceny zawierające podatek akcyzowy A, nie zawierające podatku akcyzowego B oraz poszczególne grupy taryfowe z akcyzą objęci ofertą 60-dniowego okresu płatności C)

M-c	Rok	szczytowa/dzienna zł/MWh			pozaszczytowa/nocna zł/MWh			opłata handlowa zł/m-c		
		A	B	C	A	B	C	1	2	6
4	2008							14	6,3	2,5
9	2008							20	10	5,5
1	2009							23	15	8
		A	B	C	A	B	C			
1	2010	0,3892	0,3678	0,3478	0,3753	0,2516	0,2316	0,2567	23	15
1	2011	0,4242	0,4009	0,3809		0,2742	0,2542		23	15
1	2012	0,4475	0,4229	0,4029		0,2893	0,2693		25	20

Tab. 23. Taryfa C12r, poszczególne grupy taryfowe oraz (po 2009) odbiorcy finalni (ceny zawierające podatek akcyzowy A, nie zawierające podatku akcyzowego B oraz poszczególne grupy taryfowe z akcyzą objęci ofertą 60-dniowego okresu płatności C)

M-c	Rok	szczytowa/dzienna zł/MWh			pozaszczytowa/nocna zł/MWh			opłata handlowa zł/m-c		
		A	B	C	A	B	C	1	2	6
4	2008							14	6,3	2,5
9	2008							20	10	5,5
1	2009							23	15	8
		A	B	C	A	B	C			
1	2010	0,3555	0,3355	0,3627	0,2468	0,2268	0,2518	23	15	8
1	2011	0,3875	0,3675		0,269	0,249		23	15	8
1	2012	0,4088	0,3888		0,2838	0,2638		25	20	15

Tab. 24. Taryfa C12w, poszczególne grupy taryfowe oraz (po 2009) odbiorcy finalni (ceny zawierające podatek akcyzowy A, nie zawierające podatku akcyzowego B oraz poszczególne grupy taryfowe z akcyzą objęci ofertą 60-dniowego okresu płatności C)

M-c	Rok	szczytowa/dzienna zł/MWh			pozaszczytowa/nocna zł/MWh			opłata handlowa zł/m-c		
		A	B	C	A	B	C	1	2	6
4	2008							14	6,3	2,5
9	2008							20	10	5,5
1	2009							23	15	8
		A	B	C	A	B	C			
1	2010	0,3932	0,3732	0,4011	0,2442	0,2242	0,2491	23	15	8
1	2011	0,4285	0,4085		0,2662	0,2462		23	15	8
1	2012	0,4521	0,4321		0,2808	0,2608		25	20	15

Tab. 25. Taryfa C21, poszczególne grupy taryfowe oraz (po 2009) odbiorcy finalni (ceny zawierające podatek akcyzowy A, nie zawierające podatku akcyzowego B oraz poszczególne grupy taryfowe z akcyzą objęci ofertą 60-dniowego okresu płatności C)

M-c	Rok	całodobowa zł/MWh	opłata handlowa zł/m-c		
			1	2	6
4	2008	0,1956	34		
9	2008	0,2131	35		
1	2009	0,2869	40		
		A	B	C	
1	2010	0,2978	0,2778	0,3038	40
1	2011	0,2673	0,3046		40
1	2012	0,3425	0,3225		55

Tab. 26. Taryfa C22a, poszczególne grupy taryfowe oraz (po 2009) odbiorcy finalni (ceny zawierające podatek akcyzowy A, nie zawierające podatku akcyzowego B oraz poszczególne grupy taryfowe z akcyzą objęci ofertą 60-dniowego okresu płatności C)

M-c	Rok	szczytowa/dzienna zł/MWh			pozaszczytowa/nocna zł/MWh			opłata handlowa zł/m-c		
		A	B	C	A	B	C	1	2	6
4	2008	0,257			0,166			34		
9	2008	0,2725			0,1754			35		
1	2009	0,3855			0,2463			40		
1	2010	0,4001	0,3801	0,4082	0,2556	0,2356	0,2608	40		
1	2011	0,4361	0,4161		0,2786	0,2586		40		
1	2012	0,4601	0,4401		0,2939	0,2739		55		

Tab. 27. Taryfa C22b, poszczególne grupy taryfowe oraz (po 2009) odbiorcy finalni (ceny zawierające podatek akcyzowy A, nie zawierające podatku akcyzowego B oraz poszczególne grupy taryfowe z akcyzą objęci ofertą 60-dniowego okresu płatności C)

M-c	Rok	szczytowa/dzienna zł/MWh			pozaszczytowa/nocna zł/MWh			opłata handlowa zł/m-c		
		A	B	C	A	B	C	1	2	6
4	2008	0,2085			0,1562			34		
9	2008	0,226			0,1656			35		
1	2009	0,3131			0,2294			40		
1	2010	0,325	0,305	0,3315	0,2381	0,2181	0,2429	40		
1	2011	0,3542	0,3342		0,2595	0,2395		40		
1	2012	0,3737	0,3537		0,2738	0,2538		55		

Tab. 28. Taryfa C22c, poszczególne grupy taryfowe oraz (po 2009) odbiorcy finalni (ceny zawierające podatek akcyzowy A, nie zawierające podatku akcyzowego B oraz poszczególne grupy taryfowe z akcyzą objęci ofertą 60-dniowego okresu płatności C)

M-c	Rok	szczytowa/dzienna zł/MWh			pozaszczytowa/nocna zł/MWh			opłata handlowa zł/m-c		
								1	2	6
4	2008	0,2262			0,168			34		
9	2008	0,2437			0,1774			35		
1	2009	0,35			0,2548			40		
		A	B	C	A	B	C			
1	2010	0,3633	0,3433	0,3706	0,2645	0,2445	0,2698	40		
1	2011	0,396	0,376		0,2883	0,2683		40		
1	2012	0,4178	0,3978		0,3042	0,2842		55		

Tab. 29. C23, poszczególne grupy taryfowe oraz (po 2009) odbiorcy finalni (ceny zawierające podatek akcyzowy A, nie zawierające podatku akcyzowego B oraz poszczególne grupy taryfowe z akcyzą objęci ofertą 60-dniowego okresu płatności C)

M-c	Rok	szczyt przedpołudniowy zł/MWh			szczyt popołudniowy zł/MWh			pozostałe godziny zł/MWh			opłata handlowa zł/m-c		
											1	2	6
4	2008	0,215			0,299			0,1638			34		
9	2008	0,2325			0,3084			0,1835			35		
1	2009	0,3134			0,4157			0,2473			40		
		A	B	C	A	B	C	A	B	C			
1	2010	0,3253	0,3053	0,3318	0,4315	0,4115	0,4402	0,2567	0,2367	0,2619	40		
1	2011	0,3546	0,3346		0,4703	0,4503		0,2798	0,2598		40		
1	2012	0,3741	0,3541		0,4962	0,4762		0,2952	0,2752		55		

Tab. 30. Taryfa D12, poszczególne grupy taryfowe oraz (po 2009) odbiorcy finalni (ceny zawierające podatek akcyzowy A, nie zawierające podatku akcyzowego B oraz poszczególne grupy taryfowe z akcyzą objęci ofertą 60-dniowego okresu płatności C)

M-c	Rok	szczytowa/dzienna zł/MWh			pozaszczytowa/nocna zł/MWh			opłata handlowa zł/m-c		
								1	2	6
4	2008	0,2478			0,1651			6,3		
9	2008	0,2653			0,1745			10		
1	2009	0,4007			0,2636			15		
		A	B	C	A	B	C			
1	2010	0,4159	0,3959	0,4243	0,2736	0,2536	0,2791	15		
1	2011	0,4533	0,4333		0,2982	0,2782		15		
1	2012	0,4782	417		0,3146	417		20		

Tab. 31. Taryfa R, poszczególne grupy taryfowe oraz (po 2009) odbiorcy finalni (ceny zawierające podatek akcyzowy A, nie zawierające podatku akcyzowego B oraz poszczególne grupy taryfowe z akcyzą objęci ofertą 60-dniowego okresu płatności C)

M-c	Rok	całodobowa zł/MWh	opłata handlowa zł/m-c		
			1	2	6
4	2008	0,1954	5		
9	2008	0,2126	10		
1	2009	0,4135	15		
		A	B	C	
1	2010	0,4292	0,4092	0,4378	15
1	2011	0,4678	0,4478		15
1	2012	0,4935	0,4735		20

4.3. Prognoza zmian cen energii elektrycznej do roku 2031.

Przewiduje się istotny wzrost cen energii elektrycznej spowodowany wzrostem wymagań ekologicznych (jak składnika kosztu zmiennego wytwarzania), zwłaszcza opłat za prawo do emisji CO₂ oraz wzrost cen paliw i nośników energii pierwotnej. Koszty wytwarzania energii elektrycznej wzrosną znacząco do roku 2020 ze względu na objęcie obowiązkiem zakupu uprawnień do emisji CO₂ (30% wytwarzania w 2013 r. i 100% wytworzonej energii w 2020 r.). Tendencja wzrostu cen energii może ulec zahamowaniu dopiero po uruchomieniu elektrowni jądrowych i/lub alternatywnie po włączeniu do eksploatacji elektrowni gazowych opalanych gazem „łupkowym” (tj. gazem ziemnym pochodzącym ze złóż łupkowych). Ceny energii mogą ulec obniżeniu w zależności od udziału tych nowych źródeł energii w globalnej produkcji energii elektrycznej w kraju. Należy zauważyć, że koszty produkcji energii elektrycznej w elektrowni jądrowej są niższe w stosunku do kosztów tej energii produkowanej w elektrowniach systemowych, natomiast koszty eksploatacyjne elektrowni gazowych powinny być zdecydowanie niższe w przypadku wykorzystania na szerszą skalę gazu łupkowego pozyskiwanego w kraju.

5. OCENA AKTUALNEGO STANU I STOPNIA BEZPIECZEŃSTWA ZASILANIA MIASTA W ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ

W celu przeprowadzenia oceny stanu infrastruktury sieci elektroenergetycznych oraz stopnia bezpieczeństwa zasilania miasta Gdańsk w energię elektryczną przeanalizowano stan techniczny sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, ich awaryjność w latach 2004-2011, pewność zasilania oraz rezerwy przesyłowe sieci.

5.1. Sieci przesyłowe

Linie najwyższych napięć (NN) przebiegające przez miasto Gdańsk znajdują się w ocenie ogólnej w dostatecznym stanie technicznym. Stan najmłodszej linii Gdańsk Błonia – Olsztyn Mątki oceniany jest jako dobry (tabela 32). Dla wszystkich linii przewody fazowe występują w wiązce trzyprzewodowej AFL-8 o przekroju znamionowym 525 mm².

Tab. 32. Ocena stanu technicznego linii NN przebiegających przez miasto Gdańsk

Lp.	Nazwa linii	Napięcie kV	Liczba torów	Rok budowy	Typ przewodu fazowego	Stan techniczny
1	Żarnowiec – Gdańsk Błonia	400	2	1977	2x3xAFL-8 525	dostateczny
2	Gdańsk I – Gdańsk Błonia	400	2	1977	2x3xAFL-8 525	dostateczny
3	Gdańsk Błonia – Olsztyn Mątki	400	1	1993	2x3xAFL-8 525	dobry
4	Grudziądz Węgrowo – Gdańsk Błonia	400	1	1975	2x3xAFL-8 525	dostateczny
Razem						

Istniejące stacje GPZ (400/100 kV i 220/110 kV) charakteryzują się dobrym stanem technicznym i zapewniają wysoki poziom bezpieczeństwa w zakresie dostawy energii elektrycznej.

5.2. Sieć dystrybucyjna

Wszystkie urządzenia energetyczne są eksploatowane zgodnie z przepisami tzn. poddawane cyklicznym oględzinom i pomiarom oraz wynikającym z tych czynności w razie potrzeb zabiegom doraźnym, przeglądami oraz remontami. W wyniku takiej działalności sieć funkcjonuje prawidłowo.

Stacje 110/15 kV, 15/15 kV oraz 15/0,4 kV połączone są pomiędzy sobą siecią linii 110 kV i 15 kV. Na terenie całego Rejonu Dystrybucji Gdańsk, jak i w samym mieście Gdańsku, istnieją obiekty, które z racji „ważności” posiadają dwustronne zasilanie co pozwala na ich zasilanie w sposób ciągły. Pozostałe obiekty, stanowiące większość urządzeń, są narażone na awaryjne braki zasilania (wyłączenia planowe oraz awarie, które mogą być następstwem żywiołów, awarii eksploatacyjnych oraz uszkodzeń mechanicznych przez wykonawców obcych przy wykonywaniu licznych w mieście, różnego rodzaju prac budowlanych).

5.2.1. Sieci 110 kV

W tabeli 33 scharakteryzowano stan techniczny linii WN przebiegających przez miasto Gdańsk. W ciągu ostatnich trzech lat praca linii 110 kV przebiegała bez żadnych zakłóceń. Zdecydowana większość linii znajduje się w dobrym stanie, linie są modernizowane i remontowane na bieżąco wg założonego planu remontowego.

Każdej z przebadanych linii 110 kV, przyporządkowano ocenę w skali 1-5, dla poszczególnych elementów tej linii jak również ocenę ogólną. Według oceny eksperckiej jedynie linie Leśniewo – Motława oraz Gdańsk Błonie – Pleniewo otrzymały ogólną ocenę dostateczną. Linia Gdańsk Błonie – Pleniewo przekroczyła założony średni czas życia, jednak przeprowadzone naprawy przywróciły zadowalającą sprawność tej linii.

Tab. 33. Stan techniczny linii WN 110 kV

Lp.	Nr linii	Wykaz zakłóceń za ostatnie 3 lata	Opis linii	Ogólna ocena
1	1404	brak	linia utrzymana w dostatecznym stanie, wyniki pomiarów pozytywne	3
2	1406	brak	linia powyżej średniego czasu życia, zadowalająca sprawność po dokonanych naprawach, malowane konstrukcje wsporcze	3
3	1409	brak	linia utrzymana w dobrym stanie, bezawaryjna, malowane konstrukcje wsporcze, konserwacja fundamentów i wymiana izolacji 2011 r.	4
4	1410	brak	linia utrzymana w dobrym stanie, w 2011 przeprowadzono konserwację fundamentów, częściowo wymieniona izolacja	4
5	1419	brak	linia bezawaryjna, utrzymana w dobrym stanie, wymiana przewodów odgromowych i konserwacja fundamentów w 2011 r., wymiana izolacji w 2009 r.	4
6	1423	brak	linia utrzymana w dobrym stanie, wyniki pomiarów pozytywne, bezawaryjne	4
7	1428	brak	linia bezawaryjna, utrzymana w dobrym stanie	4
8	1429	brak	linia bezawaryjna, utrzymana w dobrym stanie	4
9	1434	brak	linia utrzymana w dobrym stanie, wyniki pomiarów pozytywne, bezawaryjne	4
10	1435	brak	linia utrzymana w dobrym stanie, wyniki pomiarów pozytywne, bezawaryjne	4
11	1436	brak	linia bezawaryjna, utrzymana w dobrym stanie, wymiana przewodów odgromowych i konserwacja fundamentów w 2011 r.	4
12	1439	brak	linia utrzymana w dobrym stanie, wyniki pomiarów pozytywne, bezawaryjne	4
13	1444	brak	linia bezawaryjna, utrzymana w dobrym stanie, wymiana przewodów odgromowych, konserwacja fundamentów w 2011 r.	4
14	1446	brak	linia utrzymana w dobrym stanie, wyniki pomiarów pozytywne, bezawaryjne, wymiana oznakowania słupów w 2011 r.	4
15	1467	brak	linia bezawaryjna, utrzymana w dobrym stanie	4

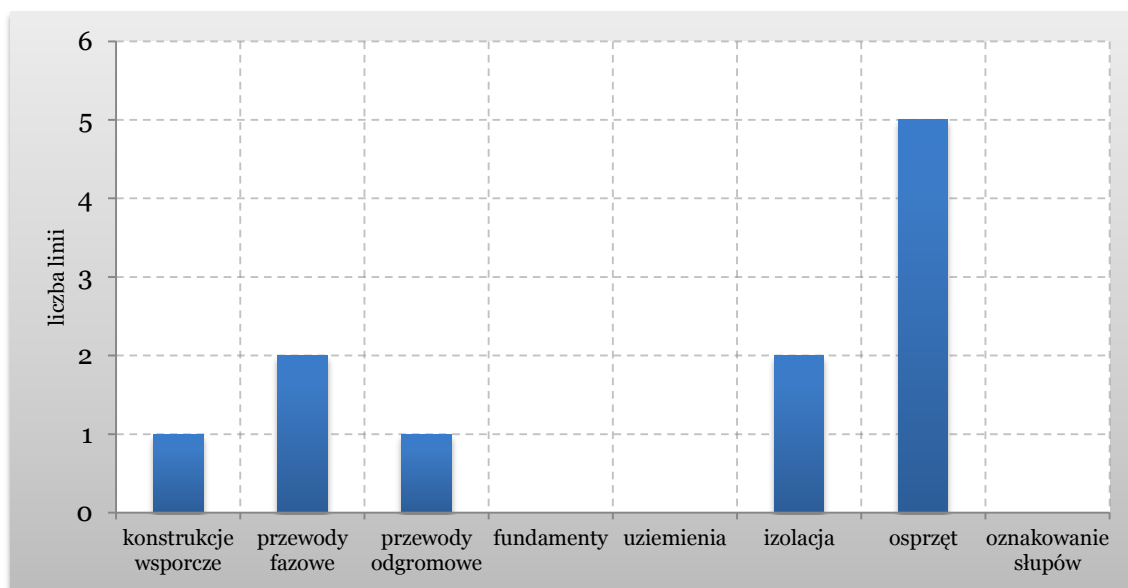
Według oceny eksperckiej badaniom stanu technicznego linii WN poddano następujące elementy tych linii⁹²:

- i. konstrukcje wsporcze,
- ii. przewody fazowe,
- iii. przewody odgromowe,
- iv. fundamenty,
- v. uziemienia,
- vi. izolację,
- vii. osprzęt,
- viii. oznakowanie słupów.

Wśród średnich ocen cząstkowych dla wszystkich przebadanych linii, najniższą charakteryzuje się osprzęt poszczególnych linii (średnia ocen 3,5) oraz oznakowanie słupów (średnia ocen 3,7). W najlepszym stanie (średnia ocen 4,1) znajdują się fundamenty i przewody odgromowe linii. Na rysunku 14 przedstawiono zestawienie

⁹² Ocenę przeprowadzono w styczniu i lutym 2012 roku przez pracowników ENERGA-Operator S.A.

elementów infrastruktury przeznaczonych do wymiany wśród wszystkich linii 110 kV. Jak widać, najczęściej wymian przypisano osprzętowi linii. Podobną ocenę ekspercką przeprowadzono dla stacji GPZ 110/15 kV.



Rys. 14. Elementy infrastruktury, wszystkich linii 110 kV, przeznaczone do wymiany

Pewność zasilania dla większości obszarów sieciowych zasilanych z poszczególnych sekcji GPZ-tów, można ocenić jako dobrą, przy założeniu, że nie występują w licznych przypadkach stany awaryjne odcinków kablowych. Wyjątkiem są ciągi SN wychodzące z GPZ Chełm w kierunku; Borkowa, Maćków i Ujeściska. Natomiast wobec stwierdzanych stanów awaryjnych kabli, a w niektórych okresach dość licznie występujących, problemy z pewnością zasilania występują w ciągach sieciowych wychodzących z:

- i. GPZ Zaspa w kierunku Szpital Srebrzysko, Galeria II,
- ii. GPZ Basen Górniczy w kierunku Kino Stogi, Sp-nia Chemików,
- iii. Gdańsk II w kierunku Dom Kultury

W tabeli 34 przedstawiono charakterystykę stanu technicznego GPZ 110/15 kV oraz ogólną ocenę poszczególnych stacji. Najniższą ocenę cząstkową (2-niedostateczna) otrzymał GPZ Oliwa, w odniesieniu do rozdzielni 110 kV. W bardzo dobrym stanie znajdują się stacje: Motława, Nowy Port, Ostrów, Lotnisko, Brętowo, Młode Miasto, Uniwersytet, Kokoszki. Wśród 21 ocenianych GPZ, w ciągu ostatnich trzech lat, 7 stacji pracowało bezawaryjnie. Dla większości GPZ zaplanowano remonty i wymiany infrastruktury w ciągu najbliższych trzech lat.

Na wynik oceny ogólnej wpływ miał stan techniczny poszczególnych elementów infrastruktury stacji. W szczególności eksperci oceniali:

- | | | |
|----------------------------|-------------------------|------------------------------------|
| - transformatory, | - konstrukcje wsporcze, | - przekładniki prądowo-napięciowe, |
| - wyłączniki, | | - dławiki w.cz., |
| - odłączniki, uziemniki, | | - dławiki kompensacyjne |
| - przekładniki prądowe, | | - budynki i budowle, |
| - przekładniki napięciowe, | | - obwody wtórne, w tym EAZ, |
| - ograniczniki przepięć, | | |
| - izolacja, | | |

- urządzenia sprężonego powietrza,
- agregat prądowłóczy,
- rozdzielnice SN,
- transformatory potrzeb własnych,
- rozdzielnice 400/230 V prądu przemiennego,
- rozdzielnice prądu stałego,
- prostowniki/falowniki/UPS,
- baterie akumulatorów,
- węzeł telekomunikacyjny.

Pewność zasilania dla większości obszarów sieciowych zasilanych z poszczególnych sekcji GPZ-tów, można ocenić jako dobrą, przy założeniu, że nie występują w licznych przypadkach stany awaryjne odcinków kablowych. Wyjątkiem są ciągi SN wychodzące z GPZ Chełm w kierunku; Borkowa, Maćków i Ujeściska. Natomiast wobec stwierdzanych stanów awaryjnych kabli, a w niektórych okresach dość licznie występujących, problemy z pewnością zasilania występują w ciągach sieciowych wychodzących z:

- i. GPZ Zaspą w kierunku Szpital Srebrzysko, Galeria II,
- ii. GPZ Basen Górniczy w kierunku Kino Stogi, Sp-nia Chemików,
- iii. Gdańsk II w kierunku Dom Kultury.

Tab. 34. Stan techniczny GPZ 110/15 kV

Lp.	Nazwa GPZ	Wykaz zakłóceń za ostatnie 3 lata	Skutki zakłóceń	Opis linii	Ogólna ocena
1	Basen Górniczy	brak		w trakcie modernizacji R-110kV	3
2	Chełm	brak		planowana wymiana wyłączników pól liniowych i Tr, przekładników kombinowanych pól liniowych i prądowych Tr oraz odłączników wraz z napędami	3
3	Czerwony Most	brak	-	ogólna ocena dostateczna	3
4	Gdańsk II	brak	-	ogólna ocena dobra	4
5	Kokoszki	b.d.	-	rozbudowy ogólna ocena bardzo dobra	5
6	Leśniewo	brak	-	ogólna ocena dobra	4
7	Motława	brak	-	ogólna ocena bardzo dobra	5
8	Nowy Port	brak	-	ogólna ocena bardzo dobra	5
9	Oliwa	brak	-	planowana modernizacja R-110 kV (termin realizacji 2016/2017 r.)	2/5*
10	Ostrów	brak	-	ogólna ocena bardzo dobra	5
11	Piecki	brak	-	W trakcie modernizacji	3
12	Pleniewo	brak	-	ogólna ocena dostateczna	3
13	Pomorska	brak	-	ogólna ocena dostateczna	3
14	Przymorze	brak	-	planowana wymiana przekładników prądowych w polu transformatora	3
15	Zaspą	brak	-	ogólna ocena dobra	4
16	Brętowo	brak	-	ogólna ocena bardzo dobra	5
17	Uniwersytet	brak	-	ogólna ocena bardzo dobra	5
18	Młode Miasto	brak	-	ogólna ocena bardzo dobra	5
19	Lotnisko	brak	-	ogólna ocena bardzo dobra	5
20	Kowale	brak	-	ogólna ocena dobra	4
21	Wysoka	brak	-	ogólna ocena dostateczna	3

* R-110 kV/R-15 kV

Dla poszczególnych stacji GPZ możliwe jest określenie rezerwowania transformatorów 110/15 kV i/lub możliwości występowania rezerw w ciągach sieciowych SN rozumianych jako zdolność do dodatkowego obciążenia zapewniającego ich prawidłową pracę. W tabeli 35 zaprezentowano zestawienie rezerw transformatorowych oraz rezerw w poszczególnych obszarach sieci poszczególnych sekcji stacji GPZ.

Tab. 35. Rezerwy w GPZ 110/15 kV

Lp.	Nazwa GPZ	Nr transf.	Wymiar rezerwy transformatorowej	Wymiar rezerwy w poszczególnych obszarach sieci poszczególnych sekcji	Uwagi
1	Basen Górnicy	1	do 30%	ok. 30%	problem z linią Kino Stogi i Sp-nia Chemików
		2		ok. 30%	
2	Chełm	1	-	-	problem z linią Maćki
		2		ok. 20%	
3	Czerwony Most	1	-	-	
		2		ok. 30%	
4	Gdańsk 2	1	-	-	
		2		-	
5	Kokoszki	1	-	ok. 20%	
		2		ok. 20%	
6	Kowale	1	do 20%	-	problem z linią Szadółki
		2		ok. 30%	
7	Leśniewo	1	do 30%	ok. 30%	problem z linią Olszynka
		2		ok. 30%	
8	Motława	1	-	-	
		2		-	
9	Nowy Port	1	ponad 50%	ponad 50%	
		2		ponad 50%	
10	Oliwa	1	ok. 30%	ok. 30%	
		2		ok. 30%	
11	Ostrów	1	-	ok. 30%	
		2		ok. 30%	
12	Piecki	1	20-25%	ok. 20%	problem z linią TP SA Nowolipie
		2		ok. 30%	
13	Pleniewo	1	ponad 50%	ponad 30%	
		2		ponad 30%	
14	Pomorska	1	20% -20%	ok. 30%	różne wielkości transformatorów dla Tr1 (16 MVA) +20% dla Tr2 (10 MVA) -20%
		2		ok. 30%	
15	Przymorze	1	-	-	
		2		ok. 30%	
16	Wysoka	1	do 30%	-	
17	Zaspa	1	-	-	problem z linią Galeria II
		2		-	
18	Lotnisko	1	ponad 50%	ponad 50 %	
		2		ponad 50 %	
19	Brętowo	1	ponad 50%	ponad 50 %	
		2		ponad 50 %	
20	Młode Miasto	1	ponad 50%	ponad 50 %	
		2		ponad 50 %	
21	Uniwersytet	1	ponad 50%	ponad 50 %	
		2		ponad 50 %	

Rezerwa transformatorowa rozumiana jest tutaj jako względna wielkość mocy (odniesionej do wartości nominalnej) transformatora jaka pozostaje do wykorzystania (dopełnienia obciążenia) po odstawieniu jednego transformatora w stacji dwutransformatorowej. W stacji jednotransformatorowej odniesiona jest do mocy nominalnej transformatora. Oznaczenie "-" określa brak rezerwy/możliwości

zastąpienia. Rezerwa w obszarach sieci poszczególnych sekcji oznacza zdolność dodatkowego obciążenia obszaru sieci (w uśrednieniu) wobec obciążeń obecnie występujących. Oznaczenie "-" określa brak rezerwy lub jej wielkość niższą od 20%. W uwagach zaznaczono szczególne trudności odnoszące się przejęcia obciążeń niektórych ciągów na inne.

5.2.2. Sieć średniego napięcia (SN)

Otwarte pętle linii średniego napięcia "rozcinane" są w odpowiednio dobranych stacjach transformatorowych wyposażonych w rozłączniki lub odłączniki średniego napięcia. Takie układy sieci średniego napięcia pozwalają na:

- i. maksymalnie równomierne obciążenie ciągów sieci tworzących pętle,
- ii. zapewnienie odbiorcom wysokiej pewności zasilania podstawowego i rezerwowego,
- iii. zachowanie warunku nie grupowania w jednym ciągu więcej niż 11 stacji transformatorowo – rozdzielczych.

W sieci SN trudno mówić o rezerwach przesyłowych, natomiast możliwe jest określenie wymiaru rezerwy w poszczególnych obszarach sieci SN poszczególnych sekcji stacji 110/15 kV. Informacje te zaprezentowano w tabeli 35. Dla linii 15 kV, na ogólną liczbę 216 sztuk ciągów sieciowych, w 208 sztukach ciągów przepustowość linii wykorzystana jest na poziomie 49% i mniej. W związku z tym można stwierdzić, że sieci SN posiadają znaczne rezerwy mocy, za wyjątkiem nielicznych ciągów, które są w złym stanie technicznym i często ulegają awarii.

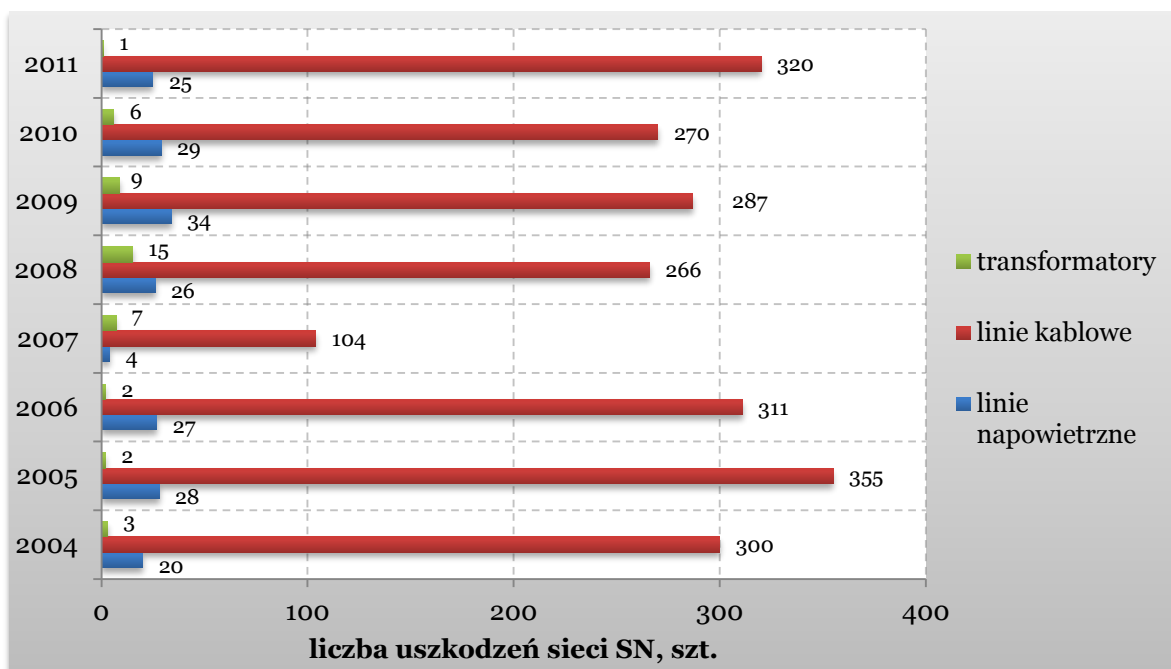
Awaryjność sieci SN scharakteryzowano na podstawie następujących parametrów:

- i. liczba uszkodzeń,
- ii. wskaźnik uszkodzeń,
- iii. średni czas przerwy w dostawie energii elektrycznej z powodu awarii sieci,
- iv. średni czas przerwy w dostawie energii elektrycznej z powodu prac planowanych,
- v. ilość niedostarczonej energii z powodu awarii sieci.

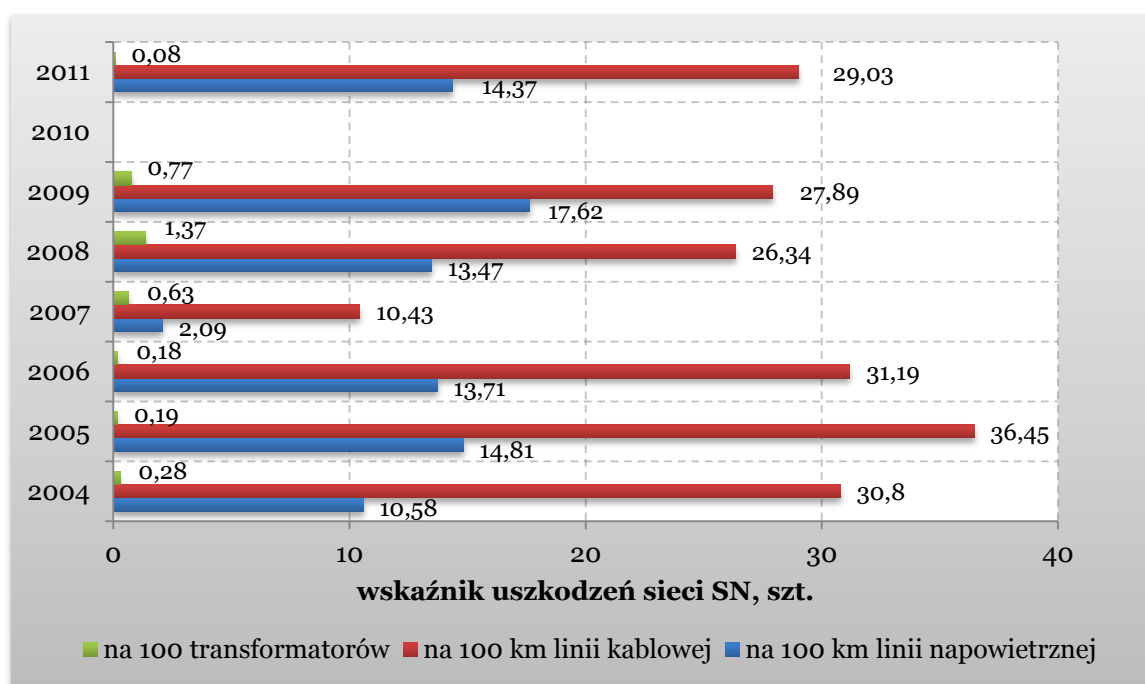
Powyższe parametry odniesiono do poszczególnych elementów infrastruktury sieci SN, czyli do transformatorów, linii kablowych i napowietrznych. Na rysunkach 15 i 16 zaprezentowano liczbę i wskaźnik uszkodzeń sieci SN na przestrzeni lat 2004-2011.

Najwięcej uszkodzeń odnotowano w stosunku do linii kablowych. Jest to związane przede wszystkim z uszkodzeniami mechanicznymi przez wykonawców obcych przy wykonywaniu licznych, różnego rodzaju prac budowlanych prowadzonych na terenie miasta. Najmniej awaryjnym rokiem w odniesieniu do linii SN był rok 2007 gdzie zarejestrowano około 1/3 średniej rocznej liczby awarii linii kablowych.

Średni wskaźnik uszkodzeń dla ostatnich lat kształtuje się na poziomie ok. 30 dla linii kablowych, ok. 0,3 w odniesieniu do transformatorów i 13 w odniesieniu do linii napowietrznych.



Rys. 15. Liczba uszkodzeń sieci SN



Rys. 16. Wskaźnik uszkodzeń sieci SN⁹³

Porównując wyniki z analizowanych lat oraz dane z roku 2011, ze wskaźnikami z roku 2003 (40,12-linie kablowe, 0,10-transformatory) należy stwierdzić zdecydowanie mniej awarii linii kablowych, zwiększoną liczbę awarii transformatorów oraz zbliżone wskaźniki awaryjności w odniesieniu do linii napowietrznych.

Wspomniane awarie sieci SN skutkowały powstawaniem przerw w dostawie energii elektrycznej do odbiorców. Na rysunku 17 pokazano średni czas trwania przerw

⁹³ brak danych za rok 2010

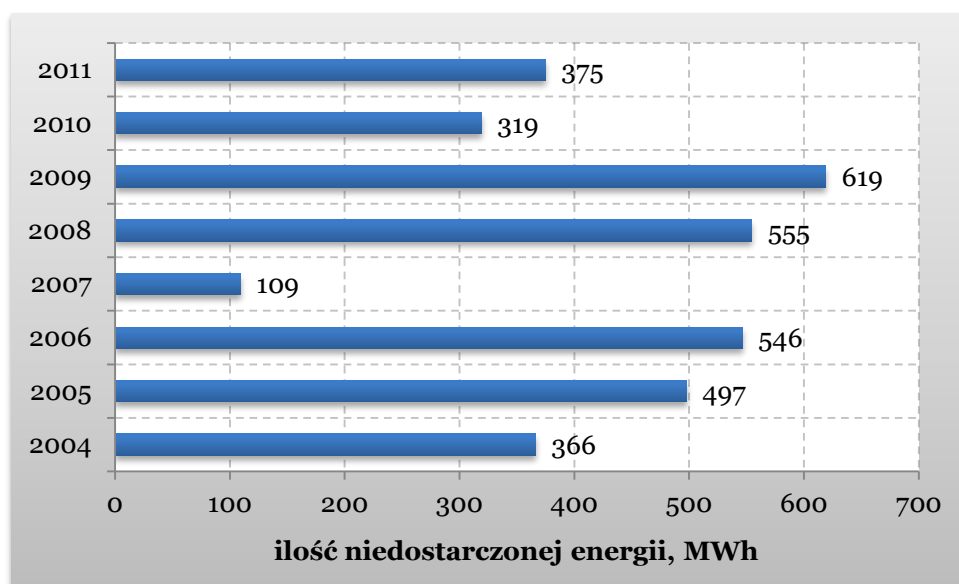
w dostawie energii elektrycznej związanych z awariami sieci SN. Na rysunku 18 pokazano natomiast długość przerw związanych z prowadzeniem prac planowanych na sieci SN. Wyraźnie widać, że najdłuższe przerwy w dostawie energii elektrycznej związane są z usuwaniem awarii transformatorów. W 2008 roku awaria transformatorów spowodowała średnio blisko 12 godzin przerwy. W porównaniu do roku 2003 widoczny jest systematyczny wzrost średniego czasu trwania przerwy, szczególnie w odniesieniu do awarii transformatorów. Natomiast, jeśli chodzi o średni czas przerw planowanych, zaprezentowany na rysunku 18, utrzymuje się on na stałym poziomie 4-5 godzin.



Rys. 17. Średni czas przerwy w dostawie energii elektrycznej z powodu awarii sieci SN



Rys. 18. Średni czas przerwy w dostawie energii elektrycznej z powodu prac planowanych prowadzonych na sieci SN



Rys. 19. Ilość niedostarczonej energii z powodu awarii sieci SN w latach 2004-2011

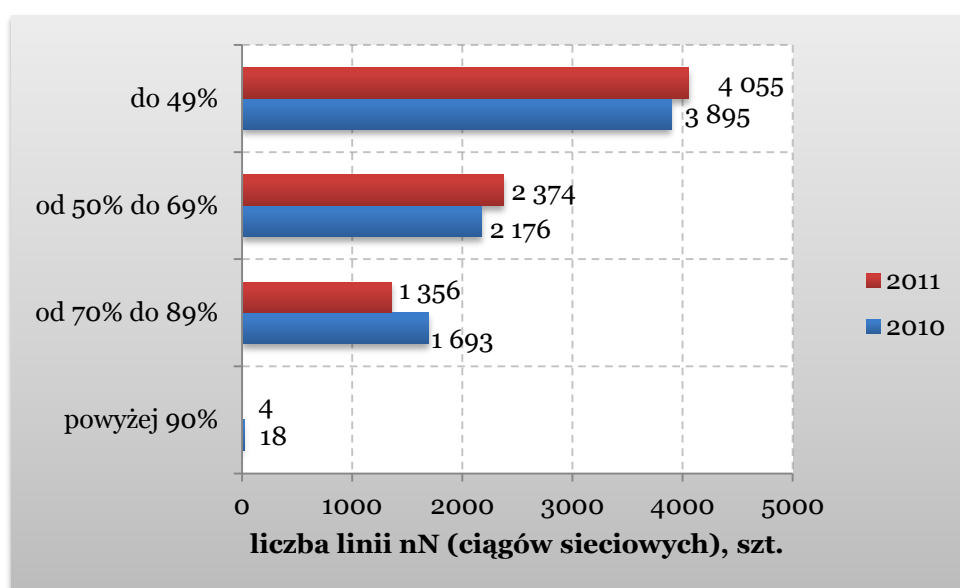
Na rysunku 19 zaprezentowano zestawienie ilości niedostarczonej energii z powodu awarii na przestrzeni analizowanego okresu. Od roku 2004 ilość niedostarczonej energii systematycznie rosła aż do poziomu ok. 620 MWh, za wyjątkiem roku 2007, gdzie liczba

awarii była wyraźnie mniejsza. Natomiast w ostatnich dwóch latach wielkość ta zdecydowanie spadła. W porównaniu do roku 2003, gdzie ilość niedostarczonej energii wyniosła 457 MWh, należy odnotować zdecydowane zmniejszenie wolumenu niedostarczonej energii elektrycznej do odbiorców.

W 2010 r. zapotrzebowanie na energię elektryczną dla odbiorców na średnim napięciu (grupa taryfowa B), zarówno tych posiadających umowy dystrybucyjne jak i kompleksowe, wyniosło 648 491 MWh. Całkowita ilość niedostarczonej w tym roku energii elektrycznej wyniosła 319 MWh co stanowi jedynie 0,05% całkowitego zapotrzebowania dla odbiorców na średnim napięciu. Biorąc powyższe pod uwagę należy stwierdzić, że sieci średniego napięcia zapewniają wystarczający poziom bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

5.2.3. Sieć niskiego napięcia (nN)

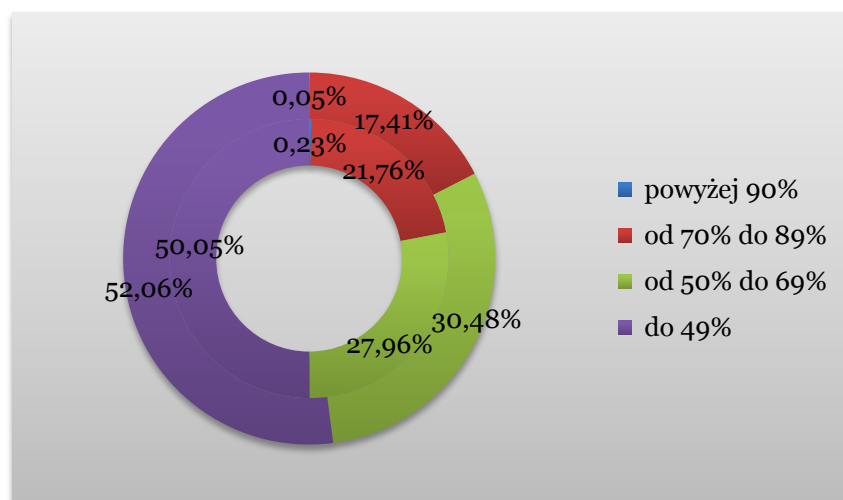
W 2010 r., na ogólną liczbę 7 782 sztuk ciągów sieciowych, tylko dla 18 sztuk ciągów przepustowość linii wykorzystana była powyżej 90% a dla 3 895 sztuk ciągów przepustowość linii wykorzystana była do 49%. Na rysunku 20 zaprezentowano wskaźniki maksymalnego wykorzystania przepustowości linii nN w latach 2010-2011. Wynika z tego, że ponad 50% ciągów jest obciążona poniżej 50%, a jedynie 0,05% jest obciążona powyżej 90% (rysunek 21). W związku z powyższym można stwierdzić, że w liniach nN istnieją znaczne rezerwy przesyłowe i możliwe jest podłączanie nowych odbiorców bez konieczności, większej niż normalnie, rozbudowy istniejącej infrastruktury sieci nN.



Rys. 20. Wskaźnik maksymalnego wykorzystania przepustowości linii nN

Podobnie jak w przypadku sieci SN, awaryjność sieci nN scharakteryzowano na podstawie następujących parametrów:

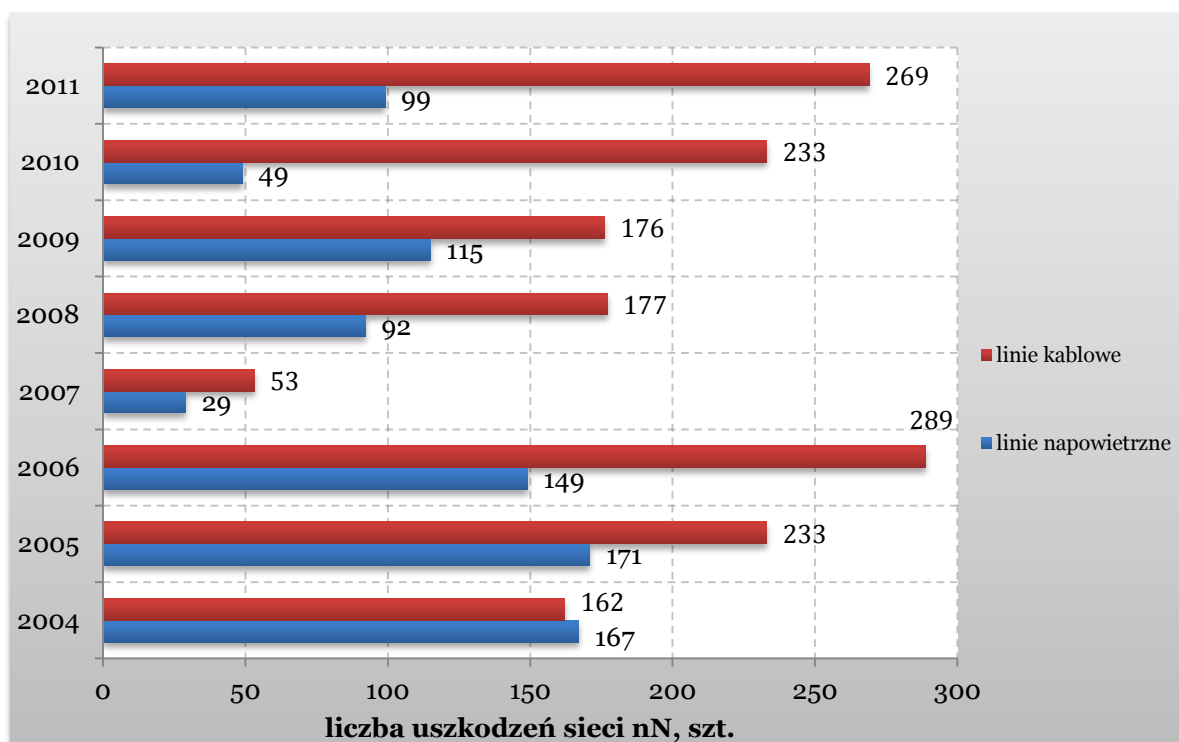
- i. liczba uszkodzeń i wskaźnik uszkodzeń,
- ii. średni czas przerwy w dostawie energii elektrycznej z powodu awarii sieci,
- iii. średni czas przerwy w dostawie energii elektrycznej z powodu prac planowanych,
- iv. ilość niedostarczonej energii z powodu awarii sieci.



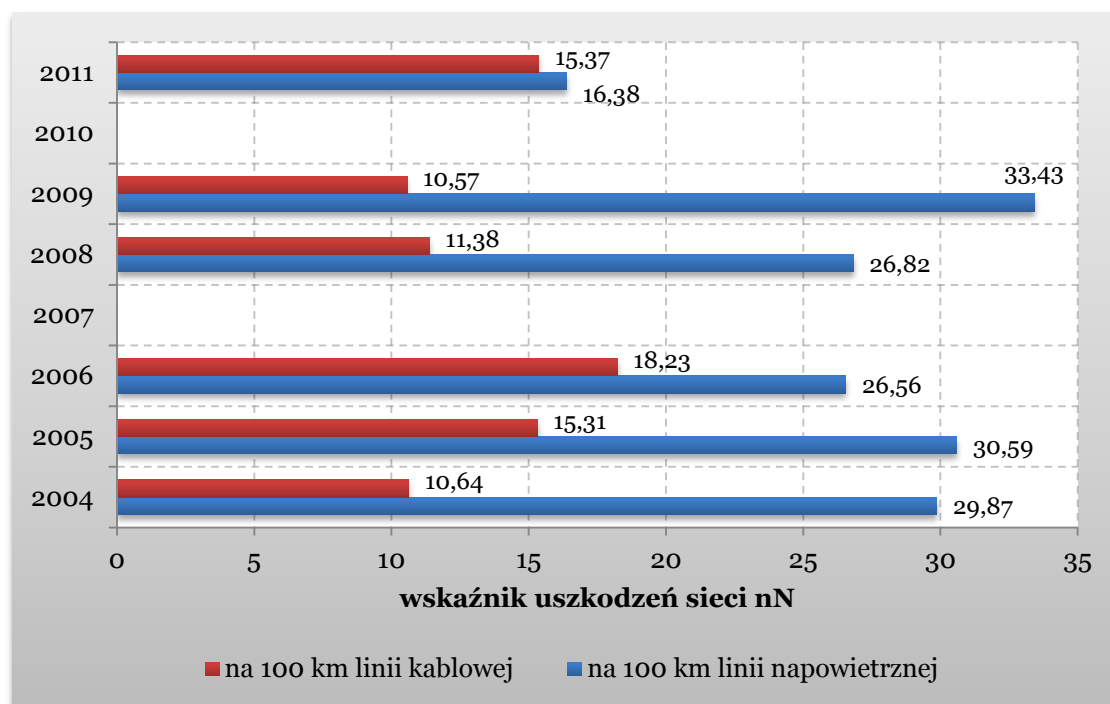
Rys. 21. Procentowe zestawienie poszczególnych zakresów obciążenia linii nN dla lat 2010-2011 (dane za rok 2010 przedstawiono na wewnętrznym kręgu)

Powyższe parametry odniesiono do poszczególnych elementów infrastruktury sieci nN, czyli do linii kablowych i napowietrznych. W dużych miastach, dla sieci nN charakterystyczna jest większa liczba awarii linii kablowych w porównaniu do linii powietrznych, gdyż w gęstej zabudowie stosuje się technologię kablową a linie napowietrzne prowadzi się tylko na obrzeżach miasta.

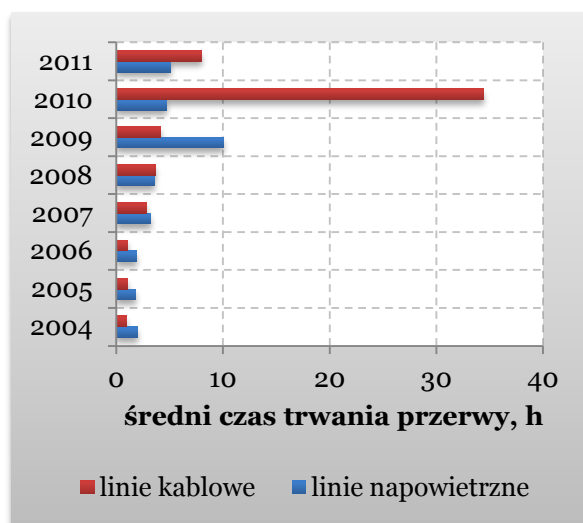
Na rysunkach 22 i 23 zaprezentowano liczbę i wskaźnik uszkodzeń sieci nN na przestrzeni lat 2004-2011. Najwięcej uszkodzeń odnotowano w roku 2006.



Rys. 22. Liczba uszkodzeń sieci nN



Rys. 23. Wskaźnik uszkodzeń sieci nN⁹⁴



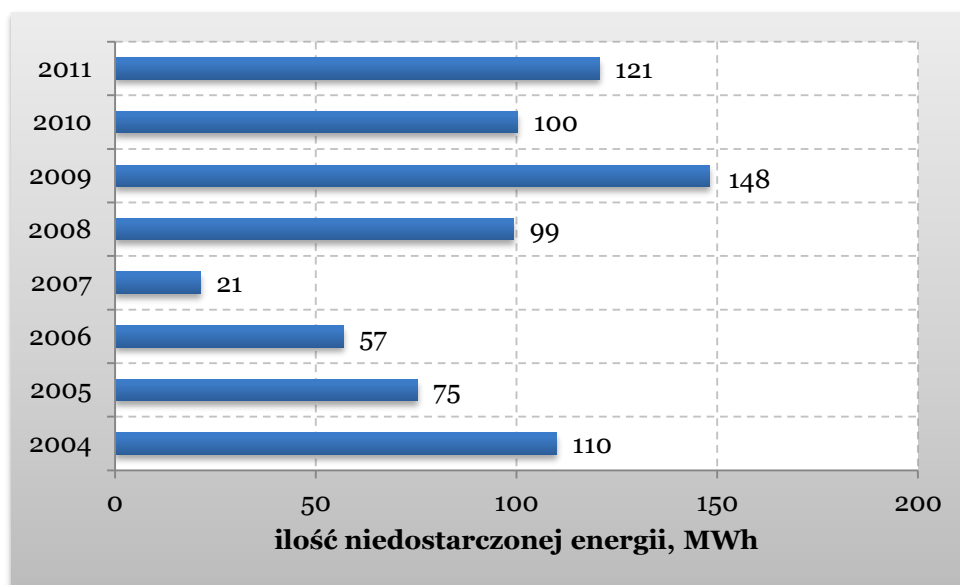
Rys. 24. Średni czas przerwy w dostawie energii elektrycznej z powodu awarii sieci nN



Rys. 25. Średni czas przerwy w dostawie energii elektrycznej z powodu prac planowanych prowadzonych na sieci nN

W 2010 r. zapotrzebowanie na energię elektryczną dla odbiorców na niskim napięciu (grupa taryfowa C), zarówno tych posiadających umowy dystrybucyjne jak i kompleksowe, wyniosło 242 431 MWh. Całkowita ilość niedostarczonej w tym roku energii elektrycznej wyniosła 100 MWh_e, co stanowi jedynie 0,04% całkowitego zapotrzebowania dla odbiorców na niskim napięciu (grupa taryfowa C). Biorąc powyższe pod uwagę należy stwierdzić, że sieci niskiego napięcia zapewniają wystarczający poziom bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej (rysunek 26).

⁹⁴ Brak danych za rok 2007 i 2010



Rys. 26. Ilość niedostarczonej energii z powodu awarii sieci nN w latach 2004-2011

5.3. Globalne wskaźniki niezawodności dostaw energii elektrycznej

Zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki⁹⁵ Operator Systemu Przesyłowego elektroenergetycznego, w terminie do 31 marca każdego roku podaje do publicznej wiadomości wskaźniki dotyczące czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, wyznaczone dla poprzedniego roku kalendarzowego:

- i. wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej (SAIDI) wyrażony w minutach na odbiorcę na rok, stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w ciągu roku, podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców,
- ii. wskaźnik przeciętnej systemowej części przerw długich i bardzo długich (SAIFI), stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki tych przerw w ciągu roku, podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców,
- iii. wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI), stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw krótkich w ciągu roku, podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców.

Wskaźnik MAIFI wyznacza się oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych z uwzględnieniem przerw katastrofalnych oraz bez uwzględnienia tych przerw.

Przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej można podzielić na planowane (wynikające z programu prac eksploatacyjnych sieci elektroenergetycznej) oraz nieplanowe (spowodowane wystąpieniem awarii w sieci elektroenergetycznej). W zależności od czasu trwania przerw wyróżnia się przerwy:

- i. mikroprzerwy (<1 s),
- ii. krótkie (1s<przerwa<3 min.),
- iii. długie (3 min.<przerwa<12 h),
- iv. bardzo długie (12 h<przerwa<24 h),

⁹⁵ Rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego z dnia 4 maja 2007 r. (Dz.U. Nr 93, poz. 623) wraz ze zmianami z 21 sierpnia 2008

v. katastrofalne (24 h<przerwa).

W tabeli 36 zaprezentowano omawiane wskaźniki jakości zasilania poszczególnych odbiorców energii elektrycznej na terenie miasta Gdańsk w latach 2008-2011. W porównaniu do czołowych operatorów europejskich, poziom niezawodności dostaw opisany wyżej wymienionymi wskaźnikami jest zdecydowanie niższy. Należy w tym miejscu wspomnieć jednak o świadomości istnienia tego problemu wśród kadry kierowniczej ENERGA-Operator S.A. Konsekwencją tego faktu są aspiracje firmy do konsekwentnego zbliżania się do benchmarków europejskich.

Tab. 36. Wskaźniki ciągłości zasilania odbiorców z terenu miasta Gdańsk w latach 2008-2013

Wskaźniki dot. czasu trwania przerw w dostarczeniu energii elektrycznej													
rok	2008		2009		2010		2011		2012		2013		
	nN	SN	nN	SN	nN	SN	nN	SN	nN	SN	nN	SN	
MAIFI	przerwy nieplanowane	0,02821	0,00008	0,09709	0,00011	0,04951	0,00010	0,52216	0,00114	0,21183	0,00043	1,71769	0,00351
	przerwy planowane	0,00013	0,00000	0,00020	0,00000	0,00079	0,00000	0,00079	0,00003	0,00088	0,000008	0,00416	0,000038
SAIDI	przerwy nieplanowane	197,013	0,315	313,158	0,521	234,122	0,504	351,346	0,685	162,520	0,299	117,617	0,217
	przerwy planowane	34,611	0,093	71,721	0,074	84,171	0,152	75,279	0,275	42,916	0,098	16,453	0,038
SAIFI	przerwy nieplanowane	2,49852	0,00388	3,09856	0,00553	2,66887	0,00558	3,80162	0,00771	2,46968	0,00460	1,94210	0,00362
	przerwy planowane	0,17050	0,00034	0,29058	0,00029	0,26572	0,00031	0,35015	0,00102	0,16643	0,00029	0,09998	0,00018

Pierwszym krokiem, który podjęła Spółka, w celu poprawy jakości ciągłości dostaw było (kluczowy element strategii ENERGA-Operator S.A. na lata 2009-2015) było wprowadzenie systemu zapewniającego prawidłową i rzetelną rejestrację wszystkich przerw u odbiorców. W 2011 roku wdrożenie w skali całej Spółki (czyli 8 oddziałów) jednolitego rozwiązania IT w zakresie ewidencji zdarzeń awaryjnych co spowodowało urealnienie wyników w obszarze ciągłości zasilania. Paradoksalnie, wprowadzenie takiego rozwiązania, czyli systemu rzetelnie rejestrującego przerwy w zasilaniu, spowodowało istotne pogorszenie wyników⁹⁶. Analizując dane zaprezentowane w tabeli 36 widać wyraźne wyższe wskaźniki w porównaniu z rokiem 2010. Oprócz głównej przyczyny spadku jakości, jaką były tzw. awarie masowe na terenie całego obszaru działalności Spółki, spowodowane niekorzystnymi warunkami atmosferycznymi, w znacznym stopniu przyczyniły się do tego również błędy ewidencyjne, popełniane wcześniej przez służby w Regionalnej Dyspozytorii Mocy.

Konsekwentna realizacja podejmowanych przez ENERGA-OPERATOR działań, zarówno w sferze organizacji utrzymania sieci elektroenergetycznej, jak i inwestycji modernizacyjnych i rozwojowych, ukierunkowanych na wzmocnienie odporności sieci oraz automatyzację sterowania siecią, przyniosły konkretne efekty dla odbiorców zarówno w zakresie skrócenia czasu trwania przerw nieplanowanych w dostawach energii elektrycznej jak i częstości ich występowania.

W latach 2012 i 2013 odnotowano poprawę wskaźników SAIDI, SAIFI dla przerw nieplanowanych w odniesieniu do poziomów wskaźników osiągniętych w latach poprzednich. Ponadto poprawa organizacji pracy poprzez:

⁹⁶ Kubacki S., Mazierski M. *Poprawa SAIDI i SAIFI: cztery kroki do niezawodności*, Energia elektryczna nr 5/2013

- i. rozpowszechnienie realizacji prac planowych w technologii prac pod napięciem w sieciach nN i SN,
- ii. komasację prac realizowanych w czasie jednego wyłączenia,
- iii. wykorzystywanie agregatów prądotwórczych oraz przełączenia w sieci podczas realizacji prac planowych minimalizujących wyłączenia odbiorców,

przyniosła wymierne korzyści w postaci poprawy wskaźników niezawodności zasilania dla przerw planowanych.

W celu realizacji założonego celu strategicznego Spółka opracowała i wdrożyła „Kompleksowy program poprawy ciągłości zasilania na lata 2013-2020”, gdzie zdefiniowano kluczowe i wspierające inicjatywy operacyjne wraz z konkretnym planem rzeczowym i finansowym do ich realizacji. Poszczególne inwestycje w infrastrukturę elektroenergetyczną zaprezentowano w punkcie 6.4.

6. PLANY ROZWOJU PRZEDSIĘBIORSTW W ZAKRESIE SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

Przewidywany wzrost zapotrzebowania na energię i moc elektryczną w okresie do 2031 roku, z pewnością wymaga realizacji szeregu działań zapewniających możliwość dostarczenia dodatkowej ilości energii elektrycznej (i odpowiednio mocy) przez system elektroenergetyczny. Duże znaczenie będzie miało racjonalne i efektywne jej wykorzystanie. Działania, konieczne do realizacji tego celu powinny przede wszystkim zapewnić bezpieczeństwo energetyczne miasta a także spełnienie wymagań ochrony środowiska, w tym uzyskanie pozytywnej opinii oddziaływania inwestycji elektroenergetycznych na środowisko naturalne. Ważne będzie również uzyskanie pozytywnej opinii zainteresowanych środowisk i mieszkańców dla planowanych inwestycji; np. nowych linii 110 kV – w terenach intensywnej lub planowanej zabudowy, które powinny być w wykonaniu kablowym, a nie napowietrznym, mimo, że są około 3 krotnie droższe w budowie ale są odporne na działanie niekorzystnych zjawisk atmosferycznych.

W związku z powyższym w dalszej części rozdziału przedstawiono plany inwestycyjne dotyczące infrastruktury elektroenergetycznej na terenie Gdańska.

6.1. Polskie Sieci Elektroenergetyczne – Północ S.A.

Inwestycje PSE-Północ S.A. można zaklasyfikować do dwóch grup⁹⁷:

- i. w zakresie podłączenia OZE:
 - a. budowa rozdzielni 400 kV w stacji Gdańsk I z TR 400/220 kV, 330 MVA,
 - b. wprowadzenie jednego toru linii Żarnowiec – Gdańsk Błonia do stacji Gdańsk I.
- ii. w zakresie poprawy bezpieczeństwa pracy sieci – sprzężanie sieci 400 i 220 kV (likwidacja ograniczeń sieciowych) do 2015 r.
 - a. budowa stacji 400 kV Gdańsk Przyjaźń z wprowadzeniem do tej stacji jednego toru linii Żarnowiec – Gdańsk Błonia do roku 2015,
 - b. modernizacja linii 400 kV Grudziądz Węgrowo-Gdańsk Błonia wraz z wymianą przewodu odgromowego na OPGW.⁹⁸

6.2. Grupa Lotos S.A.

Spółka planowała na lata 2012 -2014 zmianę rodzaju paliwa zasilającego kotły energetyczne w elektrociepłowni z oleju opałowego na gaz ziemny. Inwestycja ta została przeprowadzona, co spowodowało praktycznie zlikwidowanie emisji SO₂. Olej opałowy stanowi obecnie tylko paliwo rezerwowe.

6.3. Zakład Utylizacyjny Sp. z o.o.

Obecnie elektrownia jest wyposażona w 3 kogeneracyjne generatory gazowe o mocach 602 kW, 301 kW i 1005 kW. Planowana roczna produkcja energii elektrycznej szacowana jest na 10 000 MWh_e. W elektrociepłowni tej średnia godzinowa produkcja energii elektrycznej wynosić będzie około 1,3 MWh_e a ciepła 1,8 MWh_t. Ze względu na dużo niższe zapotrzebowanie ciepła przez obiekty Zakładu Utylizacyjnego Sp. z o.o., zdecydowana większość wyprodukowanego ciepła rozpraszana jest do otoczenia za pomocą chłodziw wentylatorowych modułów kogeneracyjnych.

⁹⁷ Plan rozwoju PSE Operator w zakresie obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2010-2025 (wyciąg), Konstancin – Jeziorna, 2010

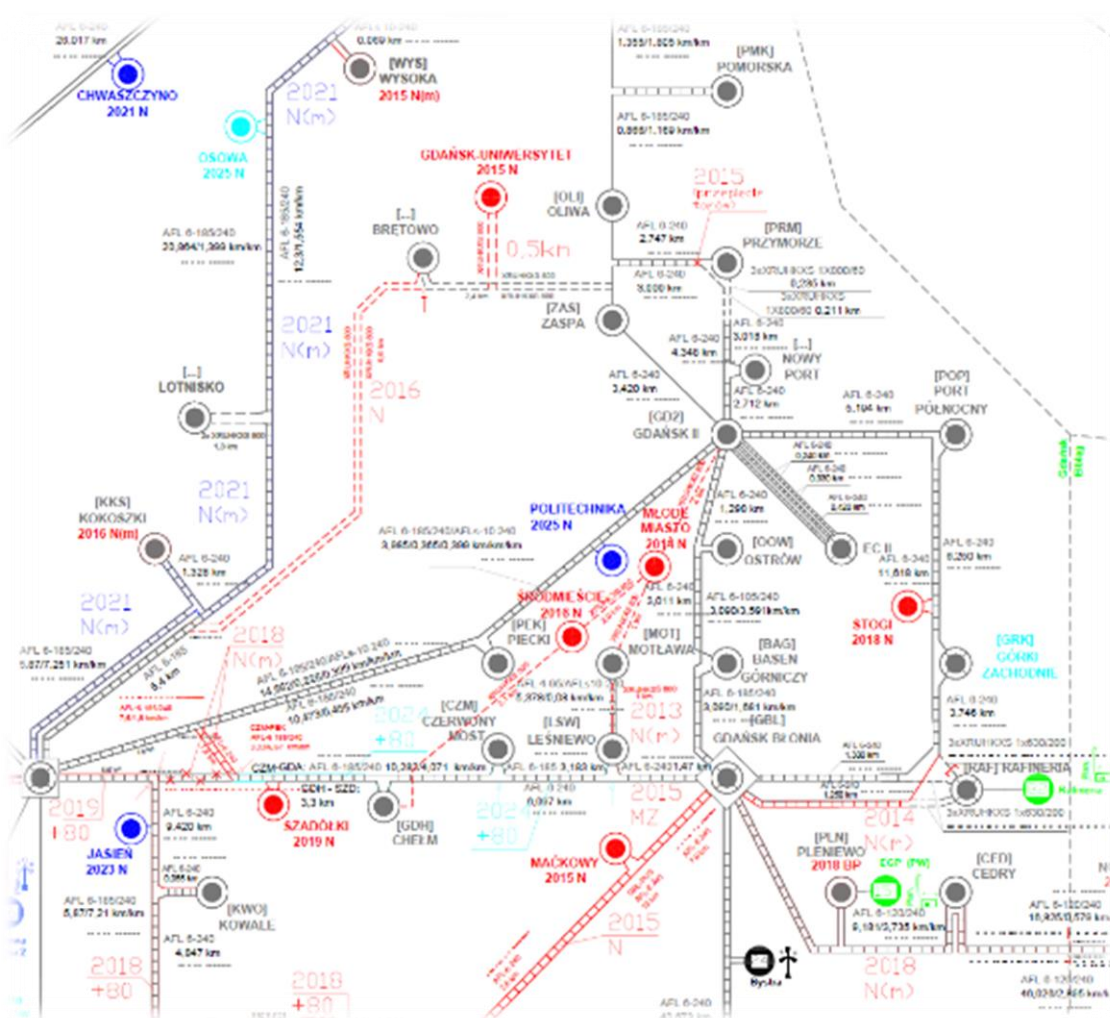
⁹⁸ Plan rozwoju PSE Operator w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2010-2025. Aktualizacja w zakresie lat 2012-2016, Konstancin – Jeziorna 2011

Długość wszystkich rurociągów od studni biogazowych aż do bioelektrociepłowni będzie wynosić ok. 20 km. Celem instalacji było i jest gospodarcze wykorzystanie biogazu z wysypiska odpadów jako paliwa do produkcji energii elektrycznej i ciepła do zasilenia Zakładu oraz utylizacja mieszaniny gazów w sposób eliminujący zagrożenie dla środowiska, zarówno atmosfery jak i terenów sąsiadujących z wysypiskiem. Nadwyżka produkowanej energii elektrycznej odsprzedawana jest operatorowi systemu elektroenergetycznego.

Obecnie Zakład Utylizacyjny Sp. z o.o. prowadzi również zaawansowane prace koncepcyjne związane z możliwością budowy na swoim terenie elektrociepłowni – Zakładu Termicznego Przekształcania Odpadów. Więcej informacji na ten temat znajduje się w rozdziale III punkt nr 6.3 niniejszego projektu.

6.4. ENERGA-Operator S.A.

Na rysunku 27 zaprezentowano schemat rozwoju systemu elektroenergetycznego ENERGA-Operator S.A. Oddział w Gdańsku, planowany do realizacji do końca roku 2028. Na rysunku przedstawiono jedynie strategiczne projekty mające na celu modernizację i rozbudowę infrastrukturę wysokonapięciową. Należy przy tym podkreślić, że inwestycje w sieci i stacje wysokiego napięcia WN są inwestycjami strategicznymi, planowanymi co najmniej na poziomie jednego lub kilku województw.



Rys. 27. Schemat rozwoju systemu elektroenergetycznego firmy ENERGA-Operator S.A. Oddział w Gdańsku na lata 2013-2028.

W tabeli 37 wyszczególniono inwestycje w infrastrukturę 110 kV związane z przyłączeniem nowych odbiorców do sieci elektroenergetycznej. Rozbudowa istniejących i budowa nowych GPZ ściśle związana jest z powiększoną wielkością zapotrzebowania na energię elektryczną i moc wskutek pojawienia się nowych odbiorców (kilkaset nowych przyłączy w latach 2011-2012), których z uwagi na tajemnicę handlową Spółki nie wyszczególniono w poniższym zestawieniu.

Tab. 37. Projekty inwestycyjne w infrastrukturę 110 kV związane z przyłączeniem nowych odbiorców

Lp.	Nazwa/rodzaj projektu inwestycyjnego	Moc przyłączeniowa [kW]	Zakres rzeczowy	Planowany okres realizacji
1	Budowa linii dwutorowej 110kV relacji Gdańsk Błonia - plan. GPZ Maćkowy - Pruszcz Gd. dla zasilania GPZ-tu Maćkowy w związku z przyłączeniem odbiorców	3 000	LWN 110kV (11 km)	2016-17
2	Budowa pola liniowego w GPZ Pleniewo (odbiorca potrzeby własne elektrowni gazowo-parowej - 14,7 MW)	14 700	Dobudować i wyposażyć pole liniowe 110kV GPZ „Pleniewo”	2016-18
3	Budowa GPZ Stogi (LWN 0,2km)	6 000	LWN 0,2 km.	2017-18
4	Budowa GPZ Szadółki, budowa 3,5km linii napowietrznych 110kV	5 000	LWN 3,5 km.	2018-19
5	Budowa GPZ Maćkowy	3 478	GPZ 1 szt., LSN - 4,5 km	2016-17
6	Budowa stacji GPZ Jasień	4 000	LWN 1,5 km.	2019
7	Budowa GPZ Politechnika (LWN 0,1km)	5 000	LWN 0,1 km.	2019
8	Rozbudowa GPZ Wysoka	3 500	rozbudowa GPZ 1 szt., LSN 1 km	2016-17

Poza rozbudową infrastruktury sieci elektroenergetycznych planowane jest również przyłączenie kilku źródeł energii elektrycznej – tabela 38. Każdy z wymienionych projektów odnosi się do produkcji energii z odnawialnych źródeł energii.

Tab. 38. Projekty inwestycyjne związane z przyłączeniem nowych źródeł

Lp.	Nazwa/rodzaj projektu inwestycyjnego	Moc przyłączeniowa [MW]	Zakres rzeczowy	Planowany okres realizacji
1	Elektrownia Wiatrowa "Gdańsk-Leśniewo"	6,0	POLE SN 1 szt.	2019

Oprócz wyżej wymienionych działań inwestycyjnych Spółka również realizuje szereg projektów inwestycyjnych związanych z modernizacją i odtworzeniem majątku. Listę projektów inwestycyjnych przedstawiono w tabeli 39. Poza wymienionymi w poniższej tabeli działaniami, Spółka planuje również podłączyć do sieci SN 29 nowych transformatorów, zmodernizować 27 rozdzielnic SN, 10 stacji słupowych oraz przeprowadzić ponad 100 innych działań takich jak modernizacje kabli, linii nN, wymiany łączników słupowych na rozłączniki sterowane radiowo itp. prowadzące do poprawy niezawodności działania infrastruktury średnio i niskonapięciowej.

Tab. 39. Lista wybranych projektów inwestycyjnych związanych z modernizacją i odtworzeniem majątku Spółki planowanych na lata 2014-2019.

L.p.	Nazwa/rodzaj projektu inwestycyjnego	Zakres rzeczowy
1	LWN 110 kV Oliwa - Gdańsk II oraz LWN 110 kV Brętowo - Przymorze	Zmiana układu sieci 110 kV, przepięcie torów linii 2-torowej 110 kV 1436 w okolicy GPZ Przymorze
2	BUDOWA POWIĄZANIA KABLOWEGO SN-15 KV POMIĘDZY STACJAMI T-16746 GOSTYŃSKA III I T-16669 KARTUSKA 474	Budowa LKSN 120 mm ² 0,35 km
3	LWN 110 kV 2-torowa w ciągu Gdańsk 1 - Kowale - Straszyn	Dostosowanie linii 110 kV do temperatury projektowej +80st. C na odcinku od st. 22/1 do GPZ Straszyn Dolny [7,1 km]
4	LWN 110 kV 2-torowa Leśniewo - Gdańsk Błonia	Wymiana przewodów LWN na małowzioswe tylko w torze Leśniewo - Gdańsk Błonia [1,4 km]
5	Modernizacja linii napowietrznej SN 15 kV Gdańsk Lipce - Emaus	Modernizacja linii napowietrznej SN 15 kV Gdańsk Lipce - Emaus
6	Modernizacja linii napowietrznej SN 15 kV Gdańsk Nadwiślańska Stogi	Modernizacja linii napowietrznej SN 15 kV Gdańsk Nadwiślańska Stogi
7	Modernizacja r110 kV stacji GPZ Oliwa i Pomorska	Modernizacja r110 kV stacji GPZ Oliwa i Pomorska
8	Modernizacja r110 kV stacji GPZ Oliwa i Pomorska	Modernizacja r110 kV stacji GPZ Oliwa i Pomorska
9	Modernizacja linii 110 kV Leśniewo - Motława	Modernizacja linii 110 kV Leśniewo - Motława
10	Linie 110 kV w ciągu Gdańsk I - Kokoszki - Lotnisko - Wysoka - Sopot	Linie 110 kV w ciągu Gdańsk I - Kokoszki - Lotnisko - Wysoka - Sopot - LWN - 25 km
11	Linie 110 kV w ciągu Gdańsk I - Kokoszki - Lotnisko - Wysoka - Sopot	Linie 110 kV w ciągu Gdańsk I - Kokoszki - Lotnisko - Wysoka - Sopot - LWN - 25 km
12	Usuwanie kolizji zgodnie z ustawą o drogach publicznych na terenie JB	Usuwanie kolizji zgodnie z ustawą o drogach publicznych na terenie JB
13	Modernizacja linii kablowej SN	Wymiana linii kablowej 50 mm ² od stacji 1266 (DYREKCYJNA) do stacji 1898 (ŁAGIEWNIKI) około 686 m na 120 mm ²
14	Modernizacja linii kablowej SN	Wymiana linii kablowej 50 mm ² od stacji 1457 (BZOWA) do stacji 1057 (CZERWONY DWÓR) około 237 m na 120 mm ²
15	Modernizacja linii kablowej SN	Wymiana linii kablowej 50 mm ² od stacji 16839 (WITA STWOSZA 19) do stacji 1285 (PLAC INWALIDÓW) około 602 m na 120 mm ²
16	Modernizacja linii kablowej SN	Wymiana linii kablowej 50 mm ² od stacji 1040 (PRZYMORZE G) do stacji 1915 (KRZYWOUSTEGO) około 425 m na 120 mm ²
17	Modernizacja linii kablowej SN	Wymiana linii kablowej 50 mm ² od stacji 1898 (ŁAGIEWNIKI) do stacji 1343 (PKS WAŁOWA) około 295 m na 120 mm ²
18	Modernizacja linii kablowej SN	Wymiana linii kablowej 50 mm ² od GPZ Gdańsk 2 do stacji 1525 (PŁYWALNIA WAJDELOTY) około 55 m na 120 mm ²
19	Modernizacja linii kablowej SN	Wymiana linii kablowej 50 mm ² od stacji 1974 (LWOWSKA) do stacji 1797 (ROOSVELTA 112) około 570 m na 120 mm ²
20	Modernizacja linii kablowej SN	Wymiana linii kablowej 50 mm ² od stacji 1974 (LWOWSKA) do stacji 1419 (KRZEMIENIECKIE) około 785 m na 120 mm ²
21	Modernizacja linii kablowej SN	Wymiana linii kablowej 50 mm ² od stacji 16097 (ZRIT PARTYZANTÓW) do stacji 1959 (MATKI POLKI) około 280 m na 120

mm²

22	Modernizacja linii kablowej SN	Wymiana linii kablowej 120 mm ² oraz napowietrznej 50 mm ² na odcinku od stacji 16845 (CZERSKA) do stacji 1448 (OSIEDLE BORKOWO) dł. po około 60 m odpowiednio na 240 mm ² oraz 70 mm ²
23	Modernizacja linii kablowej SN	Wymiana linii kablowej 120 mm ² na odcinku od stacji 16500 (PIEKARNIA NOWOLIPIE) do stacji 1452 (ZBR MIGOWO) dł. ok. 330m na 240 mm ²
24	Modernizacja linii napowietrznej SN	Wymiana linii napowietrznej 35 mm ² na odgałęzieniu do stacji 16733 (PORĘBSKIEGO II) dł. ok. 450 m na 50 mm ²
25	Modernizacja linii kablowej SN	Wymiana linii kablowej 70 mm ² na odcinku od stacji 16083 (STACJA POMP GRODZA KAMIENNA) do stacji 1934 (TORUŃSKA 18) dł. ok. 300 m na 120 mm ²
26	Modernizacja linii kablowej SN	Wymiana linii kablowej 120 mm ² na odcinku od stacji 1452 (ZBR MIGOWO) do stacji 16676 (PIEKARNICZA) dł. ok. 230 m na 240 mm ²
27	Modernizacja linii kablowej SN	Wymiana linii kablowej 120 mm ² na odcinku od stacji 16676 (PIEKARNICZA) do stacji 16523 (WIEWIÓRCZA) dł. ok. 250 m na 240 mm ²
28	Modernizacja linii kablowej SN	Wymiana linii kablowej 50 mm ² na odcinku od stacji 1106 (ROLDŹWIG) do stacji 1055 (SAMOPOMOC CHŁOPSKA) dł. ok. 350 m na 120 mm ²
29	Modernizacja linii kablowej SN	Wymiana linii kablowej 70 mm ² na odcinku od stacji 1840 (PRICP) do stacji 1063 (BAJKI) dł. ok. 520 m na 120 mm ²
30	wymiana OPGW relacji GPZ Chełm - GPZ Czerwony Most - Leśniewo	Wymiana OPGW relacji GPZ Chełm - GPZ Czerwony Most - Leśniewo LWN 7,25km
31	Wymiana OPGW relacji GPZ GD I - GPZ Piecki - RD Gd - GPZ Gd II - Centrala	Wymiana OPGW relacji GPZ GD I - GPZ Piecki - RD Gd - GPZ Gd II - Centrala LWN 16,5km
32	Modernizacja zabezpieczeń i obwodów wtórnych rozdzielni 110 kV w GPZ Leśniewo	Wymiana zabezpieczeń łącznika szyn 110 kV, szyn 110 kV, wraz z podpięciem do telemechaniki. Modernizacja obwodów wtórnych pól WN.
33	Modernizacja zabezpieczeń i obwodów wtórnych rozdzielni 15 kV w GPZ Leśniewo	Wymiana zabezpieczeń rozdzielni SN wraz z podpięciem do telemechaniki. Modernizacja obwodów wtórnych pól SN.
34	Modernizacja zabezpieczeń i obwodów wtórnych rozdzielni 15 kV w GPZ Czerwony Most	Wymiana zabezpieczeń rozdzielni SN wraz z podpięciem do telemechaniki. Modernizacja obwodów wtórnych pól SN.
35	Modernizacja zabezpieczeń i obwodów wtórnych rozdzielni 110 kV w GPZ Pleniewo	Wymiana zabezpieczeń, transformatorów 110/ 15 kV, szyn 110 kV, wraz z podpięciem do telemechaniki. Modernizacja obwodów wtórnych pól WN.
36	Modernizacja zabezpieczeń i obwodów wtórnych rozdzielni 15 kV w GPZ Pleniewo	Wymiana zabezpieczeń rozdzielni SN wraz z podpięciem do telemechaniki. Modernizacja obwodów wtórnych pól SN.
37	Modernizacja zabezpieczeń i obwodów wtórnych rozdzielni 15 kV w GPZ Zaspą	Wymiana zabezpieczeń rozdzielni SN wraz z podpięciem do telemechaniki. Modernizacja obwodów wtórnych pól SN.
38	Modernizacja zabezpieczeń i obwodów wtórnych rozdzielni 110 kV w GPZ Wysoka	Wymiana zabezpieczeń transformatora 110 kV, wraz z podpięciem do telemechaniki. Modernizacja obwodów wtórnych pól WN.
39	Modernizacja zabezpieczeń i obwodów wtórnych rozdzielni 15 kV w GPZ Wysoka	Wymiana zabezpieczeń rozdzielni SN wraz z podpięciem do telemechaniki. Modernizacja obwodów wtórnych pól SN.

40	Wymiana baterii akumulatorów 220 i 24 V w GPZ Ostrów	Wymiana baterii akumulatorów 24 V.	220 V i
41	Wymiana baterii akumulatorów 220 i 24 V w GPZ Piecki,	Wymiana baterii akumulatorów 24 V.	220 V i
42	Wymiana zasilaczy prądu stałego w GPZ Czerwony Most	Wymiana zasilaczy 220 V.	
43	Modernizacja potrzeb własnych nn stacji w GPZ Pomorska	Wymiana i instalacja potrzeb własnych nn 400/230 V, 220 VDC, 24 VDC, 230 V napięcia gwarantowanego	
44	Wymiana transformatorów mocy - GPZ Kowale	1 szt. 16 MVA na 25 MVA	
45	Wymiana transformatorów mocy - GPZ Ostrów	1 szt. 40 MVA na 25 MVA	
46	Wymiana transformatorów mocy - GPZ Leśniewo	1 szt. 16 MVA na 16 MVA	

Pozostałe działania ENERGA-Operator S.A. to przede wszystkim:

- i. realizacja bieżących prac eksploatacyjnych w sieci na wszystkich poziomach napięcia, w tym w szczególności przeglądów i napraw,
- ii. kontynuacja wymiany tradycyjnych liczników indukcyjnych na liczniki elektroniczne i wdrażanie systemu nowoczesnego opomiarowania (zdalne odczyty + analityka),
- iii. stopniowa modernizacja i przekształcanie obecnych sieci do technologii Smart Grid (kontynuacja automatyzacji sieci dla przyspieszenia lokalizacji uszkodzeń oraz telesterowanie, w tym uzyskanie możliwości sterowania w głębi sieci 15 kV poprzez montaż rozłączników sterowanych radiowo).

Zgodnie z wymaganiami art. 16.2a. Ustawy Prawo Energetyczne operator OSD sporządza plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną, na okresy nie krótsze niż 5 lat oraz prognozy dotyczące stanu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na okresy nie krótsze niż 15 lat. Przedłożone przez operatora OSD ENERGA-Operator SA plany rozwoju (dane i informacje) spełniają ustawowe wymagania w tym zakresie i pozwalają na opracowanie projektu założeń do planu zaopatrzenia w energię elektryczną, o której mowa w art. 19.1. ww. Ustawy PE.

URE uzgadniając Plan Rozwoju na lata 2014-2019 poinformował (ENERGA Operator SA) o postanowieniu Zarządu Województwa Pomorskiego z dnia 15 października 2013r (DRG-E.7231.25.2013) o pozytywnym zaopiniowaniu Planu Rozwoju.

6.5. PKP Energetyka

Modernizacja linii E-65 planowana była i została zakończona na początku 2014 r. W związku z tym wzrosło zapotrzebowanie mocy, które od drugiej połowy 2014 roku wynosi w miesiącach od października do marca 19,1 MW oraz w miesiącach od kwietnia do września 16,4 MW.

6.6. GIWK Sp. z o.o.

Planowane jest zwiększenie produkcji energii elektrycznej poprzez m.in. budowę instalacji fotowoltaicznej oraz odzysk energii za pomocą modułów ORC. Rozważa się również budowę małych elektrowni wiatrowych.

7. PRZEDSIĘWZIĘCIA RACJONALIZUJĄCE UŻYTKOWANIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ W INSTALACJACH PRZEMYSŁOWYCH, MIEJSKICH ORAZ U ODBIORCÓW INDYWIDUALNYCH

Podstawowe założenia mające na celu racjonalizację użytkowania energii elektrycznej powinny opierać się na następujących działaniach:

- i. dążenie do redukcji ponoszonych opłat za zużytą energię dzięki podpisywaniu odpowiednich umów z dostawcą energii elektrycznej,
- ii. obniżenie kosztów użytkowania energii elektrycznej poprzez zastosowanie urządzeń o większej sprawności i mniejszej energochłonności,
- iii. stosowanie energooszczędnych technologii w prowadzonych procesach produkcyjnych.

Optymalizacji kosztów energii elektrycznej w obiektach komunalnych można, prawie beznakładowo, dokonać poprzez analizy umów zawartych przez administratorów tych obiektów z przedsiębiorstwem zajmującym się dystrybucją i obrotem energii elektrycznej oraz faktur za energię elektryczną zużywaną w tych placówkach. Analizie należy poddać następujące czynniki:

- i. moc umowna (zamówiona) – jej wartość ma wpływ na ponoszone koszty z tytułu opłat za świadczone usługi przesyłowe. Wartości mocy umownej w niektórych przypadkach zostały oszacowane ze zbyt dużym przybliżeniem i należy je określić w sposób bardziej precyzyjny (np. na podstawie wynikającego z pomiarów wskaźnika mocy). Koszty energii z uwzględnieniem nawet opłaty dodatkowej (w przypadku niewielkiego przekroczenia zmniejszonej mocy umownej) nie powinny być większe od opłat ponoszonych przed korektą;
- ii. stan wykorzystania możliwości obniżenia mocy zamówionej w okresie wakacji letnich (wprowadzenie sezonowej mocy zamówionej w przypadku szkół lub przedszkoli) – jak podano już powyżej wartość mocy umownej ma wpływ na ponoszone koszty z tytułu opłat za świadczone usługi przesyłowe. Mimo zwiększonej w tym przypadku stawki opłaty stałej, oszczędności wynikające z takiego działania mogą być znaczne;
- iii. wykorzystanie stref czasowych – zastosowanie strefowego rozliczania energii elektrycznej pozwala na bardziej racjonalne korzystanie z energii elektrycznej i oszczędności finansowe. Koszty zabudowy nowych liczników, pozwalających na rozliczanie pobieranej energii w poszczególnych strefach czasowych, powinny zwrócić się w niedługim czasie;
- iv. wielkość pobieranej mocy biernej – rozliczeniami za pobór energii biernej objęci są odbiorcy zasilani z sieci wysokiego i średniego napięcia, a w uzasadnionych przypadkach również odbiorcy zasilani z sieci niskiego napięcia, którzy użytkują odbiorniki o charakterze indukcyjnym (np. silniki elektryczne pomp w stacjach wymienników). Działania racjonalizujące mogą iść w dwóch kierunkach – zmiana stosowanych przewymiarowanych odbiorników na korzystniejsze oraz korekta w umowie współczynnika mocy $\text{tg}\varphi_0$;
- v. wielkość współczynnika pewności zasilania – w rozliczeniach za energię uwzględnia się go poprzez zastosowanie współczynnika zwiększającego opłaty za moc umowną. Wielkość współczynnika zwiększającego podlega ustaleniu na drodze negocjacji pomiędzy sprzedawcą a odbiorcą;
- vi. stan własności węzłów ciepłowniczych istniejących w obiektach – może zachodzić sytuacja ponoszenia „podwójnych” opłat – w sytuacji, gdy

administrator obiektu jest rozliczany za ciepło z węzła należącego do sprzedawcy, a jednocześnie ponosi koszty energii elektrycznej zużywanej na potrzeby węzła ciepłowniczego.

W wyniku analizy umów i faktur (analiza zużycia energii i wydatków bieżących) w pierwszym rzędzie nastąpić powinna korekta zapisów umów zawartych pomiędzy jednostkami podległymi gminie a przedsiębiorstwem zajmującym się dystrybucją i obrotem energii elektrycznej. Powinny zostać wskazane obiekty, w umowach których należałoby ograniczyć moc zamówioną, wprowadzić sezonową moc zamówioną w okresie wakacji letnich każdego roku, zmniejszyć nadmierną wielkość współczynnika pewności zasilania, zmienić grupę taryfy rozliczeniowej lub zmniejszyć pobieraną moc bierną.

W następnym etapie na podstawie analizy ww. dokumentów oraz innych racjonalnych przesłanek technicznych, nastąpić winno określenie przedsięwzięć niskonakładowych (a w kolejnym etapie – wymagających większych nakładów), zmierzających do zmniejszenia zużycia (oszczędności) energii elektrycznej i zalecenie ich administratorom tychże placówek oświatowych. Do takich działań należy zaliczyć m.in.:

- i. zabudowa liczników dwu- i trójstrefowych wraz ze zmianą umowy na grupę taryfową z rozliczaniem pobranej energii elektrycznej w strefach czasowych,
- ii. modernizacja oświetlenia, m.in. przez dobór źródeł o dużej skuteczności świetlnej i odpowiednich właściwościach oświetleniowych, wybór opraw o wysokiej sprawności i ich prawidłowe rozlokowanie oraz stosowanie systemów sterujących oświetleniem, regulujących pobór mocy przez źródła światła i ograniczających czas ich użytkowania,
- iii. instalowanie świetlówek kompaktowych (żarówek energooszczędnych) w pomieszczeniach, w których występują długie okresy korzystania z oświetlenia elektrycznego,
- iv. przeprowadzanie regularnego czyszczenia oświetlenia,
- v. malowanie ścian i sufitów oświetlanych pomieszczeń w jasnych barwach,
- vi. zastosowanie nowocześniejszych, a co za tym idzie, bardziej sprawnych urządzeń elektrycznych,
- vii. wymiana przewymiarowanych urządzeń i napędów elektrycznych na urządzenia odpowiadające obecnym potrzebom obiektu,
- viii. zastosowanie napędów elektrycznych z silnikami z automatyczną regulacją obrotów,
- ix. redukcja pobieranej mocy biernej,
- x. zainstalowanie urządzeń sterujących (głównie programatorów cyfrowych) w przypadku konieczności korzystania z grzejników elektrycznych do ogrzewania pomieszczeń,
- xi. w przypadku konieczności korzystania z grzejników elektrycznych do ogrzewania pomieszczeń – zabudowa nowoczesnych, wysokoefektywnych urządzeń (np. piece akumulacyjne z dynamicznym rozładowaniem);
- xii. przestrzeganie obowiązku wygaszania oświetlenia w nieużytkowanych pomieszczeniach.

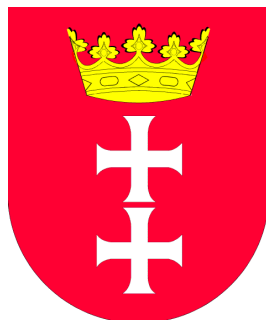
W wyniku działań wynikających z realizacji powyżej opisanych wytycznych można się spodziewać znaczącej redukcji kosztów energii elektrycznej w obiektach należących do gminy. Dodatkowo powinno się rozważyć ogłoszenie przetargu na dostawę energii elektrycznej na cele oświetlenia ulicznego oraz do zasilania obiektów gminnych.

W odniesieniu do zakładów przemysłowych, oprócz powyżej opisanych sposobów racjonalizacji użytkowania i zużycia energii elektrycznej zalecane są również następujące działania:

- i. zastosowanie automatycznej regulacji procesu wytwarzania ciepła we własnych kotłowniach,
- ii. przeprowadzanie regularnych prac kontrolnych, konserwacyjnych i naprawczych w odniesieniu do urządzeń elektrycznych,
- iii. służby utrzymania ruchu powinny sprawdzić, czy stosowane napędy elektryczne nie są przewymiarowane i czy pracują z optymalną sprawnością oraz odpowiednio dużym współczynnikiem mocy czynnej,
- iv. w miarę możliwości, takie sterowanie procesami produkcyjnymi aby okres pracy większych odbiorników energii elektrycznej przesunąć na godziny pozaszczytowe,
- v. zastosowanie najlepszych dostępnych technologii produkcyjnych (BAT), które cechują się najmniejszą energochłonnością.

Niezależnie od rodzaju odbiorców energii elektrycznej bardzo istotnym elementem procesu wspomagania poprawy racjonalizacji i poszanowania zużycia energii elektrycznej jest popularyzacja standardów ekologicznych, etykietowania energetycznego, wzorców konsumpcji energii a także kształtowanie świadomości i zachowań odbiorców energii elektrycznej. Wiodącą rolę w tym obszarze powinny pełnić jednostki samorządu terytorialnego.

Projekt aktualizacji Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe miasta Gdańska



ROZDZIAŁ V

SYSTEM GAZOWNICZY



SPIS TREŚCI

1.	OGÓLNA CHARAKTERYSTYKA SYSTEMU GAZOWNICZEGO.....	230
1.1.	KRÓTKA CHARAKTERYSTYKA PRZEDSIĘBIORSTW GAZOWNICZYCH DZIAŁAJĄCYCH NA TERENIE MIASTA GDAŃSK	230
1.2.	PARAMETRY JAKOŚCIOWE DOSTARCZANEGO GAZU	231
1.3.	UKŁADY DOSYŁOWE DO MIASTA.....	231
1.4.	UKŁAD ŚREDNIEGO I NISKIEGO CIŚNIENIA.....	232
2.	STRUKTURA ZUŻYCIA GAZU ORAZ CHARAKTERYSTYKA ODBIORCÓW	237
3.	AKTUALNE ZAPOTRZEBOWANIE MIASTA GDAŃSKA NA PALIWA GAZOWE.....	238
4.	TARYFY I ZMIANA CEN ZA PALIWO GAZOWE W LATACH 2006-2013	240
5.	OCENA AKTUALNEGO STANU I STOPNIA BEZPIECZEŃSTWA ZAOPATRZENIA MIASTA W PALIWA GAZOWE	242
6.	RACJONALIZACJA UŻYTKOWANIA PALIW GAZOWYCH	243
7.	PLANY ROZWOJU PRZEDSIĘBIORSTW W ZAKRESIE SYSTEMU GAZOWNICZEGO ..	244

1. OGÓLNA CHARAKTERYSTYKA SYSTEMU GAZOWNICZEGO

Na terenie miasta Gdańska zlokalizowane są następujące elementy infrastruktury gazowniczej:

- i. stacje redukcyjno-pomiarowe,
- ii. sieć gazownicza średnioprężna.

Za poszczególne elementy tej infrastruktury odpowiedzialne jest odpowiednie przedsiębiorstwo gazownicze działające na rynku polskim i lokalnym, które zgodnie z ustawą Prawo energetyczne ma szereg obowiązków z tym związanych.

1.1. Krótka charakterystyka przedsiębiorstw gazowniczych działających na terenie miasta Gdańsk

Ocena pracy istniejącego systemu gazowniczego zasilającego w gaz odbiorców z terenu miasta Gdańsk oparta została na informacjach uzyskanych od Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. – Oddział w Gdańsku. Obecna nazwa wynika ze zmiany danych rejestrowych spółki w dniu 12 września 2013 r. Spółka z siedzibą w Gdańsku powstała 1 stycznia 2003 r, w wyniku restrukturyzacji Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A. w Warszawie, jako jedna z sześciu spółek dystrybucyjnych w Polsce. Wydzielenie spółek dystrybucyjnych ze struktur PGNiG S.A. miało na celu poprawę rentowności, zwiększenie efektywności ekonomicznej oraz wzmocnienie pozycji konkurencyjnej polskiego sektora gazowego. Podstawową działalnością Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. – Oddział w Gdańsku jest przesyłanie, dystrybucja i obrót gazem w sposób zapewniający odbiorcom ciągłość i bezpieczeństwo dostaw. Spółka posiada koncesje na przesył, dystrybucję i obrót gazem i swoim zasięgiem obejmuje obszar Miasta wydaną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

W dniu 1 lipca 2013 r. nastąpiło formalne połączenie spółek gazownictwa Grupy Kapitałowej PGNiG. W miejsce dotychczasowych sześciu operatorów dystrybucyjnych i spółki PGNiG SPV 4 sp. z o.o. utworzono jedną spółkę pod nazwą PGNiG SPV 4 sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie. Skonsolidowana spółka funkcjonuje w oparciu o sześć oddziałów zlokalizowanych w siedzibach dotychczasowych spółek tj. w Gdańsku, Poznaniu, Warszawie, Wrocławiu, Tarnowie i Zabrze. Proces ten jest bezpośrednią konsekwencją przyjętej przez PGNiG SA w 2012 r. "Krótkoterminowej Strategii budowania wartości GK PGNiG do 2014 roku".

W ramach restrukturyzacji PGNiG SPV 4 sp. z o.o. przejął w całości działalność operacyjną oraz wszystkie dokumenty obowiązujące w Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. – Oddział w Gdańsku (w tym zawarte umowy oraz wewnętrzne akty normatywne). Odbiorcy, którzy mają zawartą umowę kompleksową, czyli umowę zawierającą postanowienia umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usługi przesyłania i/lub dystrybucji gazu z przedsiębiorstwem prowadzącym działalność obrotu paliwami gazowymi, rozliczani są na podstawie taryfy tego przedsiębiorstwa. Dla miasta Gdańsk obrót w zakresie gazu ziemnego prowadzi również firma Energa-Obrót S.A. z siedzibą w Gdańsku, al. Grunwaldzka 472, której głównym profilem działalności jest obrót energią elektryczną. Jej oferta w zakresie obrotu gazem ziemnym jest skierowana tylko do podmiotów gospodarczych.

1.2. Parametry jakościowe dostarczanego gazu

Dostarczany przez Spółkę gaz spełnia wymagania opisane w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz. U. z 2010 r. Nr 133 poz. 891) oraz w Polskich Normach:

- i. PN-C-04750: Paliwa gazowe. Klasyfikacja, oznaczenie i wymagania,
- ii. PN-C-04753: Gaz ziemny. Jakość gazu dostarczanego odbiorcom z sieci rozdzielczej.

Dostarczany gaz jest oznaczany jako Gaz ziemny PN-C-04753-E (gaz ziemny 2. rodzina, grupa E). Średnie parametry jakościowe gazu zaprezentowano w tabeli 1.

Tab. 1. Parametry jakościowe gazu ziemnego dystrybuowanego przez PSG sp. z o.o. w lipcu 2013

Lp	Parametr	Jednostka	Wymagania wg normy	lipiec 2013 r.
1	Metan	%mol	nie określa	97,490
2	Etan	%mol	nie określa	1,148
3	Propan	%mol	nie określa	0,340
4	n-Butan	%mol	nie określa	0,053
5	i-Butan	%mol	nie określa	0,056
6	n-Pentan	%mol	nie określa	0,015
7	i-Pentan	%mol	nie określa	0,007
8	Neopentan	%mol	nie określa	-
9	C ₆₊	%mol	nie określa	-
10	CO ₂	%mol	nie określa	0,061
11	Azot	%mol	nie określa	0,834
12	Tlen	%mol	nie więcej niż 0,2	-
13	Liczba Wobbego	kWh/m ³	12,5-15	14,777
14	Gęstość rzeczywista	kg/m ³	nie określa	-
15	Gęstość względna	-	nie określa	0,735
16	Średnie ciepło spalania	MJ/m ³	nie mniej niż 34,0	40,158
17	Średnia wartość opałowa	MJ/m ³	nie mniej niż 31,0	36,202

1.3. Układy dosyłowe do miasta

Województwo Pomorskie zasilane jest w gaz ziemny wysokometanowy z krajowego systemu sieci gazowych, wybudowanego w latach 1971÷1983, gazociągiem wysokiego ciśnienia o średnicy DN 400/300/200 i ciśnieniu nominalnym 6,3 MPa relacji Włocławek-Wybrzeże.

Na terenie miasta Gdańsk nie ma stacji gazowych wysokiego ciśnienia. Zaopatrzenie miasta w gaz ziemny PN-C-04753-E odbywa się poprzez sieć średniego ciśnienia zasilaną z systemu trójmiejskiego. System śródmiejski zaś zasilany jest z krajowej magistrali gazowej wysokiego ciśnienia DN 500, DN 400 i DN 300 o ciśnieniu 6,3 MPa, wyprowadzonej z Włocławka poprzez stacje gazowe wysokiego ciśnienia w Pszczółkach, Juszkanie, Baninie, Wejherowie, Wiczlinie i Starej Pile (tabela 2). Na teren województwa gaz przesyłany jest wybudowanym w latach 1971–1973 gazociągiem Ø 400 przebiegającym z kierunku Włocławka przez gminy: Gardeja, Kwidzyn, Ryjewo i dalej po przejściu przez Wisłę – Gniew, Pelplin, Subkowy, Tczew, Pszczółki, Pruszcz Gdański, Kolbudy, Żukowo, Szemud, Gdynię, Wejherowo, Luzino, Łęczyce – do Lęborka. Jego przekrój zmienia się z Ø 400 na Ø 300 i Ø 200 na końcówce.

Tab. 2. Podstawowe parametry eksploatacyjne stacji redukcyjno-pomiarowych wysokiego ciśnienia zasilających miasto

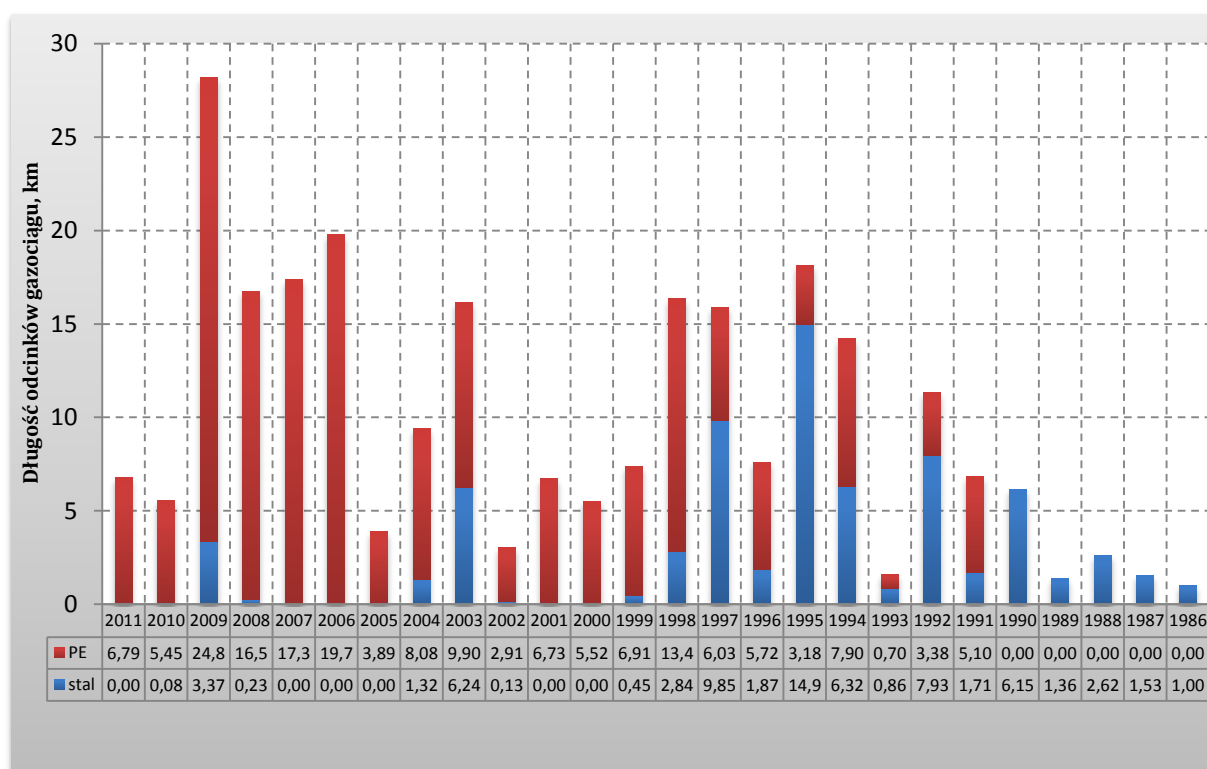
Nazwa stacji	Lokalizacja stacji	Ciśnienie wlotowe nominalne [MPa]	Ciśnienie wylotowe [MPa]	Przepustowość stacji gazowej, m ³ /h
Pszczółki	Gmina Pszczółki, powiat Gdański	6,3	0,1-04	3 200
Juszkowo	Juszkowo, gmina Pruszcz Gdański	6,3	0,1-04	25 000
Banino	Banino, gmina Żukowo	6,3	0,1-04	50 000
Wejherowo	Wejherowo, gmina Wejherowo	6,3	0,1-04	6 000
Wiczlino	Wiczlino, gmina Pruszcz Gdański	6,3	0,1-04	20 000
Stara Piła	Stara Piła, gmina Żukowo	6,3	0,1-04	6 000

Wymienione stacje zasilane są gazociągiem wysokiego ciśnienia o średnicy DN 400.

1.4. Układ średniego i niskiego ciśnienia

Zurbanizowana powierzchnia miasta w całości pokryta jest siecią gazową. Należy również podkreślić, że część zapotrzebowania na paliwa gazowe mieszkańców miasta, obejmująca w znacznej mierze potrzeby bytowe, realizowana jest poprzez wykorzystanie gazu płynnego LPG lub LPBG. Szacuje się, że udział odbiorców gazu płynnego w zaspokojeniu całkowitych potrzeb gminy na paliwa gazowe kształtuje się na poziomie ok. 1÷2% i przyjmuje się, że docelowo udział ten będzie utrzymywał się na podobnym poziomie.

Sieć gazowa średniego ciśnienia podająca gaz na teren miasta zasilana jest z systemu trójmiejskiego. Całkowita długość sieci średniego ciśnienia to blisko 294 km. Na rysunku 1 zaprezentowano przyrost sieci gazowej średniego ciśnienia w Gdańsku w latach 1986-2011 z podziałem na technologię wykonania gazociągów.

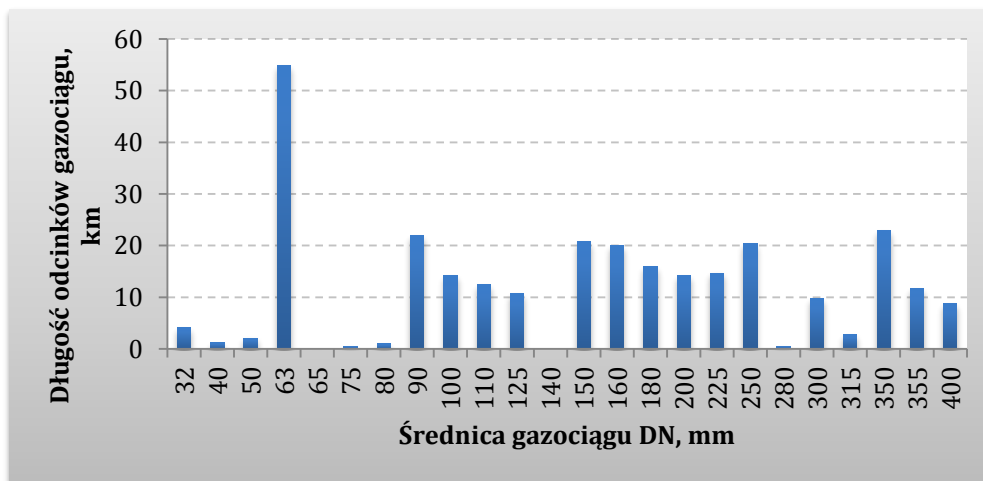


Rys. 1. Przyrosty długości sieci gazowej średniego ciśnienia w latach 1986-2011 z podziałem na technologię wykonania

Największe przyrosty sieci miały miejsce w latach 2006-2009, co związane jest z intensywną rozbudową sieci dystrybucyjnej na terenie miasta w tym okresie. Począwszy od roku 1998 wyraźnie widoczny jest dominujący udział odcinków wykonanych w technologii PE.

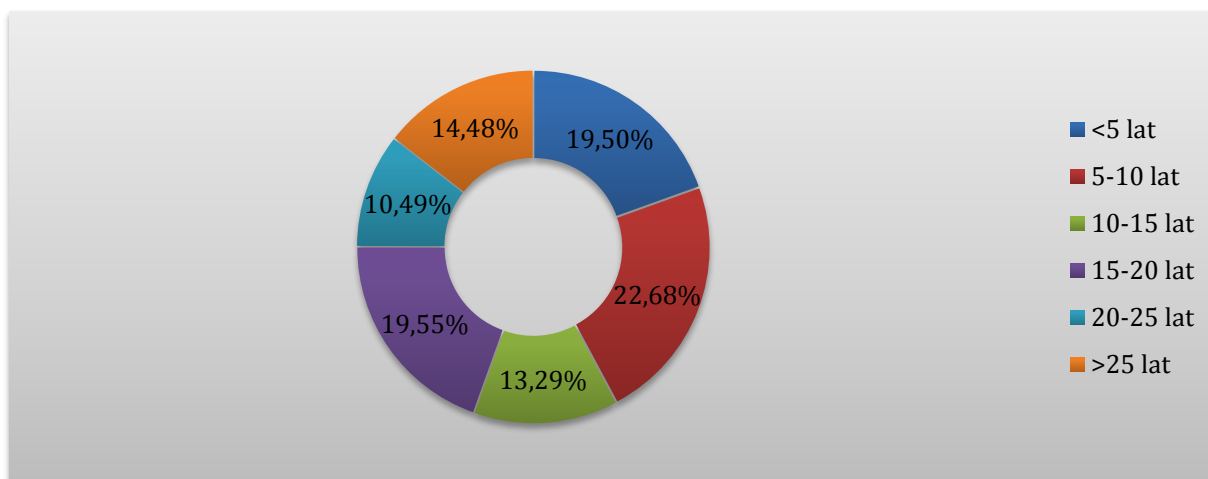
Zdecydowana większość sieci średnioprężnej wykonana jest w nowoczesnej technologii PE (61,4%). Gazociągi stalowe to 38,6 % całkowitej długości sieci średniego ciśnienia.

Na rysunku 2 zaprezentowano zestawienie długości gazociągu średniego ciśnienia wg występujących średnic. Jak widać dominuje średnica 63 mm.



Rys. 2. Dymensje sieci gazowych średniego ciśnienia

Jeżeli chodzi o wiek sieci gazowej to można zauważyć duży udział odcinków relatywnie nowych (nie starszych niż 15 lat) – około 56% całkowitej długości sieci. Na rysunku 3 pokazano strukturę wiekową sieci średnioprężnej.



Rys. 3. Struktura wiekowa sieci gazowej średnioprężnej

Ze stacji redukcyjno-pomiarowych wysokiego ciśnienia wyprowadzone są sieci średniego ciśnienia w kierunku stacji redukcyjno-pomiarowych średniego ciśnienia lub bezpośrednio do odbiorców zasilanych z poziomu średniego ciśnienia. Na terenie Gdańska w roku 2013 eksploatowane było 66 stacji gazowych średniego ciśnienia. W tabeli 3 zaprezentowano dostępne dane techniczne wybranych stacji redukcyjno-pomiarowych s/c.

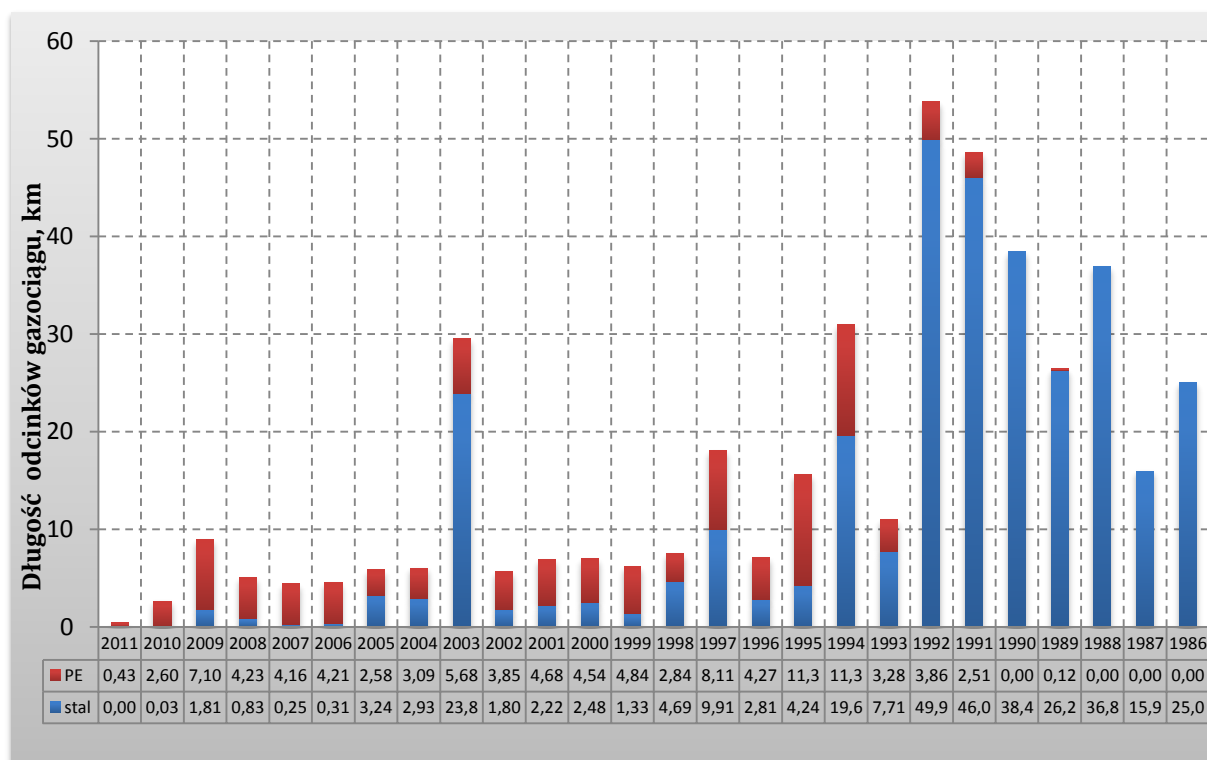
Tab. 3. Podstawowe parametry techniczne wybranych stacji redukcyjno-pomiarowych s/c⁹⁹

Lokalizacja stacji	Rok budowy	Przepustowość nominalna Nm ³ /h	Obciążenie %
ul. Hallera	1997	1500	40
ul. Nad Stawem	1993	6000	33
ul. Lwowska	1996	3000	67
ul. Wyzwolenia	1988	1500	67
ul. Braci Lewoniewskich	1996	2000	40
ul. Partyzantów	1985	600	17
ul. Podkarpacka	1996	1500	40
ul. Słowackiego	2000	600	17
ul. Kadetów	1995	600	17
ul. Złota Karczma	1987	300	33
ul. Migowska	1995	600	17
ul. Piecewska	1995	600	50
ul. Kurpińskiego	1990	600	33
ul. Wagnera	1982	600	50
ul. Smoluchowskiego	1992	2000	40
ul. Bema	1993	2000	75
ul. Kartuska	1991	1500	47
ul. Wałowa	1991	3200	63
ul. Damroki	1991	650	92
ul. Stolema	1994	2000	50
ul. Kalinowa	1988	600	33
ul. Goplańska	1994	2000	35
ul. Wieżycka	1993	650	31
ul. Płocka	1988	1500	33
ul. Drużyn Strzeleckich	1990	1600	31
ul. Platynowa	1988	1500	50
ul. Jacka Soplisy	1996	1500	40
ul. Worcella	2002	600	83
ul. Hebanowskiego	1988	1500	40
ul. Trakt Św. Wojciecha	1993	1500	67
ul. Kamienna Grodza	1993	3000	67
ul. Modra	1990	1600	38
ul. Powalna	1991	1600	50
ul. Sienna	1996	2000	40
ul. Stryjewskiego	1987	600	83
ul. Jaškowa Dolina	1999	600	33
ul. Siennicka	2003	160	63
ul. Śląska	1996	3000	67
ul. Kołobrzaska	1995	3000	67
ul. Chłopska	1995	3000	33
ul. Abrahama	1994	3000	33
ul. Kościerska	1989	320	47
ul. Żwirki i Wigury	1994	600	33
ul. Nagórskiego	1995	600	33
ul. Meisnera	1996	600	33
ul. Hynka	1995	600	33
ul. Gdańska	1997	3000	50
ul. Balcerskiego	1989	1600	50
ul. Jednoróżca	1986	1500	40
ul. Chełmińska	1990	600	33
ul. Afrodyty	1991	2000	40
ul. Wenus	1991	320	47
ul. Jelenia	1992	400	50
ul. Polanki	1999	600	33
ul. Niegowska	1991	1600	31
ul. Jedności Robotniczej	1991	1600	31

⁹⁹ Stan na rok 2004 – brak aktualnych danych

Przepustowość stacji jest zróżnicowana, od 100 Nm³/h do 6000Nm³/h. Do największych pod względem przepustowości należą stacje: Nad Stawem (6000 Nm³/h), POZG (3200 Nm³/h), Wyzwolenia (3000 Nm³/h), Śląska (3000 Nm³/h), Kołobrzaska (3000 Nm³/h), Chłopska (3000 Nm³/h), Abrahama (3000 Nm³/h), Gdańska (3000 Nm³/h). Obciążenia stacji redukcyjno - pomiarowych są zróżnicowane od 17 do 92 %. Średnie obciążenie stacji kształtuje się na poziomie około 45%. Największe obciążenia w stosunku do przepustowości stacji występują w stacjach: Jasień I (92%0), Worcella (83%), Stryjewskiego (83%). Najmniejsze obciążenia w stosunku do przepustowości stacji występują w stacjach: Partyzantów, Złota Karczma III, Złota Karczma II. Największe rezerwy zasilania występują w stacjach: Nad Stawem (4000m³/h), Chłopska (2000m³/h), Abrahama (2000m³/h), Gdańska (1500m³/h), Kiełpino Górne (1300m³/h), Braci Lewoniewskich (1200m³/h), Smoluchowskiego (1200m³/h), POZG (1200m³/h), Sienna (1200m³/h).

Ze stacji redukcyjno pomiarowych s/c gaz przesyłany jest bezpośrednio do odbiorców za pośrednictwem sieci rozdzielczych niskiego ciśnienia. Całkowita długość sieci niskiego ciśnienia to blisko 612 km. Na rysunku 4 zaprezentowano przyrost sieci gazowej niskociśnieniowej w Gdańsku w latach 1986-2011 z podziałem na technologię wykonania gazociągów.

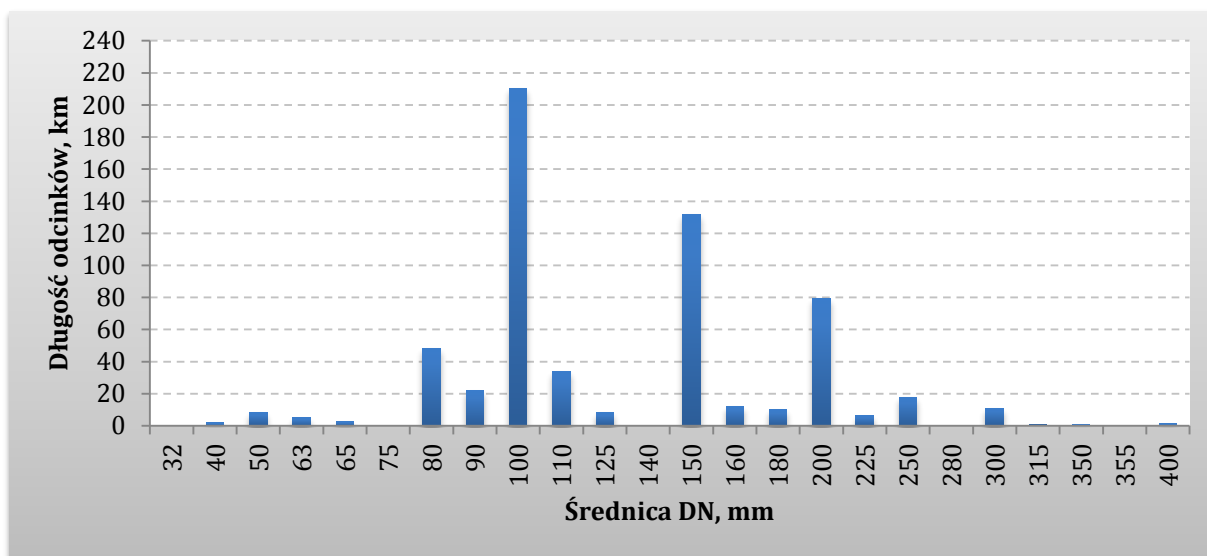


Rys. 4. Przyrosty długości sieci gazowej niskiego ciśnienia w latach 1986-2011 z podziałem na technologię wykonania

Największe przyrosty sieci miały miejsce w latach 1986-1991 oraz w latach 1994 i 2003. W ostatniej dekadzie przyrost sieci gazowej utrzymuje się mniej więcej na stałym poziomie poniżej 10 km rocznie, przy czym wyraźnie widoczny jest wzrost udziału odcinków wykonanych w technologii PE.

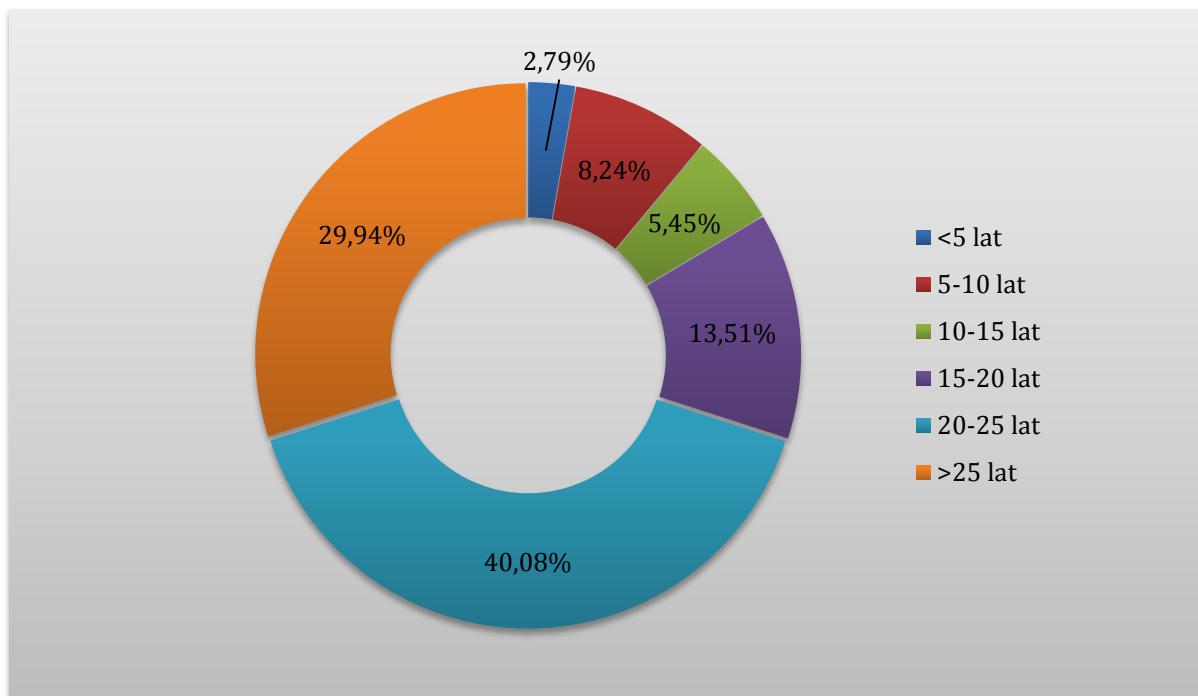
Zdecydowana większość sieci n/c wykonana jest w tradycyjnej stalowej technologii (83,7%). Gazociągi PE to 16,3% całkowitej długości sieci niskiego ciśnienia.

Na rysunku 5 zaprezentowano zestawienie długości gazociągu niskiego ciśnienia wg występujących średnic. Jak widać dominują średnice 100 mm, 150 mm i 200 mm.



Rys. 5 Dymensje sieci gazowych niskiego ciśnienia

Jeżeli chodzi o wiek sieci gazowej to zdecydowanie dominują odcinki starsze niż 20 lat (ponad 70% całkowitej długości sieci). Na rysunku 6 pokazano strukturę wiekową sieci n/c.



Rys. 6. Struktura wiekowa sieci gazowej n/c

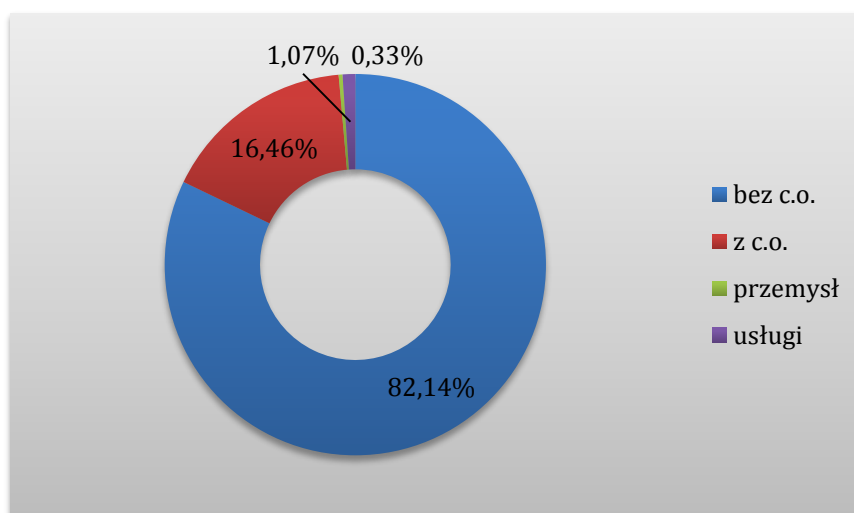
2. STRUKTURA ZUŻYCIA GAZU ORAZ CHARAKTERYSTYKA ODBIORCÓW

Ze względu na łączące Spółkę z odbiorcami klauzule o zachowaniu poufności, szczegółowe dane dotyczące zużycia gazu u poszczególnych odbiorców nie zostały przekazane. W tabeli 4 zaprezentowano zestawienie ilości odbiorców w głównych grupach użytkowników paliwa gazowego dla lat 2004-2011. Zmiany poszczególnych grup odbiorców były i są uzależnione od tempa i kierunków rozwoju miasta.

Jak widać na rysunku 7, najliczniejszą grupą odbiorców są gospodarstwa domowe. Jednak większość z tych odbiorców (ponad 82% ogólnej liczby odbiorców gazu w roku 2011) gazu używa tylko do gotowania na kuchenkach gazowych. Przemysł, handel i usługi stanowią bardzo nieliczną grupę użytkowników paliwa gazowego pod względem liczebności.

Tab. 4. Charakterystyka użytkowników paliwa gazowego

Rok	Liczba użytkowników paliwa gazowego				
	Gospodarstwa domowe		Przemysł	Usługi	Razem
	bez c.o. liczba sztuk	z c.o. liczba sztuk	liczba sztuk	liczba sztuk	liczba sztuk
2004	129 920	15 949	551	330	146 750
2005	130 089	17 989	403	1 160	149 641
2006	130 089	17 989	403	1 160	149 641
2007	126 498	19 598	441	1 240	147 777
2008	123 805	20 431	430	1 327	145 993
2009	121 162	20 999	432	1 348	143 941
2010	119 819	21 767	500	1 372	143 458
2011	103 777	20 795	415	1 352	126 339



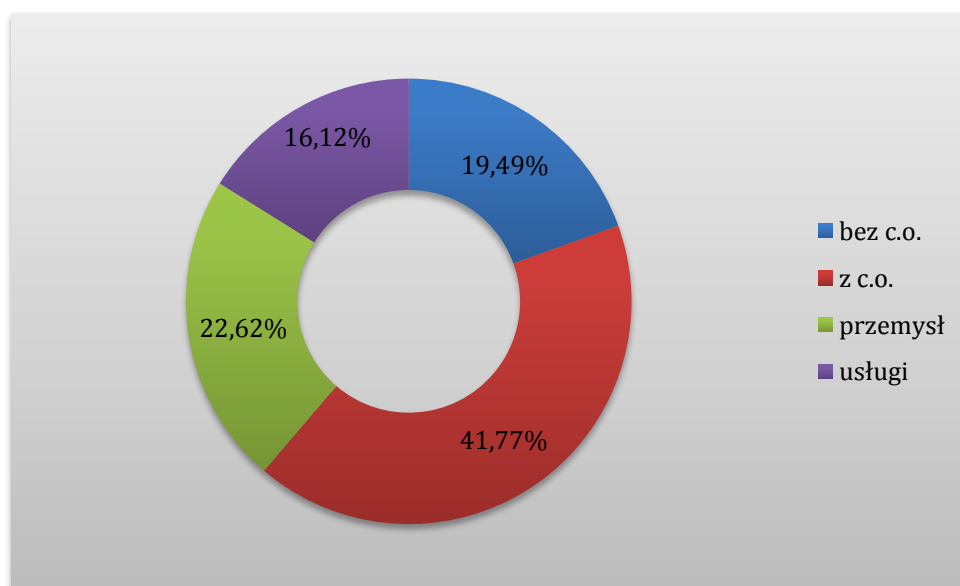
Rys. 7. Struktura użytkowników paliwa gazowego

3. AKTUALNE ZAPOTRZEBOWANIE MIASTA GDAŃSKA NA PALIWA GAZOWE

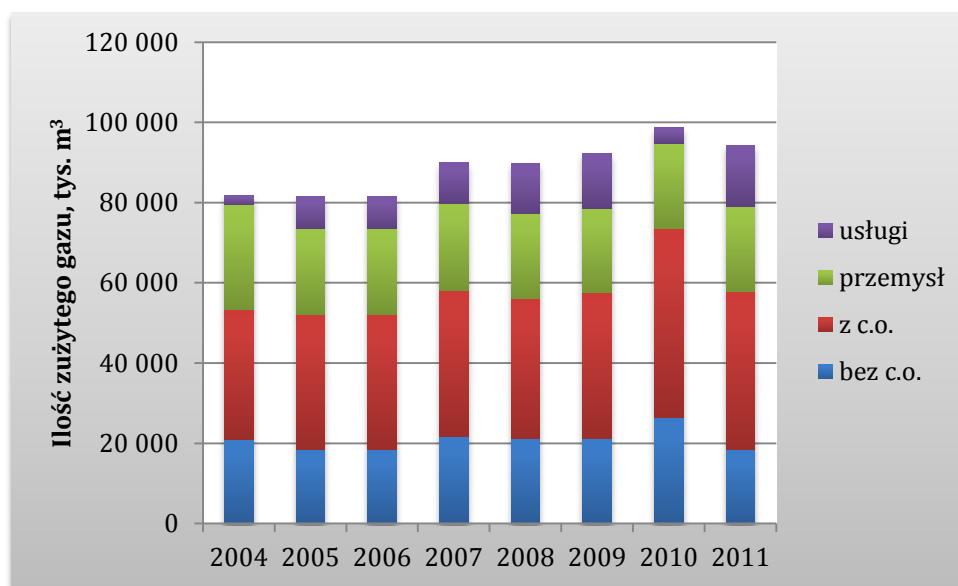
W tabeli 5 zaprezentowano zmianę wolumenu sprzedaży paliwa gazowego dla poszczególnych grup odbiorców w Gdańsku w latach 2004-2011. Wg stanu na rok 2011 sumaryczne zapotrzebowanie na gaz ziemny w mieście, dla wszystkich grup odbiorców wyniosło 126 339 tys. m³. Analizując strukturę zużycia gazu przedstawioną na rysunku 8 widać ścisłą zależność liczby odbiorców w poszczególnych grupach od sumarycznego zużycia gazu w danej grupie. Jednakże proporcje zużycia gazu różnią się znacząco od proporcji związanych z ilością odbiorców pomiędzy poszczególnymi grupami (rysunek 9). Dalsze zmiany zużycia gazu będą uzależnione od tempa i kierunków rozwoju gminy.

Tab. 5. Ilość sprzedanego gazu w latach 2004-2011 dla poszczególnych grup odbiorców

Rok	Rodzaj odbiorców paliwa gazowego				
	Gospodarstwa domowe		Przemysł	Usługi	Razem
	bez c.o. tys. m ³	z c.o. tys. m ³	tys. m ³	tys. m ³	tys. m ³
2004	20 833,4	32 405,5	26 277,5	2 218,0	146 750
2005	18 361,4	33 831,4	21 230,0	7 981,5	149 641
2006	18 361,4	33 831,4	21 230,0	7 981,5	149 641
2007	21 758,9	36 334,0	21 699,2	10 190,7	147 777
2008	21 099,9	35 021,0	21 036,4	12 635,4	145 993
2009	21 229,0	36 379,1	20 966,0	13 689,7	143 941
2010	26 553,3	46 920,5	21 342,7	3 813,4	143 458
2011	18 376,7	39 385,2	21 332,4	15 202,7	126 339



Rys. 8. Bilans zużycia gazu dla poszczególnych grup odbiorców w roku 2011



Rys. 9. Zmiana ilości zużytego gazu dla poszczególnych grup odbiorców w latach 2004-2011

Oprócz zużycia gazu ziemnego w mieście stosuje się również płynne paliwa gazowe. Gaz płynny typu LPG lub LPBG dostarczany jest odbiorcom poprzez kilku dostawców działających na terenie województwa pomorskiego a zaopatrujących się głównie w rafinerii „LOTOS”. Udział odbiorców gazu płynnego w zaspokojeniu całkowitych potrzeb gminy na paliwa gazowe kształtuje się na poziomie ok. 4÷5% i przyjmuje się, że docelowo udział ten będzie utrzymywał się na podobnym poziomie z minimalną tendencją wzrostu.

4. TARYFY I ZMIANA CEN ZA PALIWO GAZOWE W LATACH 2006-2013

Odbiorcy za świadczoną usługę dystrybucji rozliczani są według stawek opłat właściwych dla grup taryfowych, do których zostali zakwalifikowani. Kwalifikacja odbiorców do grupy taryfowej, dokonywana jest odrębnie dla każdego miejsca odbioru w oparciu o następujące kryteria:

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

W oparciu o powyższe zasady dla poszczególnych grup taryfowych, w tabelach 6 i 7 przedstawiono opłaty za dostarczony i zużyty gaz dla klientów obu spółek zajmujących się obrotem gazem ziemnym na terenie Gdańska.

Tab. 6. Wyciąg z aktualnej taryfy Energa-Obrót S.A. dla odbiorców gazu ziemnego wysokometanowego z sieci dystrybucyjnych PSG sp. z o.o.¹⁰⁰

Grupa taryfowa	Cena za gaz zł/Nm ³	Stawki opłat abonamentowych zł/m-c	Stawki opłat sieciowych		
			zł/m-c	Stała zł/(m ³ /h) za h	Zmienna zł/m ³
W-1	1,1497	2,68	4,00	-	0,6003
W-2	1,1249	3,50	12,20	-	0,5009
W-3	1,1114	4,02	42,42	-	0,4208
W-4	1,1108	27,51	238,40	-	0,4050
W-5	1,2591	37,39	-	0,0691	0,2877
W-6A	1,2550	58,69	-	0,0940	0,2546
W-6B	1,2550	58,69	-	0,0801	0,2524
W-7A	1,2538	207,99	-	0,0792	0,2008
W-7B	1,2538	207,99	-	0,0772	0,1871
W-8	1,2523	489,99	-	0,0716	0,0853

Taryfa W-8 obowiązuje dla odbiorców z sieci dystrybucyjnej o ciśnieniu powyżej 0,5 MPa. Pozostałe taryfy dotyczą odbiorców z sieci niskiego ciśnienia.

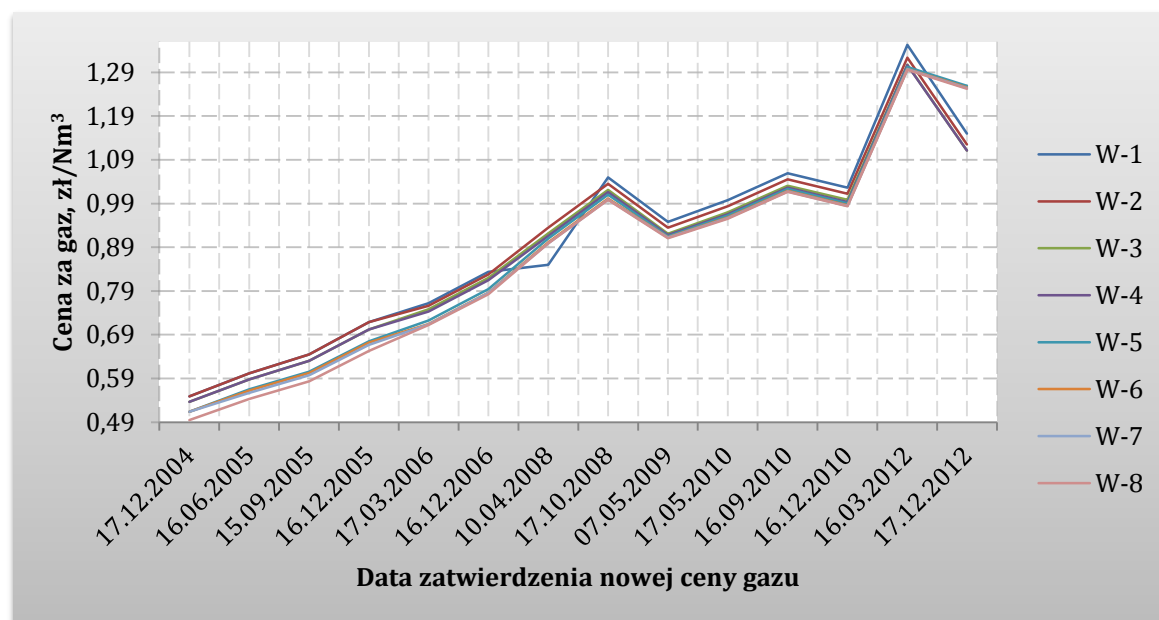
Taryfy W-8 i W9 obowiązuje dla odbiorców z sieci dystrybucyjnej o ciśnieniu powyżej 0,5 MPa. Pozostałe taryfy dotyczą odbiorców z sieci niskiego ciśnienia. Powyższe ceny są cenami netto.

¹⁰⁰ Taryfa nr 1 ENERGA-Obrót SA dla Gazu Ziemnego Wysokometanowego z dnia 25 marca 2013

Tab. 7. Wyciąg z aktualnej taryfy PSG sp. z o.o. dla odbiorców gazu ziemnego wysokometanowego z sieci dystrybucyjnych PSG sp. z o.o.^{101,102}

Grupa taryfowa	Cena za gaz zł/Nm ³	Stawki opłat abonamentowych zł/m-c	Stawki opłat sieciowych		
			zł/m-c	Stała zł/(m ³ /h) za h	Zmienna zł/m ³
W-1.1	1,1498	3,66	2,50	-	1,24
W-1.2	1,1498	4,68	2,50	-	1,75
W-2.1	1,1250	5,99	9,24	-	1,24
W-2.2	1,1250	6,97	9,24	-	1,75
W-3.6	1,1115	6,97	30,03	-	3,79
W-4	1,1109	17,60	175,69	-	6,81
W-5	1,2592	121,00	-	0,0531	80,00
W-6A	1,2551	143,00	-	0,0694	80,00
W-6B	1,2551	143,00	-	0,0678	80,00
W-7A	1,2539	297,00	-	0,0673	80,00
W-7B	1,2539	297,00	-	0,0543	80,00
W-7C	1,2539	297,00	-	0,0583	150,00
W-8	1,2524	660,00	-	0,0453	150,00
W-9A	1,2522	660,00	-	0,0364	150,00
W-9B	1,2522	660,00	-	0,0281	150,00
W-9C	1,2522	660,00	-	0,0192	150,00

Na rysunku 10 zaprezentowano zmianę cen gazu w latach 2004-2012 dla odbiorców. Można zauważyć wyraźną tendencję wzrostową cen gazu w analizowanym okresie za wyjątkiem okresów na przełomie lat 2008/2009 oraz w roku 2012 gdzie ceny gazu zmalały. Analizując aktualne ceny gazu stwierdza się, że średnie ceny gazu (uśrednione dla wszystkich taryf) wzrosły o ok. 126% w porównaniu do roku 2004.



Rys. 10. Zmiana cen gazu dla odbiorców w Gdańsku dla poszczególnych taryf w latach 2004-2012¹⁰³ dla PGNiG S.A.

¹⁰¹ Taryfy dla Paliw Gazowych PGNiG S.A. Część A Taryfy w zakresie dostarczania paliw gazowych Nr 5/2012, grudzień 2012

¹⁰² PSG – Taryfa nr 5 dla usługi dystrybucji gazu wysokometanowego, Gdańsk 2013

5. OCENA AKTUALNEGO STANU I STOPNIA BEZPIECZEŃSTWA ZAOPATRZENIA MIASTA W PALIWA GAZOWE

Miasto Gdańsk jest zasilane z krajowej magistrali gazowej wysokiego ciśnienia wyprowadzonej z Włocławka. Gazociąg wysokiego ciśnienia przebiega poza granicami miasta przez gminy Pruszcz, Kolbudy, Żukowo. Układ wysokiego ciśnienia jest utrzymywany w dobrym stanie technicznym i pokrywa obecne zapotrzebowanie na gaz. Aktualnie realizowana jest budowa drugiej nitki gazociągu DN500 równoległe do istniejącej magistrali, która w sposób wystarczający zapewni pokrycie przyszłego zapotrzebowania miasta Gdańsk w paliwo gazowe. Tak więc sieci wysokiego ciśnienia zapewniają wysoki stopień bezpieczeństwa dostaw gazu tak na dzień dzisiejszy jak również w perspektywie roku 2031.

Miasto Gdańsk zasilane jest poprzez cztery stacje redukcyjno-pomiarowe wysokiego ciśnienia. Wykonana analiza stanu istniejącego pozwala na stwierdzenie, iż stacje redukcyjne w/c zarówno od strony przepustowości jak i stanu technicznego nie stanowią zagrożenia co do pewności zasilania Miasta.

Wykonana analiza stanu istniejącego pozwala na stwierdzenie, iż sieci średniego ciśnienia nie stanowią zagrożenia co do pewności zasilania Miasta. W latach 1992 –1996 wymieniona została większość gazociągów średniego ciśnienia Układ rozdzielczy gazu średniego ciśnienia i niskiego znajduje się w dobrym stanie technicznym. Nowe inwestycje w gazociągi realizowane są w technologii PE.

6. RACJONALIZACJA UŻYTKOWANIA PALIW GAZOWYCH

Przy rozpatrywaniu działań związanych z racjonalizacją użytkowania paliw ogólnie, w tym również paliwa gazowego, należy wziąć pod uwagę cały ciąg operacji związanych z ich użytkowaniem, wśród których można wyróżnić:

- i. pozyskanie paliw;
- ii. przesył do miejsca użytkowania;
- iii. dystrybucja;
- iv. wykorzystanie paliw gazowych;
- v. wykorzystanie efektów stosowania paliw gazowych.

Oczywiście nie każdy z tych etapów dotyczy miasta, ponieważ związany jest z większą, niż lokalna, skalą (w szczególności pozyskanie i długodystansowy przesył). Jednakże wśród pozostałych wymienionych operacji można wymienić:

- i. oszczędne gospodarowanie paliwem gazowym w zakresie ogrzewania poprzez stosowanie nowoczesnych kotłów i palników o dużej sprawności oraz zabiegi termomodernizacyjne, których efektem będzie zmniejszenie zużycia gazu,
- ii. racjonalne wykorzystanie paliwa gazowego w indywidualnych gospodarstwach domowych, wyrażające się oszczędzaniem gazu w zakresie przygotowania ciepłej wody użytkowej oraz w zakresie przygotowania posiłków.

Warto również zauważyć, że ograniczenie strat przesyłu gazu ma szerokie znaczenie. Po pierwsze kwestie ekonomiczne związane z zakupem gazu. Po drugie ekologiczne (metan jest o wiele bardziej szkodliwym gazem od CO₂ jeśli chodzi o efekt cieplarniany) i po trzecie równie ważny aspekt bezpieczeństwa (zagrożenie wybuchem).

7. PLANY ROZWOJU PRZEDSIĘBIORSTW W ZAKRESIE SYSTEMU GAZOWNICZEGO

Zgodnie z informacjami przekazanymi od Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. Oddział w Gdańsku, w 2011 r. zakończono budowę gazociągu wysokiego ciśnienia DN 500, relacji Włocławek – Gdynia, o ciśnieniu nominalnym 8,4 MPa (równoległy do już istniejących gazociągów w/c DN400/300/200), który znacząco poprawił bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego w rejonie Trójmiasta, jak również poprawił bezpieczeństwo energetyczne sektora paliw gazowych w rejonie północnym woj. pomorskiego.

OGP GAZ-SYSTEM S.A. zakończyła również prace związane z budową gazociągu wysokiego ciśnienia DN 500, o ciśnieniu nominalnym 8,4 MPa, na odcinku Reszki – Kosakowo, umożliwiającego odbiór gazu z Kawernowego Podziemnego Magazynu Gazu (KPMG) „Kosakowo”, o pojemności czynnej 119 mln m³, który został zrealizowany w 2015 r. przez PGNiG S.A. na terenie Gminy Kosakowo.

W latach 2012-2015 OGP GAZ-SYSTEM S.A. zrealizowała, w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko (POIiŚ), także budowę czterech etapów gazociągu wysokiego ciśnienia relacji Szczecin – Gdańsk o łącznej długości ok. 265 km i średnicy 700 mm. W lipcu 2015 r. Wojewoda Pomorski wydał decyzję o pozwoleniu na użytkowanie gazociągu. Budowa gazociągu relacji Szczecin – Gdańsk stanowi jeden z istotnych elementów krajowego systemu przesyłowego gazu, stanowiąc zabezpieczenie nieprzerwanych dostaw gazu do odbiorców, przy zmiennych warunkach dostawy gazu w punktach wejścia, długotrwałych okresach zimna, okresowych ograniczeń dostaw gazu z importu (Białoruś, Ukraina). Gazociąg umożliwi przesył zwiększonych ilości gazu oraz zapewni dostawy paliwa gazowego na obszary dotąd niezgazyfikowane. Gazociąg będzie również współpracować z innymi obiektami infrastruktury gazowniczej, np. z Kawernowym Podziemnym Magazynem Gazu (KPMG) Kosakowo, a także z wybudowanym w 2011 r. gazociągiem Włocławek – Gdynia. Inwestycja GAZ-SYSTEM S.A. realizowana była w oparciu o Ustawę z dnia 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu.

GAZ-SYSTEM S.A. do roku 2020 w planach inwestycyjnych posiada budowę drugiej nitki gazociągu wysokiego ciśnienia relacji Szczecin-Gdańsk, na odcinku Reszki – Wiczlino, o długości 8 km i średnicy 700 mm. Trasa tego gazociągu będzie przebiegać wzdłuż istniejącego gazociągu wysokiego ciśnienia o średnicy DN 500, relacji Włocławek – Gdynia¹⁰⁴.

W ramach I Konkursu Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko PGNiG zrealizowało w roku 2012 projekt pt. „Południowo-wschodnie zasilanie miasta Gdańsk wraz z gazyfikacją Wiślinki i Wyspy Sobieszewskiej”. Projekt zlokalizowany jest na terenie województwa pomorskiego i polegał na budowie gazociągu wysokiego ciśnienia relacji Kolnik – Gdańsk wraz z siecią gazową średniego ciśnienia. Zadaniem zrealizowanej inwestycji było doprowadzenie gazu wysokometanowego do południowo – wschodniego rejonu Gdańska (gazyfikacja wschodniej dzielnicy miasta – Wyspy Sobieszewskiej, podłączenie strategicznego odbiorcy instytucjonalnego Grupy LOTOS SA), miejscowości Wiślinka (gmina Pruszcz Gdański) oraz gazyfikacja miejscowości zlokalizowanych na obszarze Żuław Gdańskich w gminach: Pruszcz Gdański, Cedry Wielkie, Suchy Dąb i Pszczółki. Przedmiotowy projekt podzielony został na zadania:

- i. Budowa gazociągu wysokiego ciśnienia DN 500, MOP 8,4 MPa relacji Kolnik – Gdańsk długości 30,2 km,

¹⁰⁴ <http://www.gaz-system.pl/pdf/nasze-inwestycje/krajowy-system-przesylowy/reszki-wiczlino/>

- ii. Budowa gazociągów średniego ciśnienia DN 225, DN 160, DN 125 oraz DN 63 o łącznej długości 96,6 km (wraz z przeciskiem pod Martwą Wisłą o długości ok. 0,5 km) na potrzeby gazyfikacji miejscowości Wiślinka (gmina Pruszcz Gdański) oraz miejscowości zlokalizowanych w gminach Pruszcz Gdański, Cedry Wielkie, Suchy Dąb i Pszczółki,
- iii. Budowa stacji gazowej redukcyjno-pomiarowej wysokiego ciśnienia $Q = 20\ 000\ \text{m}^3/\text{h}$ w Przejazdowie zaopatrującej miasto Gdańsk z kierunku południowo-wschodniego,
- iv. Budowa stacji gazowej regulacyjno-pomiarowej wysokiego ciśnienia $Q = 83\ 000\ \text{m}^3/\text{h}$.

Planowaną przez PGNiG inwestycją była również budowa gazociągu relacji Kosakowo – Rafineria „LOTOS”. Inwestycja ta miała za zadanie połączenie Podziemnego Magazynu Gazu w Kosakowie z odbiorcami w rejonie rafinerii Gdańskiej, w tym Rafinerii „LOTOS”. Miał być to gazociąg wysokiego ciśnienia o średnicy do DN 700 mm i ciśnieniu maksymalnym MOP 8,4 MPa, co jest standardem systemu przesyłowego. Trasa gazociągu zakładała budowę części lądowej zlokalizowanej na terenie gm. Kosakowo, miasta Gdańska, gm. Pruszcz Gdański oraz części podmorskiej zlokalizowanej na wodach terytorialnych Zatoki Puckiej oraz Zatoki Gdańskiej. Na odcinku gazociągu podmorskiego przewidywano zlokalizowanie boi rozładunkowej, która miała umożliwić odbiór gazu ziemnego drogą morską. Gaz ten miał stanowić dodatkowe zasilanie dla polskiego systemu gazowniczego. Transport gazu miał się odbywać statkami gazowcami z regazyfikatorami na pokładzie. Za pomocą boi rozładunkowej gaz miał być przesyłany poprzez planowany gazociąg w dwóch kierunkach – do Podziemnego Magazynu Gazu w Kosakowie oraz w rejon Rafinerii „LOTOS”. Nowy gazociąg miał zostać włączony do krajowego systemu przesyłowego poprzez planowany punkt odbiorczy¹⁰⁵. Budowa tego gazociągu była również ważna w kontekście zasilania w paliwo, planowanej przez ENERGA, realizacji elektrowni CCGT Gdańsk o mocy 400 MW_e.

Ostatecznie jednakże, spółka PGNiG w III kwartale 2015 r. wycofała się z planów budowy podmorskiego gazociągu i boi rozładunkowej na wodach Zatoki Puckiej. Rezygnację z budowy tego gazociągu PGNiG uzasadnia zbyt małym zainteresowaniem klientów przemysłowych oraz niekorzystnymi warunkami formalno-prawnymi w gminie Kosakowo, które powodują brak uzyskania efektu biznesowego¹⁰⁶.

W związku ze zrealizowanym przez Miasto Gdańsk „Planem Gospodarki Niskoemisyjnej na lata 2015-2020 z perspektywą do roku 2030”, przyjętym uchwałą Rady Miasta Gdańska nr XVII/510/15 z dnia 17 grudnia 2015 r., w harmonogramie rzeczowo-finansowym przewidziano następujące inwestycje zgłoszone przez Polską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział w Gdańsku i przedstawione w poniższej tabeli.

¹⁰⁵ Na podstawie informacji zawartych w wydaniu specjalnym biuletynu gminnego gminy Kosakowo 12/2013 poświęconego referendum w sprawie rozbudowy PMG Kosakowo.

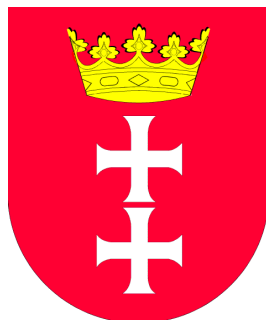
¹⁰⁶ <http://trojmiasto.wyborcza.pl/trojmiasto/1,35636,18792777,weekend-zatoka-pucka-pgnig-rezygnuje-z-budowy-podmorskiego.html>

Tab. 8. Planowane inwestycje do zrealizowania przez PSG Oddział w Gdańsku, zawarte w Planie Gospodarki Niskoemisyjnej

Nazwa działania	Termin realizacji	Szacunkowe nakłady finansowe	Efekt obniżenia zużycia energii	Efekt redukcji emisji CO _{2eq}	Przewidywane i możliwe źródło finansowania	Miernik monitorowania realizacji działania
		[tys. zł]	[MWh/rok]	[Mg/rok]		
Gazyfikacja Górek Zachodnich i Krakowca w Gdańsku (wcześniej Gdańsk, Promowa, Wrzosowa, Kontenerowa, Benzynowa, Środkowa, Główna). Budowa gazociągów i przyłączy w gm. Gdańsk. Budowa sieci w Gdańsku ul. Leźnieńska, Bysewska, Czapiewska	2015-2020	20 000	1 330	2 670	POIŚ (6.1)/własne jednostki realizującej	Liczba km sieci
Gazyfikacja Wyspy Sobieszewskiej	2017-2020	30 000	1 995	4 005	POIŚ (6.1)/własne jednostki realizującej	Liczba km sieci

Biorąc pod uwagę istniejącą infrastrukturę systemu gazowniczego oraz projektowane inwestycje, można stwierdzić, że rejon miasta Gdańska oraz sąsiadujące gminy posiadają, zarówno aktualnie, jak i w najbliższych latach, bardzo dogodne uwarunkowania techniczne do dalszej gazyfikacji gazem ziemnym przewodowym.

Projekt aktualizacji Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe miasta Gdańska



ROZDZIAŁ VI

STAN ZANIECZYSZCZENIA ATMOSFERY SPOWODOWANY PRZEZ SYSTEMY ENERGETYCZNE MIASTA



SPIS TREŚCI

1.	AKTUALNY STAN ZANIECZYSZCZEŃ POWIETRZA NA TERENIE MIASTA	249
2.	CHARAKTERYSTYKA STANU ZANIECZYSZCZENIA POWIETRZA PROCESAMI ENERGETYCZNYMI.....	252
3.	SCENARIUSZE ZMIANY OBCIĄŻENIA ŚRODOWISKA ZWIĄZANE Z PROCESAMI ZAOPATRZENIA MIASTA GDAŃSKA W ENERGIĘ.....	254
3.1.	MODERNIZACJA OGRZEWANIA.....	254
3.2.	TERMOMODERNIZACJA	254
3.3.	WYKORZYSTANIE ENERGII ODNAWIALNEJ.....	255
3.4.	POPRAWA STANU ŚRODOWISKA NATURALNEGO.....	255
4.	ODDZIAŁYWANIE POLA ELEKTROMAGNETYCZNEGO.....	265

1. AKTUALNY STAN ZANIECZYSZCZEŃ POWIETRZA NA TERENIE MIASTA^{107,108}

W Gdańsku zanieczyszczenie powietrza atmosferycznego spowodowane jest przede wszystkim:

- i. emisją liniową pochodzącą z komunikacji,
- ii. emisją powierzchniową pochodzącą z ogrzewania indywidualnego,
- iii. emisją punktową pochodzącą z przemysłu – ze źródeł technologicznych i energetycznych.

Monitoring zanieczyszczenia powietrza i parametrów meteorologicznych na terenie Gdańska prowadzi fundacja ARMAAG w pięciu automatycznych stacjach pomiarowych (rys. 1.):

- i. AM1 – Gdańsk Śródmieście,
- ii. AM2 – Gdańsk Stogi,
- iii. AM3 – Gdańsk Nowy Port,
- iv. AM5 – Gdańsk Szadółki,
- v. AM8 – Gdańsk Wrzeszcz.

Dodatkowo pomiary wykonuje również Wojewódzki Inspektorat Ochrony Środowiska w Gdańsku.



Rys. 1. Rozmieszczenie stacji pomiarowych sieci ARMAAG¹⁰⁹

¹⁰⁷ Stan zanieczyszczenia powietrza atmosferycznego w aglomeracji gdańskiej i Tczewie w roku 2012 i informacja o działalności fundacji ARMAAG”, Fundacja „Agencja Regionalnego Monitoringu Atmosfery Aglomeracji Gdańskiej. 2013r.

¹⁰⁸ Więcej informacji na temat oddziaływania systemów energetycznych miasta bazujących na energetycznym wykorzystaniu paliw kopalnych zawarte jest w rozdziale na temat zaopatrzenia miasta w ciepło

¹⁰⁹ Źródło: <http://www.amaag.gda.pl>

Fundacja ARMAAG ramach Regionalnego Monitoringu Atmosfery Aglomeracji Gdańskiej przeprowadziła w roku 2012 pomiary zanieczyszczeń powietrza dla parametrów: SO₂, NO_x, NO₂, pył PM₁₀, pył PM_{2,5}, CO, benzen. W tabeli 1 i tabeli 2 zaprezentowano wyniki pomiarów zanieczyszczeń w sezonie grzewczym oraz letnim.

Tab. 1. Zestawienie stężeń średniokresowych w sezonie grzewczym, rok 2012

Stacja	SO ₂ [µg/m ³]	NO _x	PM 10	Pył PM 2,5	CO*
AM 1	8,5	26,0	23,8	b.d.	2090,4
AM 2	9,4	16,2	26,4	b.d.	1534,3
AM 3	6,4	19,8	20,3	b.d.	b.d.
AM 5	3,6	16,6	20,3	b.d.	1553,3
AM 8	6,5	22,4	26,4	17,5	1961,1
Dopuszczalny poziom	20	40	40	25	10 000

*Maksymalne stężenia tlenku węgla 8-godzinne kroczące

Tab. 2. Zestawienie stężeń średniokresowych w sezonie letnim, rok 2012

Stacja	SO ₂ [µg/m ³]	NO _x	PM 10	Pył PM 2,5	CO*
AM 1	7,2	20,1	14,8	b.d.	1245,4
AM 2	4,7	11,8	19,5	b.d.	972,0
AM 3	4,5	15,6	16,8	b.d.	b.d.
AM 5	3,1	14,4	15,7	b.d.	836,5
AM 8	5,3	17,8	17,2	10,6	994,6
Dopuszczalny poziom	20	40	40	25	1000

*Maksymalne stężenia tlenku węgla 8-godzinne kroczące

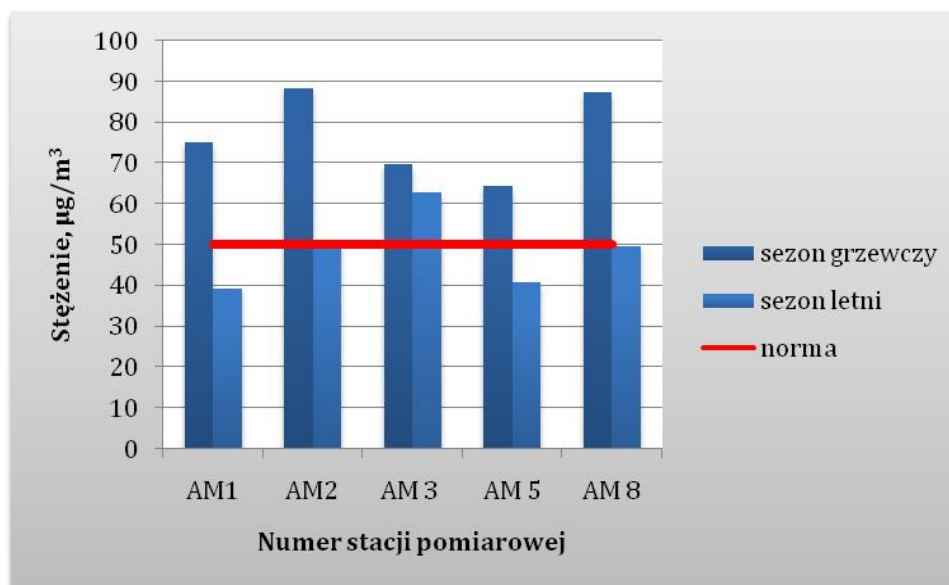
Zanieczyszczenie powietrza dwutlenkiem siarki pochodzi ze spalania paliw stałych w sektorze komunalnym (głównie w indywidualnych paleniskach domowych w sezonie grzewczym), a także z przemysłu. Dopuszczalny poziom stężenia SO₂ w powietrzu ze względu na ochronę roślin wynosi 20 µg/m³, a zatem odnotowane stężenia średnioroczne na stacjach pomiarowych na terenie Gdańska nie zostały przekroczone.

Emisja zanieczyszczenia tlenkami azotu pochodzi przede wszystkim ze spalania paliw i procesów technologicznych. Średniokresowe stężenia tych substancji były niższe od dopuszczalnych. Największe stężenia występowały na stacji AM1 i AM8 i wynosiły w sezonie zimowym 26,4 µg/m³ (dane dot. pyłu), natomiast w sezonie letnim 20,1 µg/m³ na stacji AM1 oraz 17,8 na stacji AM2. Stężenia te nie przekroczyły dopuszczalnych poziomów.

Pyły zawieszane PM₁₀ i PM_{2,5} powstają zarówno na skutek spalania paliw w sektorze komunalnym, energetyce zawodowej jak i transporcie drogowym. W roku 2012 nie stwierdzono przekroczeń normy średniorocznej dla pyłu PM₁₀. Przekroczone natomiast zostały normy średniodobowe we wszystkich stacjach (rys. 2.). Maksymalne średniodobowe stężenie pyłu zanotowano w okresie grzewczym na stacji AM 2 – Gdańsk Stogi i wyniosło 88,3 µg/m³.

Maksymalne 8 godzinne stężenia tlenku węgla były niższe od wartości dopuszczalnych i osiągały poziom w sezonie grzewczym od 15,3% (AM3 - Gdańsk Nowy Port) do 20,9% (AM8 - Gdańsk Śródmieście) wartości dopuszczalnych. Stężenie tlenku

węgla w okresie grzewczym było wyższe niż w okresie letnim, co świadczy o pochodzeniu tego związku jako zanieczyszczenia ze źródeł energetycznych.



Rys. 2. Średniodobowe stężenie maksymalne pyłu PM₁₀, rok 2012

Pomiar zanieczyszczeń substancji specyficznych obejmował pomiar związków benzenu, toluenu i ksylenów na stacji AM2 - Gdańsk Stogi, natomiast na stacji AM3 - Gdańsk Nowy Port, czyli na stacji zlokalizowanej w rejonie oddziaływania zawodowych elektrociepłowni, związki dwutlenku węgla. W roku 2012 nie odnotowano przekroczeń wartości stężenia węglowodorów i dwutlenku węgla w Gdańsku.

Oprócz opisanych powyżej pomiarów zanieczyszczeń powietrza Wojewódzki Inspektorat Ochrony środowiska wykonuje dodatkowo pomiary w zakresie zanieczyszczenia: NO₂, NO_x, SO₂, O₃, CO, benzenem, a także pyłem zawieszonym PM 2,5 i PM 10 i zawartych w nim metali (arsen, kadm, nikiel, ołów i bezo(a)piren). Zgodnie z wykonanymi pomiarami na terenie Gdańska w 2011 roku występowały znaczne przekroczenia pyłu zawieszonego PM10, benzo(a)pirenu. Przekroczenia poziomu docelowego benzo(a)pirenu, odnotowano na wszystkich stanowiskach pomiarowych. Głównym źródłem tego związku są przestarzałe, niskoenergetyczne paleniska domowe ogrzewane paliwami stałymi, często złej jakości. Dlatego też wysokie stężenia tego związku przypada na okres grzewczy, natomiast w okresie letnim spada praktycznie do zera. Natomiast jeśli chodzi o poziom ozonu, w roku 2012 nie odnotowano przekroczeń ani na jednej stacji pomiarowej.

2. CHARAKTERYSTYKA STANU ZANIECZYSZCZENIA POWIETRZA PROCESAMI ENERGETYCZNYMI

Jednym z podstawowych źródeł zanieczyszczenia powietrza w Gdańsku są zakłady przemysłowe. Zanieczyszczenia te emitowane są przez elektrownie, elektrociepłownie, rafinerię oraz kotłownie przemysłowe. W sektorze energetycznym powstałe zanieczyszczenia gazowo-pyłowe przede wszystkim powodowane są wykorzystaniem paliw w procesie ich spalania na cele grzewcze lub technologiczne. Dla tych obiektów prowadzi się pomiary ciągłe i okresowe w zakresie emisji SO₂, NO₂, CO, CO₂, oraz pyłu. Sumę emisji z dużych i średnich źródeł w roku 2011 zestawiono w tabeli 3, (według opłat powyżej 2000 zł). Suma zanieczyszczeń wyemitowanych w tym okresie wynosiła 3 417 084,18 Mg/rok, z czego emisja gazów wynosiła 3 416 187,24 a pyłów 844 Mg/rok.

Tab. 3. Emisja zanieczyszczeń z dużych i średnich źródeł, 2011 r. wg danych GUS za rok 2011

Rodzaj zanieczyszczenia	Stężenie średnioroczne	Wielkość emisji, Mg Rok 2010	Wielkość emisji, Mg Rok 2011
1	SO ₂	9 887,89	10 545,32
2	NO ₂	4 518,14	4 478,07
3	CO	1 153,80	1 468,16
4	CO ₂	2 881 956,75	3 390 677,56
5	pył	888,82	844,07

Głównymi emitarami pyłu na terenie Gdańska w 2010 r. były:

- i. GPEC Matarnia Sp. z o.o. (dawne PUEiK „UNIKOM” Sp. z o.o.),
- ii. EDF Polska S.A. O/Wybrzeże Elektrociepłownia Gdańska,
- iii. Spółdzielnia Mleczarska „Polmlek-Maćkowy”,
- iv. kotłownia Zawisłańska – do końca 2015 r.

Łączna emisja pyłu w tych obiektach w roku 2010 wyniosła (zgodnie z danymi WIOŚ) 506,6 Mg/rok. Decydujący wpływ na wielkości rocznej emisji zanieczyszczeń pyłowych na terenie Gdańska miała EDF Polska S.A. O/Wybrzeże Elektrociepłownia Gdańska oraz kotłownia Zawisłańska (tab. 4.). Łączna emisja tych dwóch obiektów stanowiła ok. 94,1 % emisji całkowitej pyłów wyemitowanych z dużych i średnich źródeł.

Tab. 4. Emisja pyłu z dużych źródeł w 2010 r. (źródło danych: Wojewódzki Bank Zanieczyszczeń środowiska WIOŚ Gdańsk)

Lp	Nazwa przedsiębiorstwa	Emisja pyłu [Mg/rok]
1	EDF Polska S.A. O/Wybrzeże Elektrociepłownia Gdańska	258,9
2	kotłownia ZAWISLAŃSKA	217,9
3	UNIKOM	16,6
4	Spółdzielnia Mleczarska Polmlek-Maćkowy, ul. Bartnicza 1	13,2
	Razem	506,6

W ciepłowni Zawisłańska podjęte zostały przez GPEC działania mające na celu spełnienie wymagań związanych z ochroną środowiska – ograniczenie emisji zanieczyszczeń i emisji CO₂. Poniżej przedstawiono prace modernizacyjne na terenie źródła, które zostały wykonane w ostatnich latach:

- i. ograniczenia emisji nieorganizowanej:
 - wymiana i naprawa skorodowanych poszyc zasobników opału kotłów,
 - naprawa indywidualnych baterii cyklonów,
 - montaż dodatkowego układu pomiarowego dla potrzeb ewidencji bezpowrotnie zużytej wody bieżącego zraszania,
 - uruchomienie wagi samochodowej dla potrzeb pełnej ewidencji dostaw opału i wytworzonych odpadów.
- ii. ograniczenia emisji zorganizowanej:
 - modernizacja skrzyń stref podmuchu kotłów,
 - modernizacja układu podmuchu,
 - modernizacja stacji uzdatniania wody,
 - uszczelnienie układu odpylania spalin z kotłów,
 - zabudowa pneumatycznej instalacji nawrotu pyłu z separatora do leja żuźlowego,
 - modernizacja instalacji powietrza wtórnego.

Ponadto na terenie kotłowni przy ul. Zawiślańskiej na bieżąco ograniczana była nieorganizowana emisja zanieczyszczeń poprzez:

- i. sprawnie działający układ odpylający w postaci baterii czterech cyklonów,
- ii. sukcesywne zraszanie magazynowanego/składowanego opału oraz żuźła,
- iii. uszczelnienie poszycia zasobników opału,
- iv. transport miału samochodami zabezpieczonymi plandeką.

W związku z otrzymaną decyzją o przyznaniu dofinansowania, Gdańskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w grudniu 2015 r. zrealizowało inwestycję polegającą na likwidacji kotłowni K93-Zawiślańska.

Na terenie Gminy, prowadzone są działania w zakresie ograniczenia emisji liniowej, emisji punktowej, a także ograniczenia emisji pyłu PM10. Wszystkie przeprowadzone w roku 2010 działania zestawiono w tabeli 5:

Tab. 5. Zestawienie działań modernizacyjnych na terenie Gdańska w roku 2010.

Lp.	Działanie modernizacyjne	Zakres działań
1	Rozbudowa centralnych systemów zaopatrywania w energię ciepłą i pozyskiwanie nowych odbiorców	– 10,2 km nowych ciepłociągów, – Podłączenie do sieci ciepłowniczej ok. 363 169,85 m ²
2	Zmiana paliwa na inne, o mniejszej zawartości popiołu lub zastosowanie energii elektrycznej oraz indywidualnych źródeł energii odnawialnej	– 20 nowych instalacji niskoemisyjnych, (1 200m ² użytkowych objętych nową instalacją), – 35 zlikwidowanych węglowych palenisk domowych,
3	Zmniejszenie zapotrzebowania na energię ciepłą przez ograniczenie strat ciepła – termomodernizacja budynków	– 32 obiekty poddane termomodernizacji (30 500 powierzchni użytkowej poddanej termomodernizacji)
4	Budowa obwodnic drogowych miasta, kierowanie ruchu tranzytowego z ominięciem miasta lub jego części centralnych,	– Rozbudowa układu drogowego na terenie osiedla Kokoszki w Gdańsku – 0,7 km – Przebudowa ul. Łostowickiej w Gdańsku Etap II – 0,477 km – Przebudowa układu drogowego w dz. Gdańsk Południe – 1,6 km
5	Rozbudowa transportu publicznego	– Zakup i modernizacja taboru tramwajowego,
6	Stosowanie efektywnych technik odpylania gazów odlotowych	Montaż urządzeń redukujących wielkość emisji PM10 na obiektach: – EC Wybrzeże – Pollytag S.A. – Stocznia Gdańska S.A. – Stocznia Północna S.A. – V Stocznia „Remontowa”

3. SCENARIUSZE ZMIANY OBCIĄŻENIA ŚRODOWISKA ZWIĄZANE Z PROCESAMI ZAOPATRZENIA MIASTA GDAŃSKA W ENERGIĘ

W celu ograniczenia emisji zanieczyszczeń wprowadzanych do atmosfery należy przeprowadzać działania prowadzące do racjonalizacji gospodarki energetycznej. Takich działań dzięki którym będzie możliwe zminimalizowanie zapotrzebowania na energię zarówno na poziomie wytwórcy, dystrybutora jak i odbiorcy.

W celu szczegółowej identyfikacji sposobów poprawy efektywności energetycznej oraz poprawy stanu powietrza atmosferycznego – oprócz Programu Ochrony Powietrza - bardzo istotne jest aby miasto Gdańsk posiadało opracowane następujące dokumenty o charakterze planistycznym:

- i. Program Ograniczanie Niskiej Emisji – PONE,
- ii. Plan Gospodarki Niskoemisyjnej (PGN) lub Plan na rzecz poprawy efektywności energetycznej SEAP.

W 2014 r. Gmina Miasta Gdańska, wspólnie z 30. innymi gminami skupionymi w ramach Stowarzyszenia Gdański Obszar Metropolitalny (GOM), przystąpiła do wykonania PGN dla GOM oraz indywidualnych PGN dla każdej z 31. Gmin, których zrealizowanie planowano w IV kwartale 2015 r.

Uchwałą nr XVII/510/15 z dnia 17 grudnia 2015 r. Rada Miasta Gdańska przyjęła „Plan Gospodarki Niskoemisyjnej dla Miasta Gdańska”.

3.1. Modernizacja ogrzewania

Jednym z najistotniejszych problemów, związanych z dbałością o podniesienie standardu jakości środowiska naturalnego, jest likwidacja tzw. „niskiej emisji” pochodzącej z przestarzałych kotłowni węglowych lokalnych i indywidualnych. Dlatego też wskazane jest prowadzenie działań zmierzających do:

- i. likwidacji lokalnych źródeł ciepła, czyli indywidualnych kotłowni lub palenisk opalanych na paliwa stałe, kotłowni zasilających kilka budynków, a także kotłowni osiedlowych i przyłączania obiektów do miejskiego systemu ciepłowniczego, lub podłączanie do systemu gazowniczego lub innego o wyższej niż dotychczas sprawności wytwarzania ciepła,
- ii. modernizacji kotłowni węglowych lub wymiany kotła o niskiej sprawności na wysokosprawny kocioł węglowy,
- iii. rozbudowy sieci ciepłowniczej w celu podłączenia do sieci ciepłowniczej obiektów ogrzewanych ze źródeł własnych, wykorzystujących paliwa stałe oraz budowa sieci ciepłowniczej na terenach rozwojowych,
- iv. stosowania energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych np. kotłów na biomase, wykorzystanie energii słonecznej, celem obniżenia emisji w lokalnym źródle ciepła opalonym paliwem stałym.

3.2. Termomodernizacja

Termomodernizacja to poprawienie istniejących cech technicznych budynku, w celu zmniejszenia zapotrzebowania na ciepło. Obejmuje zarówno zmiany w systemie ogrzewania, wentylacji, doprowadzenia ciepłej wody jak i zmiany w strukturze budynku. Zabiegi termomodernizacyjne obejmują między innymi:

- i. ocieplenie dodatkową warstwą izolacji termicznej: ścian zewnętrznych i ścian oddzielających pomieszczenia o różnych temperaturach, stropodachów i stropów

- poddasza, stropów nad piwnicami nie ogrzewanymi i podłogi w budynkach niepodpiwniczonych,
- ii. uszczelnienie okien, świetlików dachowych oraz okiennych w piwnicach oraz drzwi zewnętrznych,
 - iii. ocieplenie ścian zewnętrznych przy grzejnikach,
 - iv. zwiększenie powierzchni przegród zewnętrznych o wysokich stratach ciepła, tj. okna poprzez częściową zabudowę,
 - v. zwiększenie izolacji termicznej drzwi i okien poprzez ocieplenie lub wymianę na takie o lepszych właściwościach,
 - vi. zmniejszenie oddziaływań klimatycznych, np. wiatru na otoczenie budynku, poprzez zastosowane osłon przeciwwiatrowych (ekrany) lub roślinności ochronnej.

Więcej danych na temat stanu termomodernizacji zasobów budowlanych w Gdańsku, a także listę obiektów zarządzanych przez Gdański Zarząd Nieruchomości Komunalnych przeznaczonych do termomodernizacji zaprezentowano w rozdziale VIII „Scenariusze zaopatrzenia miasta w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe”, przy okazji rozważań o potencjale termomodernizacyjnym zasobów budowlanych.

3.3. Wykorzystanie energii odnawialnej¹¹⁰

Prowadzenie działań zmierzających do stosowania energii ze źródeł odnawialnych powoduje ograniczenie emisji przede wszystkim CO₂. Wspomaganie konwencjonalnych systemów ogrzewania budynków kolektorami słonecznymi powoduje zmniejszenie ilości zużywanego paliwa konwencjonalnego, dzięki czemu zmniejsza się emisja zanieczyszczeń do atmosfery. Z kolei przy wykorzystaniu biomasy jako paliwa, emisja CO₂ traktowana jest jako zerowa ze względu na to, że równolegle dwutlenek węgla jest pobierany przez rośliny w procesie fotosyntezy.

Więcej informacji na temat OZE i jego potencjału w pokryciu zapotrzebowania na ciepło zaprezentowano w rozdziale VII „Możliwości wykorzystania OZE”, natomiast w tabeli 6 zaprezentowano charakterystykę wybranych działań termomodernizacyjnych mogących się przyczynić do zmiany obciążenia powietrza związanego z energetycznym wykorzystaniem paliw.

3.4. Poprawa stanu środowiska naturalnego¹¹¹

Dla sugerowanego sposobu pokrycia potrzeb cieplnych w poszczególnych, rozważanych w rozdziale VIII, scenariuszy rozwoju miasta, wyliczono udziały zużycia poszczególnych paliw w perspektywie roku 2015, 2020 i 2031. Udziały te zestawiono ze strukturą paliwową w roku 2004 oraz na koniec roku 2011. Wyniki obliczeń zaprezentowano w tabeli 8.

Strukturę paliwową wytwarzania energii pierwotnej przeznaczonej do produkcji ciepła przedstawiono w TJ oraz w odniesieniu do odpowiadającej jej ilości tzw. jednostek naturalnych paliwa „j.n.” Specyfikację jednostek naturalnych oraz charakterystykę energetyczną analizowanych paliw zawiera tabela 7.

¹¹⁰ <http://www.instalacje-solarne.pl>

¹¹¹ Przedstawione dane i wyniki obliczeń dotyczą wszystkich obiektów na terenie Gdańska, w których zachodzi proces spalania paliw na cele energetycznego wykorzystania.

Tab. 6. Charakterystyka wybranych przedsięwzięć termomodernizacyjnych¹¹²

Działanie	Typ działania	Efekt ekologiczny	Inne zalety	Bariery/Wady	Średni koszt inwestycyjny	Średni koszt eksploatacyjny
Wymiana starych kotłów węglowych	gazowe	>99% redukcji PM10, >99% redukcji SO ₂ , Ok. 80% redukcji NO ₂ >99% redukcji CO Ok. 43% redukcji CO ₂ redukcja odpadów	Wysoka sprawność, automatyka, wysoki komfort użytkowania	Wysoka cena zakupu, wysokie koszty eksploatacji	Średnia cena 13 500 zł	55 zł/GJ
	olejowe	ok. 98% redukcji PM10, ok. 42% redukcji SO ₂ ok. 43% redukcji NO ₂ ok. 99% redukcji CO ok. 25% redukcji CO ₂ redukcja odpadów	Wysoka sprawność, automatyka, wysoki komfort użytkowania	Wysoka cena zakupu, wysokie koszty eksploatacji (wyższe niż dla gazu)	Średnia cena 16 000 zł	85 zł/GJ
	podłączenie do m.s.c.	100% redukcji emisji niskiej wszystkich substancji	B. wysoki komfort użytkowania	Ograniczony zasięg sieci	Średnia cena 15 000 zł	40-50 zł/GJ
	elektryczne	100% redukcji emisji niskiej wszystkich substancji	B. wysoki komfort użytkowania	Dość niski koszt zakupu kotła ale wysokie koszty eksploatacyjne	Średnia cena 7 500 zł	90-110 zł/GJ
Źródła odnawialne	Wspomaganie ogrzewania kolektorami słonecznymi	100% redukcji dla produkcji zastępowanej energii, pozwalają na 60% redukcję na c.w.u.	Niskie koszty eksploatacji	Bardzo wysoka cena zakupu, konieczność współpracy z kotłem gazowym	Średnia cena 18000 zł (wraz z materiałami i kosztami montażu)	0 zł/GJ
	Wspomaganie ogrzewania pompami ciepła	100% redukcji dla produkcji zastępowanej energii, pozwalają na 75% redukcji energii	Niskie koszty eksploatacji	Bardzo wysoka cena zakupu, konieczność energii elektrycznej do napędu	Średnia cena 40 000 zł	24 zł/GJ
Termoizolacja budynków	Docieplenie ścian/stropów budynku, wymiana okien	Redukcja emisji proporcjonalna do spadku zużycia ciepła: - wymiana okien do 10-15% - ocieplenie ścian do 15-20%	Równoczesna modernizacja budynku, zmniejszenie kosztów ogrzewania, Działanie może być łączone z wymianą systemu ogrzewania	Wysoki koszt dla osiągniętego efektu ekologicznego	Średnia cena 150 zł/m ²	

¹¹² Program ograniczenia niskiej emisji dla miasta Opola – Atmoterm SA, Opole 2010



Tab. 7. Zestawienie wybranych właściwości paliw energetycznych

L.p.	Rodzaj nośnika	Jednostka naturalna „j.n.”	Wartość opałowa
1	Miał węglowy	Mg	21 500 MJ/Mg
2	Węgiel kamienny – pozostałe rodzaje	Mg	24 000 MJ/Mg
3	Gaz ziemny*	tys. m ³	39 500 MJ/tys. m ³
4	Olej opałowy	Mg	42 000 MJ/Mg
5	Energia elektryczna	MWh	3 600 MJ/MWh
6	OZE (biomasa stała)	Mg	14 500 MJ/Mg
7	OZE (biogaz)	tys. m ³	21 000 MJ/tys. m ³
8	OZE (frakcja komunalna)	Mg	14 000 MJ/Mg

* ciepło spalania, podane za PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.

Na rysunkach od 3 do 10 oraz w tabeli 8 przedstawiono strukturę paliwową z roku 2004, na koniec roku 2011 oraz strukturę w poszczególnych horyzontach czasowych (2015, 2020 oraz 2031) dla scenariuszy rozwoju sektora ciepłowniczego: optymalnego energetycznie OPTEC oraz stagnacji termomodernizacyjnej STERM.

W dalszej części, dla opracowanych struktur paliwowych wyliczono roczne emisje podstawowych zanieczyszczeń emitowanych do atmosfery podczas energetycznego spalania paliw:

- i. pyłów,
- ii. dwutlenku siarki,
- iii. tlenków azotu,
- iv. tlenku węgla,
- v. dwutlenku węgla,
- vi. benzo-alfa-pirenu.

Metodykę obliczeń oraz wskaźniki emisji dobrano z danych KOBiZE¹¹³ dla kotłów o mocy poniżej 5 MW oraz z danych w materiałach informacyjno-instruktażowych Ministerstwa Ochrony Środowiska, Zasobów Naturalnych i Leśnictwa¹¹⁴.

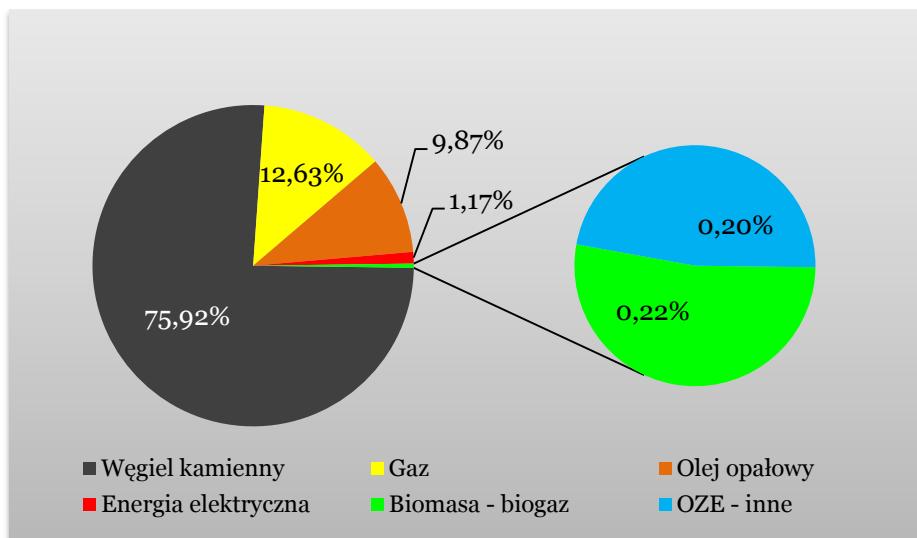
¹¹³ Zespół Ochrony Powietrza KOBiZE. Wskaźniki emisji zanieczyszczeń ze spalania paliw - kotły o nominalnej mocy cieplnej do 5 MW. Warszawa, styczeń 2013 r.

¹¹⁴ Wskaźniki emisji substancji zanieczyszczających wprowadzanych do powietrza z procesów energetycznego spalania paliw. Materiały informacyjno-instruktażowe Ministerstwa Ochrony Środowiska, Zasobów Naturalnych i Leśnictwa. Warszawa, kwiecień 1996.

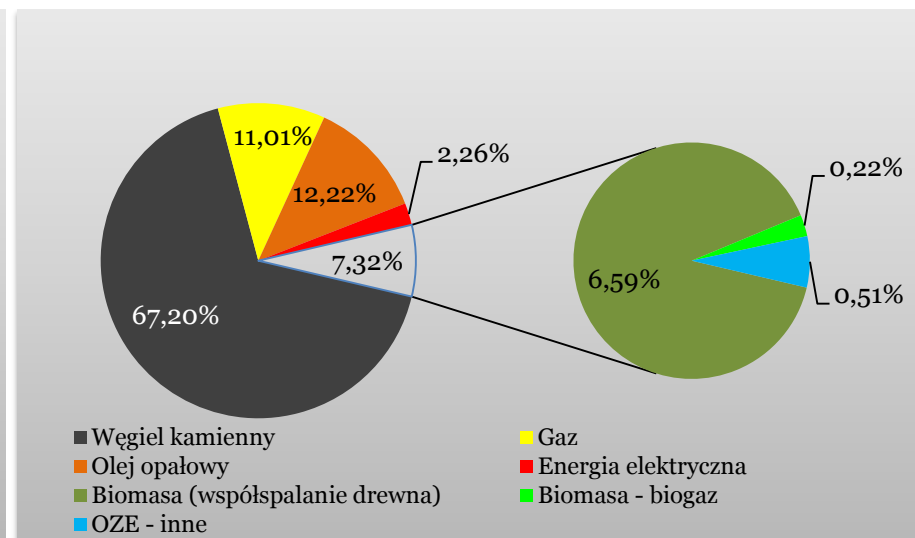
Tab. 8. Struktura paliwowa dla pokrycia potrzeb ciepłych Gdańska: w roku 2004, w roku bazowym 2011 oraz w perspektywie do roku 2015, 2020 i 2031 – dla wybranych scenariuszy rozwoju (OPTEC, STERM)

Rodzaj nośnika	Rok bazowy				Perspektywa – dla scenariusza rozwoju optymalnego (OPTEC)					
	2004		2011		2015		2020		2031	
	TJ	j.n.	TJ	j.n.	TJ.	j.n.	TJ	j.n.	TJ	j.n.
Węgiel m.s.c.	12 267	570 543	12 969	603 204	12 889	599 483	12 800	595 349	12 953	602 481
Węgiel	5 083	236 422	3 437	159 857	3 377	157 066	2 769	128 801	2 086	97 030
Gaz	2 886	134 212	2 687	124 961	2 623	122 016	2 776	129 096	3 337	155 194
Olej opałowy	2 255	104 897	2 982	138 714	2 771	128 865	2 912	135 431	2 822	131 272
Energia elektryczna	268	12 465	551	25 628	505	23 488	531	24 698	542	25 209
Biomasa (współspalanie drewna)	0	0	1 609	74 832	0	0	0	0	0	0
Biomasa - biogaz	50	0	53	1 622	54	2 512	56	2 605	40	1 860
Biomasa - spalanie frakcji komunalnej	0	0	0	0	0	0	3 170	147 442	4 070	189 302
OZE - inne	45	-	125	-	130	-	600	-	1 000	-
Razem	22 854	-	24 412	-	22 392	-	25 614	-	26 850	-

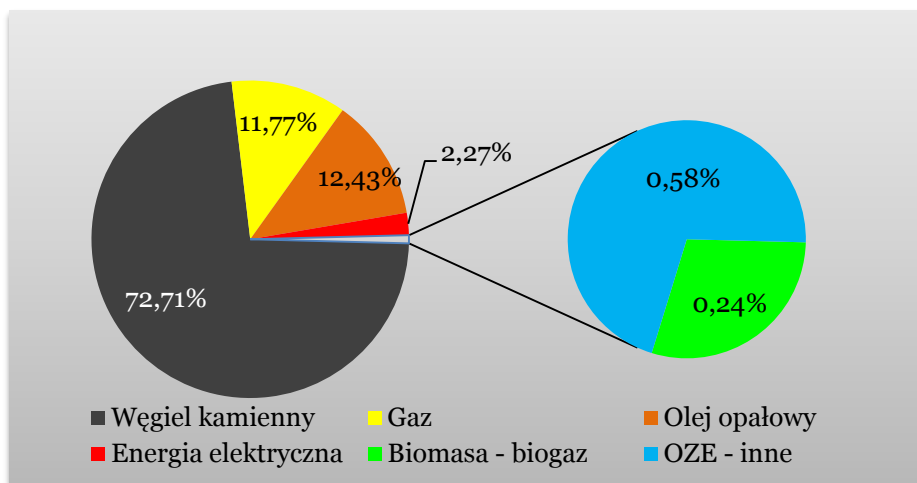
Rodzaj nośnika	Perspektywa – dla scenariusza rozwoju stagnacji (STERM)					
	2015		2020		2031	
	TJ	j.n.	TJ	j.n.	TJ	j.n.
Węgiel m.s.c.	12 931	601 429	12 980	603 721	13 471	626 563
Węgiel	3 403	158 294	3 357	156 136	2 169	100 894
Gaz	2 644	122 982	2 753	128 062	3 470	161 395
Olej opałowy	2 793	129 887	2 821	131 218	2 935	136 525
Energia elektryczna	510	23 705	526	24 465	564	26 233
Biomasa (współspalanie drewna)	0	0	0	0	0	0
Biomasa - biogaz	54	2 520	56	2 605	42	1 953
Biomasa - spalanie frakcji komunalnej	0	0	3 170	147 442	4 230	196 744
OZE - inne	130	-	400	-	800	-
Razem	22 465	-	26 063	-	27 682	-



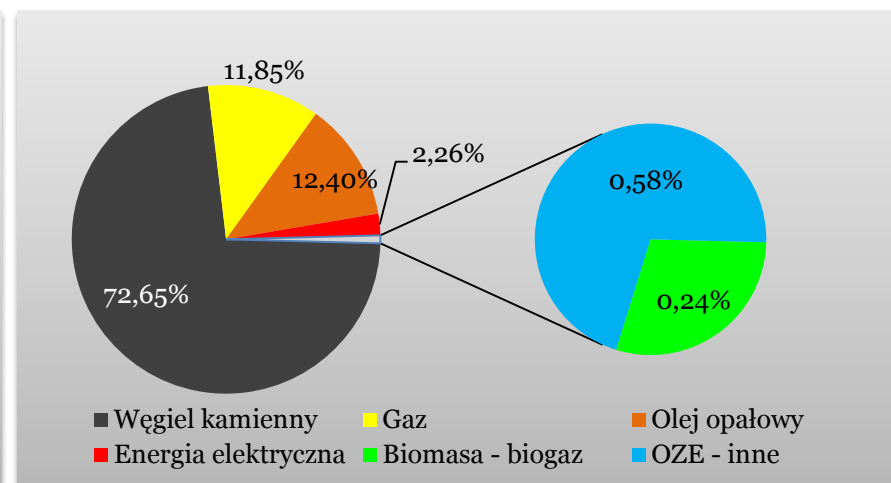
Rys. 3. Struktura paliwowa pokrycia potrzeb ciepłych miasta Gdańska – rok 2004.



Rys. 4. Struktura paliwowa pokrycia potrzeb ciepłych miasta Gdańska – koniec roku 2011.

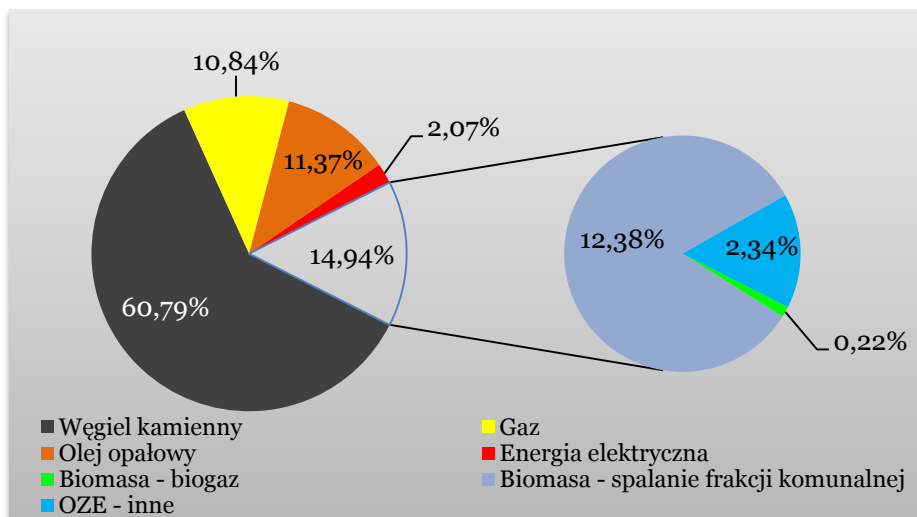


Rys. 5. Struktura paliwowa pokrycia potrzeb ciepłych miasta Gdańska – scenariusz optymalny energetycznie (OPTEC) - rok 2015

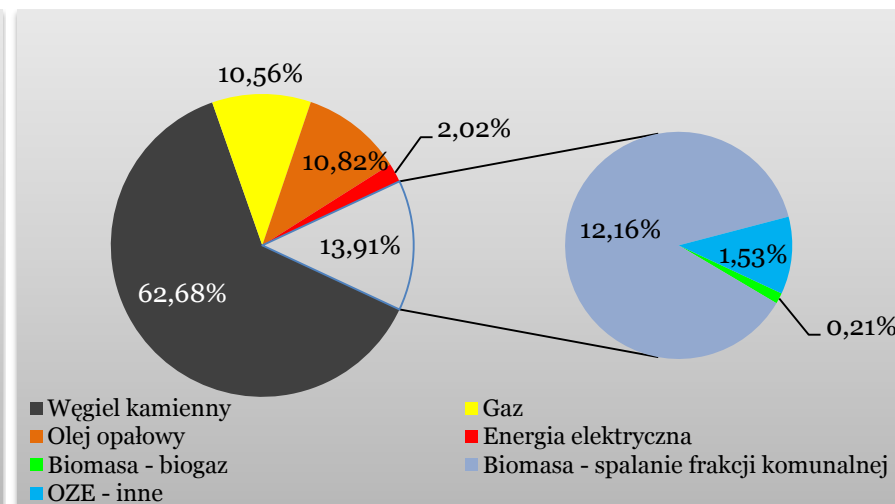


Rys. 6. Struktura paliwowa pokrycia potrzeb ciepłych miasta Gdańska – scenariusz stagnacji termomodernizacyjnej (STERM) - rok 2015

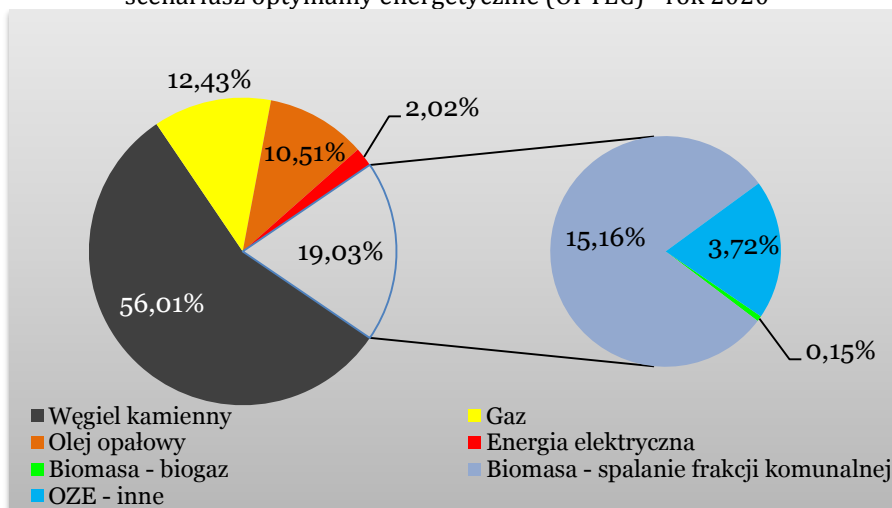




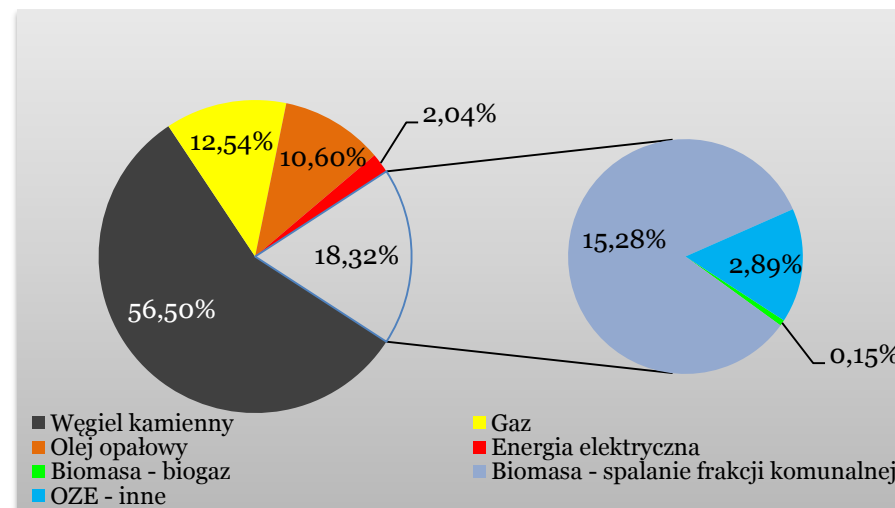
Rys. 7. Struktura paliwowa pokrycia potrzeb ciepłych miasta Gdańska – scenariusz optymalny energetycznie (OPTEC) - rok 2020



Rys. 8. Struktura paliwowa pokrycia potrzeb ciepłych miasta Gdańska – scenariusz stagnacji termomodernizacyjnej (STERM) - rok 2020



Rys. 9. Struktura paliwowa pokrycia potrzeb ciepłych miasta Gdańska – scenariusz optymalny energetycznie (OPTEC) - rok 2031



Rys. 10. Struktura paliwowa pokrycia potrzeb ciepłych miasta Gdańska – scenariusz stagnacji termomodernizacyjnej (STERM) - rok 2031



Dodatkowo w obliczeniach emisji uwzględniono następujące uwarunkowania:

- i. planowane uruchomienie przez EDF Polska SA Oddział Wybrzeże instalacji odsiarczania spalin metodą mokrą (DeSO₂) w ECII (2015/2016),
- ii. planowane uruchomienie przez EDF Polska SA Oddział Wybrzeże instalacji odazotowania spalin (DeNO_x) w ECII (2016),
- iii. działania zmierzające do zwiększenia efektywności odpylania pyłów w systemowych źródłach ciepła, w celu spełnienia nowych wymagań europejskich w zakresie emisji (dyrektywa IED),
- iv. planowane uruchomienie Zakładu Termicznego Przekształcania Odpadów (ZTPO – spalarnia odpadów) w Gdańsku Szadółkach,
- v. działania termomodernizacyjne wpływające na zmniejszenie na zapotrzebowanie na paliwa energetyczne.

Summaryczną wartość emisji zanieczyszczeń oraz prognozy efektu ekologicznego możliwego do uzyskania w wyniku działań przewidzianych w opracowaniu, dla poszczególnych scenariuszy rozwoju, przedstawiono w tabelach 9 i 10. Wartości liczbowe ze znakiem „-„ oznaczają osiągnięcie efektu redukcji emisji.

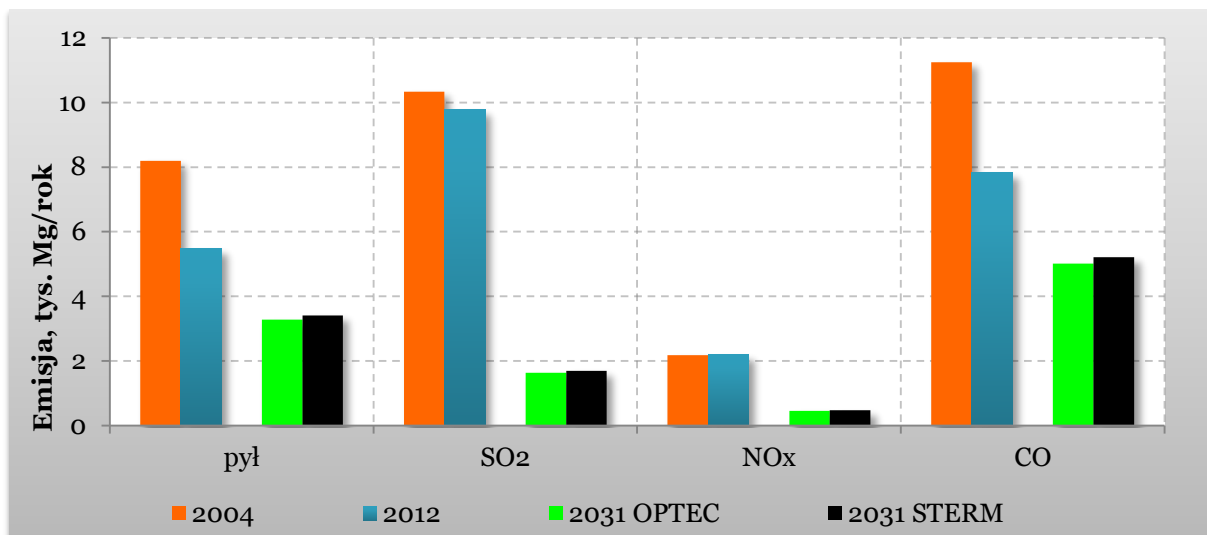
Tab. 9. Wielkość emisji oraz efektu ekologicznego względem roku 2011 – dla scenariusza optymalnego energetycznie (OPTEC) - w perspektywie do roku 2015, 2020 i 2031.

Substancja	Wielkość emisji zanieczyszczeń					Zmiana względna emisji zanieczyszczeń, %		
	2004	2011	2015	2020	2031	2015	2020	2031
Pyły, Mg/a	8 193	5 483	5 415	4 233	3 279	-1,24%	-22,79%	-40,19%
SO ₂ , Mg/a	10 333	9 770	9 696	2 033	1 632	-0,76%	-79,19%	-83,30%
NO _x /NO ₂ , Mg/a	2 183	2 188	2 171	444	459	-0,80%	-79,71%	-79,02%
CO, Mg/a	11 246	7 831	7 733	6 426	5 011	-1,25%	17,93%	-36,01%
CO ₂ , tys. Mg/a	1 701	1 619	1 606	1 552	1 535	-0,84%	-4,17%	-5,21%
B(a)P, kg/a	1 410	1 041	1 029	882	726	-1,14%	-15,22%	-30,22%

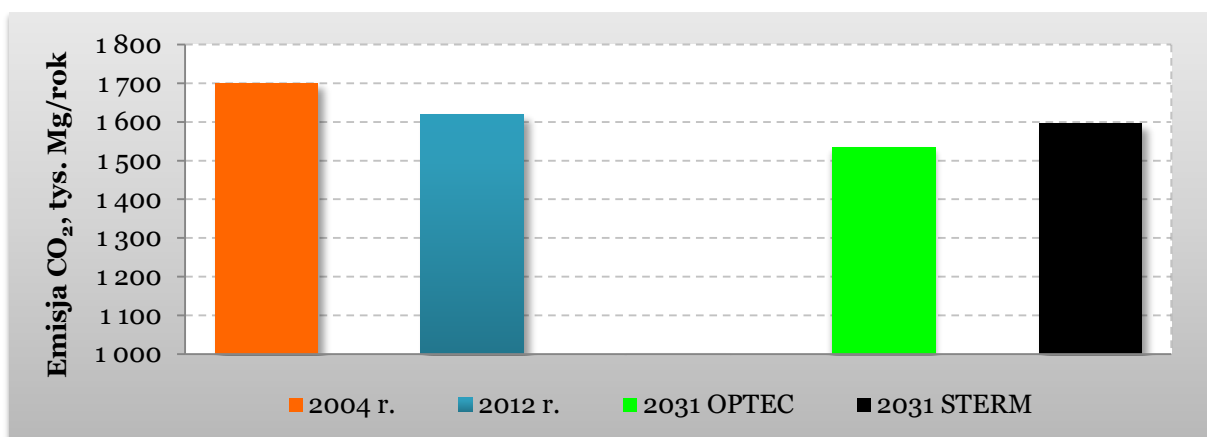
Tab. 10. Wielkość emisji oraz efektu ekologicznego względem roku 2011 – dla scenariusza stagnacji termomodernizacyjnej (STERM) - w perspektywie do roku 2015, 2020 i 2031.

Substancja	Wielkość emisji zanieczyszczeń					Zmiana względna emisji zanieczyszczeń, %		
	2004	2011	2015	2020	2031	2015	2020	2031
Pyły, Mg/a	8 193	5 483	5 432	5 070	3 410	-0,92%	-7,52%	-37,80%
SO ₂ , Mg/a	10 333	9 770	9 728	2 388	1 697	-0,44%	-75,56%	-82,63%
NO _x /NO ₂ , Mg/a	2 183	2 188	2 178	471	477	-0,47%	-78,48%	-78,19%
CO, Mg/a	11 246	7 831	7 758	7 664	5 210	-0,93%	-2,12%	-33,46%
CO ₂ , tys. Mg/a	1 701	1 619	1 611	1 617	1 596	-0,52%	-0,16%	-1,42%
B(a)P, kg/a	1 410	1 041	1 032	1 022	755	-0,82%	-1,77%	-27,43%

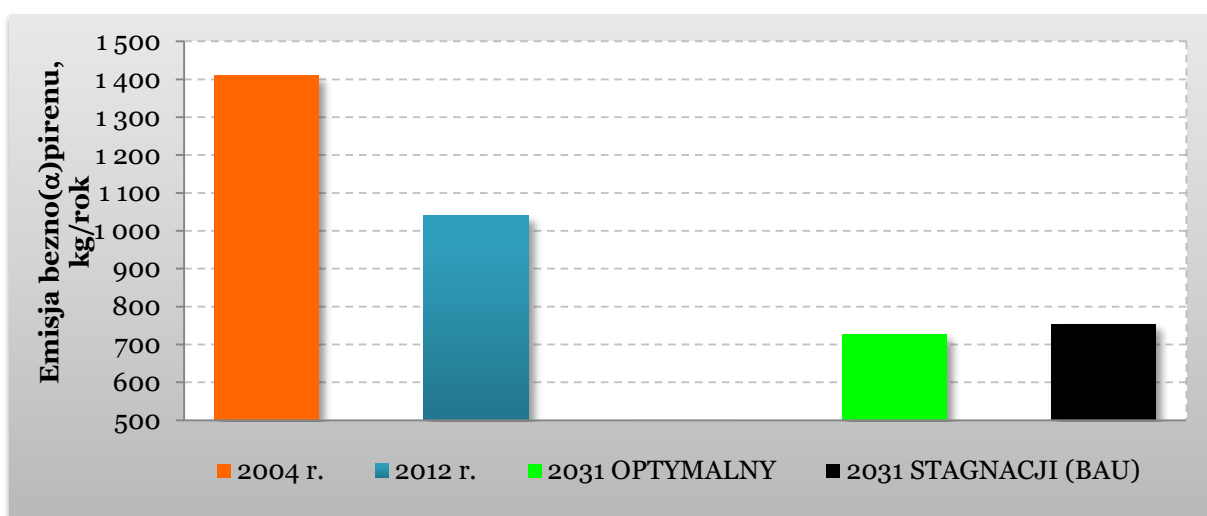
Na rysunkach 11 do 13 przedstawiono wyznaczoną wielkość emisji – zgodnie z danymi zawartymi w tabelach 9 i 10.



Rys. 11. Wielkość emisji pyłu, SO₂, NO_x w przeliczeniu na NO₂ oraz CO wyznaczona dla struktury paliwowej z roku 2004, 2011 oraz dla poszczególnych scenariuszy rozwoju miasta (OPTEC i STERM) – w perspektywie do roku 2031.

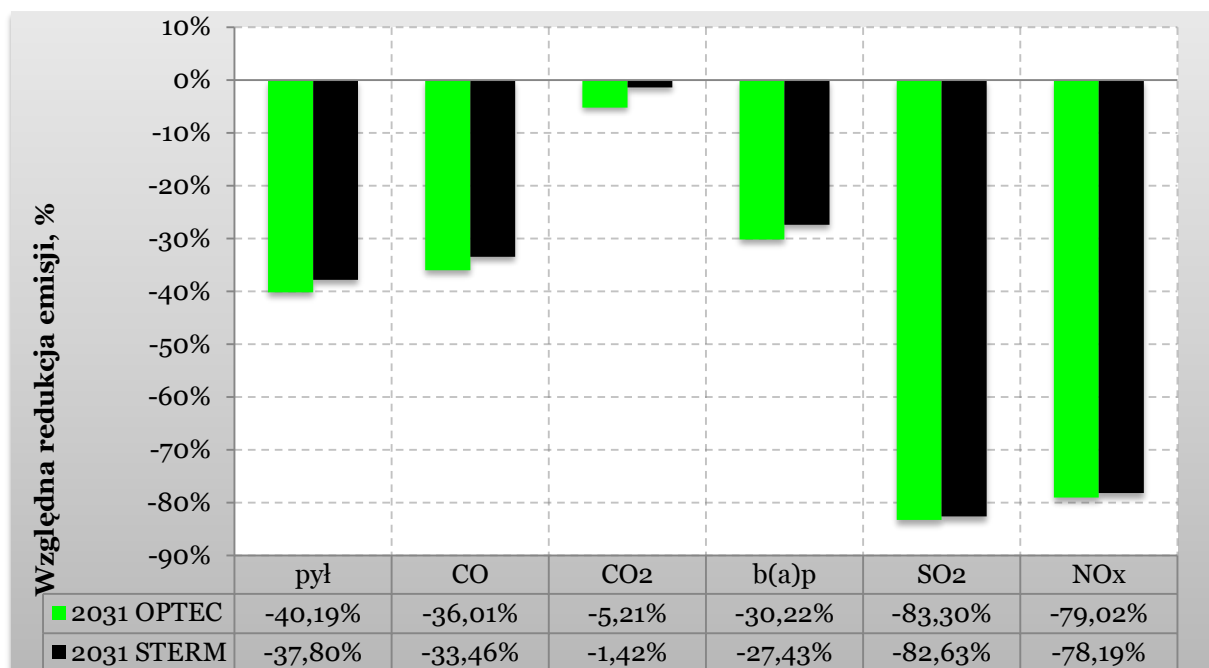


Rys.12. Wielkość emisji CO₂ wyznaczona dla struktury paliwowej z roku 2004, 2011 oraz dla poszczególnych scenariuszy rozwoju miasta (OPTEC i STERM) – w perspektywie do roku 2031.



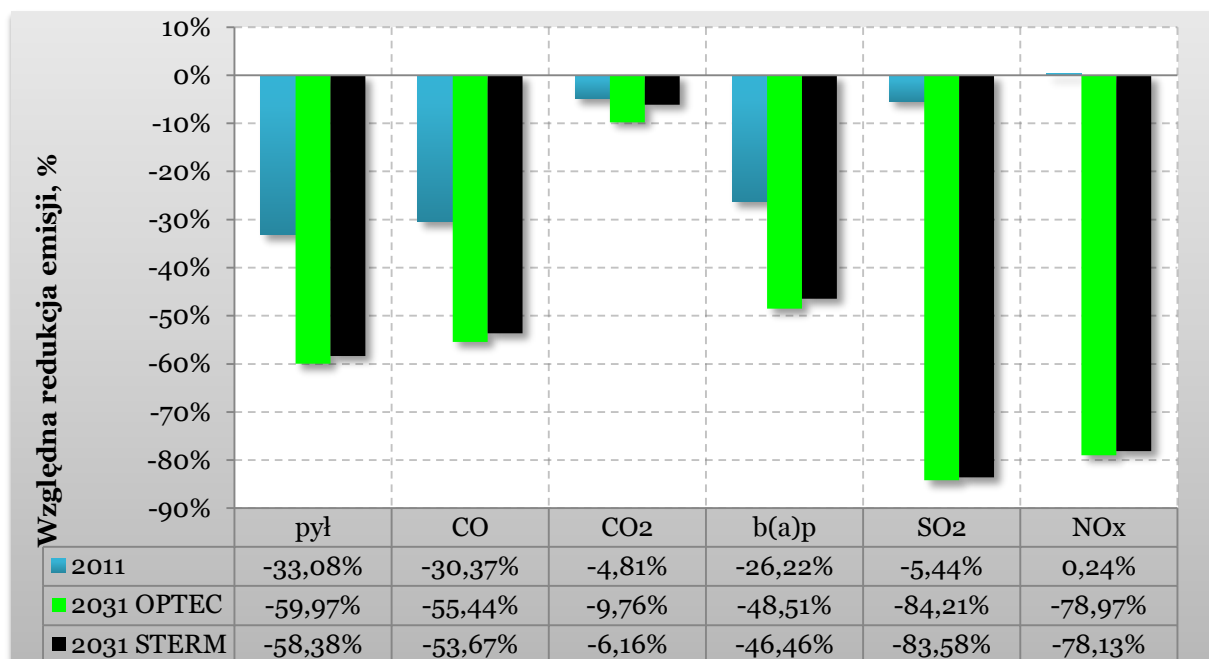
Rys.13. Wielkość emisji B-a-P wyznaczona dla struktury paliwowej z roku 2004, 2011 oraz dla poszczególnych scenariuszy rozwoju miasta (OPTEC i STERM) – w perspektywie do roku 2031.

Na rysunku 14 przedstawiono wielkość efektu ekologicznego w postaci procentowej redukcji emisji względem stanu na koniec roku 2011 dla poszczególnych scenariuszy rozwoju miasta Gdańskiego. Efekt ten wyznaczono w perspektywie do roku 2031.



Rys.14. Efekt ekologiczny wynikający z działań i uwarunkowań charakterystycznych dla poszczególnych scenariuszy rozwoju miasta (OPTEC i STERM) – w perspektywie do roku 2031.

Na rysunku 15 przedstawiono wielkość efektu ekologicznego w postaci procentowej redukcji emisji względem stanu na koniec roku 2004.



Rys.15. Efekt ekologiczny wynikający z działań i uwarunkowań charakterystycznych dla poszczególnych scenariuszy rozwoju miasta (OPTEC i STERM) – w perspektywie do roku 2031.

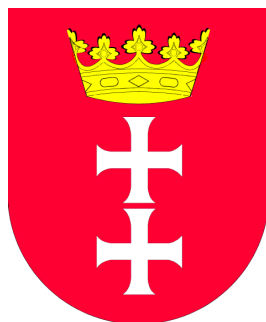
Trzeba w tym miejscu zauważyć, że z uwagi na wzrost potrzeb energetycznych miasta wynikających z naturalnego rozwoju demograficznego i cywilizacyjnego, a także z uwagi na uwarunkowania dotyczące małych możliwości wykorzystania nieemisyjnych odnawialnych źródeł energii na terenie miasta oraz w związku z planami związanymi z budową nowych emisyjnych źródeł energii elektrycznej i ciepłej na jego terenie (w tym budowa ZTPO w Gdańsku Szadółkach), w roku 2031 przewiduje się wzrost emisji dwutlenku węgla. Natomiast w odniesieniu do pozostałych zanieczyszczeń, nastąpi zdecydowana redukcja ich emisji – szczególnie w odniesieniu do SO₂ i NO_x. Jest to szczególnie istotna informacja z punktu widzenia Programu Ochrony Powietrza dla strefy aglomeracji trójmiejskiej, gdzie rekomenduje się redukcję emisji pyłu na poziomie 250 Mg/rok (co zostanie już osiągnięte na przestrzeni najbliższych kilku lat).

4. ODDZIAŁYWANIE POLA ELEKTROMAGNETYCZNEGO

Na terenie Gdańska występuje promieniowanie elektromagnetyczne pochodzące z linii energetycznych wysokiego napięcia (źródła liniowe), stacji transformatorowych (źródła punktowe) i stacji przekaźnikowych telefonii komórkowych (źródła punktowe).

Pomiary dotyczące natężenia pola elektromagnetycznego wykonywane są przez Wojewódzki Inspektorat Ochrony Środowiska w Gdańsku, w wytypowanych na terenie gminy Gdańska miejscach, w których przybywają ludzie. W roku 2010 prowadzone były pomiary natężenia pola elektromagnetycznego na: ul. Zakopiańskiej, ul. W. Witosa, ul. 3 Maja, ul. Rajskiej, ul. Powstańców Warszawskich, ul. Marynarki Polskiej, ul. Słowackiego, a w 2011 roku na terenie ulic: Sternicza, Hallera, Jana Pawła II, Kołobrzeskiej, Gospody oraz Spacerowej. Zarówno w jednym jak i drugim roku nie stwierdzono stanu zagrożenia polem elektromagnetycznym w rozumieniu wymaganych kryteriów kwalifikacyjnych poziom pola elektromagnetycznego.

Projekt aktualizacji Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe miasta Gdańska



ROZDZIAŁ VII

MOŻLIWOŚCI WYKORZYSTANIA ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII



SPIS TREŚCI

1.	WPROWADZENIE	268
2.	ROLA SAMORZĄDÓW W ROZWOJU ENERGETYKI ODNAWIALNEJ.....	270
3.	OCENA WARUNKÓW DO ROZWOJU ENERGETYKI ODNAWIALNEJ NA TERENIE MIASTA GDAŃSKA.....	272
3.1.	METODOLOGIA SZACOWANIA POTENCJAŁU OZE.....	272
3.2.	ENERGIA PROMIENIOWANIA SŁONECZNEGO	273
3.3.	ENERGIA GEOTERMALNA.....	279
3.4.	ENERGIA WIATRU	284
3.5.	ENERGIA WODNA.....	288
3.6.	BIOMASA	290
4.	UDZIAŁ ŹRÓDEŁ ODNAWIALNYCH W BILANSIE CIEPŁA MIASTA GDAŃSKA	294
4.1.	STAN AKTUALNY.....	294
4.2.	STAN PROGNOZOWANY.....	295

1. WPROWADZENIE

Pozyskiwanie i wykorzystywanie zasobów energii odnawialnej jest jednym ze sposobów realizacji zrównoważonego rozwoju energetyki na świecie i w Polsce. Wymuszają to stosowne konwencje, dyrektywy oraz krajowe przepisy implementacyjne i wykonawcze. Ze względu na proces dostosowywania uregulowań krajowych do polityki Wspólnoty Europejskiej, Polska przyjęła na siebie szereg zobowiązań w zakresie wykorzystania OZE, obierając jednocześnie określone kierunki działań i zakładając sobie konkretne cele do osiągnięcia w bliższej i dalszej perspektywie. Kierunki, cele i działania umożliwiające ich osiągnięcie zapisane zostały w polityce energetycznej Polski do roku 2030, przyjętej przez Radę Ministrów 10 listopada 2009 r. Dokument ten określa w szczególności m.in. spodziewany rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii w kraju. W załączniku 2 tego dokumentu (Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2031 roku) przedstawiono prognozę dotyczącą zapotrzebowania na energię finalną wytwarzaną ze źródeł odnawialnych w kraju, w rozbiciu na energię elektryczną, ciepło oraz paliwa transportowe. I tak, prognozuje się wzrost wszystkich nośników energii ze źródeł odnawialnych w rozpatrywanym okresie (energii elektrycznej niemal dziesięciokrotnie, ciepła prawie dwukrotnie oraz paliw ciekłych dwudziestokrotnie).

Kluczowe regulacje możliwości wykorzystania źródeł odnawialnych, zawiera z kolei Ustawa Prawo Energetyczne oraz związane z nią akty wykonawcze. Rozdział 1, art. 3, pkt. 20 Prawa Energetycznego definiuje odnawialne źródło energii jako *źródło wykorzystujące w procesie przetwarzania energię: wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu wysypiskowego, a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątków roślinnych i zwierzęcych*. Zgodnie z rozdziałem 3, art. 19, punkt 3 ustawy, Projekt założeń, powinien określać właśnie m.in. 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

Pomimo stosunkowo dużego potencjału energetycznego OZE, w Polsce instalacje wykorzystujące źródła odnawialne stanowią wciąż marginalny udział w rynku energii. Aby zachęcić ewentualnych inwestorów do budowy takich instalacji, podejmowane są działania propagujące ich zakładanie – zarówno na szczeblu krajowym jak i lokalnym.

Jak wskazują doświadczenia innych państw, wykorzystywanie źródeł odnawialnych, może przynosić szereg korzyści, nie tylko ekologicznych lecz również ekonomicznych, społecznych czy nawet politycznych. Można założyć, że przyczynia się m.in. do:

- i. poprawy bezpieczeństwa energetycznego dzięki dywersyfikacji źródeł energii,
- ii. poprawy zaopatrzenia w energię odbiorców z terenów wiejskich i mniejszych miejscowości,
- iii. zwiększenia stopnia zagospodarowania bioodpadów,
- iv. aktywizacji gospodarczej społeczności lokalnych.

W skali regionalnej, dla całego województwa pomorskiego (w tym dla miasta Gdańska) podstawowym dokumentem związanym z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii jest "Regionalna Strategia Energetyki ze szczególnym uwzględnieniem źródeł odnawialnych" z dnia 23.10.2006 r. oraz dokument pn. "Program rozwoju elektroenergetyki ze szczególnym uwzględnieniem źródeł odnawialnych

w Województwie Pomorskim do roku 2025". Zgodnie z zapisem Regionalnej Strategii Energetyki największy potencjał w województwie, jako odnawialne źródło energii, ma biomasa produkowana w instalacjach przeróbki odchodów i odpadów rolniczych, oczyszczalni ścieków i składowisk odpadów. Analizę potencjału OZE możliwego do wykorzystania w Gdańsku przedstawiono w dalszej części rozdziału.

2. ROLA SAMORZĄDÓW W ROZWOJU ENERGETYKI ODNAWIALNEJ

Koszty i efekty wdrażania odnawialnych źródeł energii w Gminie zależą od aspektów technicznych i ekonomicznych a możliwości wykorzystania istniejącego potencjału OZE w dużej mierze uwarunkowane są odpowiednim działaniem władz lokalnych i samorządowych.

Władze lokalne, a w szczególności gminne, odgrywają obecnie istotną rolę w rozwoju wykorzystywania odnawialnych źródeł energii w Polsce. Rola ta będzie rosła w miarę rozwoju technologii energii odnawialnej i umacniania się reformy samorządowej. Sprowadza się ona do trzech zasadniczych funkcji jakie w rozwoju energetyki odnawialnej pełnić będą władze samorządowe:

- i. władze samorządowe jako planiści rozwoju,
- ii. władze samorządowe jako developerzy i inwestorzy,
- iii. władze samorządowe jako promotorzy rozwoju energetyki odnawialnej.

Rola gminy jako gospodarza terenu w rozwoju energetyki odnawialnej jest związana głównie z opracowywaniem miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego, a w wyniku wprowadzonych zmian systemowych także z wyborem optymalnych rozwiązań organizacyjnych, ekonomicznych i technicznych w zakresie zaopatrzenia w ciepło, przy uwzględnieniu lokalnych zasobów energetycznych. W obecnym stanie prawnym gminy spełniają więc wieloraką rolę, m. in.:

- i. są odpowiedzialne za rozwój gminy (opracowanie i realizacja miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego),
- ii. są odpowiedzialne za zaopatrzenie w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe na terenie gminy,
- iii. są przedstawicielami odbiorców (reprezentowanie społeczności lokalnej, a więc dążenie do obniżki kosztów zaopatrzenia w ciepło, ograniczenia zanieczyszczenia środowiska itd.).

Rola władz lokalnych jako inwestora ściśle wiąże się z ich poprzednią rolą planistów. Zasadniczym problemem realizacji tej roli władz lokalnych w odniesieniu do energetyki odnawialnej jest finansowanie. Istnieją już obecnie szerokie możliwości sfinansowania przynajmniej części kosztów wdrażania energetyki odnawialnej za pomocą takich istniejących instytucji finansowych jak np.:

- i. budżet gminy,
- ii. lokalne i regionalne fundusze ochrony środowiska,
- iii. fundusz poręczeń kredytowych dla małych i średnich przedsiębiorstw,
- iv. fundusz termomodernizacyjny,
- v. fundusze przeznaczone na restrukturyzację obszarów wiejskich,
- vi. fundusze pomocowe Unii Europejskiej, w tym fundusze celowe na energetykę odnawialną.

Racjonalne wykorzystanie budżetu gminy powinno poprawić dostęp do innych środków publicznych, a również stymulować środki prywatne. Szczególnie zasadne jest finansowanie przedsięwzięć przynoszących lokalne makroekonomiczne efekty (widoczne na poziomie gminy, a nie przedsiębiorstw). Jest to związane z kształtowaniem lokalnego, konkurencyjnego rynku pracy. Pełnienie roli inwestora stanowi problem i ryzyko dla gminy.

Władze lokalne mogą pełnić bardzo ważną rolę w zakresie podniesienia świadomości o energetyce odnawialnej w ogóle oraz promocji własnego terenu dla inwestorów. Mogą realizować tę funkcję poprzez dostarczanie informacji mieszkańcom i inwestorom o korzyściach i możliwościach wykorzystania odnawialnych źródeł energii poprzez publikowanie stosownych materiałów i poradników.

3. OCENA WARUNKÓW DO ROZWOJU ENERGETYKI ODNAWIALNEJ NA TERENIE MIASTA GDAŃSKA

3.1. Metodologia szacowania potencjału OZE

Możliwości wykorzystania lokalnych zasobów źródeł energii odnawialnej do produkcji użytecznych form energii – głównie ciepła i energii elektrycznej zależą przede wszystkim od uwarunkowań techniczno-ekonomicznych i prawnych, a sam fakt występowania dużego potencjału danego zasobu nie przesądza o jego wykorzystaniu. Szacując możliwy do wykorzystania potencjał OZE, stosuje się najczęściej metodologię opartą o tzw. degradację kolejnych stopni potencjału. Z punktu widzenia praktycznego wykorzystania uzyskanych wyników szacowania potencjał energetyczny danego rodzaju OZE sklasyfikować można następująco:

- i. Potencjał teoretyczny – ilość energii możliwa do wykorzystania z danego źródła pod warunkiem posiadania odpowiednich urządzeń o 100% sprawności (nie uwzględnia się niedoskonałości procesu), a także przy założeniu, że całkowity dostępny potencjał jest wykorzystany tylko na cele energetyczne.
- ii. Potencjał techniczny – to ta część potencjału teoretycznego, która może zostać wykorzystana, pomniejszona z powodu restrykcji technicznych (sprawność dostępnych obecnie na rynku urządzeń, czasami potrzeby własne procesu, położenie geograficzne, magazynowanie energii). Określany jest zazwyczaj na podstawie szczegółowych analiz technicznych.
- iii. Potencjał ekonomiczny – uzależniony od cen paliw, wielkości podatków, wskaźników ekonomicznych i wielkości ewentualnego dofinansowania. Jest to ta część potencjału technicznego, która może zostać wykorzystana po uwzględnieniu kryteriów narzędzi ekonomicznych (szczegółowe analizy opłacalności).
- iv. Potencjał użytkowy – strumień energii, który może być ostatecznie wykorzystywany na cele energetyczne (najczęściej mniejszy od potencjału ekonomicznego).

Niezwykle istotnym czynnikiem w procesie inwestycyjnym związanym z wykorzystaniem OZE do celów energetycznych, jest właściwe oszacowanie potencjału rozpatrywanego źródła. Szacunki nie mogą dotyczyć jedynie potencjału teoretycznego, ale muszą uwzględniać ograniczenia wynikające z konkretnego położenia geograficznego, ograniczenia ekologiczne, sprawność urządzeń do konwersji, czy też możliwości magazynowania pozyskanej energii. Dopiero uzyskany w ten sposób tzw. potencjał techniczny energii odnawialnej może być rozpatrywany jako źródło zaspokojenia potrzeb energetycznych.

W tym etapie pojawia się także kilka rodzajów ryzyka. Dotyczy ono przede wszystkim:

- i. niedokładnego oszacowania potencjału energetycznego OZE,
- ii. zastosowania wadliwej, nieefektywnej technologii konwersji danego rodzaju energii OZE,
- iii. procesu realizacji inwestycji,
- iv. eksploatacji inwestycji.

Przedsięwzięcia związane z wykorzystaniem OZE w większości są uzależnione od niezapewniających ciągłości dostaw źródeł, dlatego niezwykle istotne jest rygorystyczne podejście do oszacowania zasobów możliwej do wykorzystania energii. Zasoby te powinny badać wyspecjalizowane instytucje przez odpowiednio długi okres uzależniony

od rodzaju rozważanego źródła. W przypadku przedsięwzięć w dziedzinie energetycznego wykorzystania biomasy należy zawrzeć umowy na dostawę paliwa (drewna, słomy etc.), na mocy których wiarygodny dostawca, gwarantuje terminowość dostaw, odpowiednią jakość oraz cenę paliwa przez cały okres trwania umowy.

Technologie wykorzystania OZE często uważane są za wiodące i w związku z tym obarczone bardzo dużym ryzykiem. Dlatego niezwykle ważne jest zapoznanie się z pełnym opisem technologii oraz specyfikacjami technicznymi. Istotne jest również uzyskanie od dostawców urządzeń stosownych ubezpieczeń, gwarancji zapewniających bezawaryjną pracę instalacji.

Należy także zadbać o zniwelowanie ryzyka związanego z ukończeniem realizacji projektu. Ryzyko to można zminimalizować poprzez negocjowanie z wykonawcami kontraktów na budowę "pod klucz" za stałą cenę. W kontraktach takich inwestor ma możliwość przejęcia inwestycji na własność tuż przed rozruchem bądź nawet po określonym okresie eksploatacji. Ryzyko zagrażające przewidywanemu przepływowi strumieni pieniężnych z przedsięwzięcia dotyczy także eksploatacji obiektu. W celu uniknięcia niezaplanowanych przestoju ważne jest zatrudnienie odpowiednio przeszkolonych pracowników lub zlecenie eksploatacji obiektu specjalistycznemu przedsiębiorstwu. Należy jednak zadbać, aby koszty eksploatacji i utrzymania ruchu zamrozić na mocy kontraktu.

W dalszej części opracowania opisano szczegółowo poszczególne rodzaje zasobów odnawialnych oraz oceniono możliwości ich wykorzystania na terenie miasta Gdańska.

3.2. Energia promieniowania słonecznego

W Polsce istnieją umiarkowanie dobre warunki do stosowania różnych systemów wykorzystania energii promieniowania słonecznego. Na 1 m² powierzchni kraju dociera rocznie średnio ok. 1000 kWh energii promieniowania słonecznego. Energia ta może być zamieniana na energię elektryczną za pomocą ogniw fotowoltaicznych lub na ciepło w kolektorach słonecznych (przejmowane przez pośredni czynnik grzewczy lub za pomocą biernych systemów grzewczych ogrzewając powietrze wentylujące). W przypadku instalacji solarnych, niezależnie od zastosowanych technologii, konieczne jest pod ich dostosowanie do charakteru, struktury i rozkładu w czasie promieniowania słonecznego.

W warunkach polskich, największe szanse rozwoju w krótkim okresie mają technologie konwersji termicznej energii promieniowania słonecznego, oparte na wykorzystaniu kolektorów słonecznych – do produkcji ciepła oraz ogniw fotowoltaicznych – do produkcji energii elektrycznej. Ze względu na wysoki udział promieniowania rozproszonego w całkowitym promieniowaniu słonecznym (wysoki stopień zachmurzenia oraz zapylenie atmosfery) oraz wysokie koszty inwestycyjne, praktycznego znaczenia w naszych warunkach nie mają słoneczne technologie wysokotemperaturowe oparte na koncentratorach promieniowania słonecznego.

W przypadku produkcji ciepła, w Polsce implementowane są indywidualne, rozproszone instalacje wykorzystujące płaskie lub próżniowe kolektory, współpracujące najczęściej z dodatkowym źródłem ciepła (tzw. układy biwalentne). W przypadku produkcji energii elektrycznej, stosowane są głównie instalacje PV małych mocy (głównie domy jednorodzinne lub budynki użyteczności publicznej), produkujące energię elektryczną na potrzeby własne, w systemie OFF-Grid. Jak wynika z raportu Instytutu Energetyki Odnawialnej, duże instalacje PV (tzw. farmy PV) w Polsce, posiadały na koniec roku 2012 całkowitą moc zainstalowaną na poziomie ok. 3,6 MW. Spośród wszystkich farm PV w Polsce, dziewięć z nich przyłączonych jest do systemowej sieci elektroenergetycznej (łącznie ok. 1,35 MW). Największa obecnie w Polsce

elektrownia fotowoltaiczna ma moc 1 MW i zlokalizowana jest w miejscowości Wierzchosławice.

Poza kolektorami do produkcji ciepła w postaci gorącej wody (płaskie lub próżniowe) potencjał do wykorzystania w Polsce mogą mieć także bierne systemy grzewcze, w których ciepło promieniowania słonecznego przejmowane jest od absorberów umieszczonych na południowych ścianach budynku przez cyrkulujące powietrze wentylujące (ściany akumulacyjne, ściany Trombe'a, werandy słoneczne). Technologie biernych systemów grzewczych wykorzystywane są np. w Wielkiej Brytanii do ogrzewania szkół. Doświadczenia brytyjskie pokazują, że wykorzystywanie takiej technologii pozwala obniżyć roczne koszty ogrzewania budynku szkolnego o ponad 60%.

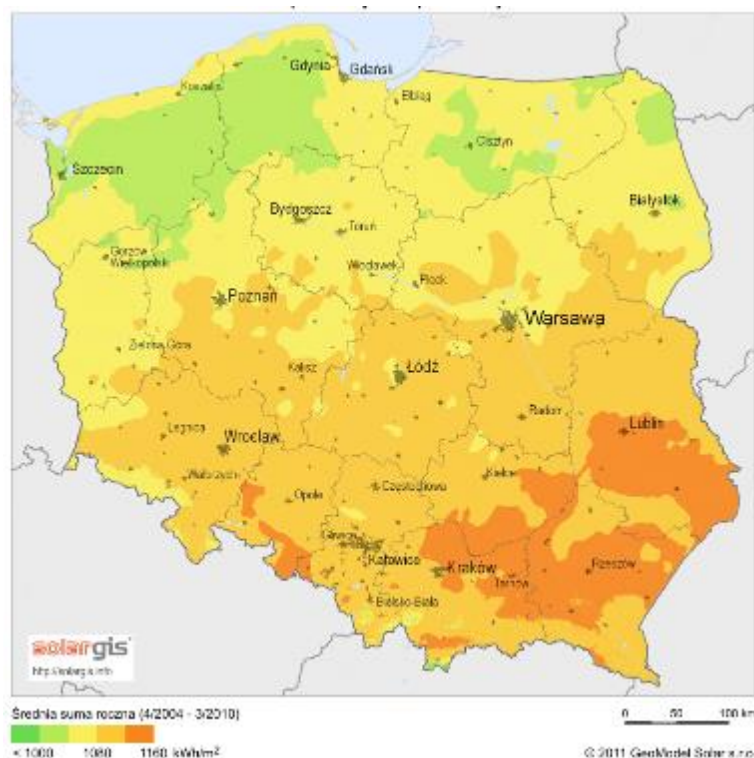
Roczna gęstość promieniowania słonecznego w Polsce na płaszczyznę poziomą waha się w granicach 950÷1250 kWh/m², natomiast średnie usłonecznienie wynosi 1600 godzin na rok. Warunki meteorologiczne charakteryzują się bardzo nierównym rozkładem promieniowania słonecznego w cyklu rocznym. Około 80% całkowitej rocznej sumy nasłonecznienia przypada na sześć miesięcy sezonu wiosenno-letniego, od początku kwietnia do końca września, przy czym czas operacji słonecznej w lecie wydłuża się do 16 h/dzień, natomiast w zimie skraca się do 8 godzin dziennie. W tabeli 1 zestawiono dane charakterystyczne dotyczące potencjału energii promieniowania słonecznego dla różnych regionów Polski.

Tab. 1. Możliwy do wykorzystania potencjał energii promieniowania słonecznego w wyróżnionych rejonach Polski, w kWh/m²·rok

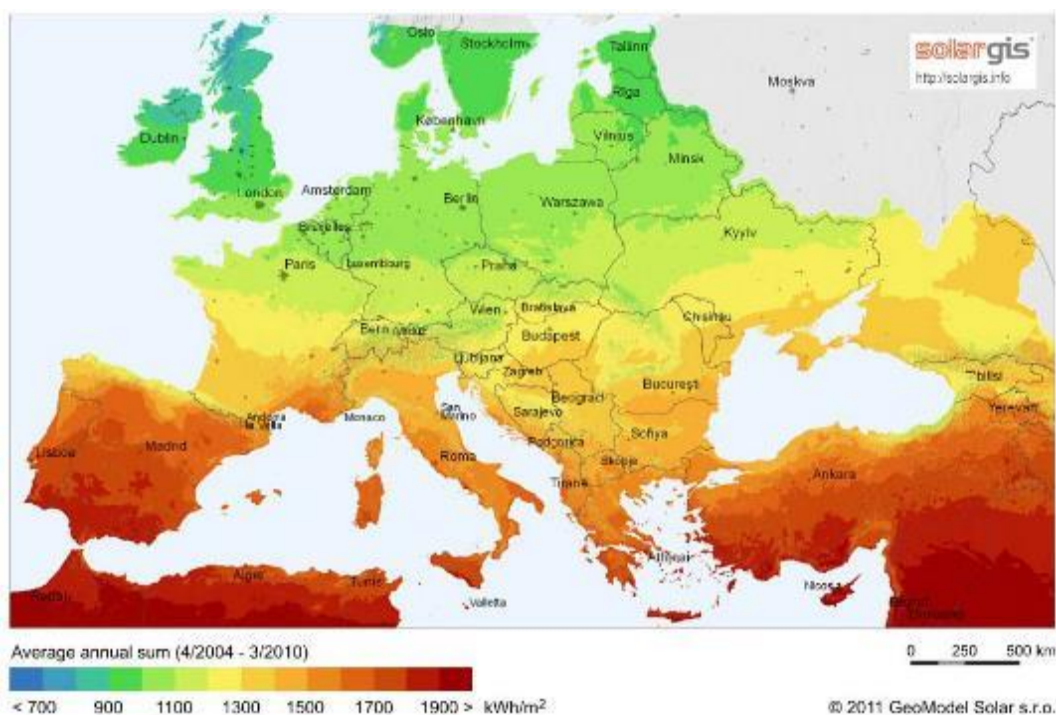
Okres	Rejon					
	Pas nadmorski	Polska Wschodnia	Polska Centralna	Polska Zachodnia z górnym dorzeczem Odry	Polska Południowa	Polska Południowa
Rok (I-XII)	1076	1081	985	985	962	950
Półrocze letnie (IV-IX)	881	821	785	785	682	712
Sezon letni (VI-VIII)	497	461	449	438	373	393
Półrocze zimowe (X-III)	195	260	200	204	280	238

Zaprezentowane dane odnoszą się do skali regionalnej. W skali lokalnej w rzeczywistych warunkach terenowych, wskutek lokalnego zanieczyszczenia atmosfery i występowania przeszkód terenowych, rzeczywiste warunki nasłonecznienia mogą odbiegać od podanych.

Na rysunku 1 pokazano rozkład całkowitego nasłonecznienia na płaszczyznę poziomą (GHI) na terenie Polski. Rozkład ten powstał w oparciu o dane z okresu 2004 – 2010. Na rysunku 2 widoczny jest rozkład GHI na terenie Europy. Porównując warunki Polski z innymi krajami Europy można stwierdzić, że są one bardzo zbliżone do warunków panujących w takich krajach jak Niemcy, Czechy, Słowacja, Holandia, Belgia czy nawet Anglia. Obecnie, europejskim liderem w branży PV pod względem zainstalowanych mocy są Niemcy, a Czechy pozostają w ścisłej czołówce.



Rys. 1. Mapa rozkładu całkowitego nasłonecznienia na płaszczyznę poziomą (GHI) na terenie Polski¹¹⁵.



Rys. 2. Mapa rozkładu całkowitego nasłonecznienia na płaszczyznę poziomą (GHI) na terenie Europy.

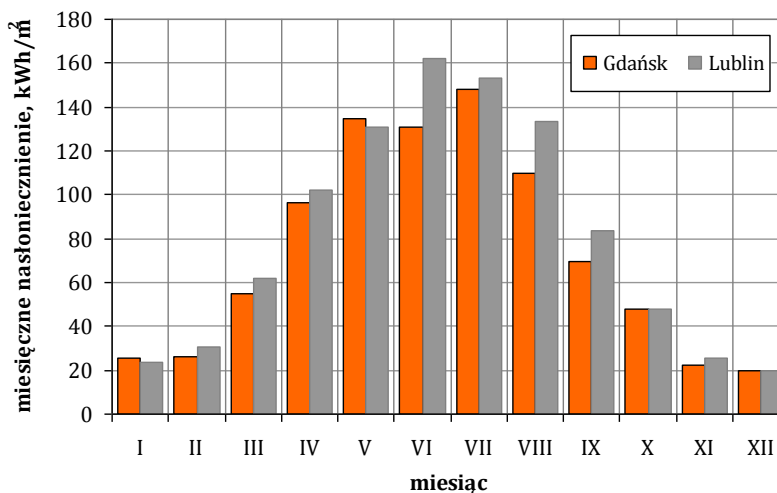
Gdańsk, położony w północnej części województwa pomorskiego, charakteryzuje się warunkami nasłonecznienia związanymi z charakterystycznymi cechami klimatu w tym rejonie.

¹¹⁵ Strona internetowa przedsiębiorstwa GeoModel Solar s.r.o. – <http://SolarGIS.info>

Poza warunkami pogodowymi (zachmurzenie, opady) na ilość energii promieniowania, która dopływać może do powierzchni ziemi w cyklu rocznym i dobowym ma wpływ także położenie geograficzne (szerokość geograficzna). Od położenia geograficznego zależy kąt padania promieni słonecznych oraz czas trwania dnia. Kąt padania promieni słonecznych jest na wybrzeżu Bałtyku o prawie 6° mniejszy niż na południu Polski. W lecie, wynikająca z mniejszej wysokości słońca, różnica w wartości dopływającego promieniowania słonecznego jest za to rekompensowana na północnym skraju Polski przez dłuższy o 1,1 godziny dzień. Jest to jedna z przyczyn uprzywilejowania solarnego Pobrzeża Kaszubskiego i Pobrzeża Słowińskiego. Przejawia się ono w postaci stosunkowo wysokich wartości usłonecznienia rzeczywistego i względnego w okresie od maja do sierpnia i relatywnie wysokiej wartości usłonecznienia rocznego. To uprzywilejowanie solarne zaznacza się szczególnie wyraźnie wąskiej strefie brzegowej Zatoki Gdańskiej (w tym w części terenu miasta Gdańsk). Suma godzin usłonecznienia rzeczywistego wyznaczona dla miesięcy letnich dochodzi tutaj nawet do 750. Usłonecznienie w 2002 roku w rejonie Gdańska wynosiło aż 1898 godzin.

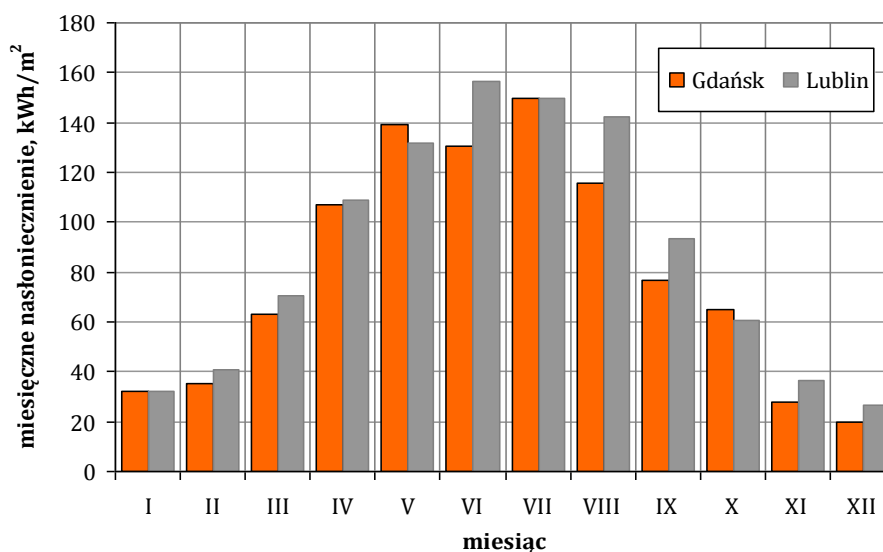
Miesiącem, w którym występują najwyższe sumy usłonecznienia jest czerwiec, kiedy to suma godzin ze słońcem przekracza w Gdańsku 250. Analizując możliwości energetycznego wykorzystania potencjału promieniowania słonecznego w Gdańsku, należy mieć jednak na uwadze, że wysoka liczba godzin ze słońcem, w zasadzie nie uwidacznia się we względnym podwyższeniu natężenia promieniowania całkowitego. Wynika to z mniejszego na północy Polski kąta padania promieni słonecznych. Biorąc pod uwagę zarówno mapę rozkładów średniorocznych sum promieniowania słonecznego dla powierzchni pionowej jak i mapę średniorocznych sum usłonecznienia, w Gdańsku panują warunki słoneczne nieco lepsze od średniej krajowej.

Porównanie wybranych danych meteorologicznych Gdańska i Lublina, gdzie panują jedne z lepszych w Polsce warunki solarne, przedstawiono rysunkach 3 i 4.



Rys. 3. Średnie sumy miesięczne całkowitego natężenia promieniowania słonecznego (miesięczne nasłonecznianie) dla płaszczyzny pionowej. Dane wieloletnie ze stacji meteo w Gdańsku i Lublinie¹¹⁶

¹¹⁶„Typowe lata meteorologiczne i statystyczne dane klimatyczne dla obszaru Polski do obliczeń energetycznych budynków” – baza danych na stronie internetowej Ministerstwa Infrastruktury, www.mi.gov.pl



Rys. 4. Średnie sumy miesięczne całkowitego natężenia promieniowania słonecznego dla płaszczyzny pochylonej pod kątem 45° i skierowanej na południe. Dane wieloletnie ze stacji meteorologicznych w Gdańsku i Lublinie ¹¹⁷

Ze względu na fakt, że kolektory słoneczne oraz ogniwa fotowoltaiczne instalowane są zwykle nie w płaszczyźnie pionowej lecz pod pewnym kątem w kierunku południowym, na rysunku 4 zaprezentowano dane dla płaszczyzny pochylonej pod kątem 45° i skierowanej na południe.

Biorąc pod uwagę przedstawione wcześniej uwarunkowania oraz dane zaprezentowane na rysunkach 3 i 4, można stwierdzić, że dla miasta Gdańska potencjalnym obszarem największych zastosowań wykorzystania energii promieniowania słonecznego są instalacje z kolektorami słonecznymi podgrzewającymi wodę dla celów głównie c.w.u. (w budynkach jednorodzinnych, w hotelach i w obiektach użyteczności publicznej – np. szpitalach) oraz instalacje małej mocy elektrycznej z ogniwami fotowoltaicznymi. Instalacje solarne dużych mocy (np. farmy solarne) mogą mieć również swoje uzasadnienie lecz jedynie w przypadku odpowiedniej lokalizacji (np. tereny przemysłowe i nieużytki na terenie miasta Gdańska) oraz opłacalności ekonomicznej. Instalacje solarne jako inwestycje pozwalające na efektywne wykorzystanie energii słonecznej na potrzeby zarówno indywidualnych gospodarstw, obiektów użyteczności publicznej, jak i sektora drobnego przemysłu i usług, będą coraz bardziej rozpowszechnione na terenie miasta Gdańska. Wykorzystanie ogniw fotowoltaicznych do produkcji energii elektrycznej na potrzeby indywidualne oraz kolektorów słonecznych do przygotowania ciepłej wody użytkowej w okresie sezonu letniego jest szczególnie korzystne ze względów ekologicznych, a także ekonomicznych. Również w okresach poza sezonem letnim, instalacje solarne mogą wspomagać ogrzewanie obiektów użyteczności publicznej, usługowych a także mieszkalnych.

Z uwagi na duży koszt i uzyskiwane małe moce, fotowoltaiczne systemy solarne w warunkach Polskich znajdują zastosowanie zwykle jedynie do zasilania odbiorników zlokalizowanych w znacznej odległości od sieci elektroenergetycznych i charakteryzujących się niewielkim, okresowym zużyciem energii, takim jak

¹¹⁷ „Typowe lata meteorologiczne i statystyczne dane klimatyczne dla obszaru Polski do obliczeń energetycznych budynków” – baza danych na stronie internetowej Ministerstwa Infrastruktury, www.mi.gov.pl

podświetlanie znaków drogowych, tablic informacyjnych i ostrzegawczych, przystanków autobusowych i innych. Ograniczone możliwości techniczne oraz duże koszty magazynowania energii przyczyniają się do wykorzystywania instalacji solarnych (zarówno ogniw fotowoltaicznych jak i kolektorów słonecznych) w charakterze instalacji uzupełniających inne źródła energii (tzw. układy biwalentne). Ograniczenie to wynika z uzależnienia pracy i wydajności instalacji solarnej od bieżących warunków nasłonecznienia.

Przykładowe instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego, zainstalowane w Gdańsku to:

- i. Centrum Medycyny Inwazyjnej Akademii Medycznej w Gdańsku, ul. Smoluchowskiego – kolektory słoneczne,
- ii. Pomorskie Centrum Traumatologii w Gdańsku, ul. Nowe Ogrody – kolektory słoneczne,
- iii. Urząd Marszałkowski Województwa Pomorskiego – ogniwa fotowoltaiczne PV,
- iv. Centrum Hewelianum (Fort Góry Gradowej), ul. Gradowa 6 – ogniwa PV,
- v. Osiedle Energooszczędne w Gdańsku-Osowej – kolektory słoneczne oraz ogniwa PV.

Wybrane parametry instalacji solarnych zainstalowanych w Gdańsku przedstawiono w tabeli 2.

Tab. 2. Przykładowe działające duże instalacje solarne w Gdańsku

Lp.	Obiekt	Rodzaj instalacji	Przeznaczenie	Wybrane parametry techniczne
1	Centrum Medycyny Inwazyjnej AM	Kolektory słoneczne	Produkcja c.w.u.	<ol style="list-style-type: none"> i. Łączna powierzchnia kolektorów: 225 m² ii. 95 sztuk kolektorów (19 baterii po 5 sztuk każda) iii. Moc zainstalowana: ok. 171 kW
2	Pomorskie Centrum Traumatologii	Kolektory słoneczne	Produkcja c.w.u.	<ol style="list-style-type: none"> i. Łączna powierzchnia kolektorów: 745 m² ii. 140 sztuk kolektorów (19 baterii po 5 sztuk każda) iii. Moc zainstalowana: ok. 270 kW
3	Urząd Marszałkowski Województwa Pomorskiego	Ogniwa PV (czerwone)	Produkcja energii elektrycznej	<ol style="list-style-type: none"> i. Łączna powierzchnia modułów: 327 m² ii. 159 czerwonych modułów PV iii. Moc zainstalowana: ok. 39 kW iv. Tryb konfiguracji i pracy: on-grid
4	Centrum Hewelianum (Fort Góry Gradowej)	Ogniwa PV	Produkcja energii elektrycznej	<p>Moce zainstalowane modułów PV zabudowanych na dachach następujących budynków :</p> <ol style="list-style-type: none"> i. Koszary Schronowe: 2,16 kW ii. Laboratorium z Willą: 7,44 kW iii. Nowe Koszary: 10 kW
4	Osiedle Energooszczędne w Gdańsku-Osowej	Ogniwa PV + kolektory słoneczne	Produkcja energii elektrycznej + produkcja c.o. i c.w.u.	88 paneli PV oraz 312 kolektorów słonecznych o powierzchni 770 m ²

Na terenie Gdańska wyróżnić należy także małe hybrydowe instalacje wykorzystujące do produkcji energii elektrycznej zarówno ogniwa PV jak i mikroturbiny wiatrowe. Przykładem takiej rozwiązania jest instalacja zlokalizowana terenie gdańskiej policji na Złotej Karczynie przy ul. Słowackiego¹¹⁸. Zabudowano tam 14 hybrydowych latarni zasilanych z hybrydowego układu PV/mikroturbina wiatrowa. Zastosowanie takiej

¹¹⁸ Strona internetowa Centrum Informacji i Edukacji Ekologicznej w Gdańsku: <http://www.infoeko.pomorskie.pl>

technologii umożliwia produkcję energii w każdych warunkach pogodowych. Zamontowane urządzenia są samowystarczalne oraz nie są podłączone do systemu energetycznego, tworząc tzw. system OFF-GRID. Lampy posiadają akumulatory, w których gromadzona jest energia elektryczna wykorzystywana do oświetlenia terenu w przypadku kiedy nie jest ona wytwarzana.

Dokonując przeglądu instalacji wykorzystujących energię promieniowania słonecznego na terenie Gdańska, wspomnieć należy o zakończonej budowie elektrowni solarnej (farmie PV), którą zrealizowała na terenie Gdańska Grupa Energa. Łączna moc zainstalowana instalacji wynosi 1,64 MW (6 292 panele fotowoltaiczne) i zgodnie z wstępnymi szacunkami będzie produkować rocznie ok. 1,5 GWh energii elektrycznej rocznie. Elektrownia zlokalizowana jest w dzielnicy Gdańsk Płonia, na terenie o powierzchni ok. 4 ha.

Do realizacji inwestycji dotyczącej elektrowni fotowoltaicznej Grupa Energa powołała spółkę celową - CCGT Gdańsk. W lipcu 2013 r. ogłoszono przetarg, do którego przystąpiły 42 podmioty. Wybrano cztery konsorcja, spośród których w najbliższym czasie zostanie wybrany wykonawca. Potencjalni wykonawcy to: IDS-Bud, SVGE, Grupa Activia; Control Process, Ecosuntek (Włochy); Trias, XDISC oraz PVTEC Polska, Przedsiębiorstwo Instalacji Sanitarnych Insbud. Czas realizacji inwestycji wyniesie 26 miesięcy.¹¹⁹

3.3. Energia geotermalna

Geoenergetyka to gałąź energetyki związana z pozyskiwaniem energii geotermicznej (geoenergii), a w szczególności jej części – energii geotermalnej, do produkcji ciepła i energii elektrycznej. Energia geotermiczna Ziemi jest to energia zakumulowana w magmie, skałach oraz płynach (woda, para wodna, ropa naftowa, gaz ziemny itp.) wypełniających pory i szczeliny skalne. Z kolei energia geotermalna stanowi część energii geotermicznej zawartej w wodach, parze wodnej oraz otaczających je skałach.

Źródłem energii geotermicznej jest jądro skorupy ziemskiej. Temperatura wnętrza Ziemi rośnie wraz z głębokością. Wzrost ten w pobliżu powierzchni Ziemi waha się od około 15°C do około 80°C na głębokości 1 km, w zależności od warunków geologicznych – przewodnictwa cieplnego skał, sposobu ich ułożenia i zawodnienia, sąsiedztwa wulkanów i gorących źródeł. W warunkach Polski wzrost ten (gradient geotermiczny) wynosi przeważnie od 20°C/km do 30°C/km.

Na świecie najbardziej dostępne i najczęściej wykorzystywane są złoża wód geotermalnych (w odróżnieniu od złóż par). Wody geotermalne o temperaturach niższych niż 120°C najszerze zastosowanie znajdują w energetyce cieplnej. Natomiast wody geotermalne osiągające temperaturę rzędu 120°C i wyższą, opłaca się wykorzystać do produkcji energii elektrycznej.

W warunkach geologicznych Polski woda zakumulowana jest głównie w podziemnych zbiornikach geotermalnych. Zbiorniki geotermalne stanowią zespoły skał porowatych i przepuszczalnych wypełnione wodami (lub parą wodną), zamknięte od dołu i z boków skałami nieprzepuszczalnymi i uszczelniającymi, przyjmujące różny kształt geometryczny. Struktury te nazywane są basenami sedymentacyjno-strukturalnymi. Baseny strukturalne posiadają zróżnicowane poziomy temperatury wody. Wśród tych poziomów dominuje zakres temperatury od 20°C do ok. 80°C - 90°C. W warunkach krajowych wody geotermalne znajdują się przeciętnie na głębokości od

¹¹⁹ Strona internetowa portalu Trojmiasto.pl: <http://biznes.trojmiasto.pl/Energa-wybuduje-pierwsza-w-Gdanskuelektrownie-sloneczna-n73320.html>

1,5 do 3,5 km. By zapewnić odnawialność zasobów wód termalnych, ich eksploatacja podlega istotnym ograniczeniom wynikającymi z zasady racjonalnej gospodarki tymi zasobami.

Ze względu na potencjał energetyczny energię geotermalną można umownie podzielić na:

- i. geotermię wysokotemperaturową (geotermia wysokich entalpii – GWE),
- ii. geotermię niskotemperaturową (geotermia niskich entalpii – GNE).

Geotermia wysokich entalpii umożliwia bezpośrednie wykorzystanie ciepła ziemi, którego nośnikiem jest ciecz wypełniająca puste przestrzenie skalne (woda, para, gaz i ich mieszaniny). Geotermia niskich entalpii nie daje możliwości bezpośredniego wykorzystania ciepła ziemi - wymaga ona stosowania pomp ciepła jako urządzeń wspomagających, które doprowadzają do podniesienia energii na wyższy poziom termodynamiczny.

W przypadku GNE ciepło ośrodka skalnego stanowi dla pompy tzw. dolne źródło ciepła, które ze względów ekonomicznych zawsze musi znajdować się w miejscu zainstalowania pompy. Dolnym źródłem ciepła mogą być także inne nośniki energii, takie jak powietrze atmosferyczne, wody powierzchniowe, ciepło odpadowe powstające w wielu procesach produkcyjnych i inne (np. ścieki). O większej atrakcyjności energetycznej gruntu i wód podziemnych przesądza jednak ich stabilność temperaturowa i związana z tym wyższa efektywność energetyczna.

Najczęściej stosowany podział pomp ciepła dokonywany jest właśnie w oparciu o rodzaj dolnego źródła. Wyróżnić zatem można następujące charakterystyczne grupy tych urządzeń:

- i. pompa ciepła woda – woda (dolnym źródłem ciepła jest niskotemperaturowa woda geotermalna pozyskiwana ze specjalnie wykonanego odwiertu, którą wtłacza się po oddaniu ciepła drugim odwiertem – tzw. chłonnym),
- ii. pompa ciepła z wymiennikiem gruntowym,
- iii. pompa ciepła z wymiennikiem powietrznym (nie zalicza się jej jednak do grupy urządzeń wykorzystujących energię geotermalną ponieważ wykorzystuje otaczające powietrze jako źródło ciepła).

Gdańsk, jako miasto na terenie województwa pomorskiego, geologicznie związane jest z tzw. dolnopaleozoicznym subbasenem przybałtyckim. Wody geotermalne o temperaturze od 30°C do 120°C występują tu na głębokościach od 1 do 4 km i obejmują obszar około 15 tys. km² w. Objętość tych wód szacuje się na około 37,5 km³, a potencjalne zasoby energii cieplnej możliwej do pozyskania po ich wydobyciu ocenia się na około 241 mln ton paliwa umownego¹²⁰. Subbasen przybałtycki w przybliżeniu pokrywa się z zasięgiem województwa pomorskiego, którego powierzchnia wynosi 18 293 km². Z prostej proporcji szacuje się, iż zasoby energii geotermalnej w obrębie województwa odpowiadają 294 milionom ton paliwa umownego. Przy aktualnych kryteriach opłacalności pozyskiwania energii geotermalnej podaną wielkość należy traktować jako perspektywiczną, potencjalną, tym bardziej że znaczna część zasobów geotermalnych związana jest z wodami nisko- i średniotemperaturowymi, jak też z warunkami termicznymi suchych skał. Pod względem energetycznym najkorzystniejszą jest eksploatować wody wysokotemperaturowe, które jednak w województwie pomorskim występują bardzo głęboko, nawet poniżej 3000 m. Słabe rozpoznanie głębokich zbiorników geotermalnych przy planowaniu ich eksploatacji wiąże się

¹²⁰ Studium ekofizjograficzne województwa pomorskiego. Słupsk-Gdańsk 2006.

z ryzykiem finansowym. Wykorzystanie wód średnio- i niskotemperaturowych, z uwagi na mniejszą głębokość występowania zbiorników (1500÷2000 m) niesie za sobą niższe ryzyko, ale jest też energetycznie mniej korzystne.

Na terenie całego Trójmiasta występują także wody mineralne, rozpoznane w utworach wodonośnych triasu (pstry piaskowiec) na głębokości ok. 877 m. Poziom ten ma regionalne rozprzestrzenienie i jest dość dokładnie rozpoznany w rejonie gdańskim¹²¹. Obecnie wody tego poziomu są ujmowane w bezpośrednim sąsiedztwie Gdańska - w Sopocie jako tzw. wody lecznicze. Są to wody chlorkowo-sodowe, bromkowe, jodkowe, borowe o temperaturze na wypływie ok. 18,5°C. Zasoby eksploatacyjne tych wód wynoszą 44 m³/h, przy samowypływie na rzędnej 2,2 m n.p.m.¹²² Ze względu na niską temperaturę wody te mogą być wykorzystywane jedynie jako źródło geotermalne tzw. niskich entalpii (GNE) lub wykorzystywane termicznie w balneoterapii.

Należy podkreślić, iż koszty związane z wdrożeniem instalacji opartych na złożach geotermalnych (szczególnie koszty wierceń głębokich) są bardzo wysokie. Nie wyklucza to jednak możliwości podejmowania kroków w tym kierunku przez niezależne podmioty gospodarcze oraz działań indywidualnych właścicieli gruntów i nieruchomości w kierunku wykorzystania energii zmagazynowanej w ziemi na niskich głębokościach.

Za kryteria wyznaczające możliwości i opłacalność pozyskiwania energii geotermalnej uznać można¹²³:

- i. temperaturę wody geotermalnej (minimum 50°C),
- ii. położenie zbiornika geotermalnego (nie głębiej niż 3 km),
- iii. wydajność systemu eksploatacyjnego (min. kilkadziesiąt m³/h),
- iv. możliwość wykorzystania energii uzyskiwanej z wód geotermalnych w miejscu ich wydobywania.

W rejonie Gdańska żaden z podstawowych wyżej wymienionych warunków nie jest spełniony. Zbiorniki wód podziemnych w rejonie Zatoki Gdańskiej są związane tylko z utworami mezozoicznymi, prowadzącymi wody o stosunkowo niskiej temperaturze. Niska temperatura wody sprawia, że bezpośrednie pozyskiwanie energii geotermalnej jest nieuzasadnione i nieopłacalne.

Jedynym technicznie i ekonomicznie uzasadnionym obszarem energetyki geotermalnej możliwym do zastosowania na terenie Gdańska jest wykorzystanie geotermii niskotemperaturowej (GNE). W tym przypadku wykorzystuje się wody o temperaturze niższej niż 20°C lub też ciepło gruntu a urządzenie, które pozwala podnieść dostępny strumień entalpii na wyższy poziom temperaturowy jest pompa ciepła, która wymaga napędzania energią z zewnątrz (najczęściej energią elektryczną).

Na terenie Gdańska istnieją już instalacje wykorzystujące tę formę energii geotermalnej, jednak ze względu na brak szczegółowej inwentaryzacji liczbę zainstalowanych w Gdańsku instalacji wykorzystujących pompy ciepła określono jedynie w przybliżeniu na około 40-50 a ich sumaryczną moc na ok. 2-3 MW.

Przykładem dużej instalacji wykorzystującej energię geotermalną GNE, zlokalizowanej na terenie Gdańska, jest układ zabudowany w Porcie Gdańsk Północ,

¹²¹ Wody podziemne miast wojewódzkich Polski, pod redakcją Zbigniewa Nowickiego, Informator Państwowej Służby Hydrogeologicznej. Warszawa 2007.

¹²² Płochniewski Z., Dokumentacja hydrogeologiczna zasobów wód mineralnych z utworów triasu w Sopocie. Instytut Geol., Warszawa, 1973.

¹²³ Polityka Energetyczna Gminy Miasta Sopotu. Ocena możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii w gospodarce energetycznej Gminy Miasta Sopotu, ze szczególnym uwzględnieniem możliwości wykorzystania energii odnawialnej pozyskiwanej na bazie biomasy glonowej. Diagnostyka Ciepła. Opole 2011.

wykorzystujący pompę ciepła SWP 1250 typu glikol/woda (z wymiennikiem gruntowym), o mocy ok. 125 kW.

Inną dużą instalacją jest system grzewczy na bazie pomp ciepła zainstalowany w kościele pod wezwaniem Bożego Ciała w Gdańsku-Morenie¹²⁴. Instalacja grzewcza ogrzewa kościół górny, kościół dolny, sale katechetyczne oraz budynek plebani. Zapotrzebowanie na moc cieplną dla całego obiektu wynosi ok. 700 kW, przy całkowitej powierzchni użytkowej 6 500 m². Trzy pompy ciepła NIBE F1330 pokrywające część zapotrzebowania, połączone są w kaskadę kaskadę o całkowitej mocy grzewczej 180 kW. Ciepło akumulowane jest w czterech zbiornikach buforowych o łącznej pojemności 3 500 litrów. Urządzenia pracują na mieszanym systemie grzewczym - podłogowym i grzejnikowym. Dolne źródło ciepła dla kaskady pomp ciepła stanowi gruntowy kolektor pionowy o łącznej długości ok. 4 000 m.

Pompy ciepła wykorzystujące energię geotermalną zainstalowane zostały też w Centrum Hewelianum (Fort Góry Gradowej) przy ul. Gradowej 6: łącznie 4 szt. o całkowitej mocy zainstalowanej ok. 129 kW. Dodatkowo zainstalowano tam również pompy ciepła typu powietrze-woda o łącznej mocy zainstalowanej 79,2 kW. Specyfikację instalacji z pompami ciepła w Centrum Hewelianum przedstawiono w tabeli 3.

Tab. 3. Pompy ciepła zainstalowane w Centrum Hewelianum przy ul. Gradowej 6 w Gdańsku

Lp.	Budynek	Wybrane parametry techniczne	Uwagi
1	Koszary Schronowe	2 pompy solanka-woda, o łącznej mocy zainstalowanej 86 kW	W układzie z ogniwami PV i centralą wentylacyjno-klimatyzacyjną z rekuperacją. Zasila również w ciepło budynek Zespołu Baterii Moździerz
2	Zespół Kaponiery Południowej	2 pompy solanka-woda, o łącznej mocy zainstalowanej 43,2 kW	W układzie z gazowym agregatem kogeneracyjnym (11 kW _{el} /18 kW _t), gazowym kotłem kondensacyjnym (35 kW), współpracujące z centralą wentylacyjno-klimatyzacyjną o mocy 27 kW.
3	Zespół Galerii Strzeleckiej	2 pompy powietrze-woda, o łącznej mocy zainstalowanej 29,2 kW	W układzie z dwoma kotłami elektrycznymi (2 x 15 kW)
4	Nowe Koszary	pompy powietrze-woda, o łącznej mocy zainstalowanej 10 kW	W układzie z ogniwami PV oraz kotłem olejowym o mocy 130 kW.

Pompy ciepła zabudowane zostały także na nowym osiedlu mieszkaniowym w Gdańsku-Osowej, zwanym Osiedlem Energooszczędnym. Na osiedlu tym zainstalowano 6 pomp ciepła typu solanka-woda, o łącznej mocy 136 kW, które czerpią ciepło z zasobnika gruntowego wykonanego w systemie sąd pionowych (25 odwiertów, każdy o 60 głębokości). Pompy ciepła współpracują z instalacją 202 kolektorów słonecznych, o łącznej powierzchni 770 m². W okresie letnim nadwyżka ciepła z kolektorów słonecznych ładuje zasobnik gruntowy. W okresie zimowych, ciepło z kolektorów wykorzystywane jest do bezpośredniego zaspokajania potrzeb c.w.u. i c.o. Brakującą ilość ciepła dostarczają wtedy pompy ciepła, które odbierają ciepło zakumulowane w gruntowym zasobniku. W instalacji grzewczej budynków osiedla

¹²⁴ Strona internetowa firmy Nibe-Biawar Sp. z o.o.: <http://www.biawar.com.pl/>

odzyskiwane jest także ciepło z układu wentylacji mechanicznej - za pomocą 102 rekuperatorów.

Z pozostałych obiektów zinwentaryzowanych na terenie Gdańska, w których zabudowano pompy ciepła wymienić należy również kościoły:

- i. pw. Św. Jadwigi Królowej (Gdańsk Orunia Górna) - dwie pompy ciepła NIBE, o mocy 40 kW każda,
- ii. pw. Św. Teresy Benedykty od Krzyża – Edyty Stein (Gdańsk Ujeścisko).

Wykaz wszystkich obiektów w Gdańsku, o których pozyskano informację o wykorzystywaniu energii geotermalnej do zaspakajania potrzeb ciepłych z wykorzystaniem pomp ciepła, zawarto w tabeli 4.

Tab. 4. Wykaz obiektów w Gdańsku, w których zainstalowane zostały pompy ciepła

Lp.	Obiekt	Wybrane parametry techniczne	Całkowita moc zainstalowana kW
1	Port Gdańsk Północ	Pompa ciepła SW 1250 typu glikol/woda z wymiennikiem gruntowym	125
2	Kościół pw. Bożego Ciała w Gdańsku-Morenie, ul. Piecewska 9	3 pompy glikol-woda, z wymiennikiem gruntowym, połączone w kaskadę	180
3	Centrum Hewelianum (Fort Góry Gradowej), ul. Gradowa 6 Zespół Galerii Strzeleckiej	2 pompy powietrze-woda, w układzie z dwoma kotłami elektrycznymi (2 x 15 kW)	29
4	Centrum Hewelianum (Fort Góry Gradowej), ul. Gradowa 6 Nowe Koszary	pompy powietrze-woda, w układzie z ogniwo PV oraz kotłem olejowym o mocy 130 kW	10
5	Centrum Hewelianum (Fort Góry Gradowej), ul. Gradowa 6 Koszary Schronowe	2 pompy solanka-woda, w układzie z ogniwo PV i centralą wentylacyjno-klimatyzacyjną z rekuperacją. Zasilają również w ciepło budynek Zespołu Baterii Moździerzy	86
6	Centrum Hewelianum (Fort Góry Gradowej), ul. Gradowa 6 Zespół Kaponiery Południowej	2 pompy solanka-woda, w układzie z gazowym agregatem kogeneracyjnym (11 kW _e /18 kW _t), gazowym kotłem kondensacyjnym (35 kW), współpracujące z centralą wentylacyjno-klimatyzacyjną o mocy 27 kW.	43
7	Osiedle Energooszczędne – osiedle mieszkaniowe w Gdańsku-Osowej	6 pomp ciepła typu solanka-woda - ciepło z zasobnika gruntowego wykonanego w systemie sond pionowych (25 odwiertów, każdy o 60 głębokości). Pompy ciepła współpracują z instalacją 202 kolektorów słonecznych, o łącznej powierzchni 770 m ² .	136
8	Kościół pw. Św. Jadwigi-Królowej w Gdańsku-Oruni Górnej, ul. Krzemowa 3	1 pompa ciepła glikol-woda	45
9	Budynek jednorodzinny w Gdańsku-Łostowice ¹²⁵	1 pompa ciepła, b.d.	15
10	Budynek jednorodzinny, Gdańsk, ul. Arkonoska 50 ¹⁰	1 pompa ciepła, b.d.	12
11	Budynek jednorodzinny, Gdańsk ¹⁰	1 pompa ciepła, b.d.	12
12	Przedszkole (wybudowane w roku 2009), Gdańsk	1 pompa ciepła glikol-woda, z kolektorem poziomym, praca w systemie monowalentnym, typ WZ S 100H/K (AlphaInnoTec), powierzchnia grzewcza ok. 200 m ²	10

¹²⁵ Informacje uzyskane z Wojewódzkiego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Gdańsku

13	Dawna Sala BHP Stoczni Gdańskiej, ul. Doki 1, Gdańsk ¹⁰	pompa ciepła z kolektorami pionowymi, b.d.	140
14	Działu Wczesnego Wspomagania Rozwoju Dziecka Niewidomego w Gdańsku-Sobieszewie ul. Przegalińska 29 ¹⁰	b.d.	48
15	Europejskie Centrum Solidarności Plac Solidarności 1	4 pompy ciepła glikol/woda połączone w 2 kaskady pracujące na instalację grzewczą i chłodniczą	646

3.4. Energia wiatru

Energię wiatru pozyskuje się za pomocą stosunkowo prostych rozwiązań technologicznych – turbin wiatrowych, stanowiących element siłowni (elektrowni) wiatrowych, w których energia kinetyczna wiatru przetwarzana jest na energię mechaniczną lub elektryczną. Energię elektryczną wytwarza się w pojedynczych elektrowniach lub w zespołach elektrowni, tzw. parkach (farmach) wiatrowych.

Szacuje się, że w Polsce około 40% powierzchni kraju to tereny, gdzie energia wiatru może być wykorzystywana i użyteczna dla energetyki, przy założeniu kryterium opłacalności 1000 kWh/(m²·rok) na wysokości 30 m nad powierzchnią gruntu w terenie o klasie szorstkości „0” (teren gładki, niezalesiony i niezabudowany). Prędkość wiatru rzędu 4 m/s to dolna graniczna wartość użyteczna dla potrzeb energetycznych¹²⁶. Duże turbiny wiatrowe mogą efektywnie produkować energię elektryczną dopiero przy prędkościach wiatru przekraczających 5 m/s. Jednocześnie uznaje się, że efektywna ekonomicznie prędkość wiatru zawiera się w przedziale od 9 m/s do 12 m/s.

Z map wietrzności dla obszaru Polski opublikowanych przez IMiGW¹²⁷ wynika, że tereny uprzywilejowane pod względem zasobów energii wiatru to:

- i. wybrzeże Morza Bałtyckiego a w szczególności jego środkowa, najbardziej wysunięta na północ część od Koszalina po Hel oraz wyspa Uznam,
- ii. Suwalszczyzna,
- iii. środkowa Wielkopolska i Mazowsze,
- iv. Beskid Śląski i Żywiecki,
- v. Pogórze Dynowskie i Bieszczady.

Analizując mapy wietrzności i zasobów wiatru należy pamiętać, iż prędkość i kierunek wiatru w danym punkcie są wynikiem działania szeregu różnych czynników, w znacznym stopniu modyfikowanych przez wpływy lokalne, wśród których najistotniejszą rolę odgrywają:

- i. ukształtowanie terenu,
- ii. temperatura powietrza,
- iii. lokalny stan równowagi atmosfery,
- iv. typ pokrycia terenu (szorstkość),
- v. obecność zbiorników wodnych,
- vi. różnego rodzaju przeszkody terenowe (zabudowania, duże drzewa, itp.),
- vii. kierunek wiatru.

¹²⁶ Bartmański M., 2003, Stan i perspektywy rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce wobec dotychczasowych regulacji prawnych, Sopot 2003.

¹²⁷ Program rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce na lata 2002-2005”, Ministerstwo Środowiska, Warszawa, 2001.

Na obszarze województwa pomorskiego wyodrębnić można dwa rejony zdecydowanie różniące się prędkością wiatru. Pierwszy z nich to rejon Pojezierza Pomorskiego a drugi to obszar Pobrzeża Kaszubskiego, Pobrzeża Słowińskiego wraz z niewielkimi fragmentami przylegających do nich od południa części sąsiednich regionów. W rejonie Pobrzeża Kaszubskiego występują najwyższe w Polsce (poza górami) prędkości wiatru, o czym świadczy wyjątkowo wysoka liczba dni z wiatrem silnym ($v > 10$ m/s) i bardzo silnym ($v > 15$ m/s.). Wiatry silne i bardzo silne występują na obu pobrzeżach głównie w zimie, kiedy w basenie Morza Bałtyckiego pole baryczne charakteryzuje się szczególnie dużymi gradientami ciśnienia związanymi z przemieszczającymi się układami niskiego ciśnienia. Najmniejsza liczba dni z wiatrem silnym i bardzo silnym występuje na wybrzeżu w lecie, wtedy też wyraźnie wzrasta w rejonie nadmorskim udział ciszy i wiatrów słabych.

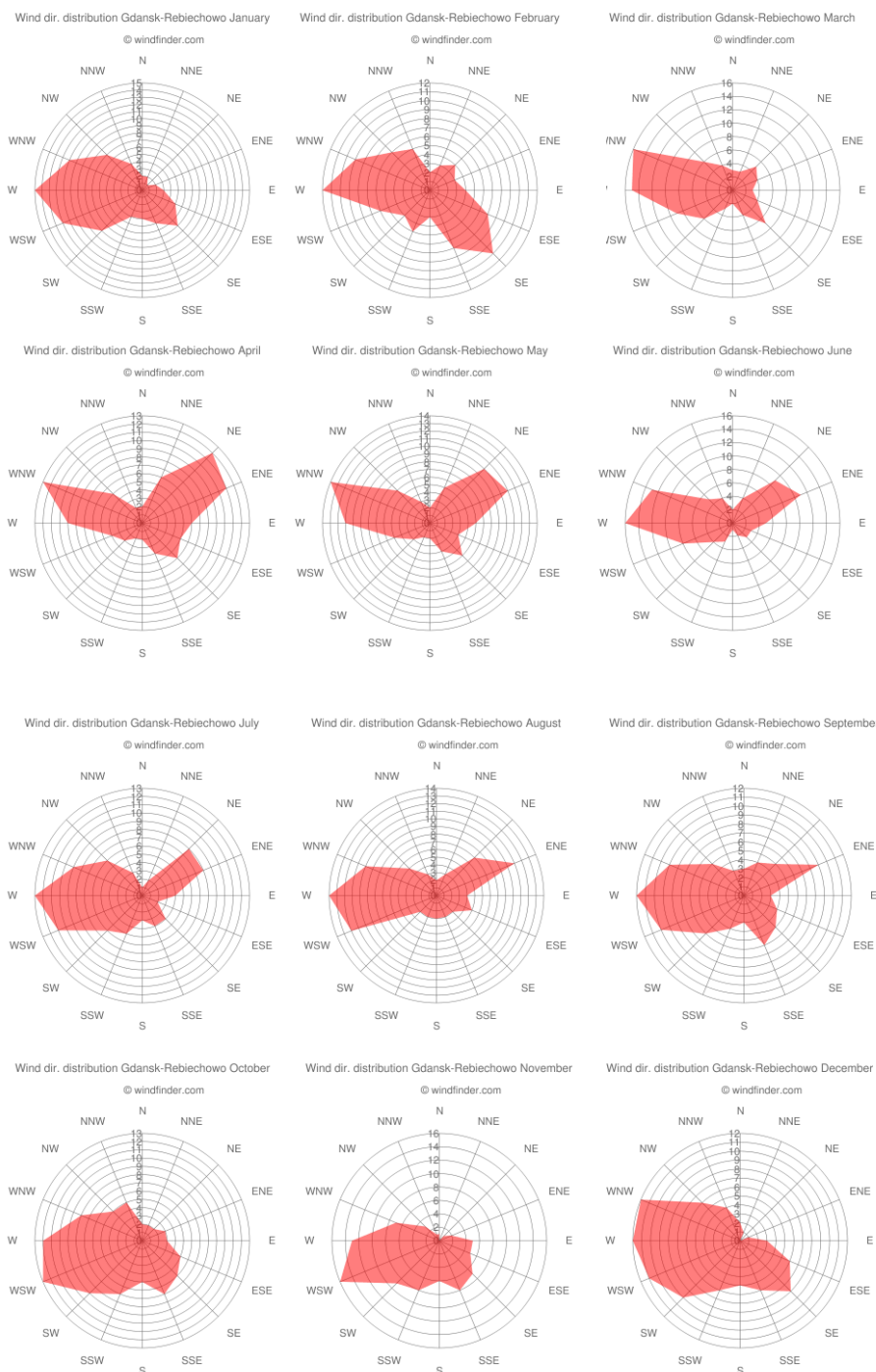
Jeśli chodzi o kierunek wiatru to podobnie jak w całej Polsce, w województwie pomorskim zaznacza się w podwyższona częstość występowania wiatru z kwadrantu zachodniego, przy czym szczególnie wyraźnie zaznacza się jego dominacja na wybrzeżu oraz w południowych fragmentach województwa. Zdecydowanie mniejszy jest udział wiatru z przeciwnego, wschodniego kierunku. W ostatnich dziesięcioleciach wyraźnie rośnie częstość wiatru z kwadrantu południowego, a dokładniej z kierunku południowo-zachodniego. W zimie wiatry z tego kwadrantu mają najwyższą częstość w pasie wybrzeża – od zachodniej granicy województwa po Mierzeję Wiślaną. W lecie obszar wysokich częstości występowania wiatru południowego poszerza się o Żuławy oraz fragmenty Pojezierza Pomorskiego.

W samym Gdańsku przeważają wiatry z sektora zachodniego i południowo-zachodniego za wyjątkiem rejonu w okolicach stacji w Gdańsku-Szadółkach gdzie dominują wiatry z kierunku wschodniego. W Gdańsku średnie prędkości wiatrów kształtują się na poziomie powyżej 2 m/s, maksymalne mieszczą się w przedziale od 5 – 10 m/s.

Na rysunku 5 przedstawiono miesięczne róże wiatrów Gdańska wykonane na podstawie pomiarów wieloletnich (2002 – 2011). Na styku lądu i morza występuje w Gdańsku również wiatr lokalny – bryza, o zmieniającym się w ciągu doby kierunku oraz tzw. lokalne anomalie klifowe. Bryza pojawia się na polskim wybrzeżu jedynie w półroczu ciepłym, w sprzyjających warunkach synoptycznych. Liczba dni z bryzą w tym okresie szacowana jest od kilkunastu do 30–40. Jest to wiatr o prędkościach nie przekraczających 4 m/s o bardzo ograniczonym zasięgu. Zasięg bryzy na obszarze zurbanizowanym aglomeracji gdańskiej w sprzyjających warunkach nie przekracza 2–3 kilometrów. Na terenach otwartych może sięgać maksymalnie kilkanaście kilometrów w głąb lądu¹²⁸. Ze względu na małe prędkości, bryza nie jest wiatrem, którego potencjał może odgrywać jakąkolwiek rolę w rozwoju energetyki wiatrowej.

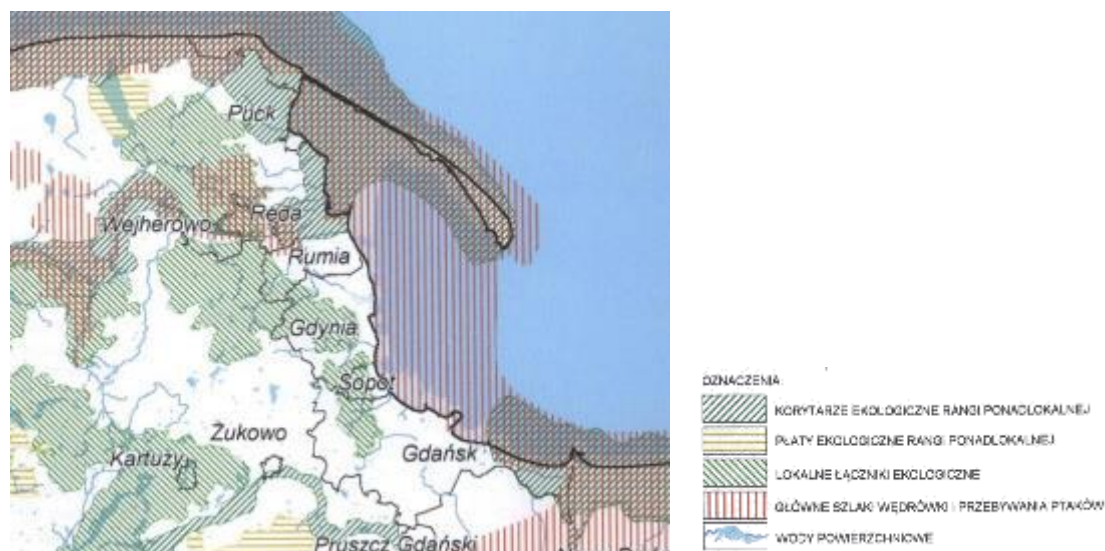
Reasumując, stwierdzić należy, że teoretyczny potencjał energii wiatru Gdańska jest duży, jednakże liczne uwarunkowania lokalne związane zarówno z obszarami szczególnej ochrony, terenami zabudowanymi, strefami ochrony fauny i flory a także strefami krajobrazu chronionego oraz funkcjami jakie miasto ma spełniać, wykluczają zupełnie realizację jakiegokolwiek przedsięwzięcia związane z energetycznym wykorzystaniem zasobów wiatru w sposób komercyjny.

¹²⁸ Polityka Energetyczna Gminy Miasta Sopotu. Ocena możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii w gospodarce energetycznej Gminy Miasta Sopotu, ze szczególnym uwzględnieniem możliwości wykorzystania energii odnawialnej pozyskiwanej na bazie biomasy glonowej. Diagnostyka Ciepła. Opole 2011.



Rys. 5. Miesięczne róże wiatrów w Gdańsku na podstawie pomiarów w Gdańsku Rebiechowie (źródło: windfinder.com)

Potwierdzeniem sformułowanego wniosku są mapy zaprezentowane w „Studium możliwości rozwoju energetyki wiatrowej w województwie pomorskim”, z analizy których wynika, iż obszar miasta Gdańska nie jest predysponowany do lokalizacji elektrowni wiatrowych, zarówno ze względu na ograniczenia ekologiczne, prawne i krajobrazowe (rysunki 6 i 7).



Rys. 6. Ekologiczne ograniczenia lokalizacji elektrowni wiatrowych w woj. Pomorskim (fragment) ¹²⁹



Rys. 7. Prawne i krajobrazowe ograniczenia lokalizacji elektrowni wiatrowych w woj. pomorskim (fragment) ¹⁴

Lokalizacja potencjalnych elektrowni wiatrowych na obszarach morskich graniczących z Gdańskiem jest ponadto dodatkowo ograniczona o następujące obszary:

- i. tory żeglugowe,
- ii. redy i podejścia do portów,
- iii. kotwicowiska,
- iv. akwenty okresowo zamykane (poligony wojskowe),
- v. sąsiedztwo kabli i rurociągów podwodnych,
- vi. sąsiedztwo stałych i pływających obiektów nawigacyjnych,
- vii. łowiska rybne i tarliska,

¹²⁹ Studium możliwości rozwoju energetyki wiatrowej w województwie pomorskim. Słupsk 2003.

- viii. złoża kopalin (np. ropa naftowa),
- ix. morskie obszary chronione (istniejące i projektowane).

Należy również mieć na uwadze, że energia elektryczna wytworzona w siłowniach zlokalizowanych na obszarze morskim wymaga realizacji sieci przesyłowych do lądowej sieci elektroenergetycznej, co może być utrudnione w przypadku konieczności przejścia liniami kablowymi przez obszar pasa technicznego i nadmorskiego oraz inne obszary chronione.

Alternatywą dla budowy na terenie Gdańska elektrowni wiatrowych dużych mocy, zdaje się być tzw. mała energetyka wiatrowa. W ostatnich latach coraz większą popularność na świecie i w Polsce zdobywają przydomowe małe elektrownie wiatrowe z pionową osią obrotu. Są to urządzenia o mocach nie przekraczających 20 kW. Najważniejsze ich zalety to bardzo cicha praca (nawet przy maksymalnej prędkości obrotowej), prosta i bezpieczna budowa (brak niebezpieczeństwa dla przelatujących ptaków) oraz brak układów do nastawiania turbiny pod wiatr¹³⁰. Kolejną zaletą jest fakt, że pionowa oś obrotu oraz małe rozmiary powodują, że nie ma konieczności budowania wysokich masztów oraz mocowania jednostki na stałe do gruntu, co zwalnia inwestora z wymogu uzyskania pozwolenia na budowę. Wadą takich elektrowni natomiast jest stosunkowo mały wybór urządzeń na rynku i zakres mocy. W przypadku małych elektrowni wiatrowych, niezbędna jest ich współpraca z baterią akumulatorów, falownikiem (albo wydzielenie niskonapięciowego obwodu w domu, np. oświetleniowego) lub układami sterowania, co dodatkowo zwiększa nakłady inwestycyjne. W chwili obecnej brak jest w Gdańsku zarówno instalacji wykorzystujących energię wiatru w sposób zarówno komercyjny jak i instalacji przydomowych.

3.5. Energia wodna

W Polsce energetyka wodna, mająca najdłuższe tradycje ze wszystkich odnawialnych źródeł energii, oparta jest na procesie produkcji energii elektrycznej (lub mechanicznej) poprzez wykorzystanie energii spadku wód. Łączna moc zainstalowanych dużych elektrowni wodnych (oprócz elektrowni szczytowo-pompowych, które nie są zaliczane do odnawialnych źródeł energii), wynosi około 630 MW, a małych 160 MW, przy czym za najkorzystniejsze dla środowiska uważane są małe elektrownie wodne (do mocy ok. 500 kW) budowane w miejscach naturalnych spiętrzeń wody. Województwo Pomorskie należy do regionów Polski o stosunkowo dużych zasobach energii spadku wód płynących. Obecnie zainstalowane elektrownie wodne (ponad 110) to głównie jednostki o mocy 5 MW (80% całkowitej mocy zainstalowanej w województwie).

Lokalne uwarunkowania wykorzystania energii wodnej na terenie miasta Gdańska zależą od rzek i mniejszych cieków wodnych przez nie przepływających. Sieć hydrograficzną Gdańska tworzą odnogi Wisły (ujściowy odcinek Wisły, Martwa Wisła, Wisła Śmiała) wraz z dopływami, oraz potoki spływające z krawędzi wysoczyzny, w tym uchodzący bezpośrednio do Bałtyku Potok Oliwski oraz cieki odwadniające obszar Żuław Gdańskich. Łączna długość rzek, potoków, kanałów, rowów na terenie Gminy Gdańsk wynosi około 308 km (w tym rowy odwadniające około 168 km).

W granicach administracyjnych Gdańska znajdują się między innymi następujące rzeki i potoki:

- i. Wisła na obszarze Miasta mająca trzy ujścia (Martwa Wisła, Wisła Śmiała i Przekop Wisły), z których tylko jedno (Przekop Wisły w miejscowości Świbno)

¹³⁰ Tytko R., Małe elektrownie wiatrowe, Czysta energia 2/2010

- odprowadza wodę z obszaru dorzecza. Średni przepływ w ujściu wynosi około 1000 m³/sek.
- ii. Martwa Wisła stanowiąca odcięty śluzą dawny odcinek ujściowy Wisły i pozostająca pod silnym wpływem wód Zatoki Gdańskiej. Występują tu wlewy wód morskich oraz wahania poziomu wody, nawiązujące do stanów wody w morzu. Mimo odcięcia śluzą w Przegalinie rzeka posiada własną zlewnię - uchodzą do niej rzeki Motława i Strzyża.
 - iii. Motława mająca źródła na Pojezierzu Starogardzkim. W obrębie Żuław rzeka jest obwałowana i włączona do systemu odwodnienia polderowego, a w obrębie terenów zainwestowania miejskiego jej ujściowy odcinek, w postaci Starej Motławy, Nowej Motławy i Opływu Motławy został całkowicie przekształcony w wyniku wielowiekowej działalności człowieka związanej z kształtowaniem najstarszej części Gdańska.
 - iv. Strzyża (Potok Bystrzec I) będąca lewobrzeżnym dopływem Martwej Wisły. Długość cieką wynosi 13,3 km. Źródłiska Strzyży znajdują się w rejonie dzielnicy Kokoszki, a jej zlewnia znajduje się w środkowo-zachodniej części Miasta i w górnej części zlewni Strzyży znajduje się jezioro Jasień. W zlewni Strzyży utworzonych zostało dziewięć zbiorników retencyjnych. Na odcinku poniżej zbiornika retencyjnego „Srebrniki” rzeka płynie uregulowanym korytem przez tereny miejskie, miejscami kanałami krytymi. Zlewnia Strzyży jest silnie zurbanizowana.
 - v. Radunia odbierająca wody z cieków odwadniających wysoczyznę oraz rowów melioracyjnych Żuław Gdańskich.
 - vi. Potok Oruński będący lewostronnym dopływem Kanału Raduni. Jego obszar źródłiskowy znajduje się w rejonie ulicy Lubowidzkiej. Całkowita długość potoku wynosi 7,45 km.
 - vii. Potok Siedlicki będący lewostronnym dopływem Kanału Raduni. Długość potoku wynosi 6,94 km.
 - viii. Potok Oliwski (Jelitkowski) ma źródła w okolicy Matarni, na wysoczyźnie morenowej. Uchodzi do Zatoki Gdańskiej w Jelitkowie. Długość potoku wynosi 9,7 km. Na Potoku Oliwskim zlokalizowano i jego dopływach zlokalizowanych jest 17 zbiorników retencyjnych.

W granicach administracyjnych Miasta znajduje się kilka jezior, z których największymi są: jeziora Ptasi Raj i Karaśna Wyspie Sobieszewskiej, jezioro Pusty Staw w dzielnicy Stogi, jezioro Jasień przy Obwodnicy Trójmiejskiej w południowo-zachodniej części Miasta oraz części jezior Osowskiego i Wysockiego w północno-zachodniej części Miasta. Ponadto w granicach Gdańska znajdują się liczne stawy i inne zbiorniki wodne o różnej wielkości.

W przypadku miasta Gdańska, uwarunkowania lokalne sprawiają, że pomimo dość rozbudowanej, opisanej wyżej, sieci hydrograficznej, technicznie uzasadniony potencjał energii spadku wód na obszarze miasta jest mały a jego wykorzystanie ekonomicznie nieopłacalne. Cieki wodne zlokalizowane są albo w obszarach silnie zurbanizowanych albo na obszarach podlegających ochronie prawnej, głównie ze względów środowiskowych. Budowa małych elektrowni wodnych w ww. warunkach wymaga bardzo dużych nakładów inwestycyjnych oraz może dodatkowo negatywnie wpłynąć na środowisko.

Analizując potencjał energetyki wodnej w Gdańsku i możliwości jego wykorzystania należy wspomnieć o innych, poza spadkiem wód, formach energii wodnej, które przyszłościowo mogłyby być wykorzystane przy użyciu zaawansowanych technologii.

Mogą to być np. wodne turbiny stacjonarne osadzone na dnie, w okolicach ujść rzecznych, wykorzystujące energię prądów rzecznych, instalacje do odzysku energii falowania czy turbiny wykorzystujące energię prądów morskich. Rozważa się również:

- i. możliwość instalowania turbin wodnych na magistralach wodociągowych, wykorzystując różnice ciśnień w sieci do odzysku energii elektrycznej zużywanej na pompowanie,
- ii. odzysk energii cieplnej ze ścieków za pośrednictwem kolektorowych wymienników rurowych wbudowanych w linii głównych kolektorów ściekowych.

Obecnie na terenie miasta Gdańsk brak jest działających elektrowni wodnych, jednakże na rzece Radunia, w bezpośrednim sąsiedztwie miasta zlokalizowanych jest 7 małych elektrowni wodnych przedsiębiorstwa ENERGA WYTWARZANIE SA tworzących tzw. kompleks MEW Dolina Raduni. Są to elektrownie:

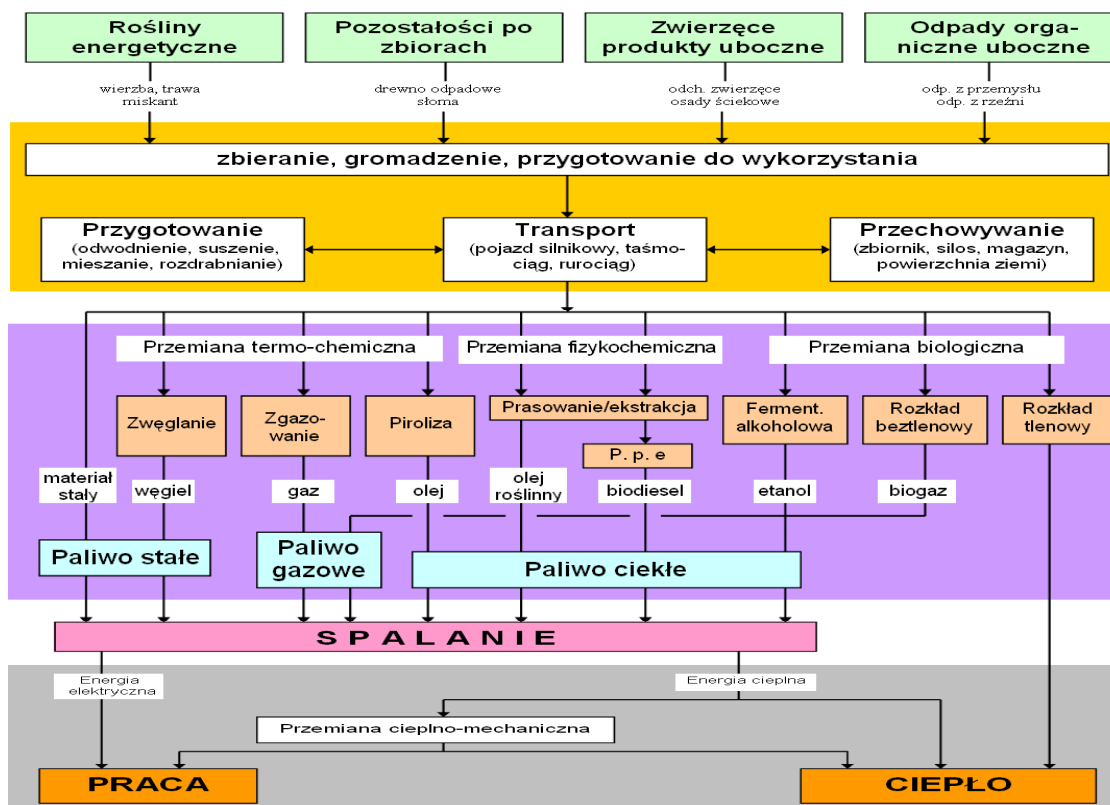
- i. Bielkowo, o mocy zainstalowanej 7 200 kW,
- ii. Juszkowo, o mocy zainstalowanej 250 kW,
- iii. Kuźnice, o mocy zainstalowanej 781 kW,
- iv. Łapino, o mocy zainstalowanej 2 294 kW,
- v. Przędziszyn, o mocy zainstalowanej 872 kW,
- vi. Pruszcz I, o mocy zainstalowanej 100 kW,
- vii. Pruszcz II, o mocy zainstalowanej 250 kW,
- viii. Rutki, o mocy zainstalowanej 448 kW,
- ix. Straszyn, o mocy zainstalowanej 2 411 kW.

Zabudowa Raduni elektrowniami wodnymi rozpoczęła się już w roku 1910 – od uruchomienia elektrowni w Straszynie (Starostwo Powiatowe Gdańsk-Wyżyny) i w Rutkach (Starostwo Powiatowe w Kartuzach). Ówczesne elektrownie na Raduni, oprócz roli lokalnych dystrybutorów energii elektrycznej, pełniły rolę rezerwowego zasilania aglomeracji miejskiej Wolnego Miasta Gdańsk.

3.6. Biomasa

Zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 9 grudnia 2004 roku „biomasa to stałe lub ciekłe substancje pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, które ulegają biodegradacji, pochodzące z produktów, odpadów i pozostałości z produkcji rolnej oraz leśnej, a także przemysłu przetwarzającego ich produkty, a także części pozostałych odpadów, które ulegają biodegradacji”.

Biomasa wykorzystywana jest w branży energetycznej do produkcji użytecznych form energii: ciepła, energii elektrycznej czy pracy. Do tych celów stosuje się biomasę jako paliwo lub też przetwarza się ją w paliwo użyteczne. Na rysunku 8 pokazano możliwe ścieżki przemian poszczególnych grup biomasy w energię.



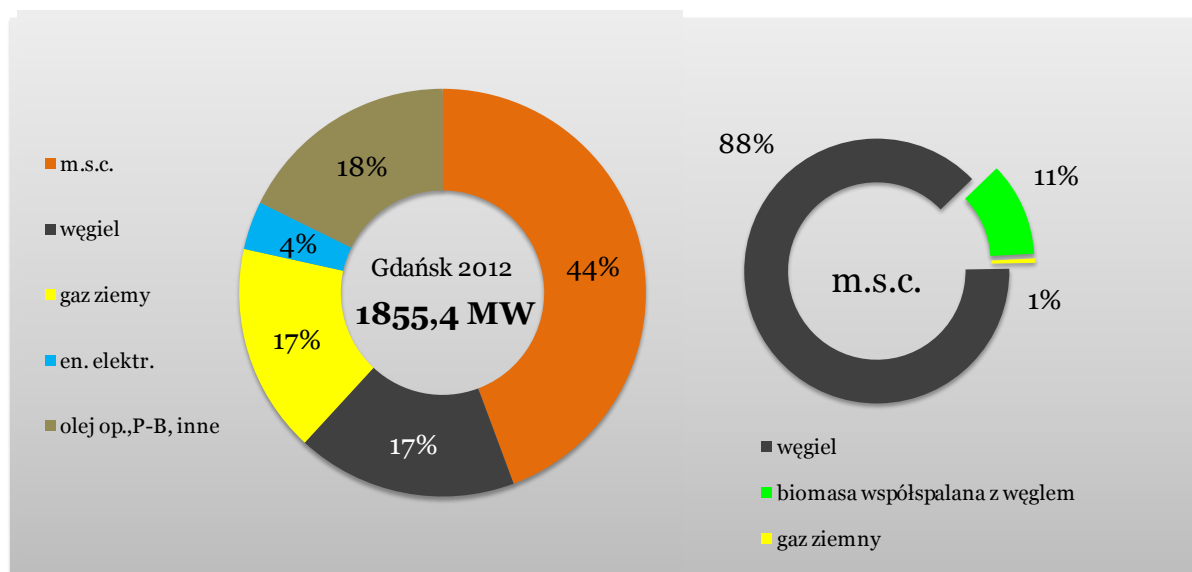
Rys. 8. Ścieżki konwersji biomasy do energii użytecznej

W Gdańsku potencjalnym źródłem biomasy możliwym do wykorzystania energetycznego jest przede wszystkim biomasa pochodzenia roślinnego oraz odpady komunalne, ze ściekami włącznie.

Obecnie jako paliwo do produkcji tzw. zielonej energii wykorzystuje się w Gdańsku następujące rodzaje biomasy:

- i. biomasę stałą pochodzenia roślinnego (zrębki drzewne, w tym z upraw energetycznych oraz pelet),
- ii. biogaz składowiskowy pochodzący z rozkładu frakcji organicznej odpadów na składowisku odpadów,
- iii. biogaz pochodzący z fermentacji osadów ściekowych.

W przypadku biomasy stałej, należy mieć na uwadze fakt, że jej źródła znajdują się poza terenem Gdańska. Ze względu na fakt, że jest ona wykorzystywana do produkcji ciepła zaspakajającego część potrzeb odbiorców w Gdańsku (w tym ciepła wytwarzanego w procesie kogeneracji), konieczne jest jej uwzględnienie w analizie potencjału OZE. Odpowiednio przygotowana biomasa stała wykorzystywana jest jako paliwo do kotłów wytwarzających ciepło systemowe (Elektrociepłownia Gdańska – w procesie kogeneracji oraz ciepłownia PEUiK UNIKOM (obecnie GPEC Matarnia) – wyłącznie do produkcji ciepła). Z analizy przedstawionej w rozdziale III niniejszego opracowania (System zaopatrzenia w ciepło) wynika, że około 11% energii chemicznej paliwa do produkcji ciepła systemowego to biomasa stała (rysunek 9).



Rys. 9. Aktualna struktura nośników energii pierwotnej (struktura paliwowa) pokrycia potrzeb ciepłych Gdańska – rok 2012.

W roku 2008 rozpoczęto współspalanie biomasy z miałem węglowym w Elektrociepłowni Gdańskiej, która pokrywa większą część wolumenu ciepła dystrybuowanego poprzez scentralizowane systemy ciepłownicze miasta Gdańsk. Od lutego 2013 roku czasowo zawieszono współspalanie biomasy w Elektrociepłowni Gdańskiej. W tym samym 2008 roku współspalanie biomasy rozpoczęto w ciepłowni UNIKOM'u i prowadzono je również w roku 2009 włącznie. W przypadku Elektrociepłowni Gdańskiej spalana rocznie biomasa nie przekraczała ok. 15% masowo całości zużywanego paliwa, a w przypadku ciepłowni UNIKOM'u stanowiła ok. 2÷3% wsadu energii chemicznej do kotła.

EDF Polska SA Oddział Wybrzeże w Gdańsku w dalszym ciągu zainteresowane jest zwiększeniem wolumenu wytwarzanej energii zielonej poprzez konwersję biomasy w bloku kogeneracyjnym. GPEC Matarnia Sp. z o.o. (dawne PUEiK UNIKOM Sp. z o.o.) w perspektywie najbliższych 5 lat rozważa podjęcie działań zmierzających do produkcji ciepła i energii elektrycznej w skojarzeniu oraz kontynuacji wykorzystania paliwa odnawialnego (biomasy). Realizacja działań obu spółek w zakresie produkcji energii zielonej z wykorzystaniem biomasy będzie jednak zależna od spodziewanej efektywności ekonomicznej projektów. Obecnie ze względu na niskie ceny energii zielonej (certyfikatów) oraz braku pewności co do spodziewanej formy wsparcia operacyjnego dla tego typu instalacji, realizacja takich projektów jest przedsięwzięciem nieopłacalnym.

Alternatywnym rozwiązaniem do współspalania biomasy z węglem jest jej zgazowanie w oddzielnym generatorze, które polega na przetworzeniu wilgotnej biomasy na gorący, niskokaloryczny gaz, stanowiący paliwo do turbin gazowych. Ze względu na wysokie koszty inwestycyjne budowy takiej instalacji, przy jednocześnie niskim poziomie wsparcia operacyjnego, przewiduje się, że projekt zgazowania biomasy stałej w Elektrociepłowni Gdańskiej nie będzie realizowany w najbliższych 10 latach.

W przypadku gazu składowiskowego oraz biogazu z fermentacji osadów ściekowych, instalacje wykorzystujące ten rodzaj biomasy zostały szczegółowo opisane w rozdziale III (System zaopatrzenia w ciepło). Obecnie gaz składowiskowy oraz biogaz wykorzystywane są do produkcji ciepła i energii elektrycznej w skojarzeniu za pomocą tzw. małych gazowych modułów kogeneracyjnych (układów CHP) w następujących obiektach:

- i. Zakład Utylizacyjny Sp. z o.o. (Gdańsk-Szadółki) – ok. 1,1 MW_{el}
- ii. Oczyszczalnia Ścieków Wschód – ok. 2,9 MW_{el}

Przewiduje się, że w przypadku biogazu wytwarzanego i przetwarzanego w oczyszczalni ścieków Wschód, ilość produkowanej energii będzie stopniowo rosła, z możliwością nawet podwojenia obecnego wolumenu produkcji do roku 2031 (wzrost ilości ścieków dopływających oraz wprowadzanie technologii zwiększających efektywności produkcji biogazu – np. dezintegracji.)

Ze względu na spodziewane zmniejszanie się ilości biogazu pozyskiwanego ze składowiska Zakładu Utylizacyjnego Sp. z o.o. (m.in. wskutek zmniejszania ilości deponowanych odpadów ze względu na wykorzystywanie frakcji energetycznej jako paliwa do spalania w planowanym Zakładzie Termicznego Przekształcania Odpadów), przewiduje się, że po roku 2020 eksploatacja modułów kogeneracyjnych prowadzona będzie przy stosowaniu stopniowego wyłączenia z eksploatacji kolejnych modułów kogeneracyjnych, w perspektywie 15-20 lat.

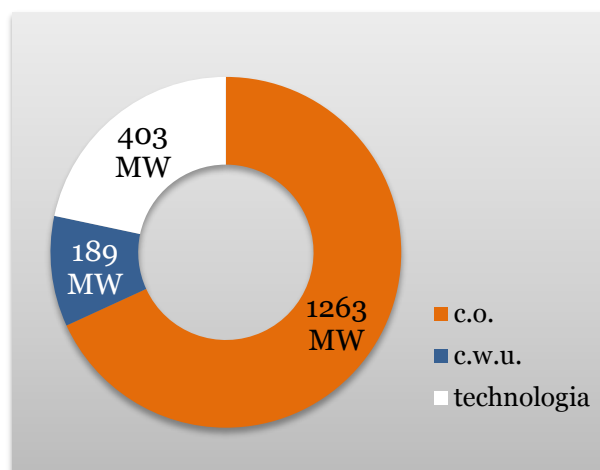
4. UDZIAŁ ŹRÓDEŁ ODNAWIALNYCH W BILANSIE CIEPŁA MIASTA GDAŃSKA

4.1. Stan aktualny

Jak wspomniano wcześniej, udział źródeł odnawialnych w pokryciu zapotrzebowania miasta Gdańska w ciepło ogranicza się do:

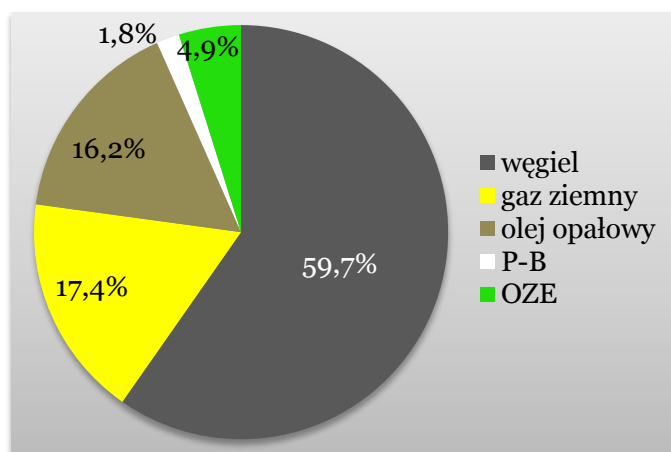
- i. biomasy (w większości biomasa współspalana z węglem w dużych, systemowych źródłach ciepła – dla potrzeb c.o. i c.w.u.),
- ii. promieniowania słonecznego (kolektory słoneczne dla potrzeb c.w.u.),
- iii. energii geotermalnej niskich entalpii (pompy ciepła - dla potrzeb c.o. + c.w.u).

W rozdziale III (System zaopatrzenia w ciepło) wyznaczono bilans potrzeb cieplnych miasta Gdańska. Całkowite zapotrzebowanie na ciepło miasta wynosi ok. 1 855 MW, z czego 403 MW to potrzeby generowane przez przemysł. Potrzeby cieplne na cele centralnego ogrzewania stanowią ok. 68% całego zapotrzebowania, przygotowania ciepłej wody użytkowej ok. 10% a ok. 22% to zapotrzebowanie na ciepło technologiczne (rys. 10).



Rys. 10. Struktura potrzeb cieplnych miasta Gdańska na początek roku 2012.

Z struktury paliwowej pokrycia zapotrzebowania na energię finalną i pierwotną dla celów produkcji ciepła wyznaczonej w rozdziale III (System zaopatrzenia w ciepło) wynika, że obecnie źródła odnawialne (OZE) stanowią ok. 4,9% zapotrzebowania zarówno na energię finalną – rys. 11 (podobnie na pierwotną: ok. 5%).



Rys. 11. Struktura zapotrzebowania na energię finalną miasta Gdańska (łącznie 356,7 Mtoe 10⁻³).

Największy udział ze wszystkich źródeł odnawialnych w pokryciu obecnego zapotrzebowania posiada biomasa stała spalana w systemowych źródłach ciepła. Jest ona wykorzystywana jako paliwo do kotłów wytwarzających ciepło systemowe (elektrociepłownia EDF Polska SA Oddział Wybrzeże – w procesie kogeneracji oraz ciepłownia GPEC Matarnia – dawne PEUiK UNIKOM – wyłącznie do produkcji ciepła). Z analizy przedstawionej w rozdziale III niniejszego opracowania (System zaopatrzenia w ciepło) wynika, że około 11% energii chemicznej paliwa do produkcji ciepła systemowego to biomasa stała (rysunek 9).

Z przeliczenia wolumenu energii chemicznej biomasy na zapotrzebowanie na ciepło wynika, że obecnie ok. 81 MW ciepło generowanych jest z wykorzystaniem biomasy stałej współspalanej z węglem. Stanowi to ok. 4,3% całkowitych potrzeb cieplnych miasta. Szacuje się, że pozostałe 0,6% potrzeb to indywidualne, rozproszone źródła małej mocy, w tym źródła opisane wcześniej: spalające biogaz, wykorzystujące promieniowanie słoneczne (kolektory słoneczne) oraz energię geotermalną GNE. Łączna moc cieplna pokrywana z tych źródeł szacowana jest na ok. 10 MW. Dla porównania: potrzeby c.w.u. całego miasta Gdańska wynoszą ok. 189 MW.

4.2. Stan prognozowany

Analizując możliwości zwiększenia wolumenu energii odnawialnej w produkcji ciepła, stwierdzić można, że ze względu na uwarunkowania techniczne, ekonomiczne i prawne, udział biomasy stałej współspalanej z węglem nie zwiększy się w perspektywie do końca roku 2031. Należy zatem rozważyć możliwości dalszego zwiększania roli energii odnawialnej w produkcji ciepła: za pomocą małych rozproszonych źródeł ciepła ze szczególnym uwzględnieniem kolektorów słonecznych i pomp ciepła. Wydaje się, że realne jest kilkukrotne zwiększenie ich udziału: z ok. 0,6% w chwili obecnej do ok. 5% do końca roku 2031. W tak zakładanym scenariuszu rozwoju projektów odnawialnych w Gdańsku nastąpi zatem zwiększenie mocy cieplnej pokrywanej przez rozproszone instalacje OZE z 10 MW do ok. 92 MW do końca roku 2031. Stanowić to będzie ok. 50% potrzeb na przygotowanie ciepłej wody użytkowej w Gdańsku.

W przypadku, gdy w dalszym ciągu realizowany będzie proces współspalania biomasy w dużych źródłach systemowych na obecnym poziomie (81 MW), całkowita moc cieplna generowana przez instalacje wykorzystujące OZE, wyniesie w 2031 r. ok. 173 MW (co stanowić będzie od 8 do 10% całkowitego zapotrzebowania na ciepło miasta Gdańska – w zależności od danego scenariusza rozwoju). Poszczególne scenariusze rozwoju w zakresie zapotrzebowania na ciepło opisane zostały w rozdziale VIII projektu aktualizacji Założeń, pt. „Scenariusze zaopatrzenia miasta (...)”.

Analizując aktualny poziom pokrycia zapotrzebowania na ciepło przez źródła OZE w Gdańsku (ok. 5%) stwierdzić należy, że odpowiada on wielkościom wyspecyfikowanym w projektach założeń dużych aglomeracji miejskich oraz dużych miast polskich, takich jak Poznań, Wrocław, Gorzów, Kraków, Łódź czy Gdynia. W wymienionych miastach wykorzystanie OZE do wytwarzania ciepła waha się od 2 do 5-6% całkowitego zapotrzebowania. Perspektywicznie – do roku 2031 scenariusze rozwoju w ww. aglomeracjach zakładają wzrost zapotrzebowania od 10 do nawet 25%, w przypadku gdy część ciepła wytwarzana jest w oparciu o duże źródła spalające biomasę na skalę zawodową.

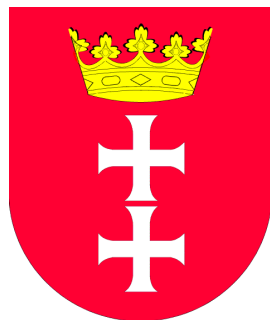
Polityka energetyczna Unii Europejskiej i kraju, a szczególnie pakiet klimatyczno-energetyczny UE „3x20” i projekt nowej polityki energetycznej wskazuje na szczegółowe cele, które mogą być przeniesione na poziom gminy. W zakresie energetyki odnawialnej

celem jest maksymalne, ale uzasadnione technicznie i ekonomicznie wykorzystanie energii ze źródeł odnawialnych, w aspekcie osiągnięcia krajowego celu 15% udziału OZE w energii finalnej. Nie oznacza to, że gmina sztywno musi przyjąć cele pakietu UE i polityki państwa (20% redukcja CO₂, 15% udział OZE, 20% poprawę efektywności energetycznej). W zależności od wielkości potencjału i jego efektywności ekonomicznej w danej gminie, wielkość celów poprawy efektywności energetycznej, udziału OZE i redukcji gazów cieplarnianych może być większa lub mniejsza od wskazanych powyżej.

Nowe regulacje w większym stopniu przyczynią się do rozwoju odnawialnych źródeł energii w mikroskali. Regulacje mają znacząco uprościć inwestycje w domowe systemy OZE i zwolnić prosumentów z szeregu wydatków związanych z uzyskaniem pozwoleń i przyłączeniem do sieci.

Wprowadzenie systemu taryf gwarantowanych (ang. *feed-in tariffs*) dla mniejszych źródeł odnawialnych może zapoczątkować w naszym kraju praktycznie nieobecny dotąd rynek domowych systemów do produkcji zielonej energii elektrycznej. Dodatkowo w zakresie „domowej” energetyki odnawialnej mają pojawić się przepisy mówiące o obowiązkowym udziale odnawialnych źródeł energii w konsumpcji energii w nowych i remontowanych budynkach. W zakresie zielonej energii cieplnej nowa ustawa o OZE ma natomiast zachęcić prywatnych inwestorów do zakupu domowych kotłów na biomasę o mocy do 50 kW poprzez wprowadzenie stawki VAT na zakup tego rodzaju urządzeń wynoszącej 0% oraz poprzez zmniejszenie VAT-u na zakup peletu lub brykietu do 8%.

Projekt aktualizacji Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe miasta Gdańska



ROZDZIAŁ VIII

SCENARIUSZE ZAOPATRZENIA MIASTA W CIEPŁO, ENERGIĘ ELEKTRYCZNA I PALIWA GAZOWE



SPIS TREŚCI

1.	SCENARIUSZE ZAOPATRZENIA MIASTA GDAŃSKA W CIEPŁO	299
1.1.	AKTUALNE ZAPOTRZEBOWANIE NA CIEPŁO MIASTA GDAŃSKA.....	299
1.2.	ZAŁOŻENIA DO PLANOWANEGO ROZWOJU SYSTEMU ZAOPATRZENIA W CIEPŁA MIASTA GDAŃSKA	301
1.2.1.	<i>Rozbudowa miejskich scentralizowanych systemów ciepłowniczych</i>	<i>301</i>
1.2.2.	<i>Wytyczne dotyczące prowadzenia perspektywicznej gospodarki ciepłej na terenie miasta Gdańsk</i>	<i>303</i>
1.2.3.	<i>Zwiększenie roli kogeneracji w istniejącym systemie zaopatrzenia w ciepło miasta Gdańsk.....</i>	<i>318</i>
1.3.	UWARUNKOWANIA DEMOGRAFICZNE I ZAGOSPODAROWANIA OBSZARÓW ROZWOJOWYCH DETERMINUJĄCE ZMIANY ZAPOTRZEBOWANIA NA CIEPŁO MIASTA GDAŃSKA	322
1.4.	PROGNOZOWANA ŚCIEŻKA ROZWOJU MIASTA.....	328
1.5.	PROJEKTOWANE SCENARIUSZE ZMIAN ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC CIEPLNĄ.....	329
1.5.1.	<i>Scenariusz optymalny energetycznie – OPTEC.....</i>	<i>330</i>
1.5.2.	<i>Scenariusz stagnacji termomodernizacyjnej - STERM</i>	<i>330</i>
1.5.3.	<i>Zestawienie wyników bilansowania dla projektowanych scenariuszy</i>	<i>335</i>
1.6.	WYBÓR OPTIMALNEGO SCENARIUSZA ROZWOJU	336
1.7.	ANALIZA W ZADANYCH HORYZONTACH CZASOWYCH ZAPOTRZEBOWANIA NA CIEPŁO DLA OBSZARU MIASTA.	336
2.	SCENARIUSZE ZAOPATRZENIA MIASTA GDAŃSKA W ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ.....	338
2.1.	AKTUALNE ZAPOTRZEBOWANIE ODBIORCÓW W MIEŚCIE GDAŃSK NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ.....	338
2.2.	PROJEKTOWANE SCENARIUSZE ZMIAN ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC ELEKTRYCZNĄ	338
2.2.1.	<i>Scenariusz optymalnego rozwoju energetycznego OPTEL.....</i>	<i>339</i>
2.2.2.	<i>Scenariusz budowy nowych źródeł mocy NEL</i>	<i>340</i>
2.2.3.	<i>Zestawienie wyników bilansowania dla projektowanych scenariuszy</i>	<i>342</i>
3.	SCENARIUSZE ZAOPATRZENIA MIASTA GDAŃSKA W PALIWA GAZOWE.....	345
3.1.	AKTUALNE ZAPOTRZEBOWANIE NA GAZ ZIEMNY GDAŃSKA.....	345
3.2.	PROGNOZOWANE ZAPOTRZEBOWANIE NA PALIWA GAZOWE MIASTA GDAŃSKA	346
4.	BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE MIASTA GDAŃSKA W ASPEKcie KRYZYSU ENERGETYCZNEGO	348
4.1.	ODPOWIEDZIALNOŚĆ ZA BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE.....	350
4.2.	ZARZĄDZANIE KRYZYSOWE	351
4.3.	CHARAKTERYSTYKA SCENARIUSZY ZAKŁÓCEŃ DOSTAW CIEPŁA, ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ PALIW GAZOWYCH I CIEKŁYCH.....	352

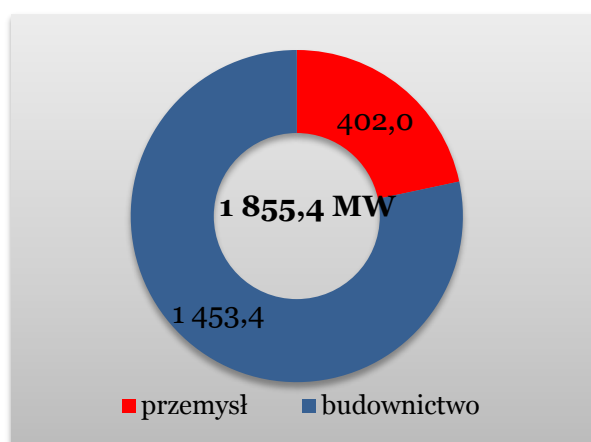
1. SCENARIUSZE ZAOPATRZENIA MIASTA GDAŃSKA W CIEPŁO

1.1. Aktualne zapotrzebowanie na ciepło miasta Gdańska

Potrzeby cieplne miasta Gdańska wynikają przede wszystkim z zapotrzebowania na ciepło na cele grzewcze (centralne ogrzewanie, w tym realizowane za pomocą wentylacji i klimatyzacji) oraz na cele przygotowania ciepłej wody użytkowej. Część zapotrzebowania na ciepło to tzw. potrzeby technologiczne, które w znacznej mierze generowane są przez zakłady przemysłowe zlokalizowane na terenie miasta.

W wyniku przeprowadzenia obliczeń scharakteryzowanych w rozdziale III. „System zaopatrzenia w ciepło” niniejszego opracowania, wyznaczono aktualne zapotrzebowanie na ciepło miasta. Aktualne zapotrzebowanie odbiorców na moc cieplną w skali całego obszaru miasta Gdańska kształtuje się dla sezonu grzewczego na poziomie około 1 855 MW. Zapotrzebowanie to generowane jest przez potrzeby zarówno budownictwa (ok. 78%) , jak i przemysłu (ok. 22%) - rysunek 1.

Zapotrzebowanie szczytowe na moc cieplną miasta odpowiada ok. 14 267 TJ ciepła konsumowanego rocznie. Udział poszczególnych składników bilansu energii wynosi: $Q_{c.o.} = 9\,559$ TJ (67%), $Q_{c.w.u.} = 1\,141$ TJ (8%), $Q_{techn.} = 3\,567$ TJ (25%). Całkowite zapotrzebowanie na energię pierwotną, odpowiadające finalnemu zapotrzebowaniu na ciepło Gdańska, kształtuje się na poziomie ok. 24 900 TJ, co odpowiada około 594 738 tonom oleju ekwiwalentnego (0,595 Mtoe). Szczegółowe dane dotyczące sposobu pokrycia zapotrzebowania na ciepło za pomocą poszczególnych paliw i nośników energii pokazano w rozdziale VI „Stan zanieczyszczeń atmosfery (...)” niniejszego opracowania.

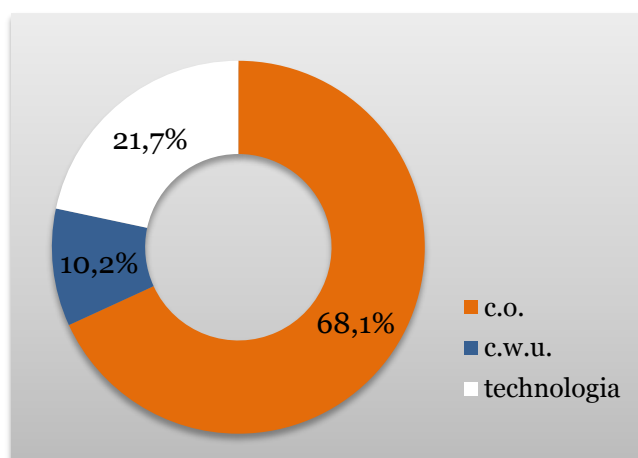


Rys. 1. Bilans potrzeb cieplnych miasta Gdańska w roku 2012.

W całkowitym bilansie potrzeb cieplnych wyróżnić można potrzeby centralnego ogrzewania (c.o.), przygotowania ciepłej wody użytkowej (c.w.u.) oraz potrzeby technologiczne generowane w przypadku Gdańska w zdecydowanej mierze przez procesy przemysłowe i w znacznie mniejszej mierze przez wentylację i klimatyzację zasobów budowlanych miasta. Rozkład przedmiotowych potrzeb kształtuje się następująco:

- i. c.o.: 1 264 MW,
- ii. c.w.u.: 188 MW,
- iii. technologia (w tym przemysł): 402 MW.

Udział procentowy poszczególnych grup zapotrzebowania w całkowitym bilansie cieplnym miasta przedstawiono na rysunku 2. W okresie letnim następuje obniżenie potrzeb cieplnych miasta do wielkości około 590 MW (c.w.u. oraz technologia).



Rys. 2. Aktualny bilans potrzeb cieplnych miasta Gdańska (całkowite zapotrzebowanie na moc cieplną wynosi ok. 1 885 MW).

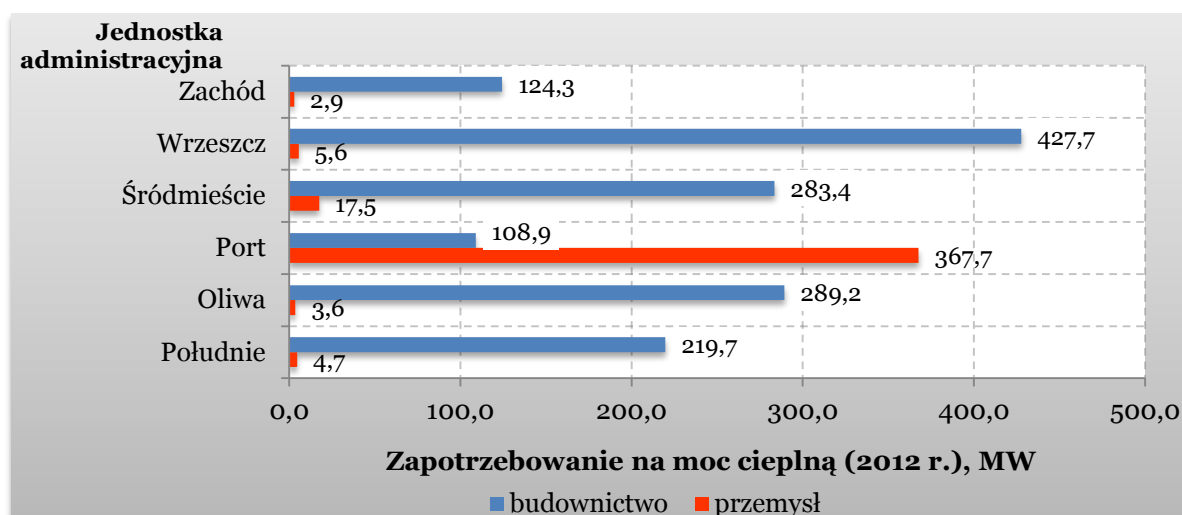
Zapotrzebowanie na moc cieplną odbiorców objętych dostawą ciepła z miejskich scentralizowanych systemów ciepłowniczych wynosi około 882,5 MW, co stanowi 44% całkowitego zapotrzebowania miasta Gdańska

Zapotrzebowanie na moc cieplną odbiorców objętych dostawą ciepła z kotłowni lokalnych wynosi odpowiednio około 116,3 MW, co stanowi 6% całkowitego zapotrzebowania miasta. Źródła przemysłowe pokrywają około 20% zapotrzebowania na ciepło Gdańska (około 367,5 MW) a zapotrzebowanie na moc cieplną odbiorców zaopatrywanych ze źródeł indywidualnych wynosi około 549,1 MW (29,6% całości potrzeb cieplnych miasta Gdańska).

Bilans potrzeb cieplnych w poszczególnych jednostkach administracyjnych miasta przedstawiono w tabeli 1 i na rysunku 3.

Tab. 1. Bilans potrzeb cieplnych miasta Gdańska w roku 2012 – w rozbiciu na jednostki administracyjne.

Obszar	Zapotrzebowanie na moc cieplną, MW	Zapotrzebowanie na moc cieplną, MW	Zapotrzebowanie na moc cieplną, MW
	<i>budownictwo</i>	<i>przemysł</i>	<i>całkowite</i>
Zachód	124,3	4,7	129,0
Wrzeszcz	427,7	3,6	431,3
Śródmieście	283,4	367,7	651,1
Port	108,9	17,5	126,4
Oliwa	289,2	5,6	294,8
Południe	219,7	2,9	222,6
Miasto Gdańsk łącznie	1 453,2	402,0	1 855,2



Rys. 3. Bilans potrzeb ciepłych miasta Gdańska w roku 2012 – w rozbięciu na jednostki administracyjne.

1.2. Założenia do planowanego rozwoju systemu zaopatrzenia w ciepła miasta Gdańska

1.2.1. Rozbudowa miejskich scentralizowanych systemów ciepłowniczych

Na obszarze Gdańska w rejonach, w których istnieje miejska sieć ciepłownicza lub planowana jest jej rozbudowa, należy maksymalnie wykorzystać ciepło sieciowe. Szczególnie korzystne warunki dla rozwoju scentralizowanego systemu ciepłowniczego występują na terenach dotychczas w nieznacznym stopniu zaopatrywanych przez ten system, a zlokalizowanych w rejonie istniejących magistral. Dotyczy to terenów tzw. poprzemysłowych, gdzie się przewiduje wprowadzenie nowej zabudowy oraz obszarów starej zabudowy mieszkaniowej, wyposażonej często w piece węglowe. Obecnie we Wrzeszczu Górnym, Śródmieściu Historycznym i Oliwie Górnej od 40 do 70% gospodarstw domowych jest podłączonych do sieci ciepłowniczej. Restrukturyzowane tereny postoczniove o zapotrzebowaniu ciepła szacowanym na 55 MW mogą być zasilone w energię cieplną z istniejącej napowietrznej sieci ciepłej. Względny estetyczny powinny zdecydować o przebudowie tej sieci na podziemną, odpowiednią do nowego i prestiżowego zespołu zabudowy Śródmieścia.

W rejonach, w których istnieją przesłanki do zaopatrywania odbiorców w ciepło systemowe, przyjęto założenie, że dopuszcza się do eksploatacji źródła ciepła nie pogarszające łącznej emisji zanieczyszczeń, w tym emisji NO_x, SO₂ i CO₂. W rejonach tych zakłada się możliwość budowy lokalnych źródeł ciepła w przypadkach:

- i. inwestora przemysłowego, który wymaga z racji prowadzonej technologii produkcji innego nośnika ciepła, np.: para wodna, olej termiczny, technologiczna woda grzewcza o innej charakterystyce temperaturowej niż woda w miejskich systemach scentralizowanych,
- ii. inwestora innego niż przemysłowy, tzn. np. dla budownictwa mieszkaniowego lub usługowego, jeżeli przedłoży audyt efektywności energetycznej dla danej inwestycji uzasadniający racjonalność wprowadzenia danego źródła ciepła, tzn. z którego będzie wynikało, że zaproponowane rozwiązanie będzie bardziej efektywne energetycznie od przyłączenia do m.s.c. lub ceny ciepła osiągnęte w tym źródle będą niższe niż z m.s.c.

- iii. alternatywą przyłączenia do m.s.c jest rozbudowa rozproszonego systemu zaopatrzenia w ciepło, w postaci źródła kogeneracyjnego, źródła wykorzystującego odnawialne zasoby energii lub źródła hybrydowego, stanowiącego połączenie technologii skojarzonej i energetyki odnawialnej.

Ze względu na przewidywany proces podłączania do systemu odbiorców z rejonów miasta znajdujących się obecnie poza obszarem działania scentralizowanej infrastruktury ciepłowniczej, konieczna będzie w perspektywie kilkuletniej (do 10 lat) modernizacja mniejszych magistrali ciepłowniczych w celu zwiększenia ich przepustowości (wymiana na rurociągi o większych dymensjach). Dotyczy to przede wszystkim magistrali „Jana z Kolna” wyprowadzającej ciepło w kierunku dzielnicy Gdańsk-Południe oraz magistrali w ul. Chłopskiej w celu zabezpieczenia rezerwy mocy w Sopocie (oznaczono na Mapie systemów energetycznych – System zaopatrzenia w ciepło, stanowiącej załącznik do niniejszego opracowania).

W związku z planowanym wzrostem zapotrzebowania nowych odbiorców na moc ciepłą proponuje się jednocześnie wybudowanie nowych odcinków magistralnych sieci ciepłowniczych. Budowa nowych magistrali w mieście Gdańsk wiązać się będzie jednocześnie z planowaną budową nowych systemowych źródeł ciepła. W takich przypadkach magistrale wpinające nowe źródła do systemu bądź spinające z systemem źródła istniejące będą umożliwiać dalszą ekspansję infrastruktury przesyłowej i podłączenia nowych odbiorców z terenów nie objętych w chwili obecnej zasięgiem miejskich systemów ciepłowniczych. Przewidywane do budowy magistrale to:

- i. **kierunek południowy-zachód** – magistrala spinająca ul. Warszawską z ul. Myśliwską – umożliwi uciepłownienie zachodnich terenów jednostek administracyjnych Południe (dzielnica Jasień) i Wrzeszcz (Piecki Migowo),
- ii. **kierunek południowy-zachód** – magistrala wyprowadzająca moc z planowanej EC Szadółki (ZTPO) w Zakładzie Utylizacyjnym Sp. z o.o. przy ul. Jabłoniowej - umożliwi uciepłownienie zachodnich terenów jednostki administracyjnej Południe (dzielnica Jasień),
- iii. **kierunek północno-wschodni (kierunek Port)** – dwie magistrale spinające system ciepłowniczy (z Elektrociepłownią Gdańską oraz magistralą w Śródmieściu) z planowaną elektrociepłownią gazową w jednostce administracyjnej Port (dzielnica Przeróbka) – umożliwi uciepłownienie zachodnich terenów jednostki administracyjnej Port (dzielnica Przeróbka),
- iv. **kierunek północno-wschodni (kierunek Port)** – magistrala do planowanej elektrociepłowni E.ON na biomasę w jednostce administracyjnej Port (dzielnica Przeróbka) – umożliwi uciepłownienie zachodnich terenów jednostki administracyjnej Port (dzielnica Przeróbka),
- v. **kierunek wschodni** – magistrala łączącej Śródmieście z planowaną elektrociepłownią/elektrownią gazową na terenie jednostki administracyjnej Port w dzielnicy Rudniki (a),
- vi. **kierunek wschodni** – ewentualna magistrala łączącej planowaną elektrociepłownią/elektrownią gazową na terenie jednostki administracyjnej Port w dzielnicy Rudniki (Płonia) z Wyspą Sobieszewską.

W tym miejscu opracowania wspomnieć należy także o planowanej we wcześniejszych koncepcjach magistrali w kierunku zachodnim - do istniejącej elektrociepłowni Matarnia, co w konsekwencji pozwoliłoby na rozpoczęcie procesu uciepłownienia południowych terenów jednostki administracyjnej Zachód (dzielnica Kokoszki) i zachodnich terenów jednostki Południe (dzielnica Jasień). W chwili obecnej

inwestor – GPEC odstąpił od planów realizacji tych planów do czasu wystąpienia korzystnych przesłanek ekonomicznych związanych między innymi z pozyskaniem funduszy na realizację inwestycji. Inwestycję tą rozważać należy w perspektywie długoterminowej.

Przebieg planowanych odcinków magistralnych i÷v przedstawiono na Mapie systemów energetycznych – System zaopatrzenia w ciepło, stanowiącej załącznik do niniejszego opracowania.

Analizując możliwości budowy nowych magistrali ciepłowniczych podkreślić należy przyjąć założenie, że do istniejącego systemu włączyć można maksymalnie jedno nowe, duże źródło ciepła. Ze względu na stopień zaawansowania prac koncepcyjnych i planistycznych, za najbardziej prawdopodobny wariant uznać można budowę elektrociepłowni na odpady (Zakład Termicznego Przekształcania Odpadów) w Zakładzie Utylizacyjnym Sp. z o.o. W takim przypadku wszelkie inne plany budowy źródeł ciepła, a więc i magistrali, nie mogą wchodzić w grę, ze względu na konieczność zagospodarowania ciepła ze spalarni. Z tego powodu plany budowy wyżej wymienionych magistrali ciepłowniczych, traktować należy alternatywnie (wariantowo), przy czym do realizacji rekomenduje się budowę magistral do planowanego Zakładu Termicznego Przekształcania Odpadów w Zakładzie Utylizacyjnym Sp. z o.o. przy ul. Jabłoniowej.

Niezależnie od ww. uwarunkowań, rozbudowa m.s.c., poza kierunkami głównymi przedstawionymi powyżej, powinna być kontynuowana na obszarach znajdujących się w zasięgu sieci ciepłych.

1.2.2. Wytyczne dotyczące prowadzenia perspektywicznej gospodarki ciepłej na terenie miasta Gdańska

W celu racjonalizacji gospodarki ciepłowniczej na terenach rozwojowych miasta Gdańska, konieczne jest utrzymanie szeregu standardów i założeń. Szczególny nacisk położyć należy na realizację wytycznych związanych z planowanym procesem wypełniania struktur terenów rozwojowych budownictwa mieszkalnego (szczególnie wielorodzinnego) lub terenów o funkcji mieszkaniowo-usługowych. Na takich o obszarach należy dążyć m. in. do:

- i. podłączenia obiektów do istniejących systemów scentralizowanych, o ile spełnione będą kryteria techniczno-ekonomiczne,
- ii. budowy lokalnych systemów ciepłowniczych, tj. do budowy lokalnych sieci ciepłowniczych zasilanych z lokalnych kotłowni opalanych gazem ziemnym lub małych układów kogeneracyjnych zasilanych paliwami gazowymi,
- iii. budowy lokalnych systemów ciepłowniczych zasilanych ciepłem produkowanym w planowanych nowych źródłach zawodowych (blokach energetycznych lub elektrociepłowniach) opalanych gazem ziemnym lub innym ekologicznym paliwem.

Pozostałe niezbędne działania w zakresie ciepłownictwa to:

- i. modernizacja sieci i węzłów ciepłych,
- ii. poprawa izolacyjności termicznej istniejących budynków mieszkalnych,
- iii. likwidacja wybranych kotłowni lokalnych i przekształcenie ich w wymiennikownie przyłączone do sieci ciepłowniczej,
- iv. modernizacja pozostałych kotłowni węglowych i opalanych olejami ciężkimi przez przejście na nośniki niskoemisyjne.

Zdiagnozowanym problemem w mieście Gdańsku jest niska efektywność energetyczna w budownictwie mieszkaniowym, użyteczności publicznej i przemysłowym oraz niewystarczające stosowanie nowoczesnych, wysokosprawnych urządzeń energetycznych (systemy przesyłu i dystrybucji, kotły, agregaty kogeneracyjne, automatyka ciepłownicza). Jak wynika z przeprowadzonych analiz, do podstawowych bodźców w zakresie obniżenia jednostkowego zużycia energii zaliczyć można czynniki finansowe, obejmujące zarówno dofinansowanie inwestycji termomodernizacyjnych, ale również spodziewane korzyści w postaci oszczędności kosztów eksploatacyjnych.

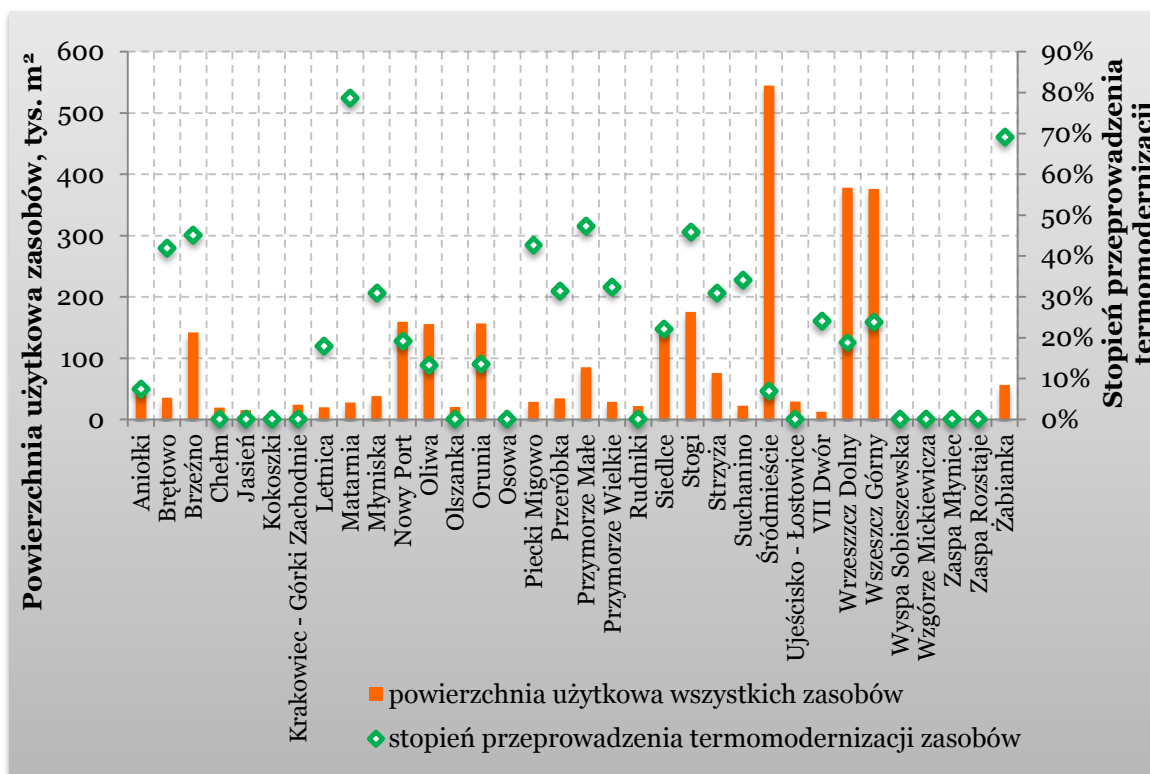
W Gdańsku, z uwagi na istniejące rezerwy oraz plany inwestycyjne związane m.in. z budową Zakładu Termicznego Przekształcania Odpadów w Gdańsku Szadółkach, istnieje konieczność dywersyfikacji źródeł ciepła i zwiększenia ich dostępności. Niezbędny jest rozwój sieci ciepłowniczej przesyłowej i rozdzielczej, co wpłynie na bezpieczeństwo i zwiększenie efektywności dostaw energii dla odbiorców. Zwiększenie efektywności energetycznej zapewnić może, z kolei, poprawę wyników ekonomicznych, przy jednoczesnym ograniczeniu wykorzystania zasobów oraz ograniczeniu niekorzystnego oddziaływania na środowisko.

W przypadku istniejącej substancji budowlanej, planowane powinny być działania termomodernizacyjne po stronie odbiorców, prace termomodernizacyjne obejmujące przesył i dystrybucję ciepła oraz inne działania oszczędnościowe powodujące obniżenie zapotrzebowania na ciepło. Dotyczy to zarówno konsumentów ciepła aktualnie korzystających m.s.c., jak i odbiorców ciepła wytwarzanego w źródłach lokalnych. Wynikające z takich działań obniżenia zapotrzebowania na moc cieplną należy uwzględnić w przypadku modernizacji źródeł ciepła, o ile nie zostanie ono skompensowane wzrostem zapotrzebowania na moc cieplną spowodowanym nowymi inwestycjami na tym terenie. Niezbędne jest również wdrożenie długofalowego programu termorenowacji budynków, co będzie dużym wyzwaniem, zwłaszcza w odniesieniu do obiektów posiadających cechy i charakter zabytkowy. W przypadku części z nich będzie możliwe ich docieplanie od zewnątrz. Jednak w odniesieniu do obiektów i kamienic zabytkowych, pochodzących zwłaszcza z XIX i pocz. XX w. posiadających elewacje ceglane lub bogato zdobione za pomocą gzymsów, pilastrów, reliefów, sterczyn a niekiedy nawet rzeźb, konieczne będzie zastosowanie technologii umożliwiających docieplanie od wewnątrz. W przypadku wszystkich obiektów zabytkowych, konieczne będzie uzgodnienie metody postępowania z właściwym konserwatorem zabytków. Drugim, równie ważnym elementem działań termomodernizacyjnych jest dalsza modernizacja nieefektywnych a zwłaszcza nieekologicznych systemów ogrzewania we wszystkich typach budynków i całkowita eliminacja niskiej emisji.

Zaleca się, aby przy opracowywaniu nowych Miejsowych Planów Zagospodarowania Przestrzennego oraz wydawaniu decyzji o warunkach zabudowy, Urząd Miejski w Gdańsku koniecznie uwzględniał stosowne zapisy zawarte w Ustawie z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2011 r. Nr 94, poz. 551).

1.2.2.1. Termomodernizacja zasobów budowlanych

Jak wspomniano wcześniej, termomodernizacja substancji budowlanej jest jednym z niezbędnych działań do uwzględnienia w realizacji gospodarki cieplnej miasta Gdańska. Zasoby budowlane, które powinny zostać przedmiotem działań termomodernizacyjnych to w dużej mierze zasoby komunalne. Z tego względu dokonano analizy działań przeprowadzonych do tej pory w Gdańsku na zasobach komunalnych.



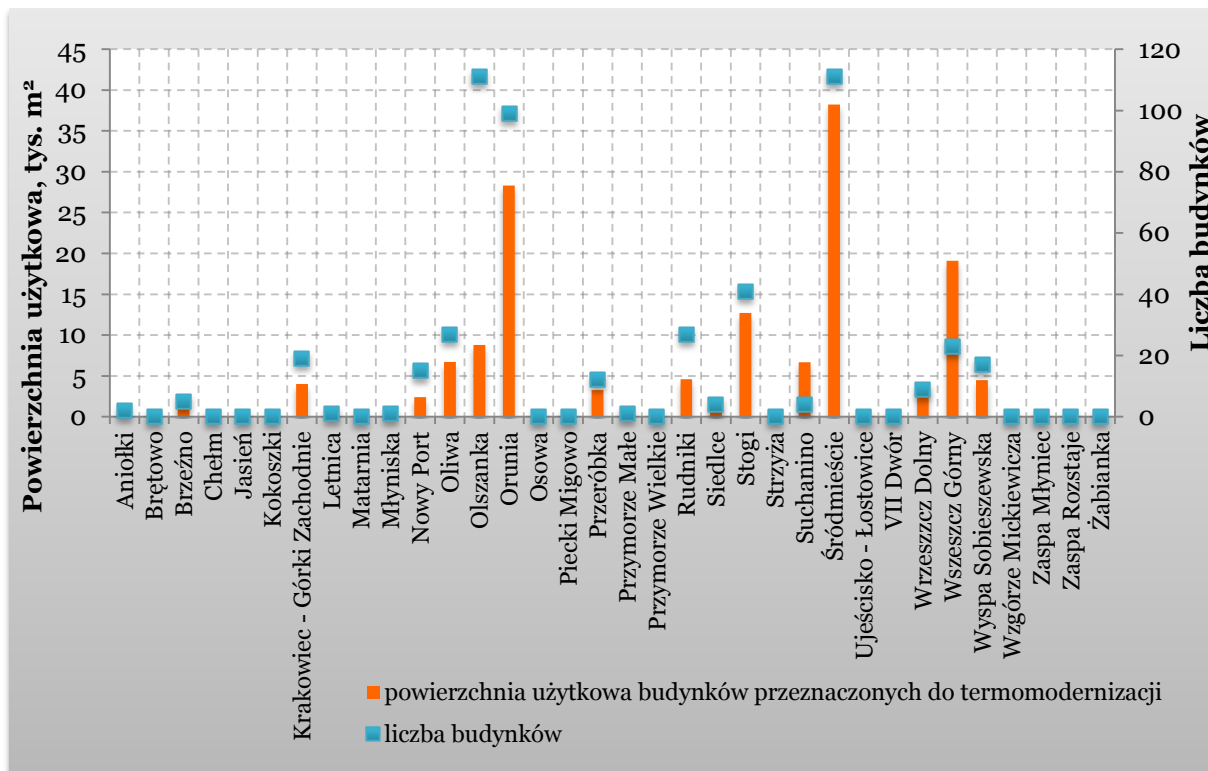
Rys. 4. Powierzchnia użytkowa budynków komunalnych oraz stopień przeprowadzenia termomodernizacji – w rozbiciu na jednostki administracyjne.

Dane dotyczące stopnia przeprowadzenia termomodernizacji pozyskano z Gdańskiego Zarządu Nieruchomości Komunalnych S.Z.B. Na rysunku 4 pokazano powierzchnię użytkową zasobów budowlanych GZNK S.Z.B. oraz stopień przeprowadzenia termomodernizacji tych budynków – w podziale na poszczególne jednostki administracyjne miasta.

Do roku 2012 całkowita powierzchnia użytkowa budynków, w których przeprowadzono termomodernizację wyniosła ok. 650 tys. m² – co stanowi prawie 22,5% całości zasobów komunalnych GZNK S.Z.B. Jak widać na rys. 4, stopień termomodernizacji w poszczególnych jednostkach administracyjnych waha się od 0% do prawie 80% (w dzielnicy Matarnia). Zauważyć należy stosunkowo małą liczbę ztermomodernizowanych zasobów komunalnych w dzielnicy Śródmieście, w którym znajduje się najwięcej budynków komunalnych (ok. 545 tys. m²). W Śródmieściu termomodernizacji poddanych zostało niecałe 7% zasobów.

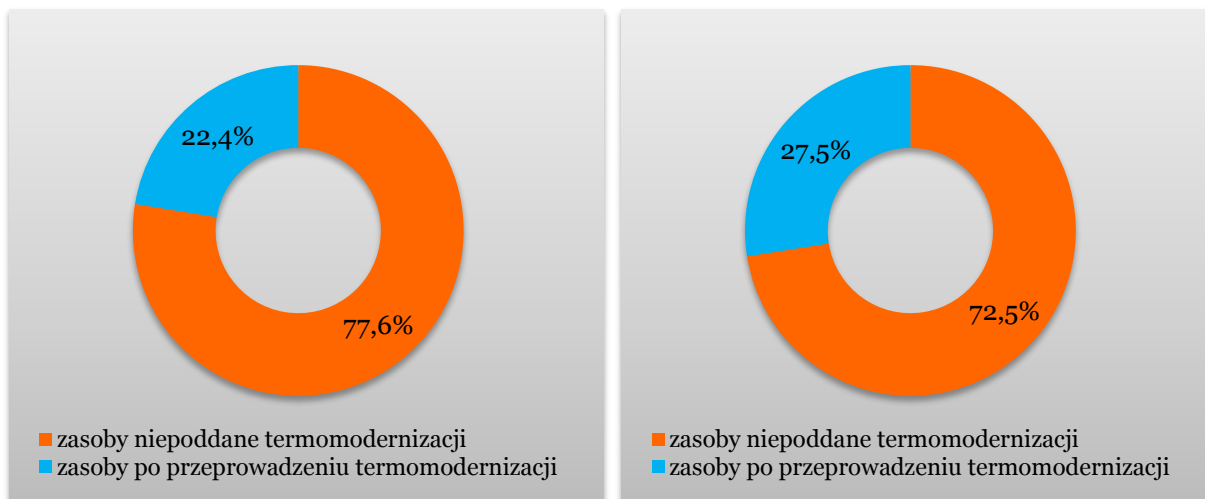
Na podstawie informacji uzyskanych z GZNK S.Z.B. wykonano także zestawienie zasobów budowlanych, w których w pierwszej kolejności przeprowadzić należy termomodernizację. Zestawienie obejmuje wszystkie budynki pozostające w zarządzie GZNK S.Z.B. i dotyczy perspektywy najbliższych 10 lat.

Z rys. 5 wynika, że największa liczba budynków oraz największa ilość substancji budowlanych poddanych będzie procesowi termomodernizacji w dzielnicy Śródmieście, odpowiednio: 111 budynków i ok. 38,2 tys. m². Całkowita powierzchnia użytkowa budynków przewidzianych do termomodernizacji wynosi ok. 147 tys. m² (529 budynków).



Rys. 5. Komunalne zasoby budowlane Gdańska przewidziane do termomodernizacji w perspektywie 10-letniej.

Na rysunku 6 pokazano strukturę zasobów komunalnych (ze względu na powierzchnię użytkową budynków) dla stanu na początek 2012 r. oraz po przeprowadzeniu termomodernizacji w zakresie opisanym wcześniej.



Rys. 6. Bilans potrzeb ciepłych miasta Gdańska w roku 2012 – w rozbiu na jednostki administracyjne.

Z rysunku 6 wynika, że przeprowadzenie termomodernizacji wytypowanych budynków spowoduje wzrost stopnia termomodernizacji budynków komunalnych z 22% do 27,5%.

W tabeli 2 wyszczególniono adresy wszystkich budynków przewidzianych do termomodernizacji w perspektywie 10 najbliższych lat.

Tab. 2. Wykaz budynków komunalnych w Gdańsku przewidzianych przez GZNK do termomodernizacji w perspektywie czasowej do 10 lat.

Dzielnica / Lp. budynku	Adres budynku	Powierzchnia użytkowa budynku [m ²]
Aniołki		
1	Al. Zwycięstwa 29	96,98
2	Al. Zwycięstwa 33	518,28
Brętowo		
0,00		
Brzeźno		
1 223,37		
1	Brzeźnieńska 9	102,00
2	Sternicza 7A	112,00
3	Walecznych 18	92,00
4	Zdrojowa 3	272,00
5	Mazurska 6	645,37
Chełm		
0,00		
Jasień		
0,00		
Kokoszki		
0,00		
Krakowiec - Górk Zachodnie		
3 993,10		
1	Łęczycka 3	303,23
2	Łęczycka 5	263,08
3	Łęczycka 17 a	40,94
4	Łęczycka 23	206,65
5	Łęczycka 24	110,74
6	Kutnowska 20	161,10
7	Kutnowska 25	118,47
8	Kutnowska 28	147,71
9	Łowicka 11 f	472,24
10	Łowicka 12 b	91,49
11	Łowicka 12 c	82,21
12	Łowicka 12 d	94,25
13	Łowicka 12	198,42
14	Mewy 8	202,06
15	Przełom 2	234,04
16	Przełom 3	172,52
17	Przełom 5	160,21
18	Steczka 3	171,73
19	Steczka 17	762,01
Letnica		
75,00		
1	Marynarki Polskiej 78	75,00
Matarnia		
0,00		
Młyniska		
193,00		
1	Twarda 6	193,00
Nowy Port		
2 415,00		
1	Na Zaspę 6	144,00
2	Na Zaspę 10	264,00
3	Na Zaspę 24	138,00
4	Na Zaspę 28	150,00

Dzielnica / Lp. budynku	Adres budynku	Powierzchnia użytkowa budynku [m ²]
5	Kasztanowa 5 AB	114,00
6	Rybołowców 1	165,00
7	Rybołowców 10	150,00
8	Starowiślna 4/5	165,00
9	Starowiślna 7	198,00
10	Władysława IV 20	260,00
11	Władysława IV 20 A	45,00
12	Władysława IV 21	162,00
13	Wilków Morskich 5	150,00
14	Wilków Morskich 6	210,00
15	Zamknięta 32	100,00
Oliwa		6 726,00
1	Cystersów 1	188,00
2	Cystersów 2	292,00
3	Cystersów 6 A	159,00
4	Cystersów 14	125,00
5	Cystersów 14 A	77,00
6	Grunwaldzka 503	420,00
7	Grunwaldzka 517	422,00
8	Grunwaldzka 517 A	62,00
9	Grunwaldzka 555	294,00
10	Grunwaldzka 580	424,00
11	Grunwaldzka 582	204,00
12	Grunwaldzka 584	175,00
13	Grunwaldzka 527	527,00
14	Op. Jacka Rybińskiego 22	273,00
15	Polanki 49 A	34,00
16	Polanki 92	167,00
17	Polanki 129	134,00
18	Pomorska 6	194,00
19	Pomorska 10	541,00
20	Spacerowa 16 B	433,00
21	Spacerowa 16 C	56,00
22	St. Rynek Oliwski 10	303,00
23	St. Rynek Oliwski 14	609,00
24	Bora Komorowskiego 88	236,00
25	Kołobrzaska 21	163,00
26	Obr. Westerplatte 39	77,00
27	Wita Stwosza 104	137,00
Olszynka		8 797,29
1	Altanki 5	40,24
2	Altanki 7	41,63
3	Altanki 8	58,02
4	Altanki 9	80,28
5	Altanki 10	46,79
6	Altanki 11	54,86

Dzielnica / Lp. budynku	Adres budynku	Powierzchnia użytkowa budynku [m ²]
7	Altanki 12	52,84
8	Altanki 15	67,13
9	Altanki 19	46,11
10	Altanki 26	45,87
11	Altanki 33	55,07
12	Altanki 38	56,57
13	Bluszczowa 6	38,78
14	Bluszczowa 12	50,65
15	Bluszczowa 20	34,33
16	Bluszczowa 33	35,89
17	Bluszczowa 34	39,65
18	Dworkowa 3	183,04
19	Dworkowa 10A	120,20
20	Dworkowa 17A	292,81
21	Dworkowa 25A	31,41
22	Dworkowa 7A	294,71
23	Dzwonki 10	41,28
24	Jaśminowa 17	34,35
25	Krótką 6	68,63
26	Letnia 12	50,79
27	Letnia 16	86,97
28	Letnia 21	45,76
29	Letnia 35	84,75
30	Łanowa 4	95,28
31	Łanowa 7	81,75
32	Łanowa 25	63,16
33	Łęgi 2	101,93
34	Łęgi 11	158,42
35	Maki 22	188,88
36	Maki 25	80,58
37	Maki 27	192,42
38	Maki 29	129,80
39	Miodowa 3	42,92
40	Miodowa 9	40,48
41	Miodowa 14	47,74
42	Miodowa 17	52,94
43	Miodowa 18	45,48
44	Modra 10	166,09
45	Modra 28	59,98
46	Modra 29	129,09
47	Modra 47	119,62
48	Modra 48	238,90
49	Modra 1A	42,32
50	Modra 44 A	44,13
51	Niezapominajek 5	72,12
52	Niezapominajek 11	51,78

Dzielnica / Lp. budynku	Adres budynku	Powierzchnia użytkowa budynku [m²]
53	Niezapominajek 18	43,49
54	Niwki 8	405,69
55	Olszyńska 7	85,97
56	Olszyńska 9	74,69
57	Olszyńska 11	75,09
58	Olszyńska 12	63,70
59	Olszyńska 15	83,34
60	Olszyńska 20	65,72
61	Olszyńska 22	89,90
62	Olszyńska 45	43,00
63	Olszyńska 55	77,00
64	Olszyńska 69	58,31
65	Osiedle 3	148,27
66	Pasieczna 27	42,98
67	Pasieczna 31	57,32
68	Pasieczna 35	37,74
69	Pasieczna 36	85,68
70	Pasieczna 37	59,14
71	Piwonii 32	40,06
72	Pusta 7	92,61
73	Sierpowa 15	41,67
74	Sierpowa 17	60,72
75	Sierpowa 19	112,87
76	Sierpowa 23	34,89
77	Sierpowa 24	46,55
78	Sierpowa 25	88,11
79	Sierpowa 29	51,39
80	Słonecznikowa 3	68,58
81	Słonecznikowa 16	45,00
82	Stokrotki 1	98,72
83	Stokrotki 9	35,32
84	Stokrotki 11	65,77
85	Stokrotki 12	23,70
86	Stokrotki 32	44,18
87	Stokrotki 39	34,72
88	Stokrotki 42	48,90
89	Stokrotki 46	36,80
90	Szarotki 2	73,90
91	Szarotki 5	87,05
92	Szarotki 9	39,23
93	Szarotki 22	59,23
94	Szarotki 34	47,57
95	Ścieżki 9	50,97
96	Ścieżki 10	34,55
97	Ścieżki 12	54,26
98	Wąskotorowa 20	75,35

Dzielnica / Lp. budynku	Adres budynku	Powierzchnia użytkowa budynku [m ²]
99	Wilgi 6	63,30
100	Wilgi 24	48,00
101	Wilgi 26	41,00
102	Wilgi 30	49,91
103	Wilgi 31	57,99
104	Wilgi 32	86,41
105	Wilgi 33	40,98
106	Wilgi 34	73,09
107	Wspólna 17	80,09
108	Zawodzie 3	159,16
109	Zawodzie 15	126,16
110	Zielna 25	220,59
111	Żurawia 1	135,69
Orunia		28 308,56
1	Brzegi 9	423,79
2	Brzegi 37/38	197,57
3	Brzegi 47	250,17
4	Głucha 1	534,18
5	Gościnną 12	163,85
6	Gościnną 12A	162,10
7	Gościnną 14	205,31
8	Gościnną 16	236,20
9	Gościnną 18	138,27
10	Grabowa 4	134,28
11	Małomiejska 35	267,44
12	Małomiejska 40	247,19
13	Małomiejska 49	145,64
14	Mostowa 11	262,55
15	Nowiny 15	148,60
16	Nowiny 17	135,57
17	Nowiny 37	149,09
18	Nowiny 38	257,56
19	Nowiny 39	147,30
20	Nowiny 41	157,35
21	Nowiny 53	205,61
22	Nowiny 76	304,55
23	Nowiny 83A	266,30
24	Podmiejska 9	374,68
25	Przy Torze 2	202,87
26	Przy Torze 3	226,90
27	Przy Torze 5	398,28
28	Przy Torze 7a	306,73
29	Przy Torze 7B	252,18
30	Przy Torze 8	426,63
31	Przy Torze 8a	223,29
32	Przy Torze 8b	300,50

Dzielnica / Lp. budynku	Adres budynku	Powierzchnia użytkowa budynku [m ²]
33	Przy Torze 8c	207,78
34	Przy Torze 8d	301,55
35	Przy Torze 8e	307,50
36	Przy Torze 9a	300,63
37	Przy Torze 9 b	292,74
38	Przy Torze 14	241,70
39	Przy Torze 19	345,48
40	Przy Torze 21	155,18
41	Przybrzeżna	194,20
42	Ptasia 4	776,03
43	Ptasia 25	267,51
44	Ptasia 27	257,55
45	Ptasia 29	271,29
46	Radunicka 1	267,17
47	Raduńska 16	285,37
48	Raduńska 30	350,20
49	Raduńska 59	189,00
50	Rejtana 6	467,01
51	Rejtana 15/16	514,10
52	Rejtana 18	438,12
53	Rejtana 20	402,26
54	Równa 3	252,81
55	Sandomierska 10	831,21
56	Sandomierska 10A	311,95
57	Sandomierska 49	468,20
58	Serbska 10	312,57
59	Serbska 11	226,11
60	Smętna 12/13	214,49
61	Trakt Św. Wojciecha 22	415,72
62	Trakt Św. Wojciecha 23	623,64
63	Trakt Św. Wojciecha 24	445,38
64	Trakt Św. Wojciecha 25	466,44
65	Trakt Św. Wojciecha 27	507,07
66	Trakt Św. Wojciecha 32	125,48
67	Trakt Św. Wojciecha 34	271,13
68	Trakt Św. Wojciecha 36	221,07
69	Trakt Św. Wojciecha 58	251,58
70	Trakt Św. Wojciecha 62	225,48
71	Trakt Św. Wojciecha 64	156,08
72	Trakt Św. Wojciecha 81	619,82
73	Trakt Św. Wojciecha 83	169,79
74	Trakt Św. Wojciecha 83 a	126,50
75	Trakt Św. Wojciecha 85	764,65
76	Trakt Św. Wojciecha 101	308,37
77	Trakt Św. Wojciecha 103 a	597,91
78	Trakt Św. Wojciecha 111	315,92

Dzielnica / Lp. budynku	Adres budynku	Powierzchnia użytkowa budynku [m ²]
79	Trakt Św. Wojciecha 169a	227,95
80	Trakt Św. Wojciecha 175	163,29
81	Trakt Św. Wojciecha 179	298,39
82	Trakt Św. Wojciecha 199	196,67
83	Trakt Św. Wojciecha 205 b	119,60
84	Trakt Św. Wojciecha 209	234,03
85	Trakt Św. Wojciecha 231	267,82
86	Trakt Św. Wojciecha 233	178,34
87	Trakt Św. Wojciecha 235	169,13
88	Trakt Św. Wojciecha 269	170,00
89	Trakt Św. Wojciecha 275	198,69
90	Trakt Św. Wojciecha 295	175,28
91	Trakt Św. Wojciecha 299	330,70
92	Trakt Św. Wojciecha 301	198,76
93	Trakt Św. Wojciecha 317	496,43
94	Wschodnia 12	175,10
95	Zawiejska 7	226,54
96	Zawiejska 39	163,43
97	Żuławska 16	147,95
98	Żuławska 56 A	187,82
99	Żuławska 91	231,80
Osowa		0,00
Piecki Migowo		0,00
Przeróbka		3 246,87
1	Brzechwy 7	265,49
2	Dickensa 2	115,44
3	Kryniczna 20	261,57
4	Lenartowicza 9	260,36
5	Przetoczna 9	576,47
6	Przetoczna 31 a	82,64
7	Sienna 9a	272,65
8	Sienna 10	288,41
9	Sienna 14	195,08
10	Sienna 24	197,83
11	Siennicka 9	463,60
12	Siennicka 10a	267,33
Przymorze Małe		420,47
	Mściwoja II 44	420,47
Przymorze Wielkie		0,00
Rudniki		4 584,07
1	Elbląska 66 (MOPR)	590,03
2	Elbląska 68	147,69
3	Elbląska 98	148,80
4	Elbląska 109	234,03
5	Miałki Szlak 30	327,70
6	Miałki Szlak 143	226,35

Dzielnica / Lp. budynku	Adres budynku	Powierzchnia użytkowa budynku [m ²]
7	Miałki Szlak 152	48,80
8	Miałki Szlak 164	50,10
9	Miałki Szlak 192	73,65
10	Miałki Szlak 206	52,60
11	Opłotki 18	103,58
12	Opłotki 22	79,53
13	Płońska 10	325,31
14	Sztutowska 1	120,52
15	Tarcice 1	325,31
16	Tarcice 2	284,64
17	Tarcice 13	236,63
18	Tarniny 17	72,10
19	Tarniny 31	72,10
20	Tarniny 32	70,18
21	Tarniny 42	69,96
22	Tarniny 46	74,07
23	Tarniny 48	78,99
24	Tarniny 52	106,28
25	Zagroble 7	187,33
26	Zagroble 8	204,49
27	Zagroble 18	273,30
Siedlce		1 416,00
1	Malczewskiego 77	223,00
2	Legnicka 1/3 II budynek	537,00
3	Ogińskiego 27A	324,00
4	Pobiedzisko 12	332,00
Stogi		12 708,24
1	Hoża 3	315,78
2	Falck Polonusa 13a	1 998,28
3	Jodłowa 4	192,32
4	Jodłowa 8	230,70
5	Jodłowa 10d	58,04
6	Jodłowa 26	215,43
7	Jodłowa 111	108,12
8	Kępna 23	141,69
9	Kępna 24	54,63
10	Kępna 27	322,55
11	Kępna 28	137,72
12	Kępna 30	40,83
13	Kępna 31	237,49
14	Skiby 19	383,18
15	Skiby 21	383,34
16	Sokola 22 c	126,56
17	Sówki 2	77,66
18	Sówki 6	104,18
19	Sówki 10	105,61

Dzielnica / Lp. budynku	Adres budynku	Powierzchnia użytkowa budynku [m ²]
20	Sówki 28	113,45
21	Sówki 32	95,93
22	Sówki 38	118,78
23	Sówki 39	152,32
24	Sówki 40	136,34
25	Sówki 41	138,85
26	Sówki 44	142,11
27	Sówki 49	141,53
28	Sówki 52	138,67
29	Sówki 54	165,67
30	Stryjewskiego 23	716,26
31	Stryjewskiego 29	3 476,70
32	Stryjewskiego 54	105,58
33	Tamka 20	72,22
34	Tamka 23a	224,58
35	Zakole 2	178,41
36	Zakole 5	130,27
37	Zalesie 2	274,56
38	Zalesie 4	269,76
39	Zalesie 6	261,87
40	Zalesie 8	257,31
41	Zimna 1	162,96
Strzyża		0,00
Suchanino		6 681,00
1	Morenowa 2	208,00
2	Cygańska Góra 12a-c	1 931,00
3	Cygańska Góra 16a-b	1 318,00
4	Cygańska Góra 26a-e	3 224,00
Śródmieście		38 234,30
1	Kurkowa 6	160,00
2	Rogaczewskiego 45	351,00
3	Angielska Grobla 11	331,32
4	Angielska Grobla 12a	231,84
5	Angielska Grobla 12b	229,97
6	Angielska Grobla 17a	204,02
7	Angielska Grobla 17b	207,65
8	Bednarska 2	164,33
9	Długa 40/42	753,21
10	Długie Ogrody 25	630,50
11	Długie Ogrody 31	101,95
12	Dylinki 3	283,26
13	Grodzka 8	121,14
14	Grodzka 14/15	215,61
15	Grodzka 8A	164,53
16	Grodzka 8B	641,06

Dzielnica / Lp. budynku	Adres budynku	Powierzchnia użytkowa budynku [m ²]
17	Kaletnicza 1/2	324,84
18	Krosna 5/6	44,16
19	Krowoderska 11B	305,72
20	Mniszki 5/6	368,70
21	Owsiana 1	693,87
22	Owsiana 2	205,75
23	Owsiana 3	448,00
24	Owsiana 6	215,17
25	Robotnicza 1	1 580,25
26	Rzeźnicza 64	272,62
27	Rzeźnicza 65	333,36
28	Sieroca 6	814,30
29	Sieroca 8	426,45
30	Szeroka 108	462,38
31	Sukiennicza 4	266,81
32	Ogarna 27/28	839,90
33	Za murami 20	134,45
34	Podstoczna 2	310,91
35	Podstoczna 3	262,55
36	Podstoczna 4	260,89
37	Chłodna 9	975,92
38	Chłodna 10	935,06
39	Chłodna 14	390,64
40	Dolna Brama 4	332,70
41	Dolna Brama 6	240,65
42	Dolna 3	334,78
43	Dolna 10	411,80
44	Dolna 7/9	129,19
45	Fundacyjna 9	139,28
46	Grodza Kamienna 2c	273,08
47	Grodza Kamienna 2f	173,07
48	Grodza Kamienna 2h	171,71
49	Grodza Kamienna 2i	170,43
50	Jaskólcza 4A	161,66
51	Królikarnia 1	48,71
52	Królikarnia 2	262,56
53	Kurza 9	398,18
54	Łąkowa 7	602,39
55	Łąkowa 9	98,82
56	Łąkowa 13	378,79
57	Łąkowa 14	269,17
58	Łąkowa 15	92,39
59	Łąkowa 18	136,32
60	Łąkowa 20	379,85

Dzielnica / Lp. budynku	Adres budynku	Powierzchnia użytkowa budynku [m ²]
61	Łąkowa 20	98,21
62	Łąkowa 28	375,53
63	Łąkowa 45	448,78
64	Łąkowa 50	1 062,31
65	Łąkowa 51	798,97
66	Łąkowa 35/38	663,21
67	Plac Wałowy 5	273,82
68	Plac Wałowy 9	270,89
69	Plac Wałowy 5a	186,00
70	Pod Zrębem 3	369,30
71	Pod Zrębem 7	502,65
72	Pod Zrębem 8	512,82
73	Pod Zrębem 9	772,79
74	Pod Zrębem 5a	182,28
75	Pod Zrębem 5b	641,40
76	Reduta Dzik 1	231,40
77	Reduta Dzik 2	217,03
78	Reduta Dzik 3	131,32
79	Reduta Dzik 4	336,94
80	Reduta Dzik 5	191,60
81	Reduta Dzik 6	69,50
82	Reduta Dzik 7	561,74
83	Reduta Dzik 4a	62,36
84	Reduta Dzik 6a	54,19
85	Rzeźnicka 43	627,89
86	Rzeźnicka 44	200,76
87	Rzeźnicka 45	228,52
88	Rzeźnicka 46	511,27
89	Rzeźnicka 47A	254,82
90	Rzeźnicka 47B	368,78
91	Toruńska 23	412,80
92	Toruńska 25	415,86
93	Toruńska 27	321,92
94	Ułańska 11	507,43
95	Ułańska 11	180,52
96	Wróbla 15	88,45
97	Wróbla 13/14	326,18
98	Biskupia 8	122,38
99	Biskupia 11	258,70
100	Biskupia 17	342,69
101	Biskupia 27	351,07
102	Biskupia 31	748,14
103	Biskupia 35	175,30
104	Na Stoku 23	265,15
105	Na Stoku 35	250,05

Dzielnica / Lp. budynku	Adres budynku	Powierzchnia użytkowa budynku [m ²]
106	Na Stoku 39	405,94
107	Na Stoku 40	369,33
108	Na Stoku 12b	142,35
109	Salwator 7	102,30
110	Salwator 8	37,60
111	Salwator 9	333,44
OGÓŁEM: 529 budynków		146 964,46

1.2.3. Zwiększenie roli kogeneracji w istniejącym systemie zaopatrzenia w ciepło miasta Gdańska

Rola efektywności energetycznej procesów i gospodarki znajduje swoje potwierdzenie w ustawie o efektywności energetycznej z dnia 15 kwietnia 2011 r. (Dz. U. Nr 94, poz. 551), która określa cele Polski w zakresie oszczędności energii, ze szczególnym uwzględnieniem wiodącej roli sektora publicznego. Zadaniem ustawy jest zapewnienie także pełnego wdrożenia dyrektyw europejskich w zakresie efektywności energetycznej, w tym zwłaszcza zapisów Dyrektywy 2006/32/WE w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych.

Jedną z możliwości zwiększenia efektywności energetycznej gdańskich systemów produkcji ciepła jest tzw. skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej (kogeneracja). W porównaniu z produkcją ciepła i energii elektrycznej w układach rozdzielonych (elektrownie i ciepłownie/kotłownie), gospodarka skojarzona pozwala na jednoczesne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej, co zwiększa efektywność i sprawność całego procesu i zawsze wpływa na obniżenie zużycia energii pierwotnej¹³¹. Oszczędność paliwa powoduje z kolei ograniczenie wielkości emisji szkodliwych związków uwalnianych do atmosfery w procesie spalania. Zmniejszają się również ilości odpadów paleniskowych powstających w wyniku spalania paliw stałych. Oprócz efektów termodynamicznych, które wynikają bezpośrednio z zastąpienia procesów rozdzielonych procesami skojarzonymi, kogeneracja wiąże się również z możliwością osiągnięcia konkretnych korzyści ekonomicznych. Sam fakt wprowadzenia gospodarki skojarzonej nie oznacza jednak automatycznego osiągnięcia efektów ekonomicznych w skali danego przedsięwzięcia. Osiągnięcie korzystnych wskaźników opłacalności (krótkich czasów zwrotu nakładów inwestycyjnych, dużej wartości zysku) jest możliwe jedynie w przypadku optymalnie dobranego układu CHP.

Skojarzona gospodarka ciepłno-energetyczna może być realizowana zarówno w dużych zawodowych blokach energetycznych – w tzw. elektrociepłowniach zawodowych, jak i na mniejszą skalę (kogeneracja małej mocy i mikrokogeneracja), tworząc segment tzw. energetyki rozproszonej.

W ostatnich latach obserwuje się dynamiczny rozwój technologii kogeneracyjnych małych mocy opartych o turbiny gazowe lub zasilane gazem silniki spalinowe. Równolegle dokonuje się modernizacji elektrociepłowni parowych poprzez nadbudowę turbiną gazową i częściowe lub całkowite wyeliminowanie kotłów węglowych. Małe

¹³¹ Skorek J., Tańczuk M.: Opłacalność zastosowania układu skojarzonego z turbiną gazową i kotłem odzysknicowym w ciepłowni komunalnej, Seminarium „Modernizacja układów technologicznych ciepłowni i elektrociepłowni węglowych przez nadbudowę gazowymi modułami kogeneracyjnymi”. Pol. Śląska. Gliwice 2003

układy energetyczne są zasilane przede wszystkim paliwami gazowymi, przez co stały się one znacznie bardziej przyjazne dla środowiska aniżeli układy zasilane paliwami stałymi lub ciekłymi. Podstawowym paliwem gazowym jest gaz ziemny. Na coraz szerszą skalę wykorzystuje się również inne paliwa gazowe, głównie gazy niskokaloryczne (np. gaz z odmetanowania kopalń, biogaz, gaz wysypiskowy). Biorąc pod uwagę doświadczenia innych krajów europejskich oraz obecne plany rozwoju kraju można liczyć się ze znaczącym przyrostem liczby nowo budowanych układów kogeneracyjnych w Polsce¹³².

Małe gazowe układy kogeneracyjne, jako element tzw. gminnej rozproszonej gospodarki energetycznej, mogą znaleźć swoje zastosowanie przede wszystkim w obiektach o zwiększonym czasie występowania potrzeb cieplnych, tj. obiektach użyteczności publicznej, oświatowych, basenach, szpitalach, parkach wodnych a także w miejscach o lokalnym potencjale gazowego paliwa odpadowego (np. biogazu, gazu wysypiskowego i innych). Ze względu na uwarunkowania techniczno-ekonomiczne uważa się, że szczególną rolę mogą one odegrać w krajowym ciepłownictwie komunalnym, zaopatrującym w ciepło najczęściej wielorodzinne zasoby mieszkaniowe. Przewiduje się, że w dłuższej perspektywie czasowej szczególną rolę w zaopatrzeniu budynków mieszkalnych Gdańska mogą odegrać gazowe układy kogeneracyjne oparte na tzw. modułach mikrokogeneracyjnych.

Ogólne zalecenia dotyczące wprowadzania technologii kogeneracyjnych na terenie Gdańska można sformułować następująco:

- i. w przypadku budowy dużych elektrociepłowni wskazane jest aby moc cieplna oraz wynikająca stąd moc elektryczna bloku energetycznego uzależniona była od zapotrzebowania na ciepło odbiorców i możliwości jego odbioru,
- ii. w przypadku lokalnych układów kogeneracyjnych moc cieplna układu powinna wynikać z maksymalnego zapotrzebowania na ciepło latem, a wyprodukowana energia elektryczna powinna być maksymalnie wykorzystana na potrzeby własne źródła ciepła bądź zakładu, w którym jest ono zlokalizowane,
- iii. ze względu na konieczność zapewnienia ciągłości dostaw, duże i średnie źródła ciepła powinny dysponować urządzeniem energetycznym (kotłem lub drugim blokiem energetycznym), pozwalającym na pełną rezerwę mocy cieplnej dostarczanej przez jednostkę podstawową.

Wybór technologii do produkcji ciepła w skojarzeniu z energią elektryczną, zarówno w przypadku dużych bloków energetycznych jak i małych elektrociepłowni, musi zostać poprzedzony procesem optymalizacji techniczno-ekonomicznej. Optymalizacja taka powinna obejmować m.in.:

- i. analizę możliwości zastosowania różnych paliwa (węgla, gaz ziemny, biogazu, biomasy stałej, odpadów komunalnych) jako paliwa podstawowego,
- ii. analizę wrażliwości opłacalności inwestycji na ceny paliw, ciepła i energii elektrycznej,
- iii. analizę stabilności systemów wsparcia (np. system taryf gwarantowanych czy system uzyskiwania i obrotu świadectwami pochodzenia).

W mieście Gdańsk istnieje znaczny potencjał obiektów, których spełniają przesłanki technologiczne do wprowadzenia kogeneracji, ze szczególnym wskazaniem na sektor tzw. ciepłownictwa komunalnego. Większość komunalnych systemów ciepłowniczych

¹³² Skorek J.: Małe źródła produkujące energię elektryczną i ciepło w skojarzeniu jako podstawa technologiczna gminnej gospodarki energetycznej. Sympozjum „Gospodarka Energetyczna w Gminach”. Rzeszów, 6 września 2002

w kraju to układy produkujące gorącą wodę w kotłach opalanych paliwem stałym (miał węglowy, węgiel). Główne problemy techniczne występujące w komunalnych źródłach ciepła pracujących dla potrzeb miejskich systemów ciepłowniczych można wyszczególnić jako:

- i. pracę kotłów pod znacznie obniżonym obciążeniem w okresie letnim (niezależnie od rodzaju paliwa),
- ii. techniczne zużycie kotłów (głównie tych opalanych paliwem stałym),
- iii. konieczność dostosowania emisji do wprowadzanych zaostrzonych norm (dotyczy kotłów opalanych paliwem stałym).

Niski stopień wykorzystania mocy zainstalowanej w źródłach ciepła wskazuje jednoznacznie, że konieczna jest optymalizacja ich mocy cieplnej (dostosowanie do potrzeb c.w.u. latem) a kondycja techniczna urządzeń potwierdza potrzebę modernizacji wyeksploatowanych kotłów.

Alternatywą dla ponoszenia nakładów inwestycyjnych na wymienione wyżej cele, jest zabudowa w istniejących źródłach układów kogeneracyjnych (CHP) opalanych paliwem gazowym, najczęściej w miejsce zużytych kotłów na paliwo stałe. Układy możliwe do zastosowania jako nadbudowa ciepłowni komunalnych to:

- i. układy CHP z silnikiem spalinowym i zespołem wymienników,
- ii. układy CHP z turbiną gazową i kotłem odzysknicowym.

Ze względu na znaczne nakłady inwestycyjne i duże koszty eksploatacji (wysokie ceny gazu ziemnego) zabudowa układu CHP ma sens wyłącznie w przypadku gdy może on być eksploatowany przez okres całego roku, z wyłączeniem koniecznych postojów technologicznych. Dłuższy roczny czas pracy układu CHP oznacza bowiem większe przychody z tytułu produkcji energii elektrycznej (produkcja dla potrzeb własnych lub sprzedaż). Modernizowana ciepłownia komunalna musi więc pracować także poza sezonem grzewczym w celu zapewnienia dostaw c.w.u. do systemu lub (rzadziej) dla pokrycia potrzeb o charakterze technologicznym. Układ skojarzony może być w takim przypadku wykorzystany do pracy przez okres całego roku. Optymalnie dobrany układ CHP to taki, który nie tylko powoduje oszczędności w zużyciu energii chemicznej paliwa lecz również skutkuje uzyskaniem zysku ekonomicznego.

W przypadku miasta Gdańska kotłownie stanowiące źródła systemów scentralizowanych i produkujące ciepło dla celów komunalnych to zarówno układy zasilane paliwami stałymi (miałem węglowym) jak i gazem ziemny. W przypadku kotłowni pracujących również dla potrzeb c.w.u. (a więc przez cały rok) istnieje zdecydowane wskazanie do rozważenia opłacalności nadbudowy tych instalacji układami kogeneracyjnymi predysponowanymi przeciw do pracy w podstawie obciążeń cieplnych. Możliwości wykorzystania kogeneracji, w tym przypadku powinny zostać określone na podstawie szczegółowych analiz techniczno-ekonomicznych.

Analizując możliwości rozwoju istniejącej na terenie Gdańska infrastruktury ciepłowniczej i możliwości jej wykorzystania do zaspakajania potrzeb cieplnych w perspektywie do roku 2031 ze szczególnym uwzględnieniem kogeneracji, wytypowano następujące kierunki możliwych rozwiązań:

- i. wprowadzenie kogeneracji gazowej w podstawę obciążeń cieplnych ciepłowni lokalnych) zaopatrujących odbiorców w ciepło przez cały rok (poza sezonem grzewczym w ciepło dla potrzeb przygotowania ciepłej wody użytkowej),

- ii. wprowadzenie kogeneracji gazowej w podstawę obciążeń cieplnych w obiektach do tego predysponowanych, o przedłużonym czasie trwania sezonu grzewczego i posiadających zapotrzebowanie przez okres całego roku (c.w.u., ciepło technologiczne, chłód),
- iii. wprowadzenie kogeneracji gazowej dużej mocy w postaci nowych planowanych źródeł gazowych (układy gazowo-parowe),
- iv. wprowadzenie kogeneracji na paliwa niskokaloryczne (odpady komunalne).

Na bazie wykonanej analizy możliwości wprowadzenia produkcji skojarzonej w mieście Gdańsku, zaproponowano potencjalne obszary predysponowane do wykorzystania wyszczególnionych wcześniej technologii. Propozycje zawarto w tabeli 3.

Tab. 3. Potencjalne obszary zastosowania kogeneracji gazowej w sektorze ciepłownictwa komunalnego w Gdańsku

	Predysponowane obiekty	Proponowana technologia
1	Obiekty użyteczności publicznej – parki wodne i baseny	Kogeneracja małej mocy Układy kogeneracyjne pracujące w trybie HT (heattracking) – dopasowane do zapotrzebowania na ciepło technologicznej. Technologia: silniki spalinowe
2	Hotele, sanatoria, obiekty typu WOH	Kogeneracja małej mocy Układy kogeneracyjne pracujące w trybie HT (heattracking) – dopasowane do zapotrzebowania na ciepło konieczne do przygotowania c.w.u. Technologia: silniki spalinowe lub mikroturbiny
3	Budownictwo wielorodzinne (w tym szeregowce)	Kogeneracja małej mocy Układy kogeneracyjne pracujące w trybie HT (heattracking) – dopasowane do zapotrzebowania na ciepło konieczne do przygotowania c.w.u. Technologia: mikroturbiny
4	Ciepłownie oraz kotłownie osiedlowe pracujące również na potrzeby c.w.u. latem	Kogeneracja małej mocy Układy kogeneracyjne pracujące w trybie HT (heattracking) – dopasowane do zapotrzebowania na ciepło konieczne do przygotowania c.w.u. Technologia: silniki spalinowe lub turbiny gazowe kotłem odzyskowym. Przykładowe proponowane obiekty: i. ciepłownia Osowa (Zachód – Osowa), ii. ciepłownia GPEC Matarnia – dawne PUEiK "UNIKOM" (Zachód – Kokoszkki).
5	Oczyszczalnie ścieków, składowiska odpadów	Kogeneracja małej mocy Układy kogeneracyjne pracujące w trybie FT (fueltracking) – dopasowane do podaży energii w paliwie (biogaz). Technologia: silniki spalinowe
6	Gazowe elektrociepłownie zawodowe	Kogeneracja dużej mocy Instalacje kogeneracyjne pracujące jako układy gazowo-parowe. Technologia: turbiny gazowe i parowe
7	Elektrociepłownia z turbinami parowymi z kotłami do spalania frakcji komunalnej	Kogeneracja dużej mocy Instalacje kogeneracyjne pracujące zgodnie z obiegiem cieplnym CR, parowe. Technologia: turbiny parowe. Proponowany obiekt: planowana EC Szadółki (ZTPO) na terenie Zakładu Utylizacyjnego Sp. z o.o.

Na podstawie szacunkowych kalkulacji bilansowych, przyjąć można, że moc cieplna nowych układów kogeneracyjnych, zainstalowanych do roku 2031, może wynieść nawet ok. 900÷950 MW, z czego ok. 750÷800 MW przypadnie na elektrociepłownie dużych mocy (głównie planowane bloki gazowe oraz EC Szadółki na odpady komunalne – ZTPO), a pozostałe 150 MW wyniknie z rozbudowy segmentu układów kogeneracyjnych małych mocy i układów mikrokogeneracji (ciepłownie systemowe, kotłownie osiedlowe nadbudowane układami CHP, obiekty użyteczności publicznej, budownictwo mieszkalne wielorodzinne).

1.3. Uwarunkowania demograficzne i zagospodarowania obszarów rozwojowych determinujące zmiany zapotrzebowania na ciepło miasta Gdańska

Ciepłownictwo jest sektorem funkcjonującym w Gdańsku w oparciu o szereg specyficznych uwarunkowań lokalnych, w tym istniejącą zróżnicowaną infrastrukturę ciepłowniczą z przewagą systemów scentralizowanych, planowane intensywne zagospodarowanie terenów rozwojowych o funkcji mieszkaniowej oraz mniej lub bardziej realne plany budowy nowych źródeł ciepła i energii elektrycznej o dużych mocach.

Perspektywa rozwoju rynku ciepła w mieście Gdańsku zdeterminowana jest jednak głównie czynnikiem demograficznym (zakładany spadek liczby ludności do roku 2031 o ok. 7% w stosunku do wielkości z roku 2010) oraz tempem zagospodarowania terenów rozwojowych u funkcjach zarówno mieszkaniowych jak i usługowych i przemysłowych.

Zmiany zapotrzebowania na moc ciepłą w perspektywie roku 2031 wynikać będą również z przewidywanych działań modernizacyjnych istniejącego budownictwa związanych z racjonalizacją użytkowania energii (termomodernizacja) oraz działań pokrewnych zmierzających do poprawy efektywności energetycznej gospodarki cieplnej zarówno w skali miasta jak i w skali lokalnej, w tym odbiorców indywidualnych.

Podstawę do określenia przewidywanego zapotrzebowania na moc ciepłą stanowią kierunki rozwoju miasta określone w Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego miasta Gdańska z roku 2007 i w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego oraz prognozy rozwoju budownictwa w poszczególnych jednostkach urbanistycznych w perspektywie roku 2015 i 2025 i 2031 dostarczone przez Biuro Rozwoju Gdańska.

Prognozy uwzględniają przyrosty nowego budownictwa w jednostkach urbanistycznych miasta, rehabilitację i przekształcenia istniejącej zabudowy oraz ubytki istniejącego budownictwa nie spełniającego warunków do przeprowadzenia modernizacji. Prognozy te obejmują budownictwo mieszkaniowe wielorodzinne, małe domy mieszkalne oraz budownictwo pozostałe (obiekty użyteczności publicznej, usługi, handel itp.).

W tabeli 4 przedstawiono wielkość terenów rozwojowych miasta Gdańska, zdefiniowanych i wyspecyfikowanych w Studium. Tereny te podzielić można na obszary o trzech podstawowych funkcjach (przeznaczeniach):

- i. mieszkaniowej (w tym z przewagą funkcji mieszkaniowej) - M,
- ii. usługowej (w tym z przewagą funkcji usługowej) - U,
- iii. przemysłowej (w tym z przewagą funkcji przemysłowych) - P.

Wielkość terenów rozwojowych podana została dla całego miasta łącznie oraz wyspecyfikowana dla każdej jednostki administracyjnej z osobna.

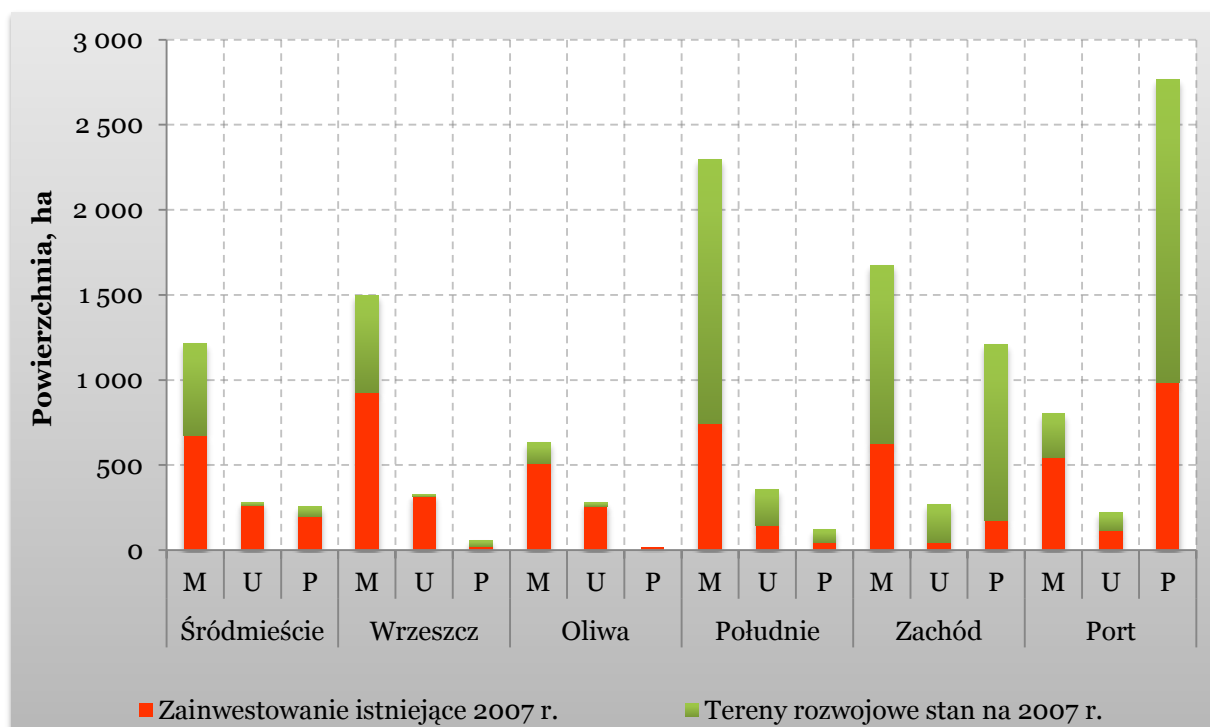
Tab. 4. Wielkość i stopień wykorzystania terenów rozwojowych miasta Gdańska.

Rodzaj i funkcja terenu rozwojowego	Gdańsk, w tym:	Śródmieście	Wrzeszcz	Oliwa	Południe	Zachód	Port
Przeznaczenie w obowiązującym Studium (2007 r.)¹³³(w ha)							
Funkcja mieszkaniowa (M)	8 114	1 216	1 495	630	2 298	1 674	801
Funkcja usługowa (U)	1 736	283	328	280	358	269	218
Funkcja przemysłowa (P)	4 404	256	57	0	118	1 208	2 765
Łącznie (M + U + P)	14 254	1 755	1 880	910	2 774	3 151	3 784

¹³³ Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego miasta Gdańska. BRG. Gdańsk 2007

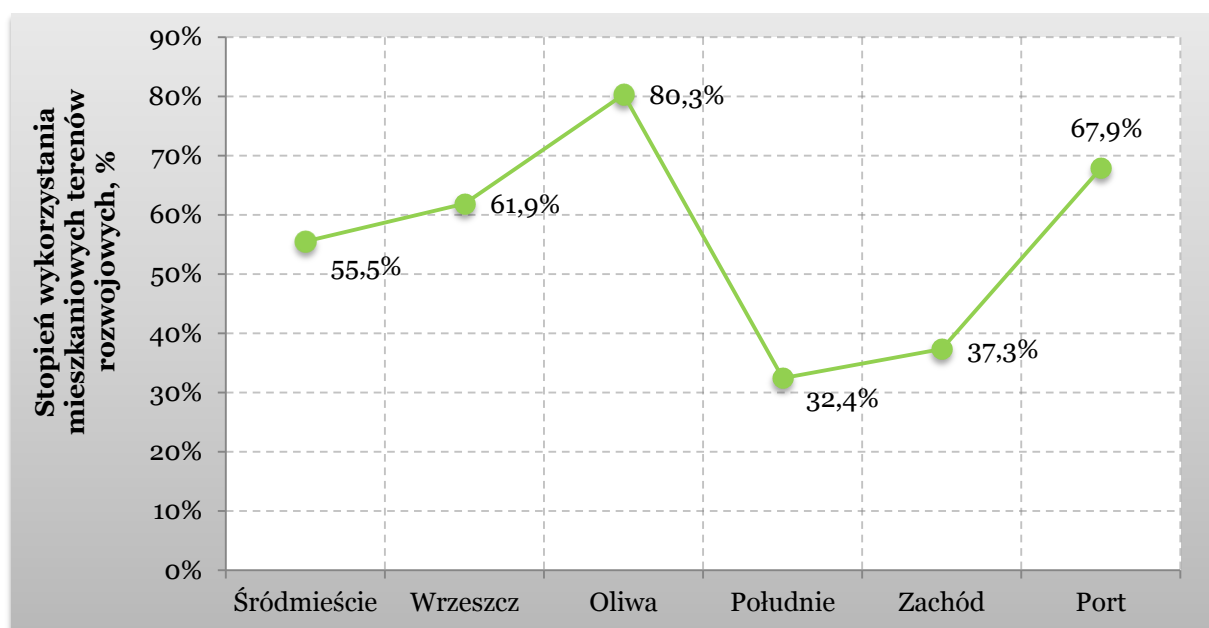
Tereny pozostałe do zainwestowania (w ha)							
Funkcja mieszkaniowa (M)	4 094	541	570	124	1 553	1 049	257
Funkcja usługowa (U)	597	23	13	23	212	224	102
Funkcja przemysłowa (P)	2 972	60	38	-14	74	1 035	1 779
Łącznie (M + U + P)	7 663	624	621	133	1 839	2 308	2 138
Stopień zainwestowania (wykorzystania) terenów rozwojowych							
Funkcja mieszkaniowa (M)	49,54%	55,51%	61,87%	80,32%	32,42%	37,34%	67,92%
Funkcja usługowa (U)	65,61%	91,87%	96,04%	91,79%	40,78%	16,73%	53,21%
Funkcja przemysłowa (P)	32,52%	76,56%	33,33%	100,00%	37,29%	14,32%	35,66%
Łącznie (M + U + P)	46,24%	64,44%	66,97%	85,38%	33,71%	26,75%	43,50%

W tabeli 4 przedstawiono także tereny pozostałe zagospodarowania (niewykorzystane) oraz wyznaczony na podstawie tej wielkości stopień zainwestowania terenów rozwojowych miasta. Na rysunku 7 pokazano powierzchnię terenów zainwestowanych oraz terenów pozostałych do zagospodarowania.

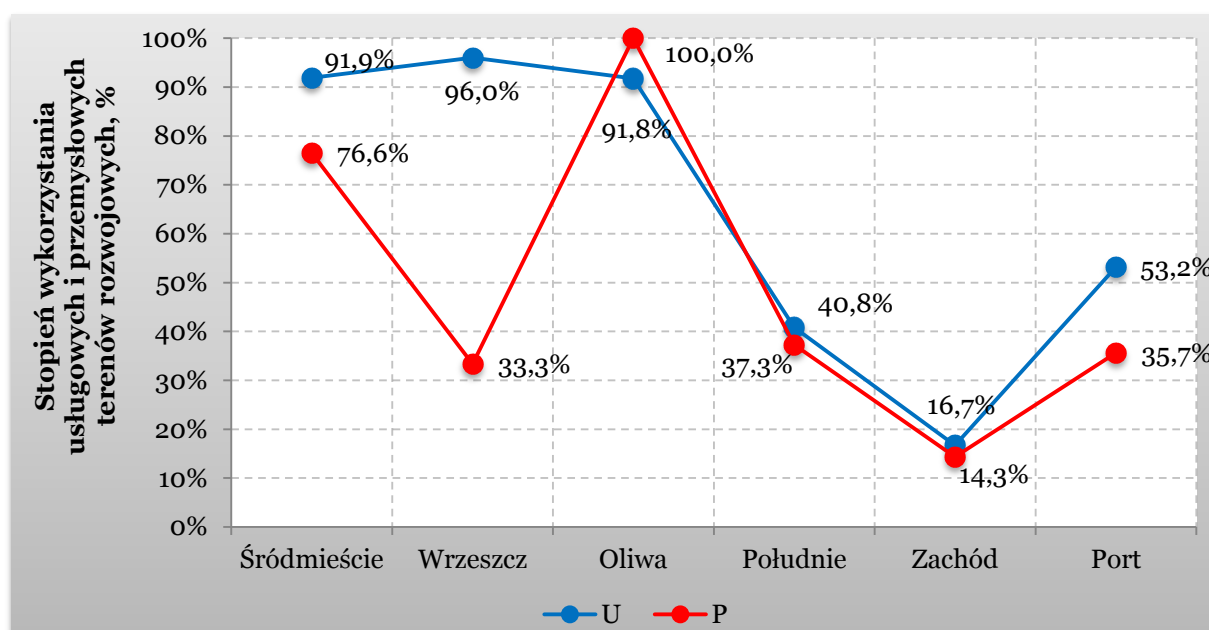


Rys. 7. Powierzchnia terenów rozwojowych Gdańsk (stan obecny i tereny pozostałe do zagospodarowania)

Na rysunkach 8 i 9 pokazano powierzchnię terenów zainwestowanych oraz terenów pozostałych do zagospodarowania.



Rys. 8. Stopień zainwestowania terenów rozwojowych miasta Gdańska – tereny o funkcji mieszkaniowej.



Rys. 9. Stopień zainwestowania terenów rozwojowych miasta Gdańska – tereny o funkcjach usługowych i przemysłowych.

Jak wynika z danych w tabeli 4 oraz z zestawienia na rysunkach 8 i 9 w segmencie mieszkalnictwa największy potencjał rozwojowy posiadają jednostki Południe i Zachód (odpowiednio 32,4% i 37,3% wykorzystanych terenów rozwojowych). W segmencie usług i przemysłu obszarami o dużym potencjale rozwojowym są jednostki Zachód (usługi 16,7%, przemysł 14,3%), Południe (usługi 40,8%, przemysł 37,3%) oraz Port (usługi 53,2%, przemysł 35,7%). Duży potencjał rozwojowy obszarów przewidzianych pod rozwój przemysłu ma także jednostka Wrzeszcz (33,3%). W skali całego miasta Gdańska (tabela 4) stopień wykorzystania terenów rozwojowych dla funkcji mieszkaniowych wynosi niecałą połowę (49,5%), dla usług ponad 65% a dla przemysłu około 32,5%.

Niezależnie od przyjętego w dalszej części scenariusza (wariantu) rozwoju rynku ciepła miasta Gdańska, z analizy stopnia zainwestowania terenów rozwojowych wynika, że stanowią one duży potencjał generowania w dalszej perspektywie czasowej dodatkowego zapotrzebowania na ciepło. Przy bardzo nierealnym założeniu, że do roku 2031 tereny te zainwestowane zostaną w całości (stopień wykorzystania 100%), potrzeby cieplne miasta mogą wzrosnąć o ok. 936 MW co stanowi ponad 50% obecnego zapotrzebowania na moc cieplną w szczycie. Z obliczeń własnych wynika, że przy założeniu całkowitego wypełnienia terenów mieszkaniowych i usługowych łączny przyrost powierzchni użytkowej wyniesie ok. 9,3 mln m², w tym ok. 8 mln m² na budownictwo mieszkaniowe (o ok. 1 mln² więcej niż chłonność miasta w zakresie budownictwa mieszkaniowego wyznaczona w Studium zagospodarowania... z roku 2007).

Zgodnie z zapisami Studium, przewiduje się, że po roku 2031 możliwe będzie osiągnięcie wskaźnika 40 m² powierzchni użytkowej na mieszkańca jako wartości przeciętnej dla miasta (tabela 5).

Tab. 5. Istniejące i prognozowane standardy zamieszkania w horyzoncie czasowym do momentu wypełnienia struktur (2031 r.).

Typ zabudowy mieszkaniowej	Stan odniesienia 2010 r.	Stan zdeterminowany 2015 r.	Stan perspektywiczny 2020 r.	Stan wypełnienia struktur 2031 r.
	m ² powierzchni użytkowej/ mieszkańca			
Budownictwo wielorodzinne	21,3	22,4	31,0	35,0
Domy jednorodzinne	40,1	40,0	49,0	59,0
Małe domy mieszkalne	26,5	27,0	39,0	49,0
Wartość średnia dla Gdańska	24,4	25,2	34,3	40,0

Przyjmując założenie wzrostu gospodarczego kraju, a w ślad za tym poprawę sytuacji materialnej gdańszczan, można spodziewać się zdecydowanego zwiększenia wskaźnika wzrostu powierzchni użytkowej mieszkań od wskaźnika wzrostu liczby mieszkań, co oznacza, iż nastąpi poprawa struktury wielkościowej mieszkań. O ile w roku 2007 średnia wielkość mieszkania wynosiła w Gdańsku 58 m², o tyle w okresie wypełnienia struktur przekroczy ona 70 m². Taki stan zostanie osiągnięty dzięki następującym procesom¹³⁴:

- i. wzrastającemu udziałowi budownictwa jednorodzinnego, w tym rezydencjonalnego,
- ii. łączeniu mieszkań w istniejącej zabudowie (remodelowanie mieszkań),
- iii. likwidacji substandardów mieszkaniowych,
- iv. zmniejszaniu udziału mieszkań małych (mniejszych niż 35 m²) w nowym budownictwie.

Osiągnięcie w stanie wypełnienia struktur standardów zamieszkiwania pokazanych w tabeli 5, dla założonej w Studium liczby mieszkańców 420 tys., wymaga przyrostu zasobów o 7 mln m².

Chłonność wszystkich terenów mieszkaniowych Gdańska ocenia się na ok. 18 mln m² (w tym 11 mln m² zabudowy istniejącej), co oznacza możliwość realizacji na obszarze miasta ok. 7 mln m². Taka podaż terenów mieszkaniowych pozwala na osiągnięcie wymienionych wyżej standardów zamieszkiwania nawet przy optymistycznym wariacie rozwoju demograficznego (420 tys. mieszkańców w 2031 r.). W tabeli 6 pokazano chłonność niezainwestowanych mieszkaniowych terenów rozwojowych miasta Gdańska.

¹³⁴ Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego miasta Gdańska. BRG. Gdańsk 2007

Tab. 6. Chłonność niezabudowanych mieszkaniowych terenów rozwojowych (w tys. m²)

Jednostka administracyjna	Chłonność niezainwestowanych mieszkaniowych terenów rozwojowych ¹³⁵	Udział, %
Śródmieście	1 100	15,7
Wrzeszcz	1 300	18,6
Oliwa	250	3,6
Południe	3 400	48,6
Zachód	900	12,8
Port	50	0,7
łącznie Gdańsk	7 000	100,0

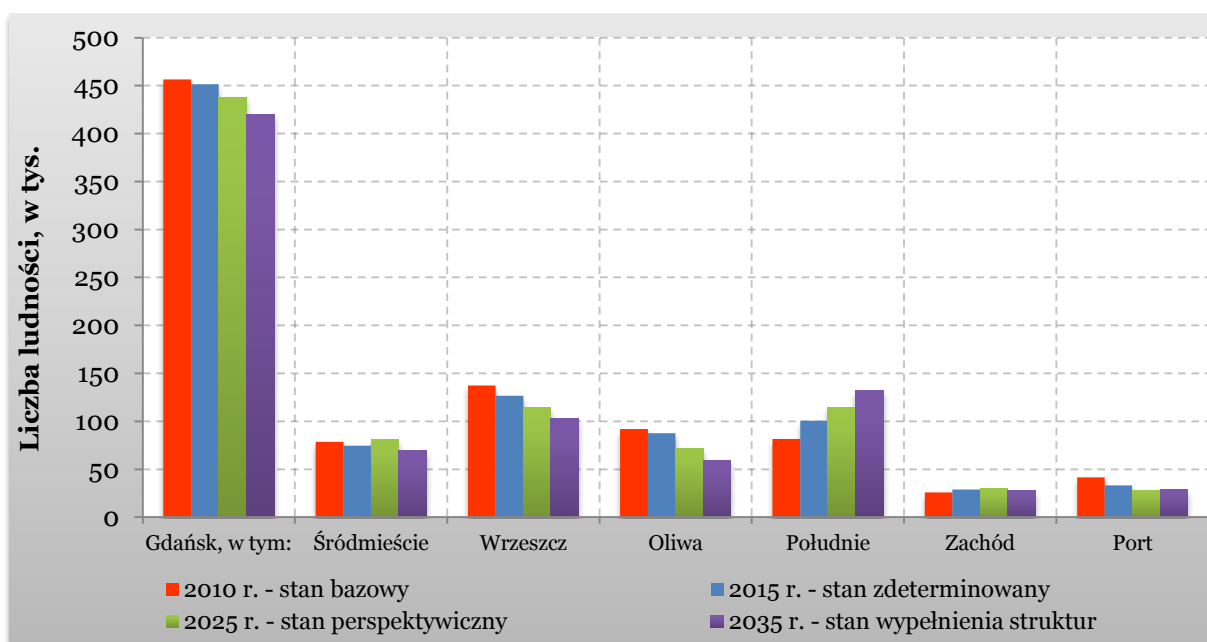
Zgodnie z zapisami Studium, na tzw. dolnym tarasie (dzielnice: Śródmieście, Wrzeszcz, Oliwa, Port) mieści się łącznie ok. 2,7 mln m² powierzchni użytkowej mieszkań, tj. niecałe 40% niewykorzystanej jeszcze chłonności miasta. Wynika z tego, że chłonność niezabudowanych terenów dzielnic dolnego tarasu nie stwarza możliwości osiągnięcia założonych wskaźników zaspokojenia potrzeb mieszkaniowych. Mała podaż terenów na dolnym tarasie przy jednoczesnej bogatej ofercie usługowej na tym obszarze powodują, że budowane tam mieszkania są drogie i uchodzą za najbardziej atrakcyjne w mieście. Jednocześnie struktura oferowanych terenów mieszkaniowych nie zaspokaja popytu na budownictwo o niskiej intensywności.

Znaczna część programu mieszkaniowego przewidywanego na dolnym tarasie powinna być zrealizowana w dzielnicy Śródmieście, głównie na terenach postoczniowych, a także na Dolnym Mieście i Długich Ogrodach, gdzie przewiduje się budownictwo o wysokiej intensywności. Takie też budownictwo ma dominować w nowych realizacjach dzielnicy Wrzeszcz (tereny byłych koszar, Wyspa Piecewska, polana leśna Srebrniki).

Przyrost netto zasobów mieszkaniowych w Oliwie (250 tys. m²) i w dzielnicy Port (50 tys. m²) to wielkości marginalne dla miasta, ale zaspokajające popyt na mieszkania w pobliżu brzegu morskiego.

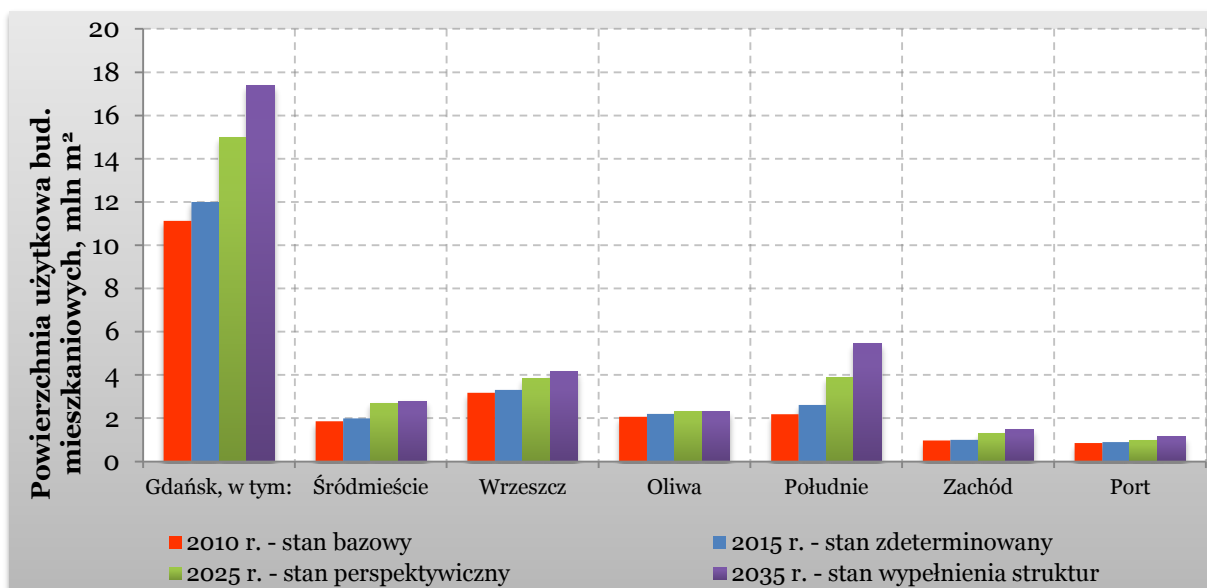
Ponad 60% założonego przyrostu zasobów mieszkaniowych Gdańska będzie realizowanych w dzielnicach Południe i Zachód, głównie na gruntach porolniczych, ale też i powojkowych, w tym częściowo jako wypełnienie istniejących struktur miejskich powstających tam od początku lat 80. Chłonność niezabudowanych terenów w dzielnicy Południe ocenia się na 3,4 mln m², przy założeniu, że zabudowa mieszkaniowa o niskiej intensywności będzie stanowiła 45%. Chłonność nowych terenów mieszkaniowych w dzielnicy Zachód ocenia się na 0,9 mln m², przy 90% udziale zabudowy mieszkaniowej o niskiej intensywności.

¹³⁵ Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego miasta Gdańska. BRG. Gdańsk 2007



Rys. 10. Prognoza zmiany liczby ludności Gdańska

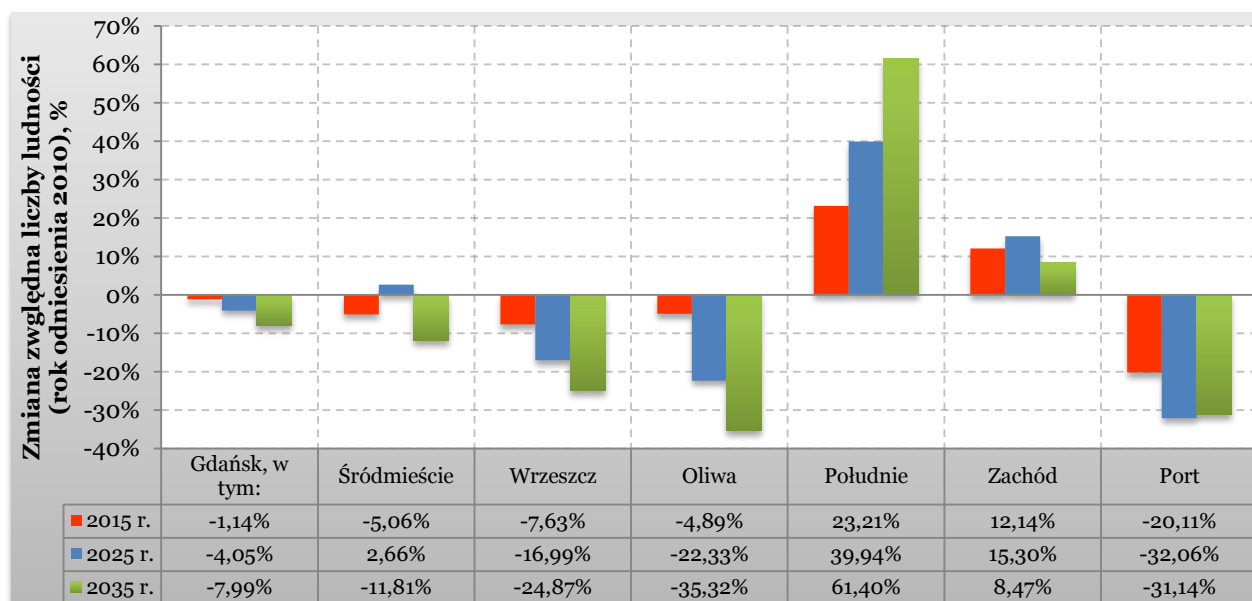
Na rysunkach 10 i 11 przedstawiono prognozę zmiany liczby ludności oraz powierzchni użytkowej mieszkań, uzyskaną z Biura Rozwoju Gdańska – w perspektywie do roku 2035. Projektowana liczba mieszkańców wynika z przewidywanego programu mieszkaniowego przy założeniu wzrastającego wskaźnika powierzchni użytkowej na mieszkańca.



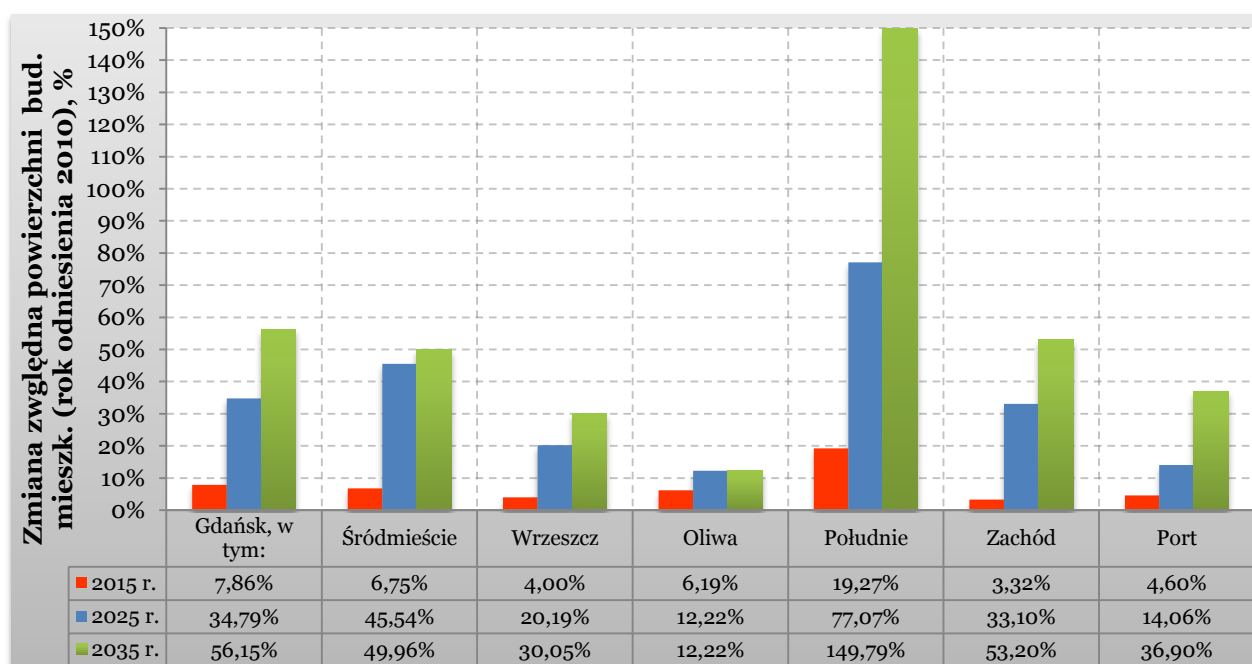
Rys. 11. Prognoza zmiany powierzchni użytkowej budynków mieszkaniowych w Gdańsku

Na podstawie zaprezentowanych prognoz (rys. 10 i 11), wyznaczono spodziewane względne zmiany zarówno liczby mieszkańców Gdańska jak i odpowiadającej jej powierzchni użytkowej mieszkań (rys. 12 i 13). W perspektywie do roku 2035 (a więc również i roku 2031) spodziewany jest spadek liczby ludności w Gdańsku o ok. 8%, jednak w jednostkach urbanistycznych Południe i Zachód nastąpi jej przyrost (odpowiednio o ok. 61% i prawie 9%). W tych to jednostkach można się spodziewać

jednocześnie największego przyrostu mieszkaniowej substancji budowlanej (o około 150% w Południu i ponad 53% w jednostce Zachód).



Rys. 12. Prognoza dotycząca liczby ludności Gdańska – zmiany względne



Rys. 13. Prognoza zmiany powierzchni użytkowej budynków mieszkaniowych w Gdańsku – zmiany względne.

1.4. Prognozowana ścieżka rozwoju miasta

Bazując na prognozach rozwoju miasta w zakresie budownictwa (przyrosty nowej substancji) oraz na prognozach w zakresie wykorzystania terenów rozwojowych (funkcje mieszkaniowe, usługowe i przemysłowe) przyjęto tzw. **ścieżkę rozwoju miasta**. Ścieżka ta uwzględnia zarówno przyrost substancji mieszkaniowej jak i projektowanej (prognozowanej) liczby mieszkańców, przy założeniu wzrastającego wskaźnika powierzchni użytkowej na mieszkańca.

Ścieżka rozwoju miasta jest bazą do wyznaczania zapotrzebowania zarówno na ciepło jak i energię elektryczną i paliwa gazowe, w oparciu o wybrane scenariusze rozwoju, , zaprojektowane dla poszczególnych sektorów.

Jako wielkości bazowe dla ścieżki rozwoju miasta do roku 2031 przyjęto dane przedstawione w punkcie 1.3. *Uwarunkowania demograficzne i zagospodarowania obszarów rozwojowych determinujące zmiany zapotrzebowania na ciepło miasta Gdańska* niniejszego rozdziału. Dane te przekazane zostały przez Biuro Rozwoju Gdańska, które dysponuje precyzyjnie określonymi wielkościami w zakresie możliwości rozwoju w poszczególnych jednostkach urbanistycznych budownictwa wielorodzinnego małych domów mieszkalnych oraz sfery usługowej. Wielkości te zostały bezpośrednio przeniesione do analizowanego wariantu, z wykorzystaniem danych zawartych w obowiązującym Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego miasta Gdańska z roku 2007. Oprócz wielkości związanych ze zmianą (przyrostem) substancji mieszkaniowej jak również sfery usługowej uwzględniono prognozę liczby ludności wykonaną również przez Biuro Rozwoju Gdańska, która została odniesiona do poszczególnych jednostek urbanistycznych.

Rozwój miasta zgodnie ze zbudowaną ścieżką, spowoduje wzrost powierzchni mieszkalnej przypadającej na jednego mieszkańca. I tak w roku 2015 wielkości ta wyniesie około 26 m²/osobę by w roku 2020 osiągnąć poziom 30 m²/osobę i docelowo w perspektywie do roku 2031 wyniesie 35 m²/osobę. Ścieżkę tę autorzy pracowania uznali za najbardziej prawdopodobną, szczególnie ze względu na założenie dynamicznego rozwoju miasta.

Przyjęta ścieżka rozwoju zakłada ponadto, że stopień wykorzystania terenów rozwojowych do roku 2031 wyniesie w przypadku funkcji usługowej w skali całego miasta ok. 58%, a w przypadku przemysłu ok. 70%.

Wielkości powierzchni mieszkalnej przypadającej na jednego mieszkańca wraz z analizą dotychczasowej tendencji w zakresie budowy nowych budynków jedno i wielorodzinnych oraz spodziewanym tempem wypełniania obszarów rozwojowych były podstawowymi założeniami do wyznaczenia zapotrzebowania na poszczególne nośniki energii i stanowią one podstawę dla dalszych analiz.

1.5. Projektowane scenariusze zmian zapotrzebowania na moc cieplną

Jak wspomniano wcześniej, podstawę do określenia przewidywanego zapotrzebowania na moc cieplną stanowi przyjęta ścieżka rozwoju miasta uwzględniająca kierunki rozwoju miasta określone w Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego miasta Gdańska z roku 2007 i w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego oraz prognozy rozwoju budownictwa w poszczególnych jednostkach urbanistycznych w perspektywie roku 2015, 2020 i 2031 dostarczone przez Biuro Rozwoju Gdańska.

Dla potrzeb niniejszego opracowania, projektowany scenariusz zmian zapotrzebowania na moc cieplną wykonano w dwóch wariantach:

- i. wariantcie optymalnym energetycznie (scenariusz OPTEC),
- ii. wariantcie stagnacji termomodernizacyjnej (scenariusz STERM).

1.5.1. Scenariusz optymalny energetycznie – OPTEC

Scenariusz ten zakłada intensywne (ale optymalne z punktu widzenia możliwości finansowych i technicznych) działania termomodernizacyjne realizowane u producentów energii, dostawców i odbiorców ciepła.

W zakresie poprawy stanu energetycznego budynków założono, że dla analizowanego wariantu, w perspektywie bilansowej do roku 2020, co roku poddawanych będzie dociepleni ok. 1,7% zasobów budowlanych w skali całego miasta, a następnie do roku 2031 jedynie 1,1% zasobów – ze względu na coraz mniejszy potencjał termomodernizacyjny. Ze względu na różną wielkość zasobów budowlanych w poszczególnych jednostkach bilansowych, udział termomodernizowanych zasobów w tych jednostkach jest różny.

W scenariuszu optymalnym energetycznie (OPTEC) uwzględniono spełnienie zastrzonych wymogów dotyczących energochłonności nowobudowanych budynków, które weszły w życie z dniem 1 stycznia 2014 poprzez zmianę Rozporządzenia w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie. Jest to konsekwencja wdrażania w Polsce dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/31/UE z dnia 19 maja 2010 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków. Celem tych działań jest obniżenie ilości energii niezbędnej do pokrycia zapotrzebowania na ciepło budynków we wszystkich krajach członkowskich Unii Europejskiej.

Rozporządzenie przewiduje, że wymagania dotyczące wskaźników EP (zapotrzebowania na nieodnawialną energię pierwotną) oraz współczynników U (współczynnik przenikania ciepła) będą się konsekwentnie zwiększać wraz z początkiem lat 2017 oraz 2021. Zabieg ten ma na celu przygotowanie rynku budowlanego na spełnienie wymogu zapisanego w artykule 9 dyrektywy 2010/31/UE. Docelowo, od 1 stycznia 2021 roku wszystkie nowoprojektowane budynki powinny być budynkami o niemal zerowym zużyciu energii.

Zestawienie zbiorcze wyników bilansowania dla analizowanego scenariusza przedstawiono w tabeli 7 oraz na rysunku 14.

Bilanse sporządzono dla poszczególnych 6 głównych jednostek administracyjnych: Śródmieścia, Wrzeszcza, Oliwy, Południa, Zachodu oraz Portu, co było podstawą do zbudowania bilansu energetycznego dla całego miasta w perspektywie roku 2015, 2020 i 2031. Bilanse uwzględniają przyrost zapotrzebowania na moc cieplną wynikający z realizacji nowego budownictwa (budowanego w oparciu o etapowe zaostrenie wymagań energochłonności) jak również zmniejszenie zapotrzebowania na moc cieplną istniejącego budownictwa związane z prowadzeniem działań termomodernizacyjnych.

1.5.2. Scenariusz stagnacji termomodernizacyjnej - STERM

Wariant STERM jest wariantem założonego dynamicznego rozwoju miasta, zgodnie z przyjętą ścieżką rozwoju miasta, przy założeniu mniejszej niż w wariantcie OPTEC intensywności i efektywności działań termomodernizacyjnych i działań związanych z wprowadzaniem zasad racjonalnego gospodarowania energią. Zakłada się, że scenariusz stagnacji termomodernizacyjnej zakłada faktycznie zachowanie aktualnej struktury zaopatrzenia miasta w ciepło. W wariantcie tym założono praktycznie brak systemowych prac modernizacyjnych w sektorze energetycznym przy bardzo ograniczonym prowadzeniu prac termomodernizacyjnych, wynikających jedynie z bieżących działań indywidualnych odbiorców (np. wymiana okien, docieplenia wybranych ścian itp.). Ponadto scenariusz ten zakłada również prowadzenie minimalnych działań

modernizacyjnych w źródłach ciepła bez wdrażania kogeneracji oraz małym wykorzystaniu odnawialnych źródeł energii i nieintensywnym rozwoju systemu ciepłowniczego.

W zakresie poprawy stanu energetycznego budynków założono, że dla analizowanego wariantu w perspektywie bilansowej do roku 2031, co roku będzie poddawanych będzie dociepleni ok. 0,5% zasobów budowlanych w skali całego miasta. Ze względu na różną wielkość zasobów budowlanych w poszczególnych jednostkach bilansowych, udział termomodernizowanych zasobów w tych jednostkach jest różny.

W scenariuszu STERM, podobnie jak w scenariuszy optymalnym energetycznie, uwzględniono spełnienie zastrzonych wymogów dotyczących energochłonności nowobudowanych budynków, które weszły w życie z dniem 1 stycznia 2014 r., poprzez zmianę Rozporządzenia w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie.

Zestawienie zbiorcze wyników bilansowania dla analizowanego scenariusza przedstawiono w tabeli 8 oraz na rysunku 15.

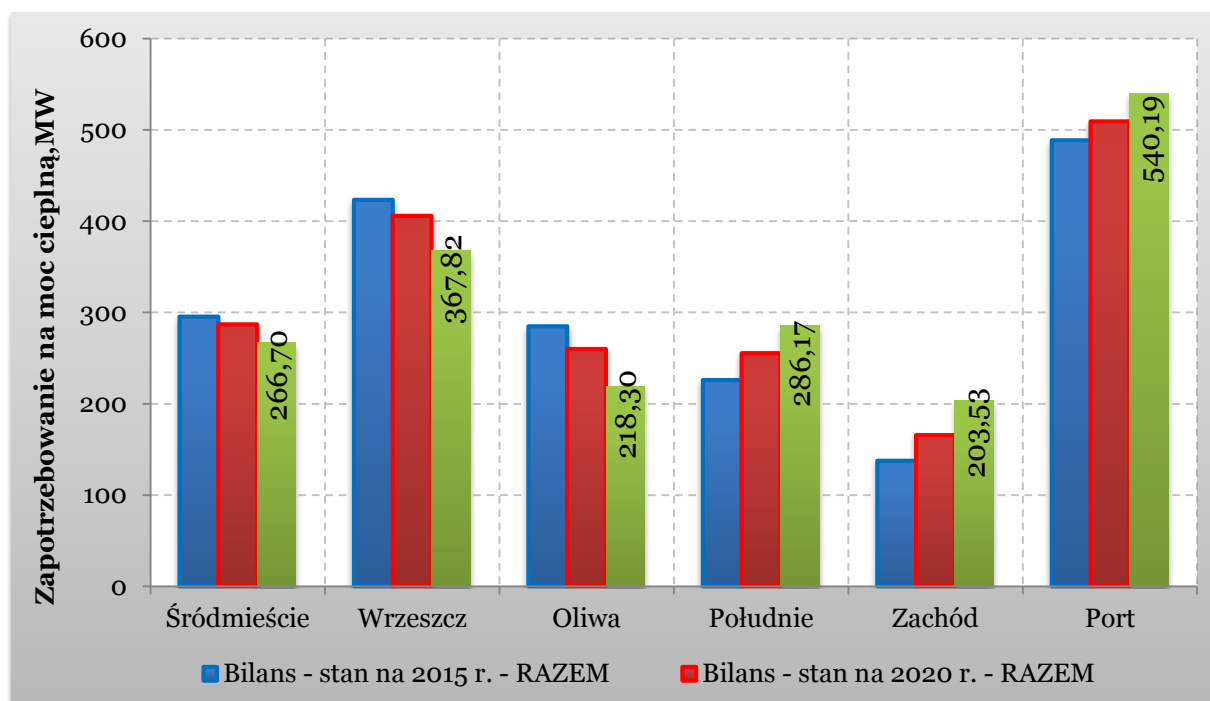
Tab. 7. Bilans zapotrzebowania na moc ciepłą do roku 2031- scenariusz optymalny energetycznie OPTEC

	Gdańsk, w tym:	Śródmieście	Wrzeszcz	Oliwa	Południe	Zachód	Port	
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	m ²
Przyrosty 2015								
mieszkalnictwo 1-rodzinne	3,16	0,31	0,14	0,05	1,34	1,20	0,11	39 444
mieszkalnictwo wielorodzinne	10,04	1,72	2,51	0,46	3,29	1,11	0,95	125 556
Przyrosty 2020								
mieszkalnictwo 1-rodzinne	35,28	3,47	1,56	0,60	14,95	13,47	1,24	441 059
mieszkalnictwo wielorodzinne	112,32	19,23	28,03	5,14	36,81	12,43	10,66	1 403 941
Przyrosty 2031								
mieszkalnictwo 1-rodzinne	75,45	7,43	3,33	1,28	31,98	28,80	2,65	943 077
mieszkalnictwo wielorodzinne	240,15	41,13	59,94	11,00	78,71	26,58	22,79	3 001 923
Przyrosty 2015								
Usługi	10,36	0,48	0,23	0,35	3,43	4,03	1,84	
Przemysł	20,93	0,30	0,19	0,00	0,22	7,76	12,45	
Przyrosty 2020								
Usługi	25,91	1,21	0,59	0,86	8,59	10,08	4,59	
Przemysł	52,32	0,75	0,48	0,00	0,56	19,41	31,13	
Przyrost 2031								
Usługi	51,82	2,42	1,17	1,73	17,17	20,16	9,18	
Przemysł	104,64	1,50	0,95	0,00	1,11	38,81	62,27	
Termomodernizacja (ubytki mocy)								
	2015							
	2020							
	2031							
	-43,59	-8,50	-12,83	-8,68	-6,59	-3,73	-3,27	
	-197,61	-38,55	-58,17	-39,33	-29,88	-16,91	-14,82	
	-444,62	-86,73	-130,88	-88,49	-67,24	-38,04	-33,34	
Bilans wyjściowy - stan na 2012 r. - budownictwo	1 453,35	283,44	427,71	289,20	219,74	124,33	108,95	
Bilans wyjściowy - stan na 2012 r. - przemysł	402,03	17,53	5,60	3,60	4,70	2,90	367,70	
Bilans wyjściowy - stan na 2012 r. - RAZEM	1 855,38	300,97	433,31	292,80	224,44	127,23	476,65	
Bilans - stan na 2015 r. - budownictwo	1 433,33	277,45	417,76	281,38	221,21	126,94	108,58	
Bilans - stan na 2015 r. - przemysł	422,96	17,83	5,79	3,60	4,92	10,66	380,15	
Bilans - stan na 2015 r. - RAZEM	1 856,29	295,28	423,55	284,98	226,13	137,61	488,73	
Bilans - stan na 2020 r. - budownictwo	1 429,26	268,80	399,72	256,47	250,21	143,40	110,62	
Bilans - stan na 2020 r. - przemysł	454,35	18,28	6,08	3,60	5,26	22,31	398,83	
Bilans - stan na 2020 r. - RAZEM	1 883,61	287,08	405,79	260,07	255,46	165,70	509,45	
Bilans docelowy - stan na 2031 r. - budownictwo	1 376,16	247,67	361,27	214,70	280,36	161,82	110,23	
Bilans docelowy - stan na 2031 r. - przemysł	506,67	19,03	6,55	3,60	5,81	41,71	429,97	
Bilans docelowy- stan na 2031 r. - RAZEM	1 882,83	266,70	367,82	218,30	286,17	203,53	540,19	

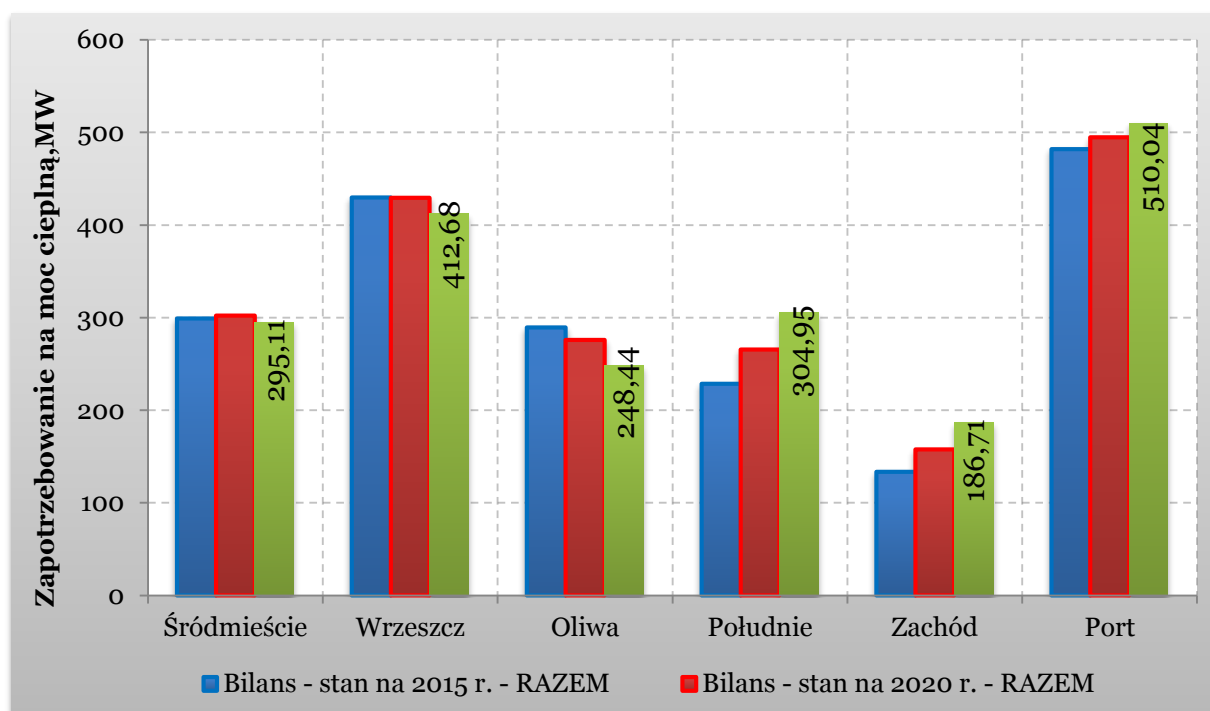
Tab. 8. Bilans zapotrzebowania na moc ciepłą do roku 2031- scenariusz stagnacji termomodernizacyjnej STERM

	Gdańsk, w tym:	Śródmieście	Wrzeszcz	Oliwa	Południe	Zachód	Port	
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	m ²
Przyrosty 2015								
mieszkalnictwo 1-rodzinne	3,16	0,31	0,14	0,05	1,34	1,20	0,11	39 444
mieszkalnictwo wielorodzinne	10,04	1,72	2,51	0,46	3,29	1,11	0,95	125 556
Przyrosty 2020								
mieszkalnictwo 1-rodzinne	35,28	3,47	1,56	0,60	14,95	13,47	1,24	441 059
mieszkalnictwo wielorodzinne	112,32	19,23	28,03	5,14	36,81	12,43	10,66	1 403 941
Przyrosty 2031								
mieszkalnictwo 1-rodzinne	75,45	7,43	3,33	1,28	31,98	28,80	2,65	943 077
mieszkalnictwo wielorodzinne	240,15	41,13	59,94	11,00	78,71	26,58	22,79	3 001 923
Przyrosty 2015								
Usługi	6,60	0,28	0,18	0,24	2,61	2,69	0,61	
Przemysł	8,92	0,18	0,15	0,00	0,15	3,11	5,34	
Przyrosty 2020								
Usługi	16,50	0,69	0,44	0,60	6,52	6,72	1,53	
Przemysł	22,31	0,45	0,38	0,00	0,37	7,76	13,34	
Przyrost 2031								
Usługi	33,00	1,38	0,88	1,21	13,04	13,44	3,06	
Przemysł	44,61	0,90	0,76	0,00	0,74	15,53	26,69	
Termomodernizacja (ubytki mocy)								
	2015	-21,80	-4,25	-6,42	-4,34	-3,30	-1,86	-1,63
	2020	-116,24	-22,67	-34,22	-23,14	-17,58	-9,95	-8,72
	2031	-290,60	-56,69	-85,54	-57,84	-43,95	-24,87	-21,79
Bilans wyjściowy - stan na 2012 r. -								
budownictwo	1 453,35	283,44	427,71	289,20	219,74	124,33	108,95	
Bilans wyjściowy - stan na 2012 r. - przemysł								
	402,03	17,53	5,60	3,60	4,70	2,90	367,70	
Bilans wyjściowy - stan na 2012 r. - RAZEM								
	1 855,38	300,97	433,31	292,80	224,44	127,23	476,65	
Bilans - stan na 2015 r. - budownictwo								
	1 451,36	281,49	424,12	285,61	223,68	127,47	108,99	
Bilans - stan na 2015 r. - przemysł								
	410,95	17,71	5,75	3,60	4,85	6,01	373,04	
Bilans - stan na 2015 r. - RAZEM								
	1 862,31	299,20	429,87	289,21	228,53	133,47	482,02	
Bilans - stan na 2020 r. - budownictwo								
	1 501,22	284,16	423,52	272,40	260,44	147,00	113,66	
Bilans - stan na 2020 r. - przemysł								
	424,34	17,98	5,98	3,60	5,07	10,66	381,04	
Bilans - stan na 2020 r. - RAZEM								
	1 925,55	302,14	429,50	276,00	265,51	157,66	494,70	
Bilans docelowy - stan na 2031 r. - budownictwo								
	1 511,36	276,68	406,32	244,84	299,51	168,28	115,66	
Bilans docelowy - stan na 2031 r. - przemysł								
	446,64	18,43	6,36	3,60	5,44	18,43	394,39	
Bilans docelowy- stan na 2031 r. - RAZEM								
	1 958,00	295,11	412,68	248,44	304,95	186,71	510,04	

Na rysunkach 14-15 przedstawiono wyniki obliczeń bilansowych zapotrzebowania na moc ciepłą poszczególnych jednostek bilansowych w horyzoncie czasowym do roku 2031. Rysunki obrazują wielkości planowanego zapotrzebowania dla stanu na rok 2015, 2020 i 2031 (docelowy) dla przyjętych dwóch scenariuszy rozwoju miasta: optymalnego energetycznie i stagnacji termomodernizacyjnej.



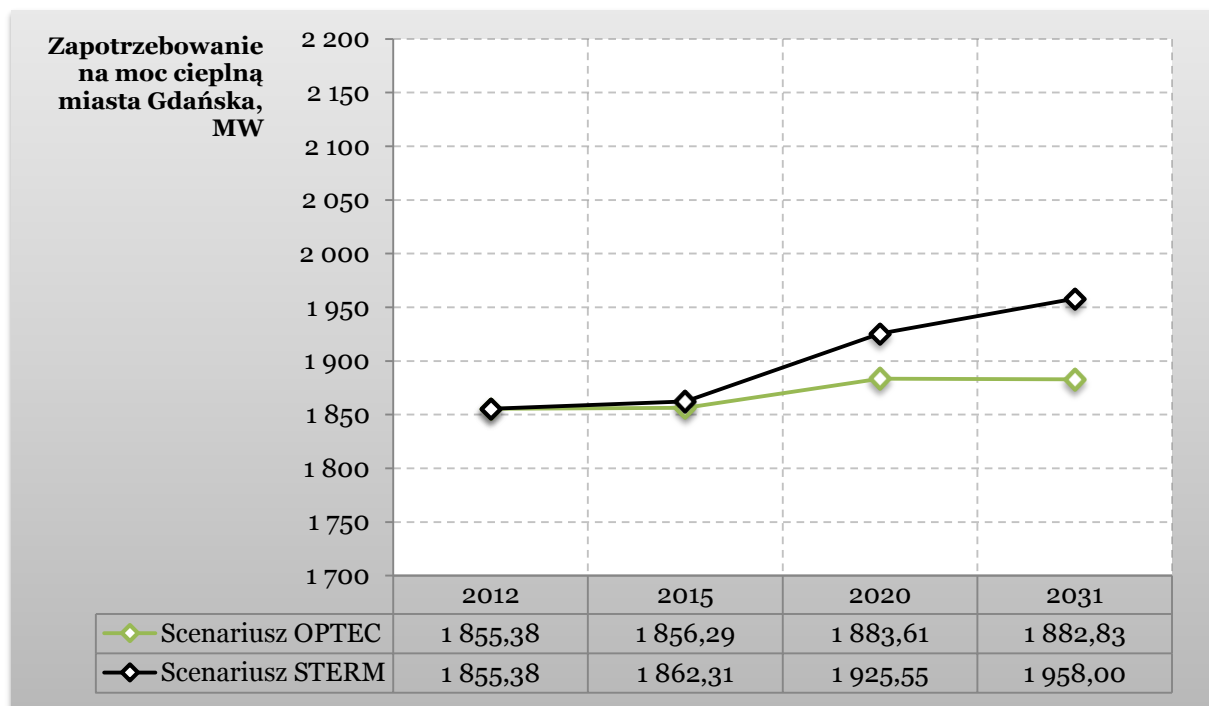
Rys. 14. Bilans cieplny dla poszczególnych jednostek urbanistycznych Gdańska – scenariusz optymalny energetycznie OPTEC



Rys. 15. Bilans cieplny dla poszczególnych jednostek urbanistycznych Gdańska – scenariusz stagnacji termomodernizacyjnej STERM

1.5.3. Zestawienie wyników bilansowania dla projektowanych scenariuszy

Na rysunku 16 przedstawiono zestawienie zbiorcze bilansu cieplnego miasta Gdańska dla poszczególnych scenariuszy rozwoju. W przypadku scenariusza optymalnego energetycznie OPTEC zapotrzebowanie na moc cieplną utrzymuje się w rozpatrywanym horyzoncie czasowym na stałym poziomie, z niewielką tendencją wzrostową. Scenariusz stagnacji termomodernizacyjnej cechuje się wzrostową tendencją zapotrzebowania na moc, przy czym tempo wzrostu jest większe niż dla wariantu OPTEC, z tendencją do zmniejszania się po roku 2021 ze względu na zaostrzenie norm w zakresie energochłonności nowobudowanych budynków.



Rys. 16. Zestawienie zbiorcze wyników obliczeń bilansu cieplnego miasta Gdańsk dla założonych scenariuszy rozwoju – w perspektywie do roku 2031.

Scenariusz optymalny energetycznie zakłada prawie całkowite wypełnienie struktur terenów rozwojowych przy jednoczesnym bardzo intensywnym procesie termomodernizacji i działań racjonalizujących gospodarowanie energią na terenie miasta (m.in. przeprowadzanie pełnych programów termomodernizacyjnych). Jak wynika z danych przedstawionych na rysunku 16, zapotrzebowanie na moc cieplną w perspektywie roku 2031 jest ostatecznie zbliżone dla poziomu wyjściowego (niewiele przekracza stan w roku 2012).

Wzrost zapotrzebowania na ciepło w scenariuszu STERM wynika ze znacznie mniejszego tempa procesów termomodernizacyjnych niż w scenariuszu OPTEC rozwoju przy takiej samej, dynamicznej ścieżce rozwoju miasta. Zarówno w scenariuszu optymalnie energetycznym jak i rozwoju stagnacji termomodernizacyjnej wskaźniki mieszkalnej powierzchni użytkowej przypadającej na 1 mieszkańca w roku 2031 wyniosą: 35 m²/mieszkańca.

Wyhamowanie tendencji wzrostowej zapotrzebowania na ciepło w obu analizowanych scenariuszach wynika nie tylko z nowych wymagań dotyczących energochłonności budownictwa lecz także ograniczona chłonność terenów rozwojowych Gdańska.

1.6. Wybór optymalnego scenariusza rozwoju

Analiza rocznego zapotrzebowania na ciepło odbiorców, wielkość zużywanej energii pierwotnej, oraz korzyści wynikających z realizacji danego wariantu scenariusza wskazuje jednoznacznie, że do realizacji powinien być rekomendowany scenariusz optymalny energetycznie, zwany również scenariuszem OPTEC. Scenariusz ten jest zgodny z dokumentem strategicznym kraju - Polityką Energetyczną Polski do 2030 r., przyjętą przez Radę Ministrów w dniu 10 listopada 2009 r. i opracowaną zgodnie z art. 13–15 ustawy Prawo Energetyczne.

Scenariusz ten zakłada prowadzenie intensywnych lecz uzasadnionych ekonomicznie, działań w zakresie termomodernizacji (zgodnie z wymaganiami Ustawy o efektywności energetycznej) oraz tworzenie nowych zasobów budowlanych w oparciu o spełnienie wymogów dyrektywy w sprawie charakterystyki energetycznej budynków. W scenariuszu tym zakłada się optymalne wykorzystanie miejskiego systemu ciepłowniczego), budowę nowych lokalnych systemów ciepłowniczych opartych o nowe źródła kogeneracyjne, a także sukcesywną modernizację źródeł ciepła z optymalnym wykorzystaniem nośników energii i zastosowaniem gazu ziemnego i odnawialnych źródeł energii oraz energii ze spalania frakcji komunalnej odpadów w planowanym do realizacji Zakładzie Termicznego Przetwarzania Odpadów (ZTPO) – elektrociepłowni EC Szadółki.

1.7. Analiza w zadanych horyzontach czasowych zapotrzebowania na ciepło dla obszaru miasta

Analiza jednostek urbanistycznych pod kątem ich możliwości rozwojowych jest bardzo istotnym elementem „Projektu założeń”, nie tylko dla Miasta, ale również przede wszystkim dla poszczególnych przedsiębiorstw energetycznych, które otrzymują niezbędne informacje pozwalające z jednej strony na wypracowanie optymalnego programu modernizacyjnego, a z drugiej jednoznaczną wskazówkę co do kierunków rozwoju miasta i przyjętego modelu pokrycia potrzeb energetycznych na jego terenie.

Wykonana analiza stanu istniejącego wykazała, że systemy energetyczne w tym system ciepłowniczy i gazowniczy, charakteryzują się istnieniem znacznych rezerw mocy, które mogą zostać wykorzystane do pokrycia przyszłych potrzeb ciepłych, które wystąpią w perspektywie bilansowej.

Ponadto systemy te charakteryzują się dobrym lub bardzo dobrym stanem technicznym tak źródeł ciepła (system ciepłowniczy) jak również systemów przesyłowych. Należy jednak w tym miejscu zaznaczyć, że systemy ciepłownicze spotykają się z wieloma problemami, które wynikają między innymi z faktu, że zostały zaprojektowane i wykonane w zupełnie innej sytuacji ekonomicznej. Systemy ciepłownicze zaspakajają obecnie około 50% potrzeb grzewczych miasta Gdańska. Jest to wielkość, która determinuje do podjęcia działań zmierzających do stworzenia warunków optymalnego ich rozwoju. Z drugiej jednak strony jednym z głównych założeń „Prawa Energetycznego” jest rozwój rynku konkurencji. Zachodzi zatem pytanie, jak sformułować zapisy w „Projekcie założeń” aby w sposób optymalny zapewnić bezpieczeństwo energetyczne w perspektywie bilansowej z jednej strony i rozwój systemów i przedsiębiorstw energetycznych z drugiej.

Właściwe będzie zatem stworzenie warunków dla zapewnienia pełnej konkurencyjności poszczególnych systemów zaopatrzenia w ciepło na terenie miasta, zgodnie z polityką Miasta. Naturalne jednocześnie wydaje się konsekwentne wykorzystanie już istniejącej infrastruktury w poszczególnych regionach miasta, np. rozwój sieci ciepłowniczej tam gdzie jest ona dostępna czy rozbudowa systemu

zaopatrzenia w gaz ziemny w obszarach już zgazyfikowanych – z zachowaniem, jak wspomniano wyżej, zasad konkurencyjności.

Ponadto, proces rozwoju systemów zaopatrzenia w ciepło w perspektywie do roku 2031 powinien uwzględniać następujące dodatkowe uwarunkowania:

- i. Jednym z głównych celów w zakresie poprawy efektywności energetycznej „Polityki energetycznej Polski do 2030 r.” jest dążenie do utrzymania zero energetycznego wzrostu gospodarczego, tj. rozwoju gospodarki następującego bez wzrosty zapotrzebowania na energię pierwotną.
- ii. „Polityka energetyczna Polski do 2030 r.” jak również „Prawo energetyczne” kładą duży nacisk na rozwój wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w skojarzeniu. Oczywisty jest fakt, że uzasadnienie ekonomiczne dla pracy układu skojarzonego jest osiągnięte w przypadku, gdy układ taki pracuje pod stałym obciążeniem przez cały rok. Gwarancją takiego obciążenia jest produkcja ciepła na potrzeby ciepłej wody użytkowej, a ta nierozzerwalnie wiąże się z systemem ciepłowniczym. Rozbudowa systemu ciepłowniczego jest zatem warunkiem koniecznym dla rozwoju energetyki skojarzonej. Szczegółowe dane dotyczące rozwoju układów skojarzonych zostały opisane w punkcie 1.2.3. niniejszego rozdziału.
- iii. Rozwój systemu ciepłowniczego stwarza także możliwości dla szerszego wykorzystania paliwa odnawialnego głównie biomasy, która może być spalana z wykorzystaniem różnych technologii w systemowych źródłach ciepła. Szczegółowe dane dotyczące rozwoju energetyki odnawialnej zostały opisane w rozdziale VII niniejszego opracowania.
- iv. Z punktu widzenia ekologicznego jedno lub kilka dużych źródeł ciepła jest mniej uciążliwe dla środowiska niż rozproszone źródła na paliwo stałe. W świetle powyższego należy dążyć do dociążenia istniejącego systemu ciepłowniczego poprzez przyłączanie kolejnych odbiorów – o ile podłączenia takie spełniać będą kryteria opłacalności ekonomicznej zarówno dla dostawcy jak i odbiorcy ciepła.
- v. Stworzenie warunków dla optymalnego i harmonijnego rozwoju układu sieciowego, którego głównym celem będzie dociążenia sieci ciepłowniczych i ograniczenie jednostkowych kosztów stałych, a tym samym ochrona odbiorców ciepła już podłączonych do systemu ciepłowniczego.
- vi. Podjęcie decyzji co do sposobu zasilania danego obszaru zapewni wybranemu systemowi bezpieczeństwo ekonomiczne czyli ograniczy ryzyko inwestycyjne.

Podsumowując powyższe zapisy zaleca się kierować zasadą racjonalnego wyboru sposobu pokrycia potrzeb energetycznych, przy uwzględnieniu stosownych dyrektyw UE w zakresie strategii promocji energii odnawialnych, wspierania kogeneracji, jednolitego rynku energii elektrycznej i gazu, szczególnie na etapie sporządzania MPZP, w celu zapewnienia warunków konkurencyjności dostępnych nośników energii.

2. SCENARIUSZE ZAOPATRZENIA MIASTA GDAŃSKA W ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ

2.1. Aktualne zapotrzebowanie odbiorców w mieście Gdańsk na energię elektryczną

Aktualne zapotrzebowanie łączne na moc elektryczną odbiorców zlokalizowanych na terenie miasta Gdańska wynosi około 329,13 MW. Zużycie energii elektrycznej na terenie miasta Gdańska w roku 2012 wynosiło około 1 600 GWh.¹³⁶

2.2. Projektowane scenariusze zmian zapotrzebowania na moc elektryczną

Podobnie jak w przypadku prognozy zapotrzebowania na ciepło, podstawę do określenia przewidywanego zapotrzebowania na moc elektryczną stanowią kierunki rozwoju miasta określone w Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego miasta Gdańska z roku 2007 i w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego oraz prognozy rozwoju budownictwa w poszczególnych jednostkach urbanistycznych w perspektywie roku 2015, 2020 i 2031 dostarczone przez Biuro Rozwoju Gdańska.

Bazując na prognozach rozwoju miasta w zakresie budownictwa (przyrosty nowej substancji) oraz na prognozach w zakresie wykorzystania terenów rozwojowych (funkcje mieszkaniowe, usługowe i przemysłowe) a także na spodziewanych działaniach w zakresie poprawy efektywności, mogących ograniczyć zapotrzebowania na moc elektryczną sporządzono bilanse zmian zapotrzebowania w dwóch wariantach:

- i. wariantie optymalnego rozwoju energetycznego (scenariusz OPTEL),
- ii. wariantie budowy nowych źródeł mocy (scenariusz NEL).

Bilanse sporządzono dla poszczególnych 6 głównych jednostek administracyjnych: Śródmieścia, Wrzeszcza, Oliwy, Południa, Zachodu oraz Portu, co było podstawą do zbudowania bilansu energetycznego dla całego miasta w perspektywie roku 2015, 2020 i 2031. Bilanse uwzględniają przyrost zapotrzebowania na moc ciepłą wynikający z realizacji nowego budownictwa jak również zmniejszenie zapotrzebowania na moc elektryczną istniejącego budownictwa związane z prowadzeniem działań ograniczających energochłonność procesów i urządzeń.

Dla wyliczenia prognozowanego zapotrzebowania mocy elektrycznych przez budownictwo mieszkalne, użyteczności publicznej (usługi) oraz przez odbiorców przemysłowych, wykorzystano informacje dotyczące rozwoju poszczególnych sektorów, które otrzymano z Biura Rozwoju Gdańska.

Sposób podejścia do wyliczenia spodziewanego zapotrzebowania mocy elektrycznej był analogiczny jak w przypadku prognoza dla ciepła. Wykonane prognozy wykonano na podstawie przyjętej ścieżki rozwoju miasta. Wyliczone zapotrzebowanie mocy elektrycznej ujmuje rezerwę 15%, która może być wykorzystana dla ogrzewania pomieszczeń, ciepłej wody użytkowej i przygotowywania posiłków. Dla wyliczenia zapotrzebowania na moc elektryczną przyjęto następujące wskaźniki:

- i. 11 kW na budynek jednorodzinny (wsp. jednoczesności = 0,4),
- ii. 7 kW na mieszkanie (wsp. jednoczesności = 0,3),
- iii. 50 kW/ha terenów rozwojowych dla sektora usług i 90 kW/ha terenów rozwojowych dla sektora przemysłu.

¹³⁶ Wg danych Energa. W roku 2003 zapotrzebowanie na moc i zużycie wynosiły odpowiednio 271 MW i 1326 GWh

2.2.1. Scenariusz optymalnego rozwoju energetycznego OPTEL

Wariant bazowy jest wariantem, który autorzy opracowania uznali jako najbardziej prawdopodobny i stanowi podstawę dla dalszych analiz. Przyjęto, że wariant ten będzie realizowany w warunkach dynamicznego rozwoju miasta. Scenariusz ten zakłada intensywne (ale optymalne z punktu widzenia możliwości finansowych i technicznych) działania poprawiające efektywność energetyczną systemów elektroenergetycznych zarówno w zakresie dostawy (przesyłu) jak i na poziomie odbiorców konsumujących energię elektryczną. Działania te to przede wszystkim modernizacja większości linii elektroenergetycznych oraz stacji transformatorowych na terenie miasta, zwiększenie udziału linii kablowych, umiarkowany dynamiczny rozwój kogeneracji oraz znaczne obniżenie zapotrzebowanie przypadające na oświetlenie: ulic, placów, obiektów usługowych i użyteczności publicznej oraz oświetlenie mieszkań.

Dodatkowo, w scenariuszu optymalnego rozwoju przewiduje się upowszechnienie technologii sieci inteligentnych - Smart Grid, jako istotnego elementu zrestrukturyzowanych i zmodernizowanych systemów elektroenergetycznych. Sieci inteligentne tworzą system dostawy energii elektrycznej, który z założenia pozwalać ma na monitoring, pomiary oraz automatyczną optymalizację działania poszczególnych podzespołów systemu elektroenergetycznego, od generatora poprzez linie wysokiego napięcia i system dystrybucji aż do użytkowników końcowych. System ten charakteryzuje się dwustronnym przepływem energii i informacji, co pozwala na realizację rozproszonego, zautomatyzowanego systemu dostawy energii, reagującego bez inercji, co pozwala na natychmiastową reakcję systemu i utrzymanie równowagi pomiędzy źródłem energii elektrycznej a odbiorcą.¹³⁷

W wariantcie optymalnego rozwoju przyjęto także założenie, że wzrost mocy wynikający z zagospodarowania terenów rozwojowych skompensuje obniżenie zarówno zapotrzebowania na moc jak i zużycie energii, wynikłe z faktu realizacji prac modernizacyjnych systemu elektroenergetycznego oraz z faktu wymiany urządzeń elektrycznych u odbiorców końcowych na bardziej energooszczędne.

W tabeli 9 przedstawiono wyniki obliczeń bilansu zapotrzebowania na moc generowaną przez poszczególne obszary odbiorców, w trzech horyzontach czasowych: do roku 2015, 2020 i 2031.

Tab. 9. Bilans zapotrzebowania na moc elektryczną miasta Gdańska dla scenariusza optymalnego rozwoju energetycznego OPTEL

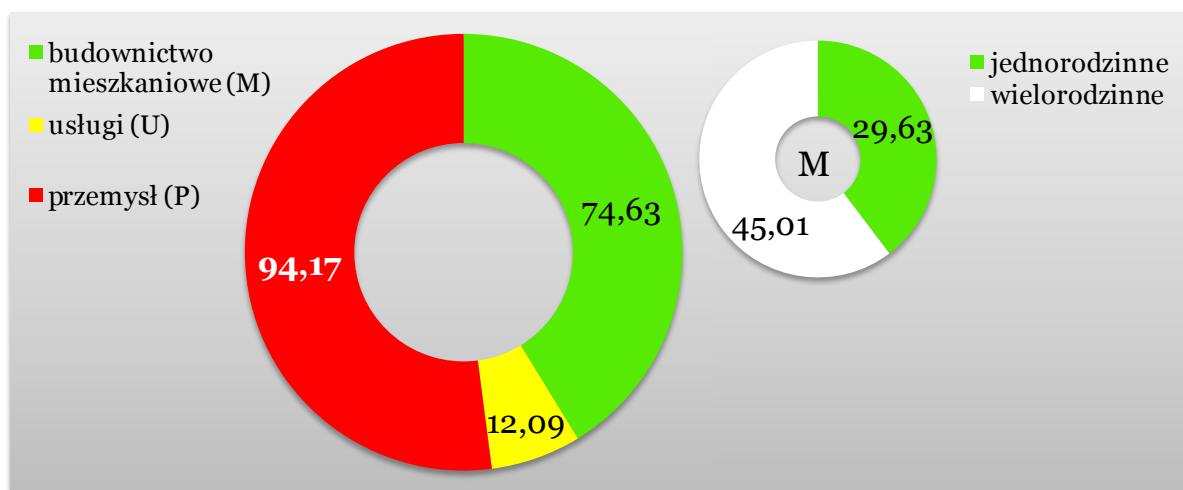
Przyrosty mocy - perspektywa do:	2015	2020	2031
	MW		
budownictwo mieszkaniowe (M), w tym:	3,36	37,61	74,63
- jednorodzinne	1,34	14,93	42,32
- wielorodzinne	2,03	22,68	64,30
usługi (U)	3,45	8,64	12,09
przemysł (P)	37,67	56,50	94,17
RAZEM	44,49	102,75	180,90
Bilans wyjściowy- stan na rok 2012	329,13	MW	
Bilans prognozowany - stan na rok 2031	510,03	MW	

¹³⁷Electric Power Research Institute (EPRI).

Scenariusz optymalnego rozwoju energetycznego OPTEL zakłada stopniowe zwiększanie udziału na rynku miasta Gdańska energii wytwarzanej w skojarzeniu z ciepłem (w tym budowę EC Szadółki (ZTPO) w perspektywie do roku 2020). Po roku 2020 przewiduje się wprowadzenie nowej mocy wytwórczej do 200 MW maksymalnie, w postaci 1 nowego gazowego bloku energetycznego.

Procentowy wskaźnik wzrostu zapotrzebowania na moc elektryczną wielkości bilansu wyznaczonego w analizowanym scenariuszu optymalnego rozwoju wynosi w całym okresie prognozy ok. 3,05% rocznie. Dla porównania, średni wzrost zużycia finalnej energii elektrycznej oraz zapotrzebowania na moc elektryczną u odbiorców końcowych w skali całego kraju, zaprognozowany w Polityce Energetycznej Polski do roku 2030, wynoszą odpowiednio: 3,20% i 4,35%.

Na rysunku 17 przedstawiono prognozowane przyrosty zapotrzebowania na moc elektryczną Gdańska spodziewane zgodnie ze scenariuszem OPTE w roku 2031.



Rys. 17. Prognozowane przyrosty zapotrzebowania na moc elektryczną miasta Gdańska w perspektywie do roku 2031 – scenariusz optymalnego rozwoju OPTEL, w MW

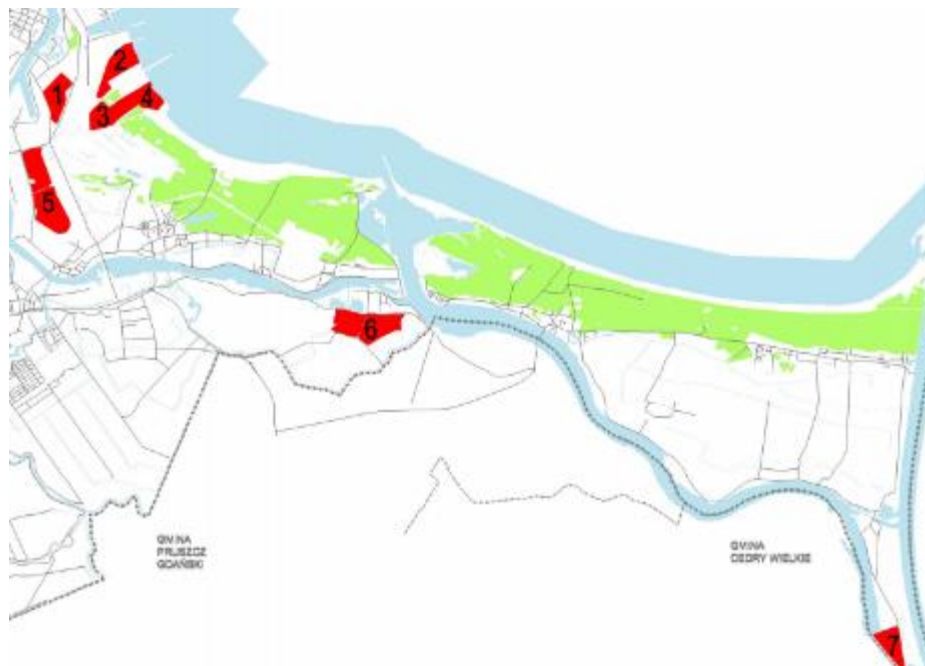
2.2.2. Scenariusz budowy nowych źródeł mocy NEL

Scenariusz budowy nowych źródeł mocy, podobnie jak scenariusz OPTEL zakłada stopniową realizację działań związanych ze zwiększaniem efektywności systemów i gospodarki elektroenergetycznej. Scenariusz NEL uwzględnia również analogiczne działania modernizacyjne i rozwojowe sektora elektroenergetycznego na terenie miasta, jak w scenariuszu optymalnego rozwoju, przy założeniu mniejszej dynamiki ich wprowadzania.

Dodatkowo, wariant NEL obejmuje jednak możliwość realizacji nowych inwestycji w duże źródła energii elektrycznej po roku 2015, poprzez budowę następujących nowych dużych źródeł:

- i. elektrociepłowni na biomasę na terenie Portu-Północnego (dzielnica Przeróbka) o mocy elektrycznej ok. 150÷170 MW,
- ii. gazowej elektrowni lub elektrociepłowni w dzielnicy Płonia (ok. 400 MW mocy elektrycznej).
- iii. elektrociepłowni zasilanej pozostałością po przerobieniu ropy naftowej na terenie gdańskiej rafinerii (maksymalnie 250 MW_e).

Alternatywnie do elektrowni gazowych, na terenie miasta Gdańska rozważa się też możliwość budowy nowej konwencjonalnej elektrowni węglowej. Dla potrzeb analiz przeprowadzonych w „Studium lokalizacji konwencjonalnej elektrowni węglowej”¹³⁸, wytypowanych zostało 7 możliwych lokalizacji takiej elektrowni (rysunek 18).



Rys. 18. Potencjalne lokalizacje elektrowni konwencjonalnej na paliwo węglowe, wg „Studium lokalizacji konwencjonalnej elektrowni węglowej”.

Dodatkowe analizy i badania wskazały¹³⁹, że dla tego typu obiektu najlepszą lokalizacją są tereny portowe (lokalizacja nr 6) ze względu na technologię produkcji energii, tj.: pobór i zrzut wody, wyprowadzenie mocy oraz dostawy paliwa - węgla importowanego (bezpośrednie sąsiedztwo portu i rozwinięta sieć kolejowo-drogowa).

Analizując wariant budowy nowej systemowej elektrowni konwencjonalnej na terenie Gdańska, należy wspomnieć o istniejącym deficycie energii elektrycznej w północnej części kraju, co stwarza dobre przesłanki do budowy nowych źródeł energii na Pomorzu. Obecnie zapotrzebowanie w energię północnych regionów kraju pokrywane jest głównie ze źródeł zlokalizowanych w południowej Polsce, co stwarza zagrożenie na obszarze województwa w przypadku wystąpienia awarii w systemie przesyłowym, a w przyszłości grozi niedoborem mocy i okresowym wyłączeniem zasilania.

Wariant NEL zakłada także budowę ZTPO - EC-Szadółki (ok. 20 MW mocy elektrycznej) oraz mocny rozwój rynku małej kogeneracji, w tym kogeneracji w ciepłowni Osowa. Autorzy opracowania oszacowali, że łączny potencjał elektrycznej mocy wytwórczej związany z kogeneracją gazową małej wynosi w Gdańsku około 80 MW.

W tabeli 10 przedstawiono wyniki obliczeń bilansu zapotrzebowania na moc generowaną przez poszczególne obszary odbiorców, w trzech horyzontach czasowych: do roku 2015, 2020 i 2031.

¹³⁸ Studium lokalizacji konwencjonalnej elektrowni węglowej. Biuro Rozwoju Gdańska. Gdańsk, sierpień 2007.

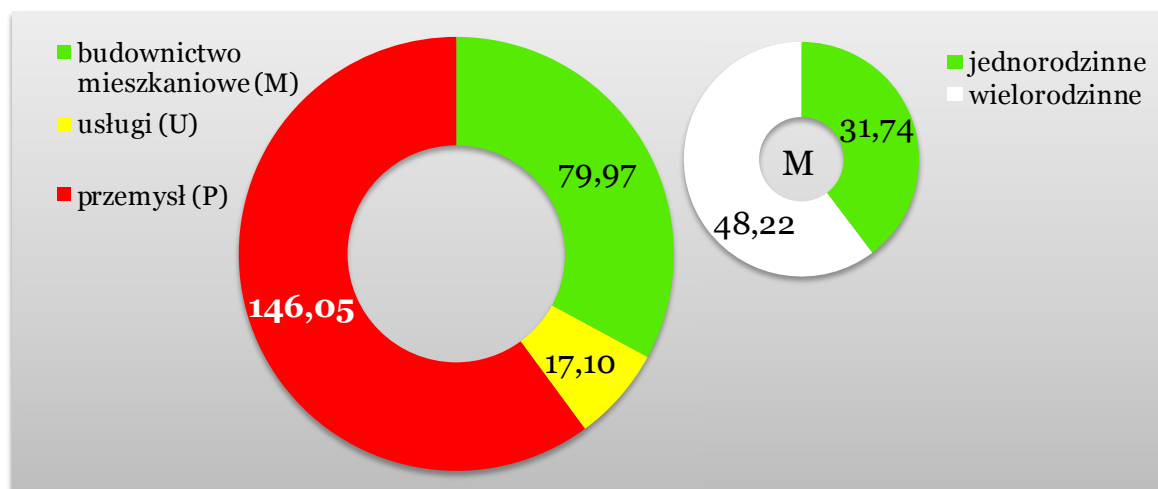
¹³⁹ Analiza zmian w zagospodarowaniu przestrzennym Gdańska w latach 2006-2009" z roku 2010

Tab. 10. Bilans zapotrzebowania na moc elektryczną miasta Gdańska dla scenariusza NEL

Przyrost mocy - perspektywa do:	2015	2020	2031
	MW		
budownictwo mieszkaniowe (M), w tym:	3,36	37,61	79,97
- jednorodzinne	1,34	14,93	31,74
- wielorodzinne	2,03	22,68	48,22
usługi (U)	4,82	12,04	17,10
przemysł (P)	44,94	112,34	146,05
RAZEM	53,12	161,99	243,11
Bilans obecny - stan na rok 2012	329,13	MW	
Bilans prognozowany - stan na rok 2031	572,24	MW	

Procentowy wskaźnik wzrostu zapotrzebowania na moc elektryczną wielkości bilansu wyznaczonego w analizowanym scenariuszu rozwoju budowy nowych źródeł wynosi w całym okresie prognozy ok. 4,1% rocznie. Wartość tego wskaźnika nie przekracza średniego względnego wzrostu zapotrzebowania na moc elektryczną u odbiorców końcowych w skali całego kraju, wynoszącego 4,35% w prognozie zawartej w Polityce Energetycznej Polski do roku 2030 r.

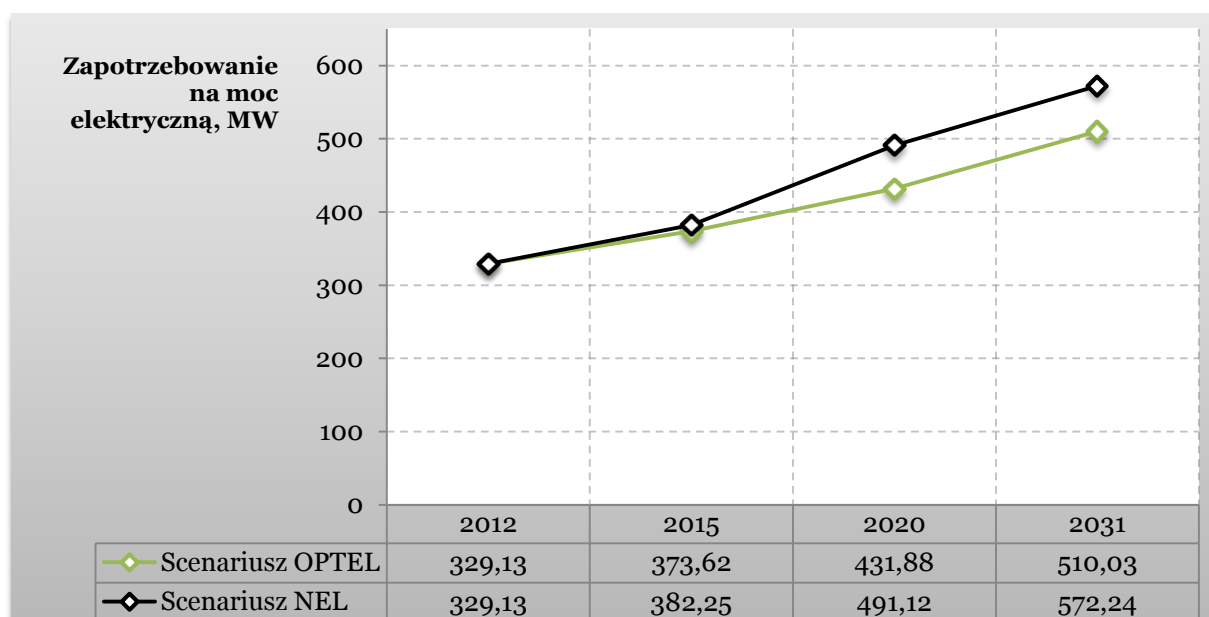
Na rysunku 19 przedstawiono prognozowane przyrosty zapotrzebowania na moc elektryczną Gdańska spodziewane zgodnie ze scenariuszem NEL w roku 2031.



Rys. 19. Prognozowane przyrosty zapotrzebowania na moc elektryczną miasta Gdańska w perspektywie do roku 2031 – scenariusz NEL, w MW

2.2.3. Zestawienie wyników bilansowania dla projektowanych scenariuszy

Na rysunku 20 przedstawiono zestawienie zbiorcze bilansu zapotrzebowania na moc elektryczną miasta Gdańska dla poszczególnych scenariuszy rozwoju. Inaczej niż w przypadku ciepła, w przypadku scenariusza optymalnego rozwoju OPTEL zapotrzebowanie na moc elektryczną w rozpatrywanym horyzoncie czasowym utrzymuje stałą tendencją wzrostową. Scenariusz budowy nowych źródeł mocy NEL cechują się większą wzrostową tendencją zapotrzebowania na moc niż scenariusz optymalnego rozwoju.



Rys. 20. Zestawienie zbiorcze wyników obliczeń bilansu zapotrzebowania na moc elektryczną miasta Gdańsk dla założonych scenariuszy rozwoju – w perspektywie do roku 2031.

Tworząc i analizując poszczególne scenariusze rozwoju w miasta w zakresie energii elektrycznej należy pamiętać, że dynamika wzrostu zapotrzebowania na moc i energię elektryczną zależy od wielu czynników, w tym także zarówno od poziomu cen za energię elektryczną, jak i od kosztów inwestycji związanych z modernizacją czy rozbudową systemu elektroenergetycznego.

Dlatego też tempo zainwestowania jednostek rozwojowych miasta zależeć będzie także od istniejącej infrastruktury zaopatrzenia w energię elektryczną oraz od możliwości modernizacji i rozbudowy obecnego systemu. Przyłączanie do sieci elektroenergetycznej nowych odbiorców z terenów rozwojowych poszczególnych jednostek urbanistycznych będzie się odbywać w sposób taryfowy zgodnie z art. 7 ust. 8 pkt. 2 „Prawa energetycznego”, a zawarcie umowy nastąpi, jeżeli zgodnie z art. 7 ust.1 w/w ustawy spełnione będą „...techniczne i ekonomiczne warunki przyłączania do sieci i dostarczania tych paliw lub energii, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru...”.

Przewiduje się, że zasilanie danego obszaru rozwojowego będzie realizowane z istniejącego systemu elektroenergetycznego z wykorzystaniem w pierwszej kolejności istniejących rezerw a rozszerzanie sieci elektroenergetycznych na nowe tereny realizowane będzie w miarę ich zagospodarowywania.

Lokalizacja na terenie miasta Głównych Punktów Zasilania oraz przebieg przez teren miasta licznych linii wysokiego napięcia oraz lokalizację źródeł wytwarzania energii elektrycznej, stwarza korzystną sytuację w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną w przypadku pojawienia się dużych odbiorców energii elektrycznej na terenach rozwojowych.

Dla obszarów pod zabudowę mieszkaniową wielorodzinną sieci elektroenergetyczne należy wykonać jako kablowe, natomiast dla terenów pod zabudowę jednorodziną przewiduje się budowę sieci kablowych bądź napowietrznych. Wszystkie kable sieciowe należy prowadzić w pasie przy drogowym.

Dodatkowo dla projektowanych sieci wysokiego napięcia MPZP zapewnia rezerwę terenu pod budowę linii 110 kV o szerokości 40 m (czyli 15 m o skrajnego przewodu),

zarówno na terenach z zabudową mieszkaniową wielorodzinną jak i jednorodziną. Podejście takie umożliwia inwestorowi wykonanie linii napowietrznej, jak i kablowej.

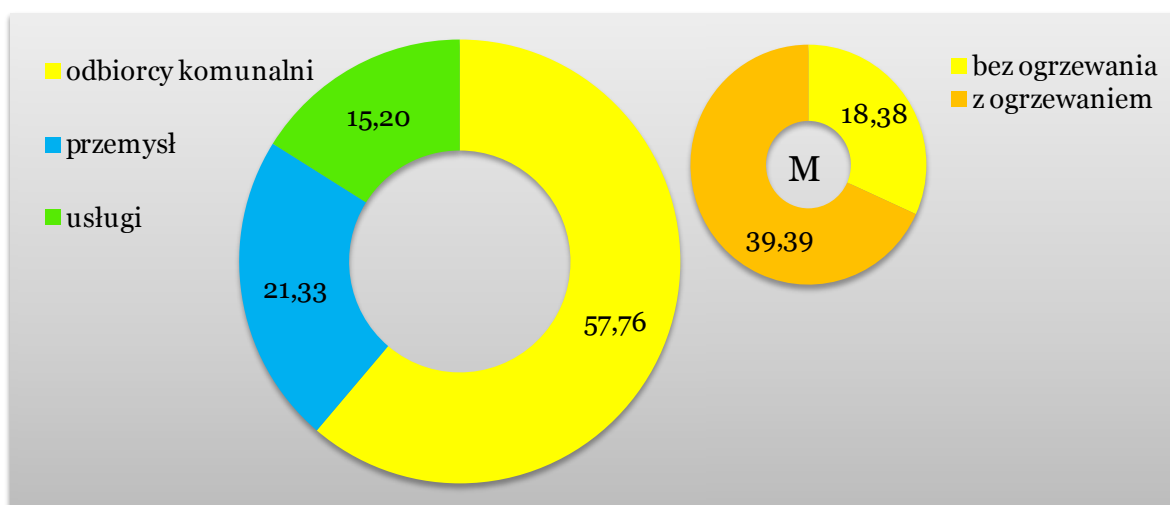
Dla terenów rozwojowych zlokalizowanych w poszczególnych jednostkach urbanistycznych należy przewidzieć rezerwację terenu pod budowę linii energetycznych oraz ewentualną budowę stacji transformatorowych.

3. SCENARIUSZE ZAOPATRZENIA MIASTA GDAŃSKA W PALIWA GAZOWE

3.1. Aktualne zapotrzebowanie na gaz ziemny Gdańska

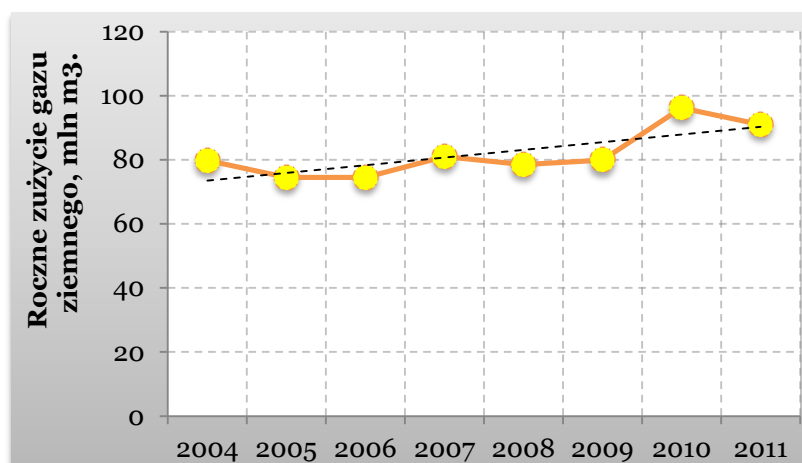
Potrzeby gazu ziemnego miasta Gdańska wynikają przede wszystkim z zapotrzebowania na ciepło odbiorców komunalnych, w tym odbiorców, którzy zużywają gaz na cele grzewcze (centralne ogrzewanie, w tym realizowane za pomocą wentylacji i klimatyzacji) oraz na cele przygotowania ciepłej wody użytkowej. Część zapotrzebowania na gaz przeznaczane jest także na produkcję ciepła na tzw. potrzeby technologiczne, które w znacznej mierze generowane są przez zakłady przemysłowe zlokalizowane na terenie miasta.

Strukturę konsumpcji gazu ziemnego przez odbiorców w mieście Gdańsku w roku 2011 przedstawiono na rysunku 21.



Rys. 21. Struktura odbiorców gazu w mieście Gdańsku (stan na początek 2012), w mln m³.

Zgodnie z danymi przedstawionymi w rozdziale V. *System gazowniczy* niniejszego opracowania, aktualne roczne zapotrzebowanie na gaz ziemny miasta Gdańska kształtuje się na poziomie ok. 94 mln m³. Za potrzebowanie to generowane jest przez w większości przez odbiorców komunalnych (ponad 60% całości potrzeb miasta).



Rys. 22. Roczne zużycie gazu w mieście Gdańsku w latach 2004 - 2011, w mln m³ wraz z wyznaczoną linią trendu zmian.

Na rysunku 22 przedstawiono zmiany rocznego zapotrzebowania na gaz ziemny w mieście Gdańsk w przedziale lat 2004 do 2011. Z przeprowadzonej analizy ilościowej wynika, że zmiany zapotrzebowania w przedmiotowym okresie kształtowały się zgodnie z trendem rosnącym ok. 2,28% wzrostu na rok.

3.2. Prognozowane zapotrzebowanie na paliwa gazowe miasta Gdańska

W przypadku prognozy zmian zapotrzebowania na paliwa gazowe Gdańska w perspektywie do roku 2031 wzięto pod uwagę założenia przyjęte wcześniej do projektowania scenariuszy zapotrzebowania zarówno na ciepło jak i na energię elektryczną. W analizie uwzględniono również spodziewany ujemny trend demograficzny w mieście Gdańsku.

Zapotrzebowanie na gaz ziemny wyznaczono dla dwóch scenariuszy:

- i. wariant optymalnego rozwoju (scenariusz GOPT),
- ii. wariant nowych źródeł gazowych (scenariusz GEN).

W wariantcie optymalnego rozwoju GOPT pojawiają się dodatkowe zużycia gazu ziemnego przez nowe kogeneracyjne źródła energii elektrycznej, o łącznej mocy elektrycznej ok. 20 MW, co odpowiada rocznemu zużyciu na poziomie ok. 50 mln m³. Wariant GEN zakłada budowę nowych zawodowych źródeł mocy elektrycznej ok. 400 MW – gazowej elektrowni lub elektrociepłowni w dzielnicy Płonia.

Spowoduje to dalszy wzrost zapotrzebowania o ok. 520 mln m³ gazu ziemnego rocznie. Zarówno w wariantcie optymalnym GOPT jak maksimum wariantcie GEN, uwzględniono realizację planów gazyfikacji Wyspy Sobieszewskiej (docelowe zapotrzebowanie na gaz ziemny na poziomie ok. 7 mln m³ rocznie).

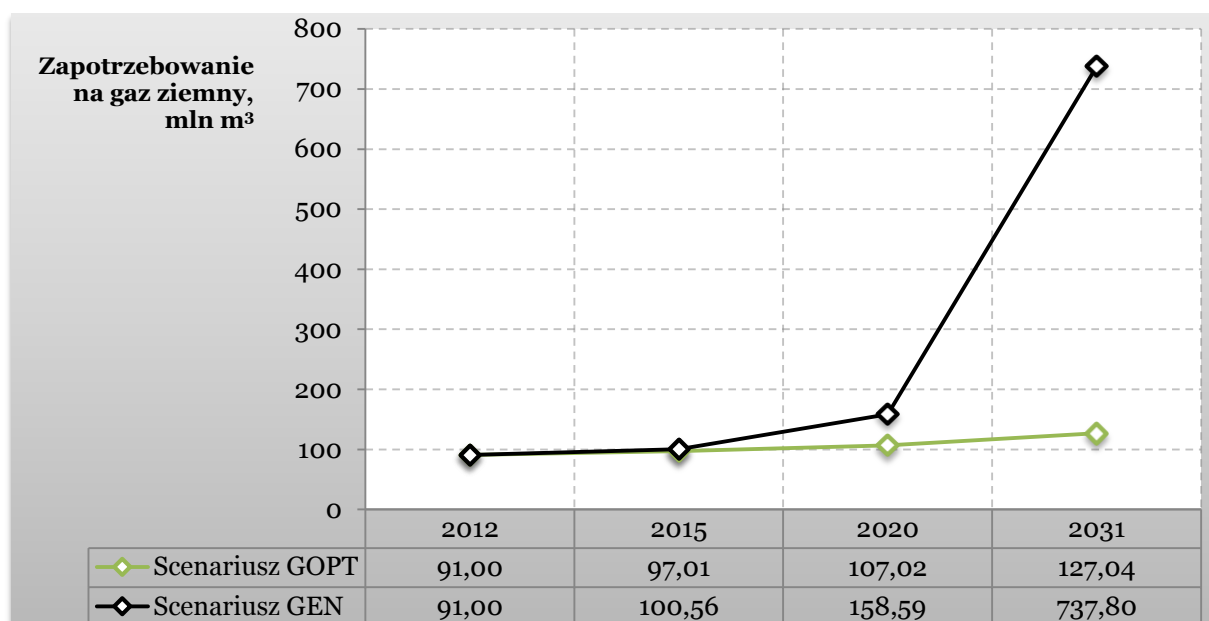
Założenia do projektowania poszczególnych scenariuszy w zakresie gazu ziemnego kształtują się jak poniżej:

- i. scenariusz optymalnego rozwoju GOPT – trend wzrostu zapotrzebowania na gaz o ok. 2,9% rocznie, wykorzystanie 25% potencjału kogeneracyjnego w małych układach CHP o połowę (20 MW mocy elektrycznej)
- ii. scenariusz budowy nowych źródeł gazowych – trend wzrostu zapotrzebowania na gaz o ok. 3,5% rocznie, wykorzystanie potencjału kogeneracyjnego w małych układach CHP w całości (80 MW mocy elektrycznej), budowa gazowego źródła zawodowego 400 MW mocy elektrycznej (dzielnica Płonia).

Na podstawie przedstawionych założeń, zgodnie z zaprezentowanym wcześniej algorytmem obliczeń, wyznaczono zapotrzebowania na gaz ziemny w poszczególnych okresach horyzonty czasowego 2012 – 2031. Wyniki obliczeń wyglądają następująco:

- i. scenariusz optymalnego rozwoju GOPT– zapotrzebowanie w roku 2031 na poziomie ok. 127 mln m³.
- ii. scenariusz budowy nowych źródeł GEN – zapotrzebowanie na poziomie ok. 738 mln m³.

Zestawienie porównawcze zapotrzebowania na gaz ziemny dla projektowanych scenariuszy pokazano na rysunku 23.



Rys. 23. Zestawienie zbiorcze wyników obliczeń bilansu zapotrzebowania na gaz ziemny Gdańsk dla założonych scenariuszy rozwoju – w perspektywie do roku 2031.

Na podstawie informacji uzyskanych od Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział w Gdańsku stwierdzić należy, że niezależnie od przewidywanego scenariusza rozwoju, istnieje możliwość podania paliwa nowym odbiorcom a sama spółka ma w planach dalszą gazyfikację miasta oraz budowę w Przejazdowie nowej stacji wysokiego ciśnienia o przepustowości ok. 20 mln m³_n/h, co zabezpieczy zasilanie miasta Gdańska do kierunku wschodniego (Wyspa Sobieszewska, planowe do budowy elektrociepłowni/ciepłowni).

4. BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE MIASTA GDAŃSKA W ASPEKCIE KRYZYSU ENERGETYCZNEGO

Nawiązując do rozważań dotyczących bezpieczeństwa energetycznego zaprezentowanych w Rozdziale I – Wprowadzenie, oraz podejmując się próby dekompozycji definicji bezpieczeństwa energetycznego zaprezentowanej w Prawie energetycznym,¹⁴⁰ należy zauważyć iż pojęcie bezpieczeństwa energetycznego jest bardzo złożone (tabela 11). Analizując główne składniki bezpieczeństwa można wyróżnić przede wszystkim następujące trzy¹⁴¹:

- i. bezpieczeństwo techniczne – infrastruktura techniczna gospodarki energetycznej jest wystarczająca, niezawodna, dobrze eksploatowana i nie stwarza zagrożeń dla bezpieczeństwa energetycznego,
- ii. bezpieczeństwo technologiczne – zachowane są standardy jakości energii, wykorzystywane są nowe technologie (konwersje technologiczne) i nowe źródła energii (konwersje paliwowe),
- iii. bezpieczeństwo polityczne – dostęp do źródeł energii, dróg transportowych, urządzeń przetwarzających energię nie jest zagrożony.

Tab. 11. Główne warunki bezpieczeństwa energetycznego

L.p.	Podstawowe warunki bezpieczeństwa energetycznego	Warunki dodatkowe
1	Zrównoważony bilans energetyczny	Zachowanie bezpieczeństwa ekonomicznego
2	Dostępność i wystarczalność infrastruktury przetwarzania, magazynowania i dystrybucji paliw i energii	Zachowanie bezpieczeństwa ekologicznego, technologicznego i informatycznego
3	Dywersyfikacja źródeł nośników energii	Odporność na zagrożenia losowe i intencjonalne

Z informacji przedstawionych w tabeli 11 wynika, że pierwszym podstawowym warunkiem bezpieczeństwa energetycznego jest zrównoważony bilans energetyczny w zakresie różnych paliw i różnych form energii. Natomiast stan równowagi bilansu może być uzyskany przy dostępności energii i sprawnym funkcjonowaniu infrastruktury technicznej obsługującej procesy energetyczne.

W tym miejscu należy raz jeszcze podkreślić iż przeprowadzone w toku realizacji niniejszego projektu aktualizacji „Założeń...” analizy oraz diagnoza stanu istniejących systemów energetycznych (a także przyszłej modernizacji tychże) wykazały, że systemy te zapewniają wysoki poziom bezpieczeństwa energetycznego dla miasta Gdańsk w aspekcie technicznym.

Jeżeli chodzi o składową technologiczną bezpieczeństwa energetycznego miasta Gdańsk należy stwierdzić, że stoi ona na wysokim poziomie w odniesieniu do systemu ciepłowniczego (modernizacja kotłowni, modernizacja ciepłociągów na preizolowane, nowoczesne węzły ciepła itd.) oraz gazowniczego (sukcesywna wymiana stalowych przewodów sieci gazowych na rurociągi PE). Natomiast w przypadku systemu

¹⁴⁰ Ustawa Prawo energetyczne definiuje w art. 3 p. 16 bezpieczeństwo energetyczne jako „stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię, w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska”

¹⁴¹ Bartodziej G, Tomaszewski M: Polityka energetyczna i bezpieczeństwo energetyczne, Wydawnictwo „Nowa Energia”, Racibórz 2009

elektroenergetycznego głównym zagrożeniem dla miasta są przestarzałe sieci 110 kV (jest to powszechny problem w skali całego kraju). Jednakże pomimo wieku, ich ogólny dobry stan techniczny (jak również pozostałej części miejskiej infrastruktury elektroenergetycznej) oraz szereg projektów modernizacyjnych i inwestycyjnych firmy ENERGA-Operator S.A. (w tym również w zakresie informatycznym) upoważnia do stwierdzenia, że pod względem technologicznym, bezpieczeństwo energetyczne infrastruktury elektroenergetycznej w Gdańsku jest co najmniej wystarczające (a w perspektywie średnioterminowej ulegnie dodatkowo znaczącej poprawie z uwagi na planowane inwestycje).

Spośród wymienionych trzech głównych składników bezpieczeństwa energetycznego, aspekt polityczny jest tym, który odnosi się raczej do skali państwowej i międzynarodowej aniżeli lokalnej. Dla zmniejszenia ryzyka użycia paliw przez dostawcę jako elementu nacisku politycznego i ekonomicznego, konieczna jest dywersyfikacja źródeł poszczególnych nośników energii.

W aspekcie politycznym bezpieczeństwa energetycznego państwo (a także samorządy terytorialne w większości przypadków jako władza wykonawcza) powinno:

- i. reprezentować interesy polskiej gospodarki w UE oraz wszelkich stosunkach bilateralnych,
- ii. prowadzić politykę zagraniczną wspierającą dostęp przedsiębiorców do rynków energetycznych,
- iii. dokończyć procesy prywatyzacyjne w gospodarce a także sektorze elektroenergetycznym,
- iv. nie przeszkadzać poprzez zbędne regulacje w rozwoju rynków energetycznych,
- v. w perspektywie długoterminowej stwarzać stabilne warunki dla opłacalności inwestycji w sektorze energetycznym poprzez pomoc publiczną i odpowiednią politykę fiskalną, szczególnie w zakresie infrastruktury energetycznej (przesyłu gazu, ropy naftowej, energii elektrycznej oraz magazynowanie gazu i ropy naftowej),
- vi. torować drogę dla postępu technicznego poprzez wspieranie badań naukowych, wdrożeń nowych rozwiązań i kształcenia ludzi, szczególnie dla zwiększenia efektywności energetycznej i poszanowania energii,
- vii. zapewniać niezbędne regulacje w sytuacjach monopolu naturalnego dostawcy (media sieciowe),
- viii. zapewniać bezpieczeństwo technologiczne, poprzez udział i aktywną współpracę z organizacjami międzynarodowymi zajmującymi się energią i ochroną środowiska
- ix. dostosowywać prawo krajowe do wymagań UE.

Inwestycje w bezpieczeństwo energetyczne muszą być także opłacalne w skali okresu ich życia. Zamiast podejmowania inwestycji nieopłacalnych wg uznanych kryteriów ekonomicznych, zdecydowanie lepsze byłoby ulokowanie środków finansowych jako rezerwy, na rynku finansowym i uzyskiwanie narastających korzyści z tej lokaty. Nieopłacalne inwestycje w sektorze energetycznym zmniejszają w długim okresie czasu bezpieczeństwo energetyczne poprzez podwyższanie kosztów procesów energetycznych i możliwość:¹⁴²

- i. utraty zdolności konkurowania z przedsiębiorstwami zagranicznymi,

¹⁴²Behrens W, Hawranek P.M.: Manual for the Preparation of Industrial Feasibility Studies, United Nations Industrial Development Organization, Warszawa 1993

- ii. upadłości przedsiębiorstw z powodu zakłóceń ciągłości procesów przez nie realizowanych,
- iii. utraty części suwerenności energetycznej państwa z powodu wyparcia z rynku przedsiębiorstw państwowych przez inne przedsiębiorstwa.

Dodatkowe warunki bezpieczeństwa energetycznego dotyczą również ochrony środowiska. W tym zakresie musi następować zmniejszenie obciążeń środowiska naturalnego powodowanych przez systemy energetyczne (zachowanie bezpieczeństwa ekologicznego i zasad zrównoważonego rozwoju).

W toku realizacji Projektu stwierdzono, że negatywny wpływ systemów energetycznych miasta na stan powietrza atmosferycznego systematycznie się obniża w porównaniu z rokiem 2004. Realizacja przez przedsiębiorstwa energetyczne oraz Urząd Miejski w Gdańsku szeregu działań proekologicznych o charakterze inwestycyjnym, edukacyjnym i promocyjnym spowodowała istotną poprawę parametrów powietrza. Dlatego też, ważne jest aby w dalszym ciągu realizować wskazane, zarówno w tym Projekcie, jak i innych dokumentach o charakterze planistycznym (Program Ochrony Środowiska, Program Ochrony Powietrza), działania znacząco redukujące obciążenie środowiska substancjami szkodliwymi i zmniejszające tempo zmian klimatycznych.

4.1. Odpowiedzialność za bezpieczeństwo energetyczne

Podstawową misją każdego państwa jest m.in. zapewnienie jego obywatelom bezpieczeństwa we wszystkich dziedzinach życia. Bezpieczeństwo energetyczne jest integralną częścią bezpieczeństwa gospodarczego decydującego o poziomie życia obywateli. Podstawowa odpowiedzialność za bezpieczeństwo energetyczne spoczywa na instytucjach państwa:

- i. władzy ustawodawczej, która określa ramy prawne dla polityki energetycznej, obecnie koordynowane przez UE,
- ii. władzy wykonawczej, jego terenowych agendach oraz samorządach terytorialnych, które realizują politykę energetyczną i stawiają warunki działania dla przedsiębiorstw energetycznych.

Fizyczna realizacja różnego rodzaju procesów energetycznych odbywa się w przedsiębiorstwach energetycznych państwowych i prywatnych. Wyniki działań tych przedsiębiorstw wyznaczają koszty dostarczonej energii. Natomiast kontrola i sterowanie procesami dostarczania energii odbiorcom jest realizowana przez operatorów poszczególnych systemów energetycznych. Koordynacja działań różnych przedsiębiorstw energetycznych odbywa się poprzez rynki surowców, usług i użytkowych form energii, na których następuje porównanie cen, a pośrednio sprawności prowadzenia procesów energetycznych. Zatem odpowiedzialność za realizację dostaw energii (bezpieczeństwo energetyczne) spoczywa na wszystkich uczestnikach procesów fizycznego przepływu energii oraz procesów rynkowych, zarówno krajowych jak i zagranicznych.¹⁴³

Łańcuch procesów energetycznych realizowanych w ramach bezpieczeństwa energetycznego zamykają odbiorcy, czyli użytkownicy energii. Są to przedsiębiorstwa, instytucje (w tym samorządy) i osoby prywatne (gospodarstwa domowe). To właśnie odbiorcy wyznaczają zapotrzebowanie na różne formy energii przez co odgrywają

¹⁴³ Bartodziej G, Tomaszewski M: Polityka energetyczna i bezpieczeństwo energetyczne, Wydawnictwo „Nowa Energia”, Racibórz 2009

fundamentalną rolę w kształtowaniu bezpieczeństwa. Poprzez zwiększenie sprawności procesów użytkowania energii, a także poprzez procesy poszanowania energii odbiorcy mogą podnosić poziom bezpieczeństwa energetycznego. Dlatego też bardzo istotnym, z punktu widzenia możliwości wystąpienia potencjalnego kryzysu energetycznego, jest promocja i wdrażanie zaproponowanych w niniejszym projekcie aktualizacji „Założeń...” działań proenergooszczędnych oraz podnoszących efektywność energetyczną wśród poszczególnych grup odbiorców.

4.2. Zarządzanie kryzysowe

Analizując poziom zagrożeń bezpieczeństwa zauważa się jego zróżnicowanie a występowanie kryzysu energetycznego jest tylko jednym z możliwych do wystąpienia poziomów bezpieczeństwa energetycznego. W tabeli 12 zaprezentowano ogólną klasyfikację poziomu bezpieczeństwa w państwie w oparciu o ocenę wpływu zagrożeń na gospodarkę.

Tab. 12. Klasyfikacja poziomów bezpieczeństwa energetycznego

Stan gospodarki	Poziom bezpieczeństwa	Stan państwa	Stan bezpieczeństwa energetycznego
otwarty rynek	5	bezpieczny rozwój	brak zagrożeń
	4	rozwój	wystarczające dostawy energii nowe technologie wytwarzania zmniejszona energochłonność w gospodarce
	3	stagnacja	wysokie koszty energii powodują zmniejszenie PKB
	2	stan zagrożenia	okresowe ograniczenia dostaw energii kompensowane wykorzystaniem rezerw
centralne zarządzanie kryzysowe	1	kryzys	ograniczenie dostaw energii do określonych sektorów gospodarki
	0	stan wojny	Redukcja wymuszona zapotrzebowaniem do niezbędnych dla przeżycia potrzeb (zaopatrzenie w wodę, utrzymanie szpitali, piekarni, dostaw żywności itp.)

Zarządzanie kryzysowe stanowi zespół przedsięwzięć (organizacyjnych, logistycznych, finansowych itp.), których celem jest zapobieganie powstawaniu sytuacji kryzysowych, zapewnienie sprawności struktur decyzyjnych na wszystkich szczeblach zarządzania, ciągłej gotowości sił i środków do podjęcia działań, sprawnego reagowania oraz likwidacji skutków zaistniałej sytuacji. Ustawa o zarządzaniu kryzysowym z sierpnia 2013 r. definiuje „*infrastrukturę kryzysową*” i w pierwszej kolejności wymienia zaopatrzenie w energię i paliwa. Zgodnie z tą ustawą działania w zakresie zarządzania kryzysowego są obowiązkiem:

- i. administracji rządowej (centralnej, wojewódzkiej sprawującej rolę koordynującą,
- ii. administracji i instytucji lokalnych, w tym samorządowych instytucji pełniących role wykonawcze,
- iii. operatorów systemów przesyłowych i sieci dystrybucyjnych.

W odniesieniu do wystąpienia sytuacji kryzysu energetycznego, zarządzanie kryzysowe realizowane przez administrację rządową dotyczy:

- i. kontroli oraz redukcji użycia określonych form energii,
- ii. wykorzystania zapasów paliw (rezerw przedsiębiorstw, rezerw państwowych),

- iii. uruchomienia rezerwowych źródeł energii, dodatkowych dostawców paliw,
- iv. organizowania pomocy zewnętrznej w ramach porozumień międzynarodowych, udziału we wspólnych przedsięwzięciach energetycznych.

Powyższe działania o charakterze administracyjnym organizowane centralnie i na poziomie województw powinny obejmować różne warianty zdarzeń powodujących kryzys energetyczny. Analiza każdego kryzysu energetycznego winna prowadzić do rozważenia zmian w polityce energetycznej, do korekty polityki zmierzającej do zmniejszenia lub uniknięcia określonych skutków kryzysu.

Ważne jest określenie skutków ekonomicznych każdego zarządzania kryzysowego. Istotne jest przy tym aby koszty przedsięwzięć antykryzysowych nie przekraczały kosztów poniesionych strat.

4.3. Charakterystyka scenariuszy zakłóceń dostaw ciepła, energii elektrycznej oraz paliw gazowych i ciekłych

Skutki wystąpienia kryzysu energetycznego mogą mieć różny charakter:

- i. ilościowy – w postaci ograniczenia dostępności energii lub jej nośników,
- ii. jakościowy – w postaci niezadawalających parametrów energii bądź jej nośników,
- iii. ekonomiczny – w postaci strat bezpośrednich i wzrostu kosztów energii,
- iv. społeczny – w postaci impulsu inflacyjnego i wzrostu niezadowolenia, co w konsekwencji może doprowadzić do kryzysu politycznego w państwie.

W tabelach 13, 14, 15 i 16 dokonano charakterystyki scenariuszy zakłóceń bezpieczeństwa energetycznego dla poszczególnych systemów zaopatrzenia miasta Gdańska w energię i jej nośniki:

- i. miejskiego systemu zaopatrzenia w ciepło,
- ii. systemu elektroenergetycznego,
- iii. systemu zaopatrzenia w gaz,
- iv. systemu dostaw paliw ciekłych.

Tab. 13. Charakterystyka scenariusza zakłóceń bezpieczeństwa energetycznego w miejskim systemie ciepłowniczym

Zakłócenia w dostawach ciepła	Szczegółowa charakterystyka zagrożeń
<p>Najbardziej podatne na uszkodzenia sieci ciepłowniczych są odcinki sieci napowietrznej, które mogą spowodować podtopienia lub zalania terenów gorącą wodą o temperaturze 70-150 °C. Para i gorąca woda pod znacznym ciśnieniem są szczególnie niebezpieczne w przypadku uszkodzenia sieci w pasie ulicznym lub jego bezpośrednim sąsiedztwie.</p> <p>W przypadku spadku temperatury zewnętrznej poniżej -10 °C zagrożenie znacznie wzrasta. Spowodowane to jest znacznie wyższymi temperaturami wody sieciowej, a więc możliwością poparzeń gorącą wodą.</p> <p>Awaria w przypadku uszkodzenia sieci podziemnej powoduje dodatkowo wymywanie ziemi spod jezdni i chodników, mogące spowodować powstawanie wypadku w wyniku załamania się nawierzchni pod przejeżdżającymi pojazdami lub pieszymi.</p> <p>Na wzrost zagrożenia ma również wpływ</p>	<p>Wystąpienie tego typu zakłóceń nie wykazuje wyraźnego zróżnicowania przestrzennego. Z danych firmy GPEC, wynika, że możliwe są okresowe, krótkotrwałe wyłączenia dostaw ciepła do odbiorców w wypadku uszkodzeń ciepłociągów spowodowanych anomaliami pogodowymi i innymi zdarzeniami losowymi. Szczególnie istotny jest tutaj technologia wykonania danego odcinka ciepłociągu (czyli pośrednio jego wiek). Rozpatrując zakłócenia w dostawie ciepła, należy liczyć się z tym, że najbardziej dotkną one mieszkańców Gdańska, korzystających z ogrzewania zbiorowego a mniej lub wcale mieszkańców dzielnic nie podłączonych do m.s.c.</p> <p>Zakłócenia w dostawie energii cieplnej mogą być spowodowane:</p> <ul style="list-style-type: none"> i. ogólnymi ograniczeniami dostaw nośników energii występującymi w kraju (węgla w przypadku Gdańska);

niska temperatura pogłębiająca znacznie skutki braku dostaw energii ciepłej, spowodowane awarią sieci ciepłej.

- ii. lokalnymi zaburzeniami pogodowymi;
- iii. utrzymywaniem się bardzo niskich temperatur,
- iv. obfitymi opadami śniegu, połączonymi ze śnieżycami i zawiejami, huraganami itp. – powodujące zakłócenia nie tylko napowietrznych linii przesyłowych, ale także zakłócenia komunikacyjne (brak możliwości dostarczenia węgla).

Skutki zakłócenia dostaw energii ciepłej (poza drastycznym pogorszeniem się komfortu cieplnego mieszkańców) mogą być następujące:

- i. zagrożenie zdrowia ludzi i zwierząt, a w szczególnych sytuacjach życia;
- ii. organizowanie ewakuacji, w przypadku długotrwałego utrzymywania się awarii, zwłaszcza w ekstremalnie niskich temperaturach;
- iii. zakłócenia w działaniach służb medycznych, spowodowane zwiększoną liczbą odmrożeń;
- iv. załamania się nawierzchni, w przypadku uszkodzeń sieci podziemne (w rejonie tras komunikacyjnych), co wymusi zmianę organizacji ruchu – organizowanie objazdów;
- v. możliwość podtopienia (zalania) terenu gorącą wodą (zwłaszcza w przypadku awarii sieci ciepłowniczej napowietrznej).

Tab. 14. Charakterystyka scenariusza zakłóceń bezpieczeństwa energetycznego w systemie elektroenergetycznym

Zakłócenia w dostawach energii elektrycznej	Szczegółowa charakterystyka zagrożeń
<p>Awarię systemową definiuje się jako utratę napięcia w sieci elektroenergetycznej na znacznym obszarze, gdzie przyczyny i przebieg jej wystąpienia w każdym przypadku jest inny, jednakże można mówić o podobnym schemacie powstawania tego zjawiska. Scenariuszem wywołania jest nakładanie się kilku losowych zdarzeń (awarie sieciowe, wyłączenia elektrowni, ekstremalne warunki atmosferyczne) i wywołanie w konsekwencji przekroczeń krytycznych ważności podstawowych parametrów technicznych pracy systemu (częstotliwość, napięcie) przyczyniających się do automatycznego odłączenia się od sieci źródeł wytwórczych (elektrowni) i utraty napięcia w całym obszarze objętym zakłóceniem.</p> <p>Czas trwania odbudowy systemu zależy od bardzo wielu czynników, m.in. szybkości rozpoznania przyczyn i zakresu awarii stanu technicznego urządzeń po wystąpieniu awarii, sprawności usuwania awarii urządzeń energetycznych, dostępności źródeł energii dla rozpoczęcia procesu odbudowy, sprawności personelu.</p> <p>Odbudowa systemu jest procesem polegającym na stopniowym powiększaniu zasilanego obszaru. Priorytetem jest podawanie napięcia do elektrowni i odbudowa podstawowej części układu sieciowego. O ciągłości dostaw</p>	<p>Wystąpienie tego typu zakłóceń (awarii) nie wykazuje wyraźnego zróżnicowania przestrzennego. Jednakże z danych firmy ENERGA-Operator S.A., wynika, że możliwe są jedynie okresowe, krótkotrwałe wyłączenia dostaw prądu do odbiorców w wypadku uszkodzeń linii energetycznych spowodowanych anomaliami pogodowymi i innymi zdarzeniami losowymi. Szczególnie podatna na awaryjność ze względu na silne wiatry i oblodzenia jest sieć zasilająca średniego i niskiego napięcia.</p> <p>OSD odpowiedzialny za bezpieczeństwo energetyczne posiada plany działań w sytuacjach kryzysowych, które określają działania na wypadek różnych nieprzewidzianych sytuacji.</p> <p>Zagrożenie kryzysem może wystąpić wskutek zamierzonych aktów terrorystycznych lub kumulacji wielu zagrożeń występujących losowo, takich jak:</p> <ul style="list-style-type: none"> i. powódzie, zwłaszcza zagrożenie słupów energetycznych zlokalizowanych na terenach zalewowych ii. mrozy i niskie temperatury; iii. silne wiatry – huraganowe oraz trąby powietrzne; iv. pożary, zwłaszcza w kompleksach leśnych; v. katastrofy drogowe lub kolejowe, których skutkami są zniszczenia trakcji przesyłowych. <p>Skutki awarii sieci i urządzeń energetycznych</p>

energii elektrycznej decyduje niezawodność systemu elektroenergetycznego, tj. niezawodność urządzeń i układów służących jej wytwarzaniu, przesyłaniu i rozdzielaniu. Zachowanie ciągłości dostaw ma podstawowe znaczenie dla funkcjonowania rynku energii elektrycznej, a tym samym gospodarki państwa.

Głównymi czynnikami wyłączeń doświadczanych przez odbiorców są tzw. awarie sieciowe, które dotyczą sieci dystrybucyjnych oraz awarie systemowe, które związane są z sieciami przesyłowymi.

Braki w dostawie energii elektrycznej powodują:

- i. utrudnienia funkcjonowania m.in. placówek oświatowych, jednostek użyteczności publicznej i szpitali;
- ii. negatywny wpływ na wszystkie sektory działalności gospodarczej zależnej od dostępu do energii elektrycznej;
- iii. zakłócenia w sprzedaży artykułów w marketach – unieruchomione kasy fiskalne.

nie będą rzutowały na systemy ratownicze miasta, ze względu na to że szpital, policja, straż pożarna i straż miejska są w stanie uniknąć paraliżu, dzięki własnym awaryjnym źródłom zasilania. W przypadku szpitala, awaryjne źródło zasilania zabezpiecza głównie sale operacyjne, prowadzone operacje chirurgiczne przerwane zostaną jedynie na okres przejścia z zasilania stałego na generatory awaryjne. Należy jednak przewidzieć skutki wtórne braku dostaw energii elektrycznej wszędzie tam, gdzie mamy do czynienia z wymuszonym obiegiem wszelkich mediów. Panikę może również wywołać prozaiczny, zdawało by się, brak zasilania np. kas fiskalnych w każdej z dziedzin życia społecznego.

Oprócz wprowadzenia środków interwencyjnych mogą wystąpić:

- i. zakłócenia działań ratowniczych;
- ii. strajki, manifestacje (mogące przerodzić się w zamieszki).

Tab. 15. Charakterystyka scenariusza zakłóceń bezpieczeństwa energetycznego w systemie gazowniczym

Zakłócenia w dostawach gazu	Szczegółowa charakterystyka zagrożeń
<p>Głównymi czynnikami wpływającymi na dostawę gazu są:</p> <ol style="list-style-type: none"> i. wystąpienia zakłóceń w dostarczaniu gazu ziemnego do systemu gazowego, ii. nieprzewidziany wzrost zużycia gazu ziemnego przez odbiorców, iii. uszkodzenia sieci systemowych, w tym stacji gazowych. <p>Zakłócenia w dostawie gazu mogą spowodować następujące zagrożenia:</p> <ol style="list-style-type: none"> i. bezpieczeństwa energetycznego Rzeczypospolitej Polskiej, polegającego na długookresowym braku równowagi na rynku paliwowo-energetycznym, ii. bezpieczeństwa osób poprzez drastyczne pogorszenie komfortu cieplnego oraz braku możliwości przygotowania ciepłych posiłków, iii. wystąpienia znacznych strat materialnych z powodu zaprzestania produkcji w przedsiębiorstwach zużywających gaz na potrzeby technologiczne – dotyczy to szczególnie przemysłu chemicznego. <p>Zagrożenie może wystąpić także w wyniku zamierzonych ataków terrorystycznych.</p>	<p>Czynniki powodujące zakłócenia w dostawie gazu na terenie miasta Gdańsk, nie odbiegają od przyjętych w skali kraju.</p> <p>Szczególnie narażone na zniszczenie (awarię) elementy sieci gazowej to rozdzielnie i główne gazociągi.</p> <p>Konsekwencją uszkodzenia sieci systemowej, w tym stacji gazowej może być:</p> <ol style="list-style-type: none"> i. odcięcie dopływu gazu do całego systemu w danej miejscowości; ii. ulatnianie się gazu, które może być przyczyną: <ol style="list-style-type: none"> a) wybuchów (stężenie 5 do 15 % metanu), b) pożarów, c) uduszeń (przy dużych stężeniach wyparcia tlenu), d) zatruc (produktami dużych stężeń metanu – tlenkiem węgla oraz tetrahydro-tiofenu – dwutlenkiem węgla), e) emisji hałasu o natężeniu ponad 100 dB (A) i powstawania fali uderzeniowej (prędkość gazu ponaddźwiękowa). <p>Ponadto, awarie typu ulatnianie się gazu, lub jego wybuch mogą:</p> <ol style="list-style-type: none"> i. spowodować zagrożenie życia, zdrowia ludzi i zwierząt, ii. utrudnić komunikację, ze względu na zmianę organizacji ruchu w danym rejonie; iii. wymusić konieczność prowadzenia ewakuacji zagrożonej ludności, zwierząt i zapewnienia im odpowiednich warunków socjalno-bytowych; iv. zwiększenie intensywności działań jednostek ratownictwa medycznego, v. zwłaszcza w przypadku rozległych zniszczeń.

Tab. 16. Charakterystyka scenariusza zakłóceń bezpieczeństwa energet. w dostawach paliw ciekłych

Zakłócenia w dostawach paliw	Szczegółowa charakterystyka zagrożeń
<p>Sytuacja na rynku, którą obserwujemy w ostatnich latach, potwierdza znaczenie paliw kopalnych – w tym przede wszystkim ropy naftowej, dla rozwoju gospodarczego świata. Zgodnie z dostępnymi prognozami paliwo to będzie odgrywało główną rolę w zaspokojeniu potrzeb w perspektywie co najmniej najbliższych kilku dekad.</p> <p>Główne czynniki wpływające na zakłócenia w dostawie paliwa to:</p> <ol style="list-style-type: none"> i. wystąpienia zakłóceń w przywozie ropy naftowej lub paliw; ii. wystąpienia awarii w systemie przesyłowym, przetwórczym lub magazynowym ropy naftowej lub paliw. <p>Wysoki poziom popytu, a także fakt, iż wolne moce wydobywcze zlokalizowane są praktycznie w kilku państwach, powodują, że rynek naftowy narażony jest na gwałtowne wahania cen przy każdym zakłóceniu, jak również groźbie wystąpienia zakłóceń o charakterze politycznym, technicznym lub klimatycznym, w krajach będących producentami ropy naftowej oraz w obrębie głównych dróg dostaw.</p> <p>Uznaje się za prawdopodobne, że znaczny poziom popytu na ropę naftową oraz niewystarczające inwestycje w krajach-producentach ropy naftowej spowodują utrzymanie obecnych zagrożeń w następnych latach. Wpływać to będzie negatywnie na poziom bezpieczeństwa dostaw ropy naftowej. Polska – uzależniona w przeważającej części od surowca importowanego musi uwzględnić ten fakt zarówno w bieżącej, jak i długoterminowej polityce paliwowej.</p> <p>W związku z tym, zgodnie z przyjętymi rozwiązaniami prawnymi, dla poprawy bezpieczeństwa dostaw stworzony został system zapasów obowiązkowych wybranych paliw ciekłych, w ramach którego na przedsiębiorców zajmujących się produkcją tych paliw lub ich importem nałożono obowiązek tworzenia i utrzymywania zapasów minimalnych (tzw. zapasów obowiązkowych), w trzech grup paliw:</p> <ol style="list-style-type: none"> i. benzyn silnikowych i lotniczych, ii. olejów napędowych, paliwa lotniczego opartego na nafcie i lekkich olejów opałowych, iii. ciężkich olejów opałowych. 	<p>Zaopatrzenie w paliwa ciekłe miasta Gdańsk jest istotne z punktu widzenia kilku sektorów ich zużycia:</p> <ol style="list-style-type: none"> i. komunikacja i transport samochodowy, ii. komunikacja i transport morski, iii. komunikacja i transport lotniczy, iv. przemysł (Grupa LOTOS S.A. wykorzystuje paliwa ciekłe na potrzeby technologiczne – potrzeby te stanowią około 18% udziału w aktualnej strukturze nośników energii pierwotnej na terenie miasta). v. w przypadku zakłóceń w dostawie energii elektrycznej lub braku dostępu do niej, paliwa ciekłe są wykorzystywane do produkcji energii elektrycznej w agregatach prądotwórczych. <p>Zgodnie z przyjętymi rozwiązaniami prawnymi przyznano Radzie Ministrów dodatkowe uprawnienia dotyczące możliwości wprowadzenia ograniczeń mających na celu obniżenie zużycia produktów naftowych, a obowiązek zapewnienia egzekwowania wprowadzonych środków interwencji nałożono na wojewodów i podległe im służby.</p> <p>Przyjmuje się dwie kategorie środków służących interwencji. Są to:</p> <ol style="list-style-type: none"> i. zapasy interwencyjne ropy naftowej i produktów naftowych; ii. środki mające na celu ograniczenie zużycia produktów naftowych. <p>Środki te mogą zostać uruchomione jedynie w określonych sytuacjach, tj.:</p> <ol style="list-style-type: none"> i. wystąpienia realnego zagrożenia pojawienia się zakłóceń w dostawach ropy naftowej lub produktów naftowych, czyli tzw. sytuacji przedkryzysowej; ii. wystąpienia zakłóceń w dostawach ropy naftowej lub produktów naftowych na rynek polski; iii. konieczności podjęcia działań w celu wypełniania wiążących zobowiązań międzynarodowych Polski w tym zakresie. <p>Wspomniane środki obejmują:</p> <ol style="list-style-type: none"> i. ograniczenie czasu prowadzenia sprzedaży paliw na stacjach paliw; ii. ograniczeniu ilości paliw w ramach jednorazowego tankowania; iii. ograniczenie lub zakaz sprzedaży paliw do kanistrów; iv. obniżenie dopuszczalnych prędkości na trasach szybkiego ruchu i autostradach; v. ograniczenie możliwości użytkowania prywatnych pojazdów samochodowych i motocykli; vi. zakaz organizacji imprez motorowych; vii. ograniczenie transportu drogowego, lotniczego lub morskiego; viii. racjonowanie paliw.

Analizując informacje zaprezentowane w tabelach 14, 15 i 16, specyfikę poszczególnych sektorów energetycznych, ogólne sposoby poprawy bezpieczeństwa energetycznego oraz wnioski płynące z oceny stanu funkcjonowania poszczególnych systemów zaopatrzenia w energię w mieście Gdańsk, należy stwierdzić, że największym problemem dla miasta, z punktu widzenia niniejszego dokumentu, byłby scenariusz kryzysu energetycznego w sektorze gazowniczym a w szczególności kwestia wystąpienia braku dostaw paliwa gazowego do Polski. Związane jest to ściśle ze specyficznymi właściwościami rynku gazu ziemnego, które oddalają go od reguł rynków wolnych:

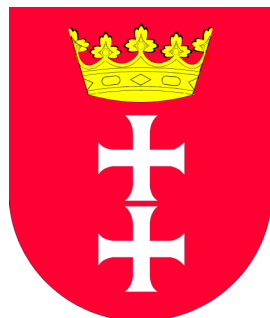
- i. ponad 80% gazu jest dostarczana rurociągami gazowymi, co stanowi monopolistyczną zależność odbiorcy od dostawcy,
- ii. rurociągi gazowe podlegają praktycznie pełnej kontroli władz państwowych, a zatem mogą być elementem gry politycznej,
- iii. przesyłowe rurociągi gazowe nie tworzą systemu porównywalnego z systemem elektroenergetycznym (możliwości rezerwowania, przesył inną drogą są znacznie mniejsze lub nie istnieją),
- iv. możliwości techniczne zastosowania zasady TPA w odniesieniu do gazociągów są znacznie mniejsze niż dla linii elektroenergetycznych,
- v. liczba dostawców gazu jest nieporównywalna z liczbą odbiorców co stwarza tendencje do praktycznej kartelizacji dostawców,
- vi. odbiorcy gazu działają według reguł wolnej, konkurencyjnej gospodarki rynkowej, a część dostawców gazu jest w pełni kontrolowana przez państwo i nie podlega regułom gospodarki rynkowej,
- vii. ceny gazu nie w pełni podlegają regułom popytu i podaży,
- viii. ceny maksymalne mogą wynikać z decyzji lub zdarzeń politycznych,
- ix. ceny minimalne mogą być wyznaczone relacjami popyt-podaż, gdy możliwości podaży przewyższają popyt, natomiast wzrost zapotrzebowania na gaz podnosi ceny gazu,
- x. ceny gazu są skorelowane w długim okresie z cenami ropy naftowej,
- xi. brak pełnego rozeznania cen gazu – w większości kontraktów stanowią one tajemnicę handlową,
- xii. brak wiarygodnych informacji o rzeczywistych zasobach gazu w złożach – są one elementem gry ekonomicznej i politycznej,
- xiii. kontrakty na dostawę gazu rurociągami zawierane są zwykle na długie okresy i mogą zawierać mechanizmy korygujące ceny w zależności od sytuacji na rynkach surowcowych i kapitałowych.

W związku z powyższym, a także z uwagi na kolejny kryzys polityczny na linii Rosja-Ukraina, niezwykle istotne stają się kwestie dywersyfikacji źródeł pozyskiwania paliwa gazowego. Są one związane przede wszystkim z wykorzystaniem gazu łupkowego z polskich złóż, budową gazoportów (Świnoujście, Szczecin, Gdańsk), rozwojem wydobywania własnego gazu ziemnego, budową nowych zbiorników gazu (powiększanie rezerw państwowych) a także budową rurociągów transgranicznych ze wszystkimi sąsiadami. Równie istotny jest intensywny rozwój produkcji biogazu w ramach państwowej polityki rolnej i budowy sektora agroenergetyki. Wszystkie te decyzje zapadają jednak na szczeblu państwowym – niezależnie od administracji samorządowych.

Co ciekawe, kolejny kryzys gazowy (po tym z roku 2009) może spowodować również pozytywne skutki:

- i. bezpieczeństwo gazowe Polski zostanie poddane sprawdzeniu i ocenie (także liczbowej),
- ii. zostaną zdefiniowane i podjęte działania na rzecz podniesienia poziomu bezpieczeństwa w tym sektorze (np. przyspieszenie budowy gazoportów, inwestycje w mobilne terminale CNG, przyspieszenie prac na ustawą Prawo gazowe, zielone światło dla rolniczych biogazowni itp.),
- iii. zwiększą się szanse na realizację nowej polityki energetycznej w ramach UE i poszczególnych krajów – np. zaprzestanie blokowania postępów w eksploatacji gazu łupkowego.

Projekt aktualizacji Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe miasta Gdańska



ROZDZIAŁ IX

FINANSOWANIE INWESTYCJI



SPIS TREŚCI

1. POTENCJALNE ŹRÓDŁA FINANSOWANIA DZIAŁAŃ Z ZAKRESU MODERNIZACJI INFRASTRUKTURY ENERGETYCZNEJ, POPRAWY EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ I OCHRONY ŚRODOWISKA.....	360
1.1. KREDYTY KOMERCYJNE	360
1.2. FINANSOWANIE W FORMULE ESCO	361
1.3. WOJEWÓDZKI FUNDUSZ OCHRONY ŚRODOWISKA I GOSPODARKI WODNEJ	361
1.4. STRATEGIA NFOŚIGW NA LATA 2013-2016 Z PERSPEKTYWĄ NA 2020 R.	364
1.5. LIKWIDACJA NISKIEJ EMISJI WSPIERAJĄCA WZROST EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ I ROZWÓJ ROZPROSZONYCH ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII – KAWKA.....	364
1.6. FUNDUSZ REMONTÓW I TERMOMODERNIZACJI BANKU GOSPODARKI KRAJOWEJ.....	366
1.7. ŚRODKI UNIJNE Z NOWEGO OKRESU PROGRAMOWANIA NA LATA 2014-2020	366
1.8. REGIONALNY PROGRAM OPERACYJNY WOJEWÓDZTWA POMORSKIEGO NA LATA 2014-2020	368
1.9. ŚRODKI NORWESKIE – PROGRAM OPERACYJNY OSZCZĘDZANIE ENERGII I PROMOWANIE ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII	368
2. WYDATKOWANIE ŚRODKÓW FINANSOWYCH NA REALIZACJĘ DZIAŁAŃ PROEKOLOGICZNYCH – ZIELONE ZAMÓWIENIA PUBLICZNE.....	370
2.1. CELE ZIELONYCH ZAMÓWIEŃ PUBLICZNYCH.....	370
2.2. KORZYŚCI ŚRODOWISKOWE.....	371
2.3. MOŻLIWOŚCI STOSOWANIA KRYTERIÓW ŚRODOWISKOWYCH W ZZP.....	371
2.4. SEKTORY PRIORYTETOWE DLA WDRÓŻEŃ PROCEDUR ZZP	372
3. ANALIZA RYZYKA DLA FINANSOWANIA PRZEDSIĘWZIĘĆ PROEKOLOGICZNYCH.....	373

1. POTENCJALNE ŹRÓDŁA FINANSOWANIA DZIAŁAŃ Z ZAKRESU MODERNIZACJI INFRASTRUKTURY ENERGETYCZNEJ, POPRAWY EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ I OCHRONY ŚRODOWISKA

W przypadku, gdy posiadane przez jednostki samorządu lub inne instytucje/podmioty środki finansowe będą niewystarczające do przeprowadzenia działań z zakresu modernizacji energetyki, ochrony środowiska lub poprawy efektywności energetycznej (przedstawionych w odpowiednich rozdziałach niniejszego opracowania), konieczne jest pozyskanie dofinansowania ze środków zewnętrznych. Obecnie istnieje wiele źródeł pozyskania zewnętrznych środków finansowych na realizację wspomnianych działań proekologicznych. W dalszej części rozdziału zaprezentowano ich zestawienie wraz z podstawową charakterystyką.

1.1. Kredyty komercyjne

Kredyty komercyjne, jako zwrotne źródła finansowania – stanowiące jeden z rodzajów zewnętrznego zasilania jednostek samorządu terytorialnego – umożliwiają realizację znaczących zadań inwestycyjnych gminy i pozwalają na przyspieszenie realizacji takich zadań, których skala wymaga kapitału niedostępnego w ramach środków własnych. Natomiast możliwość zaciągania kredytów przyspiesza końcowy efekt przedsięwzięcia, a spłata zaciągniętych zobowiązań jest rozłożona w czasie, co jest znacznym ułatwieniem dla lokalnego budżetu.

Działalność inwestycyjna gminy, wymagająca znacznych środków pieniężnych, ma wpływ na zamrożenie kapitału, a to jest obarczone wysokim poziomem ryzyka, nie tylko związanym z poziomem inflacji, ale głównie z zapewnieniem środków pieniężnych na kolejne etapy inwestycji. Kredyt bankowy jest podstawowym instrumentem na finansowanie działalności jednostek gospodarczych. Udzielanie kredytów gminom należy do zakresu działalności banków. Jednak korzystanie z tego wiąże się z koniecznością spełnienia określonych wymogów formalno-prawnych. Jednym z kredytów oferowanych jednostkom samorządowym jest kredyt obrotowy, udzielany dla zachowania płynności finansowej gminy jako uzupełnienie jej własnych środków obrotowych. Może to być:

- i. kredyt na rachunku bieżącym - rewolwingowy, z koniecznością prowadzenia przez bank kredytujący rachunku bieżącego gminy, polegający na wykorzystywaniu w okresie umowy środków z udzielonego kredytu do wysokości ustalonego limitu. Zadłużenie występuje w postaci salda debetowego rachunku bieżącego gminy. Powstaje ono w wyniku dyspozycji realizowanych z tego rachunku, pełniącego funkcję rachunku kredytowego i rozliczeniowego. Jest to wygodna forma finansowania, ponieważ może być wykorzystywana w zależności od potrzeb finansowych, a spłata odbywa się poprzez wpływ na rachunek gminy.
- ii. kredyt kasowy w rachunku bieżącym związany z potrzebą zrealizowania doraźnych zobowiązań. Umożliwia pokrycie bieżących płatności powodując powstanie salda debetowego na rachunku bieżącym, które musi być automatycznie zlikwidowane z najbliższych wpływów. Taka forma umożliwia terminowe regulowanie zobowiązań, bez ubiegania się każdorazowo o przyznanie kredytu.
- iii. kredyt rewolwingowy udzielony w formie tzw. linii kredytowej – polegający na tym, że spłata części lub całości zadłużenia powoduje automatyczne jego odnowienie; możliwe jest więc wielokrotne wykorzystywanie kredytu w ramach

przyznanego limitu, do momentu upływu daty ustalonej w umowie. Odsetki spłacane są tylko od kwoty wykorzystanego kredytu.

Powyższe kredyty mogą służyć pokryciu występującego w ciągu roku przejściowego deficytu budżetowego, finansowaniu bieżących zobowiązań czy też spłaty wcześniej zaciągniętych zobowiązań.

1.2. Finansowanie w formule ESCO¹⁴⁴

Firmy typu ESCO realizują kompleksowe usługi w zakresie gospodarowania energią (usługi związane ze zmniejszeniem zużycia i zapotrzebowania na energię dla swoich klientów – użytkowników energii) w oparciu o kontrakty wykonawcze i udzielają gwarancji uzyskania oszczędności. W zakres usług ESCO mogą wchodzić nie tylko przedsięwzięcia zwiększające efektywność wykorzystania energii, ale również konserwacja i naprawa urządzeń, skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła, nowe technologie, alternatywne wytwarzanie energii elektrycznej, jeżeli tylko zapłata za te usługi pochodzi z osiągniętych oszczędności.

Koszty wdrożenia energooszczędnych przedsięwzięć ponosi firma ESCO, która następnie, w trakcie trwania kontraktu, uczestniczy w podziale korzyści z tych inwestycji lub modernizacji. Innymi słowy, inwestor spłaca koszt inwestycji/modernizacji z oszczędności w kosztach eksploatacji wynikających z działań inwestycyjnych/modernizacyjnych.

Firma ESCO przystępuje do realizacji prac tylko wtedy, gdy ma zagwarantowany zadowalający ją zwrot środków zaangażowanych w realizację całego projektu. Jeżeli przepływ pieniędzy do firmy ESCO z oszczędności energii w okresie trwania kontraktu byłby mniejszy niż wszystkie poniesione koszty, firma ESCO ponosi straty bądź wymagany jest wówczas wkład od strony publicznej.

Dla osiągnięcia celów inwestycji/modernizacji niezbędne jest wykonanie audytu energetycznego (analizy techniczno-ekonomicznej przedsięwzięcia) i wykazanie efektów ekonomicznych i ekologicznych.

1.3. Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej

Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Gdańsku działa na podstawie ustawy Prawo ochrony środowiska. Celem działania WFOŚiGW związanym z ochroną środowiska jest finansowanie działań obejmujących te same obszary co w przypadku Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

Priorytetowe działania z zakresu ochrony środowiska definiuje „Strategia Działania Wojewódzkiego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Gdańsku na lata 2013-2016 z perspektywą do 2020 r.”. Strategia ta precyzuje kierunki, zakres, formy i skalę pomocy finansowej, wpisane w strategię rozwoju i potrzeby regionu, jak również określa kierunki i szanse na przejęcie nowych obowiązków w tym zakresie.

Strategia działania WFOŚiGW w Gdańsku ma na celu zdefiniowanie najważniejszych celów i zadań stojących przed Funduszem w najbliższych latach. Najważniejszym zadaniem Strategii jest określenie priorytetów oraz ogólnych ram dla finansowego wsparcia przedsięwzięć umożliwiających zrównoważony rozwój regionu poprzez m.in.:

- i. poprawę stanu środowiska w województwie,
- ii. zapewnienie bezpieczeństwa ekologicznego mieszkańców,
- iii. ochronę walorów przyrodniczych regionu,

¹⁴⁴ Na podstawie strony internetowej poświęconej efektywności energetycznej www.bialecertyfikaty.com.pl

- iv. przeciwdziałanie przyspieszonym zmianom klimatu.

Fundusz określił następujące, zgodne ze Wspólną Strategią priorytety:

- i. Priorytet I – ochrona i zrównoważone gospodarowanie zasobami wodnymi,
- ii. Priorytet II – ochrona atmosfery i ochrona przed hałasem,
- iii. Priorytet III – racjonalne gospodarowanie odpadami i ochrona powierzchni ziemi,
- iv. Priorytet IV – ochrona różnorodności biologicznej, informacja i edukacja biologiczna,
- v. Priorytet V – monitoring środowiska, przeciwdziałanie klęskom żywiołowym i likwidacja ich skutków oraz wspieranie innowacji.

W zakresie ochrony powietrza Fundusz będzie wspierał w szczególności następujące działania w ramach Priorytetu II:

- i. ograniczenie niskiej emisji na terenie województwa ze szczególnym uwzględnieniem obszarów objętych programami ochrony powietrza,
- ii. kompleksowa modernizacja źródeł i systemów zaopatrzenia w ciepło w miastach,
- iii. wzrost wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych, w tym promowanie energetyki rozproszonej, jako najbardziej skutecznego sposobu dostarczania energii do odbiorców końcowych,
- iv. wdrażanie technologii mających na celu zwiększenie oszczędności i efektywności energetycznej,
- v. wdrażanie „czystych technologii” w przemyśle i gospodarce komunalnej województwa, w szczególności wykorzystujące odnawialne lub alternatywne źródła energii oraz prowadzące do zmniejszenia emisji zanieczyszczeń gazowych i pyłowych.

Dodatkowo w ramach Priorytetu IV i V w zakresie ochrony powietrza wspierane będą zadania:

- i. działania z zakresu czynnej ochrony przyrody,
- ii. sporządzanie i aktualizacja planów ochrony, planów zadań ochronnych oraz monitoringu przyrodniczego,
- iii. budowa, rozwój istniejących ośrodków edukacji i informacji o środowisku,
- iv. rozwój i utrzymanie systemu monitoringu powietrza,
- v. podnoszenie potencjału służb ratowniczych,
- vi. wspieranie innowacji z zakresu ochrony środowiska i gospodarki wodnej, w tym rozwoju nowych technik i technologii.

Zgodnie z Uchwałą Nr 96/2015 Rady Nadzorczej WFOŚiGW w Gdańsku z dnia 23.09.2015 r., roku przyjęto listę przedsięwzięć wspieranych przez WFOŚiGW. W zakresie ochrony powietrza są to:

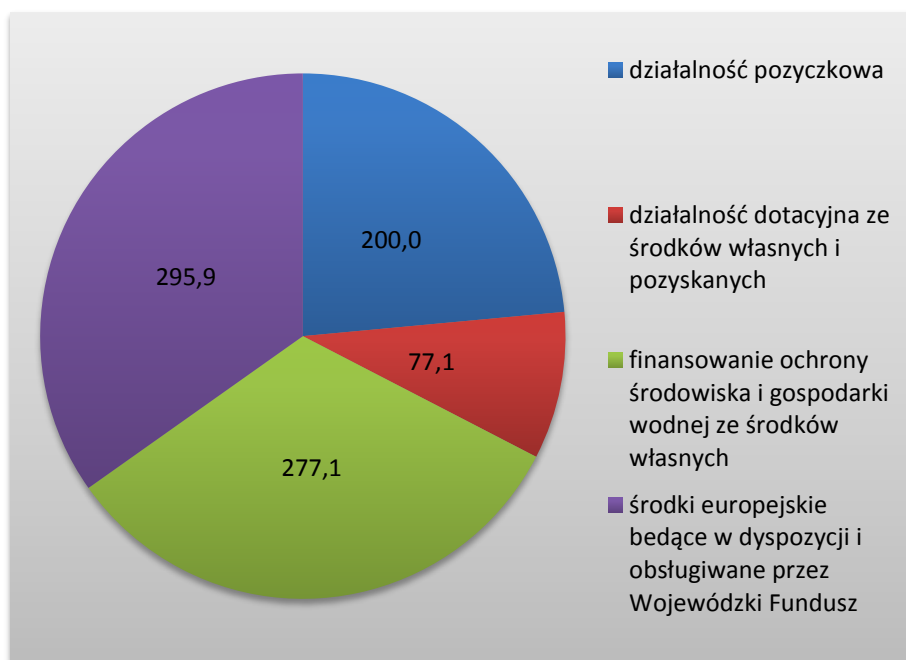
- i. zmniejszenie zużycia energii elektrycznej i ciepłej oraz ograniczenie emisji zanieczyszczeń, w tym przede wszystkim tzw. niskiej emisji ze szczególnym uwzględnieniem obszarów objętych programami ochrony powietrza,
- ii. kompleksową modernizację źródeł i systemów zaopatrzenia w ciepło w miastach,
- iii. wzrost wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych, w tym promowanie energetyki rozproszonej,

- iv. wdrażanie technologii mających na celu poprawę efektywności energetycznej w szczególności w przemyśle i gospodarce komunalnej.

W zakresie gospodarki odpadami określono przedsięwzięcia priorytetowe, które mają pośredni wpływ na stan jakości powietrza w województwie:

- i. wdrażanie niskoodpadowych technologii produkcji,
- ii. wsparcie działań służących zapobieganiu powstawania odpadów oraz przygotowaniu odpadów do ponownego użycia,
- iii. wdrażanie i rozbudowę systemów selektywnego zbierania odpadów, w tym niebezpiecznych,
- iv. zwiększanie udziału odzysku i recyklingu poszczególnych rodzajów odpadów, w tym w szczególności odzysk energii z odpadów,
- v. ograniczanie masy składowanych odpadów, w szczególności ulegających biodegradacji,
- vi. budowę i modernizację instalacji do przetwarzania odpadów, zgodnie z planem inwestycyjnym WPGO,
- vii. rekultywację składowisk odpadów i rekultywację/remediację terenów zdegradowanych,
- viii. unieszkodliwianie odpadów niebezpiecznych, w tym zawierających azbest.

Na rysunku 1 zaprezentowano wielkość planowanych środków finansowych służących realizacji wyżej wymienionych celów.



Rys. 1. Zestawienie, planowanych w okresie obowiązywania strategii, wielkości środków finansowych przeznaczonych przez Fundusz na realizowanie zadań ekologicznych, w mln PLN

1.4. Strategia NFOŚiGW na lata 2013-2016 z perspektywą na 2020 r.

Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej określa, w drodze uchwały Rady Nadzorczej funduszu, listy priorytetowych programów planowanych do finansowania. Lista obejmuje programy unijne realizowane przez NFOŚiGW oraz programy finansowane ze środków krajowych. Programy przydatne dla realizacji celów zawartych w niniejszym opracowaniu lokalizowane są w obszarze ochrony klimatu i atmosfery a finansowane są głównie ze środków krajowych. W aktualizacji strategii działania NFOŚiGW na lata 2013-2016 z perspektywą do 2020 r. z dnia 28.07.2015 r. można wymienić następujące cele:

- i. zrównoważone gospodarowanie zasobami środowiska,
- ii. poprawę efektywności energetycznej,
- iii. zapewnienie gospodarce krajowej bezpiecznego i konkurencyjnego zaopatrzenia w energię,
- iv. poprawa stanu środowiska.

Realizację wspomnianych celów określają m.in. następujące priorytety strategii:

- i. racjonalne go odpadami i ochrona powierzchni ziemi (racjonalne gospodarowanie odpadami, zasobami kopalin, rekultywacja, remediacja i rewitalizacja terenów zdegradowanych oraz zamykanie i rekultywacja składowisk),
- ii. Ochrona atmosfery (poprawa jakości powietrza, poprawa efektywności energetycznej, wspieranie rozproszonych, w tym odnawialnych źródeł energii).

1.5. Likwidacja niskiej emisji wspierająca wzrost efektywności energetycznej i rozwój rozproszonych odnawialnych źródeł energii – KAWKA

Jest to program realizowany przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Jego celem jest zmniejszenie narażenia ludności na oddziaływanie zanieczyszczeń powietrza w strefach, w których występują znaczące przekroczenia dopuszczalnych i docelowych poziomów stężeń tych zanieczyszczeń, dla których zostały opracowane programy ochrony powietrza. Cel programu ma być osiąganym poprzez zmniejszenie emisji zanieczyszczeń, w szczególności pyłów PM_{2,5} i PM₁₀ oraz emisji CO₂. Program jest wdrażany począwszy od 2013 r. i ma być realizowany do roku 2018, a alokacja środków nastąpiła w latach 2013-2015. Dofinansowaniem mogą być objęte następujące działania:

- i. przedsięwzięcia mające na celu ograniczanie niskiej emisji związane z podnoszeniem efektywności energetycznej oraz wykorzystaniem układów wysokosprawnej kogeneracji i odnawialnych źródeł energii, w szczególności:
 - a. likwidacja lokalnych źródeł ciepła tj.: indywidualnych kotłowni lub palenisk węglowych, kotłowni zasilających kilka budynków oraz kotłowni osiedlowych i podłączenie obiektów do miejskiej sieci ciepłowniczej lub ich zastąpienie przez źródło o wyższej niż dotychczas sprawności wytwarzania ciepła spełniające wymagania emisyjne określone przez właściwy organ. W przypadku likwidacji palenisk indywidualnych zakres przedsięwzięcia może m.in. obejmować wykonanie wewnętrznej instalacji c.o. i c.w.u. lub instalacji gazowej,

- b. rozbudowa sieci ciepłowniczej w celu podłączenia istniejących obiektów (ogrzewanych ze źródeł lokalnych przy wykorzystaniu paliwa stałego) do centralnego źródła ciepła wraz z podłączeniem obiektu do sieci,
 - c. zastosowanie kolektorów słonecznych celem obniżenia emisji w lokalnym źródle ciepła opalanym paliwem stałym,
 - d. termomodernizacja budynków wielorodzinnych zgodnie z zakresem wynikającym z wykonanego audytu energetycznego, wyłącznie jako element towarzyszący przebudowie lub likwidacji lokalnego źródła ciepła opalanego paliwem stałym.
- ii. zmniejszenie emisji zanieczyszczeń do powietrza ze źródeł komunikacji miejskiej poprzez:
 - a. wdrażanie systemów zarządzania ruchem w miastach,
 - b. budowa stacji zasilania w CNG lub energię elektryczną miejskich środków transportu zbiorowego,
 - c. wdrożenie innych przedsięwzięć ograniczających poziomy substancji w powietrzu powodowanych przez komunikację w centrach miast (z wyłączeniem wymiany taboru lub silników, przebudowy lub budowy nowych tras komunikacyjnych dla ruchu samochodowego i szynowego).
 - iii. kampanie edukacyjne (dotyczy beneficjentów) pokazujące korzyści zdrowotne i społeczne z eliminacji niskiej emisji, oraz/lub informujące o horyzoncie czasowym wprowadzenia ograniczeń stosowania paliw stałych lub innych działań systemowych gwarantujących utrzymanie poziomu stężeń zanieczyszczeń po wykonaniu działań naprawczych;
 - iv. utworzenie baz danych (dotyczy jednostek samorządu terytorialnego lub instytucji przez nie wskazanych) pozwalających na inwentaryzację źródeł emisji.

Warunki dofinansowania przedstawiają się następująco:

- i. przedsięwzięcia wymienione w punkcie iii a i iii b muszą być realizowane łącznie z działaniami wymienionymi w punktach iii c i iii d,
- ii. przedsięwzięcie objęte wnioskiem o dofinansowanie:
 - a. jest zlokalizowane na obszarze miasta powyżej 10 000 mieszkańców (nie dotyczy miejscowości o charakterze uzdrowiskowym),
 - b. jest zlokalizowane na obszarze, gdzie właściwy organ administracji samorządowej ustalił harmonogram wprowadzania rozwiązań prawnych dotyczących planu działań systemowych służących utrzymaniu poziomu stężeń zanieczyszczeń po wykonaniu działań objętych wnioskiem o dofinansowanie (np. plan działań krótkoterminowych, plan zaopatrzenia w ciepło, itp.) lub rozwiązań obejmujących ograniczenie stosowania paliw stałych wraz z jednoczesnym systemem kontroli;

Realizacja wnioskowanych przedsięwzięć w okresie od 01.01.2011 r. do 31.12.2018 r. Beneficjentami programu KAWKA mogą być podmioty wskazane w programie ochrony powietrza, które planują realizację albo realizują przedsięwzięcia mogące być przedmiotem dofinansowania przez WFOŚiGW ze środków udostępnionych przez NFOŚiGW, z uwzględnieniem warunków programu. Ostatecznymi odbiorcami korzyści będą podmioty wskazane w programach ochrony powietrza, korzystające z dofinansowania, wyłącznie za pośrednictwem beneficjenta.

1.6. Fundusz remontów i termomodernizacji Banku Gospodarki Krajowej

Podstawowym celem Funduszu Termomodernizacji i Remontów jest pomoc finansowa dla Inwestorów realizujących przedsięwzięcia termomodernizacyjne z udziałem kredytów zaciąganych w bankach komercyjnych. Pomoc ta zwana „premią termomodernizacyjną”, stanowi źródło spłaty części zaciągniętego kredytu na realizację przedsięwzięcia lub remontu. Z premii mogą korzystać wszyscy Inwestorzy, bez względu na status prawny, a więc osoby prawne (np. spółdzielnie mieszkaniowe i spółki prawa handlowego), jednostki samorządu terytorialnego, wspólnoty mieszkaniowe, osoby fizyczne, w tym właściciele domów jednorodzinnych.

Premia termomodernizacyjna przysługuje w przypadku realizacji przedsięwzięć termomodernizacyjnych, których celem jest:

- i. zmniejszenie zużycia energii na potrzeby ogrzewania i podgrzewania wody użytkowej w budynkach mieszkalnych, zbiorowego zamieszkania oraz budynkach stanowiących własność jednostek samorządu terytorialnego, które służą do wykonywania przez nie zadań publicznych,
- ii. zmniejszenie kosztów pozyskania ciepła dostarczanego do w/w budynków w wyniku wykonania przyłącza technicznego do scentralizowanego źródła ciepła w związku z likwidacją lokalnego źródła ciepła,
- iii. zmniejszenie strat energii pierwotnej w lokalnych sieciach ciepłowniczych oraz zasilających je lokalnych źródłach ciepła,
- iv. całkowita lub częściowa zamiana źródeł energii na źródła odnawialne lub zastosowanie wysokosprawnej kogeneracji z obowiązkiem uzyskania określonych w ustawie oszczędności w zużyciu energii.

Warunkiem kwalifikacji przedsięwzięcia jest przedstawienie audytu energetycznego i jego pozytywna weryfikacja przez BGK. Od dnia 19 marca 2009 r. wartość przyznawanej premii termomodernizacyjnej wynosi 20% wykorzystanego kredytu, nie więcej jednak niż 16% kosztów poniesionych na realizację przedsięwzięcia termomodernizacyjnego i dwukrotność przewidywanych rocznych oszczędności kosztów energii, ustalonych na podstawie audytu energetycznego.

1.7. Środki unijne z nowego okresu programowania na lata 2014-2020

Znany jest już wstępny podział funduszy unijnych na najbliższe siedem lat. Najwięcej pieniędzy ma trafić na zrównoważony transport, a także na innowacje. W lipcu 2013 roku rozpoczęły się konsultacje społeczne w sprawie projektu umowy partnerstwa na lata 2014-20. To, obok programów operacyjnych i kontraktu terytorialnego, jeden z kluczowych dokumentów, które będą stanowić podstawę wydawania funduszy europejskich w Polsce.

Z budżetu 2014-20 na realizację polityki spójności w Polsce ma trafić 72,9 mld euro. Zostaną one podzielone pomiędzy 6 krajowych programów operacyjnych i 16 regionalnych. W większości będą to kontynuacje obecnie trwających działań. W sumie na program "Infrastruktura i środowisko" ma trafić 24,2 mld euro, na "Inteligentny rozwój" (następca obecnie realizowanej "Innowacyjnej gospodarki") ok. 7,6 mld euro, na program "Wiedza, edukacja, rozwój" (następca programu "Kapitał ludzki") ok. 3,2 mld euro, na "Polskę cyfrową" ok. 1,9 mld euro, na "Polskę wschodnią" 2 mld euro, a na "Pomoc techniczną" - ok. 0,6 mld euro. W nowej perspektywie za rozdzielanie 28 mld euro będą odpowiadały regiony. To o około 9 mld euro więcej niż w obecnej perspektywie. Województwo pomorskie dostanie ok. 1,6718 mln euro).

Jeśli chodzi o branżowy podział funduszy, to najwięcej, bo 21 mld euro, trafi na zrównoważony transport. Na drugim miejscu pod względem wysokości wsparcia są innowacje, na które Ministerstwo Rozwoju Regionalnego zamierza przeznaczyć 9,7 mld euro, oraz gospodarka niskoemisyjna - 6,8 mld euro i ochrona środowiska naturalnego - 5,5 mld euro. Małe i średnie firmy mogą liczyć na wsparcie rządu 4,4 mld euro. Nowością jest to, że zdecydowana większość wsparcia dla sektora MSP będzie rozdzielana na poziomie regionalnym, a nie, jak dziś, przez centralne instytucje.

Celem Programu Infrastruktura i Środowisko 2014-2020 będzie wsparcie gospodarki efektywnie korzystającej z zasobów i przyjaznej środowisku oraz sprzyjającej spójności terytorialnej i społecznej. Obszary planowane do wsparcia w tym Programie to przede wszystkim:

- i. Środowisko
- ii. Kultura,
- iii. Transport,
- iv. Energetyka,
- v. Zdrowie.

Priorytety PO LiŚ 2014 istotne ze względu na przedmiotowy projekt to:

- i. Zmniejszenie emisyjności gospodarki – alokacja z FE 1 828,4 mln euro:
 - a. wytwarzanie energii z odnawialnych źródeł energii (OZE),
 - b. poprawa efektywności energetycznej i wykorzystanie OZE w przedsiębiorstwach, sektorze publicznym i mieszkaniowym,
 - c. promowanie strategii niskoemisyjnych,
 - d. rozwój i wdrażanie inteligentnych systemów dystrybucji,
 - e. rozwój wysokosprawnej kogeneracji.
- ii. Ochrona środowiska, w tym adaptacja do zmian klimatu – alokacja z FE 3 508,2 mln euro:
 - a. rozwój infrastruktury środowiskowej,
 - b. dostosowanie do zmian klimatu,
 - c. ochrona i zahamowanie spadku różnorodności biologicznej,
 - d. poprawa jakości środowiska miejskiego.
- iii. Rozwój sieci drogowej TEN-T i transportu multimodalnego – alokacja z FE 9 532,4 mln euro:
 - a. rozwój drogowej infrastruktury w sieci TEN-T,
 - b. poprawa bezpieczeństwa ruchu drogowego,
 - c. poprawa bezpieczeństwa w ruchu lotniczym,
 - d. transport intermodalny, morski i śródlądowy.
- iv. Infrastruktura drogowa dla miast – alokacja z FE 2 970,3 mln euro:
 - a. poprawa dostępności miast i przepustowości infrastruktury drogowej (rozwój infrastruktury drogowej w miastach i tras wylotowych z ośrodków miejskich, budowa obwodnic).
- v. Rozwój transportu kolejowego w Polsce – alokacja z FE 5 009,7 mln euro:
 - a. rozwój kolei w TEN-T, poza tą siecią i kolei miejskich.
- vi. Rozwój niskoemisyjnego transportu zbiorowego w miastach – alokacja z FE 2 349,2 mln euro:
 - a. infrastruktura i tabor dla publicznego transportu zbiorowego w miastach i na ich obszarach funkcjonalnych.
- vii. Poprawa bezpieczeństwa energetycznego – alokacja z FE 1 mld euro:

- a. rozwój inteligentnych systemów dystrybucji, magazynowania i przesyłu gazu ziemnego i energii elektrycznej,
- b. budowa i przebudowa magazynów gazu ziemnego,
- c. przebudowa terminala LNG.

1.8. Regionalny Program Operacyjny Województwa Pomorskiego na lata 2014-2020

Regionalny Program Operacyjny Województwa Pomorskiego na lata 2014-2020 (RPO WP) będzie jednym z narzędzi realizacji Strategii Rozwoju Województwa Pomorskiego 2020 (SRWP). Tematyczny zakres oraz logika interwencji RPO WP są zdeterminowane m.in. zapisami sześciu Regionalnych Programów Strategicznych (RPS) w zakresie: rozwoju gospodarczego (Pomorski Port Kreatywności), aktywności zawodowej i społecznej (Aktywni Pomorzanie), transportu (Mobilne Pomorze), energetyki i środowiska (Ekoefektywne Pomorze), atrakcyjności kulturalnej i turystycznej (Pomorska Podróż) i ochrony zdrowia (Zdrowie dla Pomorzanie), które, operacjonalizując zapisy SRWP, określają sposób realizacji polityk rozwojowych Samorządu Województwa Pomorskiego do 2020 r. RPO WP jest współfinansowany z dwóch funduszy: EFRR i EFS. RPO WP jest realizowany na obszarze województwa pomorskiego zaliczanego do kategorii regionów słabiej rozwiniętych.

Z punktu widzenia przedmiotowego projektu oczekiwane efekty Programu to przede wszystkim:

- i. Wzrost mobilności mieszkańców w skali regionalnej (transport kolejowy) i lokalnej (transport w miejskich obszarach funkcjonalnych) dzięki sprawnie funkcjonującej infrastrukturze liniowej i węzłowej transportu zbiorowego.
- ii. Ograniczenie emisji generowanej przez transport, zwłaszcza w miejskich obszarach funkcjonalnych.
- iii. Usprawnienie połączeń drogowych między ważnymi ośrodkami miejskimi regionu, a także między nimi a ich otoczeniem funkcjonalnym.
- iv. Poprawa dostępności do liniowej i węzłowej infrastruktury transportowej o znaczeniu krajowym i europejskim.
- v. Redukcja negatywnego wpływu transportu na środowisko i poprawa bezpieczeństwa w transporcie.
- vi. Wzrost poziomu wykorzystania OZE, szczególnie w generacji rozproszonej (wzrost bezpieczeństwa),
- vii. Poprawa efektywności energetycznej, szczególnie w sektorze publicznym i mieszkaniowym,
- viii. Wzrost sprawności funkcjonowania komunalnej infrastruktury energetycznej.
- ix. Racjonalizacja zużycia energii przez mieszkańców oraz rozwój energetyki prosumenckiej,
- x. Wzrost efektywności systemów zagospodarowania odpadów komunalnych.

1.9. Środki norweskie – Program operacyjny Oszczędzanie energii i promowanie odnawialnych źródeł energii

Celem Programu jest redukcja emisji gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń powietrza oraz zwiększenie udziału energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych w ogólnym bilansie zużycia energii. W ramach Programu Operacyjnego PL04 „Oszczędzanie energii i promowanie odnawialnych źródeł energii” zdefiniowano dwa obszary programowe:

- i. Obszar programowy nr 5 „Efektywność energetyczna”,
- ii. Obszar programowy nr 6 „Energia odnawialna”.

Do dofinansowania kwalifikują się projekty mające na celu:

- i. Poprawę efektywności energetycznej budynków, obejmujące swym zakresem termomodernizację budynków użyteczności publicznej, przeznaczonych na potrzeby administracji publicznej, oświaty, opieki zdrowotnej, społecznej lub socjalnej, szkolnictwa wyższego, nauki, wychowania, turystyki, sportu.
- ii. Modernizację lub zastąpienie istniejących źródeł energii (wraz z wymianą lub przebudową przestarzałych lokalnych sieci) zaopatrujących budynki użyteczności publicznej o których mowa w pkt. 1. nowoczesnymi, energooszczędnymi i ekologicznymi źródłami ciepła lub energii elektrycznej o łącznej mocy nominalnej do 5 MW w tym: pochodzącymi ze źródeł odnawialnych lub źródłami ciepła i energii elektrycznej wytwarzanych w skojarzeniu (kogeneracji/trigeneracji). Przez źródła ciepła lub energii elektrycznej wykorzystujące energię ze źródeł odnawialnych, należy rozumieć:
 - a. urządzenia i instalacje do wysokosprawnej produkcji energii elektrycznej, ciepła lub
 - b. chłodu w skojarzeniu (wysokosprawna ko/tri generacja),
 - c. urządzenia do produkcji ciepła opalane biomasą (kotły na biomasę),
 - d. układy (ogniwa) fotowoltaiczne,
 - e. rekuperatory ciepła,
 - f. pompy ciepła,
 - g. kolektory słoneczne,
 - h. małe (mikro) turbiny wiatrowe (budynkowe prądnice wiatrowe),
 - i. urządzenia i instalacje do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła opalane biogazem,
 - j. urządzenia do produkcji ciepła zasilane energią geotermalną (instalacje do wykorzystania energii pochodzącej ze źródeł geotermalnych).
- iii. Instalację, modernizację lub wymianę węzłów cieplnych o łącznej mocy nominalnej do 3 MW, zaopatrujących budynki użyteczności publicznej.

Nabór wniosków odbywa się cyklicznie.

2. WYDATKOWANIE ŚRODKÓW FINANSOWYCH NA REALIZACJĘ DZIAŁAŃ PROEKOLOGICZNYCH – ZIELONE ZAMÓWIENIA PUBLICZNE¹⁴⁵

Pojęcie Zielonych Zamówień Publicznych (ZZP) oznacza politykę, w ramach której podmioty publiczne włączają kryteria lub wymagania ekologiczne do procedur udzielania zamówień publicznych i poszukują rozwiązań ograniczających negatywny wpływ produktów/usług na środowisko. Zamawiający starają się też uwzględniać koszt całego cyklu życia produktów i wpływać na rozwój i upowszechnienie technologii prośrodowiskowych. Definicja ta obejmuje sytuacje, gdy zamawiający uwzględnia jeden lub więcej czynników środowiskowych na takich etapach procedury przetargowej jak:

- i. określenie potrzeb,
- ii. określenie przedmiotu zamówienia,
- iii. opracowanie opisu przedmiotu zamówienia,
- iv. wybór kryteriów oceny ofert lub sposobu wykonania zamówienia.

2.1. Cele Zielonych Zamówień Publicznych

Celem Zielonych Zamówień Publicznych jest osiągnięcie możliwie najszerszego poziomu uwzględniania kwestii środowiskowych w procedurach przetargowych. Implementacja kwestii środowiskowych w procesach udzielania zamówień stanowi istotny instrument wdrażania podstawowych zasad polityki ochrony środowiska w Unii Europejskiej, do których należą m.in.:

- i. zasada zrównoważonego rozwoju – oparta na założeniu, że polityka i działania w poszczególnych sektorach gospodarki i życia społecznego powinny być prowadzone w taki sposób, aby zachować zasoby i walory środowiska w stanie zapewniającym trwałe, niedoznające uszczerbku możliwości korzystania z nich zarówno przez obecne jak i przyszłe pokolenia; istotą zrównoważonego rozwoju jest równorzędne traktowanie racji społecznych, ekonomicznych i ekologicznych;
- ii. zasada prewencji, według której należy raczej zapobiegać powstaniu szkód w środowisku niż naprawiać szkody już wyrządzone;
- iii. zasada przezorności – przewidująca, że należy podejmować stosowne działania zapobiegawcze wtedy, gdy pojawia się uzasadnione prawdopodobieństwo, iż dana forma aktywności może wywrzeć negatywne skutki na środowisko, nawet jeżeli nie ma co do tego pewności ani dowodów naukowych;
- iv. zasada likwidacji zanieczyszczeń u źródła, według której należy dążyć do zminimalizowania szkody w środowisku na jak najwcześniejszym etapie danej aktywności;
- v. zasada skuteczności ekologicznej i efektywności ekonomicznej przy wyborze planowanych przedsięwzięć inwestycyjnych w zakresie ochrony środowiska, oznaczającą potrzebę minimalizacji nakładów inwestycyjnych na jednostkę uzyskanego efektu ekologicznego.

Ponadto zgodnie z Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2006/32/WE w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych, sektor publiczny powinien dążyć do stosowania kryteriów efektywności energetycznej w procedurach przetargowych na zamówienia publiczne.

¹⁴⁵ Na podstawie *Zielone zamówienia publiczne – praktyczny podręcznik dla beneficjentów funduszy europejskich*, Ministerstwo Rozwoju Regionalnego, Warszawa 2008

2.2. Korzyści środowiskowe

Uwzględnianie w większym stopniu kryteriów środowiskowych w zamówieniach publicznych może niewątpliwie przyczynić się do realizacji wspomnianej polityki ekologicznej. Z pomocą odpowiednich instrumentów (jak np. LCA – analiza cyklu życia produktu) oraz dokonując rozsądnych wyborów można przyczynić się do osiągnięcia celu, jakim jest zrównoważony rozwój oraz uzyskanie bezpośrednich korzyści dla środowiska. Mogą one polegać na:

- i. redukcji emisji CO₂,
- ii. zmniejszeniu ilości substancji szkodliwych dla środowiska znajdujących się w obrocie,
- iii. ochronie zasobów naturalnych,
- iv. ochronie zasobów energetycznych,
- v. tworzeniu środowiska pracy lub wypoczynku przyjaznego i bezpiecznego dla człowieka.

Co istotne dla jednostek sektora publicznego, dokonywanie zielonych zakupów poprzez ZPP umożliwia także osiągnięcie celów prośrodowiskowych w sposób pośredni przez to, że:

- i. stanowi dobry przykład dla innych podmiotów,
- ii. działa stymulująco na rynek produktów i technologii środowiskowych.

Poza wymienionymi korzyściami dla środowiska ZPP na poziomie europejskim dają również impuls do rozwoju innowacyjnych technologii, które przekładają się na wzrost gospodarczy.

Powyżej wymienione cele są osiągane przede wszystkim na poziomie jednostkowych zamówień realizowanych w poszczególnych jednostkach sektora publicznego. Warto jednak w tym miejscu, mając na uwadze cel i charakter niniejszego opracowania, uzmysłowić potencjał ZPP w skali całej UE. W ramach projektu naukowo-badawczego RELIEF¹⁴⁶ finansowanego przez Komisję Europejską przeanalizowano zamówienia publiczne sektora publicznego w latach 2001-2003, w celu oszacowania korzyści środowiskowych płynących z powszechnego wdrożenia procedur ZPP w państwach członkowskich. Wnioski płynące z rezultatów badań w ramach tego projektu pokazują, jak istotny wpływ na środowisko może mieć wdrażanie procedur ZPP:

- i. gdyby wszystkie instytucje publiczne działające na obszarze UE zażądały dostaw elektryczności ekologicznej, przyczyniłoby się to do redukcji CO₂ o ok. 60 mln ton, co odpowiada redukcji gazów cieplarnianych o 18%,
- ii. gdyby wszystkie instytucje publiczne w UE korzystały z energooszczędnych komputerów, mogłoby się to przełożyć na redukcję emisji CO₂ o 830 tys. ton,
- iii. gdyby wszystkie europejskie instytucje publiczne zastosowały w swoich budynkach oszczędzające wodę toalety i krany, mogłoby się to przyczynić do zmniejszenia zużycia wody nawet o 200 mln ton.

2.3. Możliwości stosowania kryteriów środowiskowych w ZPP

Generalnie uwzględnienie kryteriów środowiskowych w procedurze przetargowej dopuszczalne jest na określonych zasadach. Z regulacji UE dotyczących zamówień publicznych wynikają następujące możliwości:

¹⁴⁶ Źródło: strona internetowa ICLEI (*International Council for Local Environmental Initiatives*) dotycząca ZPP - www.sustainable-procurement.org

- i. posłużenie się kryteriami przyjętymi jako punkt odniesienia w ramach systemów etykietowania (na wszystkich poziomach zasięgu – krajowym, europejskim i międzynarodowym),
- ii. wybór produktów o wyższej cenie, ale tańszych w eksploatacji, przy uwzględnieniu analizy kosztów cyklu życia danego produktu,
- iii. wybór produktów o wyższej cenie i droższych w eksploatacji niż produkty konwencjonalne, ale wpływających w mniejszym stopniu na środowisko.

Z powyższych możliwości płynnie wniosek, że można i należy zmienić podejście do procedur przetargowych, w taki sposób aby zamiast wyboru oferty z najniższą ceną, można dokonać wyboru oferty najkorzystniejszej w świetle kryterium ceny i innych kryteriów (środowiskowych) odnoszących się do przedmiotu zamówienia. Te kryteria środowiskowe można wykorzystać w zamówieniach publicznych na dwa sposoby:

- i. Podejście pierwsze tzw. uproszczone definiuje zestaw kryteriów środowiskowych, które musi spełniać każda z ofert. Wówczas ocenie podlega wyłącznie cena realizacji zamówienia lub koszty eksploatacyjne.
- ii. Podejście drugie tzw. pełne definiuje zestaw kryteriów obowiązkowych oraz zestaw kryteriów dodatkowych, za których spełnienie przyznane będą dodatkowe punkty. W takim przypadku punktuje się, oprócz ceny realizacji zamówienia, również stopień wypełnienia dodatkowych kryteriów środowiskowych i koszty eksploatacyjne.

2.4. Sektory priorytetowe dla wdrożeń procedur ZZP

Komisja Europejska zidentyfikowała dziesięć „priorytetowych” sektorów dla stosowania zielonych zamówień publicznych. Ich wyboru dokonano na podstawie oferowanych przez nie możliwości w zakresie poprawy stanu środowiska, wydatków publicznych, potencjalnego wpływu na stronę podażową, przykładu dla konsumentów prywatnych lub korporacyjnych, wrażliwości politycznej, istnienia odpowiednich i łatwych do wykorzystania kryteriów, dostępności odpowiednich produktów na rynku oraz wydajności ekonomicznej¹⁴⁷. Do sektorów priorytetowych zaklasyfikowano:

- i. budownictwo (obejmujące surowce, takie jak drewno, aluminium, stal, beton, szkło, a także wyroby budowlane, takie jak okna, pokrycia ścienne i podłogowe, urządzenia grzewcze i chłodzące, aspekty dotyczące eksploataowania budynków i wycofywania ich z eksploatacji, usługi utrzymania budynków, realizacja zamówień na roboty budowlane na miejscu),
- ii. usługi gastronomiczne i cateringowe,
- iii. transport i usługi transportowe,
- iv. energetyka (w tym elektryka, ogrzewanie i chłodzenie z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii),
- v. urządzenia biurowe i komputery,
- vi. odzież, uniformy i inne wyroby włókiennicze,
- vii. papier i usługi drukarskie,
- viii. meble,
- ix. środki czyszczące i usługi w zakresie sprzątania,
- x. sprzęt wykorzystywany w służbie zdrowia.

¹⁴⁷ *Zielone zamówienia publiczne*, publikacja Urzędu Zamówień Publicznych, Warszawa 2009

3. ANALIZA RYZYKA DLA FINANSOWANIA PRZEDSIĘWZIĘĆ PROEKOLOGICZNYCH

Analizę ryzyka przedstawiono zgodnie z metodyką przedstawioną w „Wytycznych do przygotowania inwestycji w zakresie środowiska współfinansowanych przez Fundusz Spójności Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego w latach 2007÷2013”. Zgodnie z wymaganiami przedstawionymi w tym dokumencie, analizę ryzyka można ograniczyć do analizy jakościowej pomijając analizę ilościową. W przeprowadzonych analizach ryzyka uwzględniono następujące czynniki decydujące o wyniku¹⁴⁸:

- i. czynniki niezależne od działań jednostek samorządu terytorialnego – są to czynniki podstawowe, determinujące rozwój gospodarki na poziomie krajowym i UE,
- ii. czynniki lokalne – są to czynniki, od których w sposób pośredni lub bezpośredni zależy działanie jednostek samorządu terytorialnego.

Wyniki analizy jakościowej ryzyka, uwzględniającej czynniki niezależne i zależne od jednostek samorządu terytorialnego zaprezentowano odpowiednio w tab. 1 i tab. 2.

Tab. 1. Analiza jakościowa ryzyka uwzględniająca czynniki niezależne¹⁴⁹

Rodzaj ryzyka	Prawdopodobieństwo wystąpienia (niskie/średnie/wysokie)	Uwagi
15-20% wzrost cen paliw i nośników energii powyżej wartości wynikającej z przewidywanej inflacji w okresie 3 lat	wysokie	W okresie najbliższych trzech lat ceny energii w Polsce mogą wzrosnąć ponad planowane wartości wynikające z inflacji. Szczególnie dotyczy to energii elektrycznej (duże nakłady inwestycyjne w sektorze elektroenergetycznym, które mogą być kompensowane wzrostem cen). Wysokie ceny paliw gazowych (import) oraz niepewna sytuacja związana z wydobyciem gazu łupkowego
15-20% wzrost cen nowoczesnych materiałów budowlanych i usług w budownictwie energooszczędnym i pasywnym powyżej wartości wynikającej z przewidywanej inflacji w okresie 3 lat	wysokie	Wzrost cen w sektorach budownictwa i energetyki jest uzależniony od stanu gospodarki w krajach wiodących UE (głównie Niemiec) – zależność kursu walut EUR/PLN
Brak wsparcia legislacyjnego na poziomie krajowym dla rozwiązań modernizacyjnych w sektorach energetycznych, brak wsparcia dla działań poprawiających efektywność energetyczną, brak wsparcia dla sektora OZE	wysokie	Prowadzone są prace legislacyjne dotyczące nowego Prawa energetycznego, sektora OZE i paliw gazowych, ale brak jest jednoznacznych propozycji zapisów gwarantujących rozwój tych sektorów. Ciągłe opóźnienia odnośnie odpowiednich rozporządzeń do Ustawy o efektywności energetycznej. Brak jednoznacznie sprecyzowanych zapisów legislacyjnych wstrzymuje inwestycje w nowoczesne technologie energetyczne
Spadek popytu na usługi w sektorach energetycznych	niskie	Brak ryzyka – stały systematyczny wzrost zapotrzebowania na usługi w tym sektorze, ze względu na wysokie ceny energii oraz planowane niezbędne inwestycje (w zakresie produkcji i przesyłu energii elektrycznej)
20% wzrost kosztów eksploatacyjnych w lokalnych	średnie	Najistotniejszym czynnikiem wpływającym na koszty eksploatacyjne jest koszt zakupu

¹⁴⁸ Fundacja Poszanowania Energii w Gdańsku. *Plan działań na rzecz zrównoważonej energii dla Gdyni do roku 2020*, 2012, s. 73

¹⁴⁹ Tamże, s. 73

i indywidualnych źródeł energii

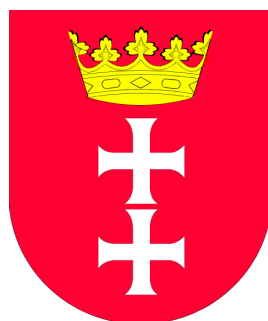
paliwa. Wysokie ryzyko wzrostu tych kosztów jest kompensowane przez możliwość spadku cen paliw w przypadku wydobycia gazu łupkowego

Tab. 2. Analiza jakościowa ryzyka uwzględniająca czynniki lokalne¹⁵⁰

Rodzaj ryzyka	Prawdopodobieństwo wystąpienia (niskie/średnie/wysokie)	Uwagi
Zmiana Regionalnej Strategii Energetyki poprzez odejście od polityki poprawy efektywności energetycznej działań modernizacyjnych, oszczędnościowych i proekologicznych w sektorach energetycznych – ograniczenie środków finansowych funduszy do dyspozycji Urzędu Miasta	niskie	Na poziomie województwa brak takiego zagrożenia. W programach RPO na lata 2014-2020 zakłada się znaczące wsparcie dla rozwoju energetyki – w tym rozwój nowych technologii, rozwój OZE, wsparcie dla termomodernizacji, budowy lokalnych źródeł energii.
W okresie najbliższych 3 lat znaczące ograniczenie w budżecie miasta środków finansowych na zaplanowane programy redukujące emisję i ograniczające zużycie energii	niskie	Urząd Miejski w Gdańsku jest zdecydowany działać zgodnie z przyjętymi założeniami programowymi – wysoka świadomość urzędników i radnych. Świadomość konieczności podtrzymania statusu uzdrowiska. Dodatkowym wsparciem dla UM mogą być: dostępność środków z RPO na lata 2014-2020, możliwość pozyskiwania środków pomocowych z NFOŚiGW i WFOŚiGW, zgodność zaplanowanych działań z obowiązującą Ustawą o efektywności energetycznej.
Zmniejszenie środków pomocowych z funduszy krajowych na programy wspierające termomodernizację, rozwój lokalnych źródeł energii, rozwój mikrokogeneracji, rozwój OZE	niskie	Przedstawione działania i programy są zgodne z dyrektywami UE, z założeniami „Polityki energetycznej Polski do roku 2030”, z Regionalnymi programami rozwoju sektorów energetycznych. Sprzyjają one rozwojowi gospodarczemu, rozwijają technologicznie region i tworzą miejsca pracy.

¹⁵⁰ Tamże, s. 75

Projekt aktualizacji Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe miasta Gdańska



ZAŁĄCZNIKI

MAPY SYSTEMÓW ENERGETYCZNYCH

- | | |
|-----------------------------------------------------|----------------|
| 1. System zaopatrzenia w ciepło | - 7 map |
| 2. System zaopatrzenia w energię elektryczną | - 7 map |
| 3. System zaopatrzenia w paliwa gazowe | - 7 map |

Projekt założeń do planu zaopatrzenia
w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe
miasta Gdańska
System zaopatrzenia w ciepło



Wykonał: Tomasz Tańczuk
Sprawdził: Mariusz Tańczuk
Zatwierdził: Daniel Zajęcki

Sierpień 2015

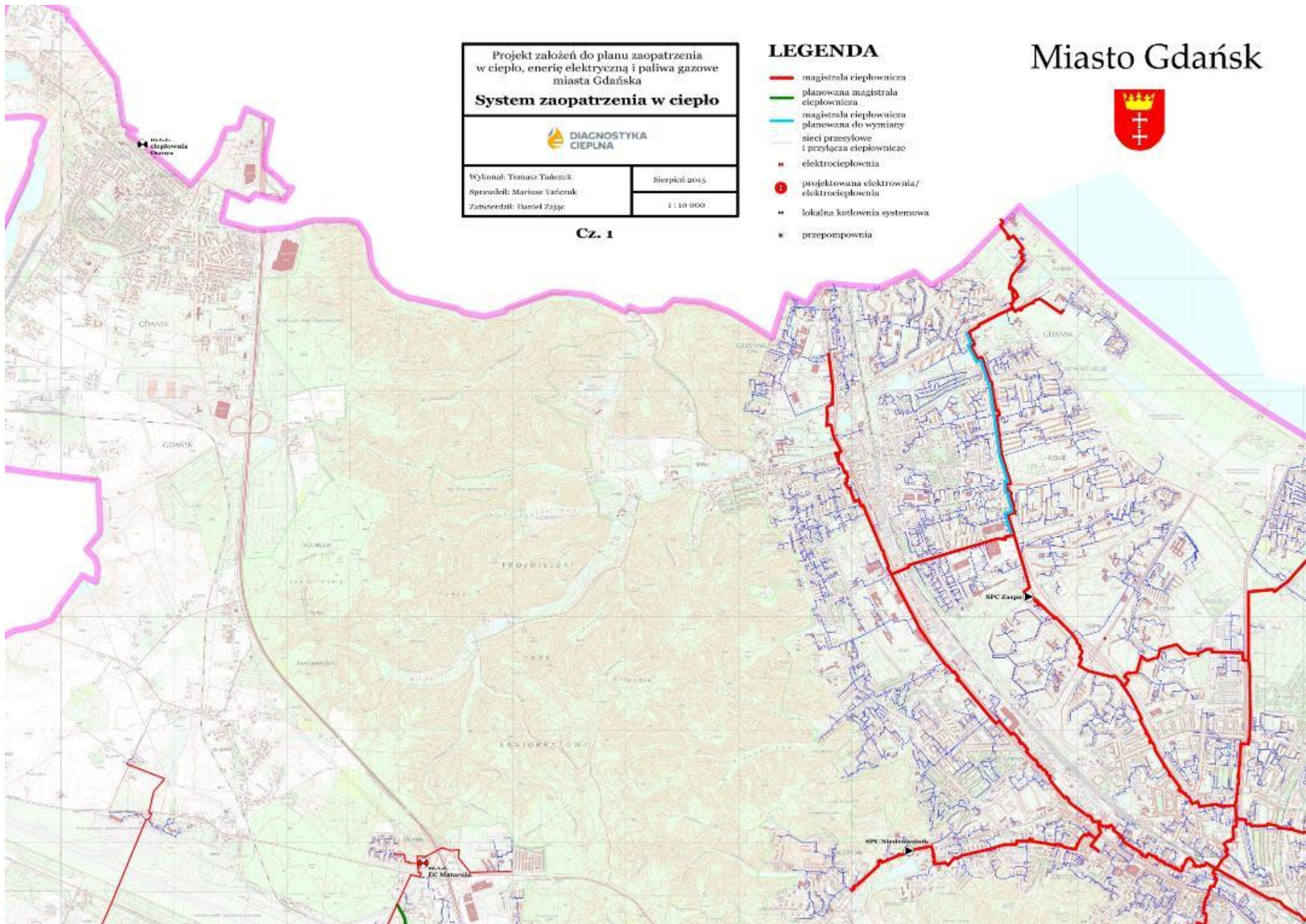
1:10 000

Cz. 1

LEGENDA

- magistrala ciepłownicza
- planowana magistrala ciepłownicza
- magistrala ciepłownicza planowana do wymiany
- sieci przesyłowe i przyłącza ciepłownicze
- elektrociepłownia
- projektowana elektrociepłownia/ elektrociepłownia
- lokalna kotłownia systemowa
- ★ przepompownia

Miasto Gdańsk



Miasto Gdańsk



Projekt założeń do planu zaopatrzenia
w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe
miasta Gdańska

System zaopatrzenia w ciepło



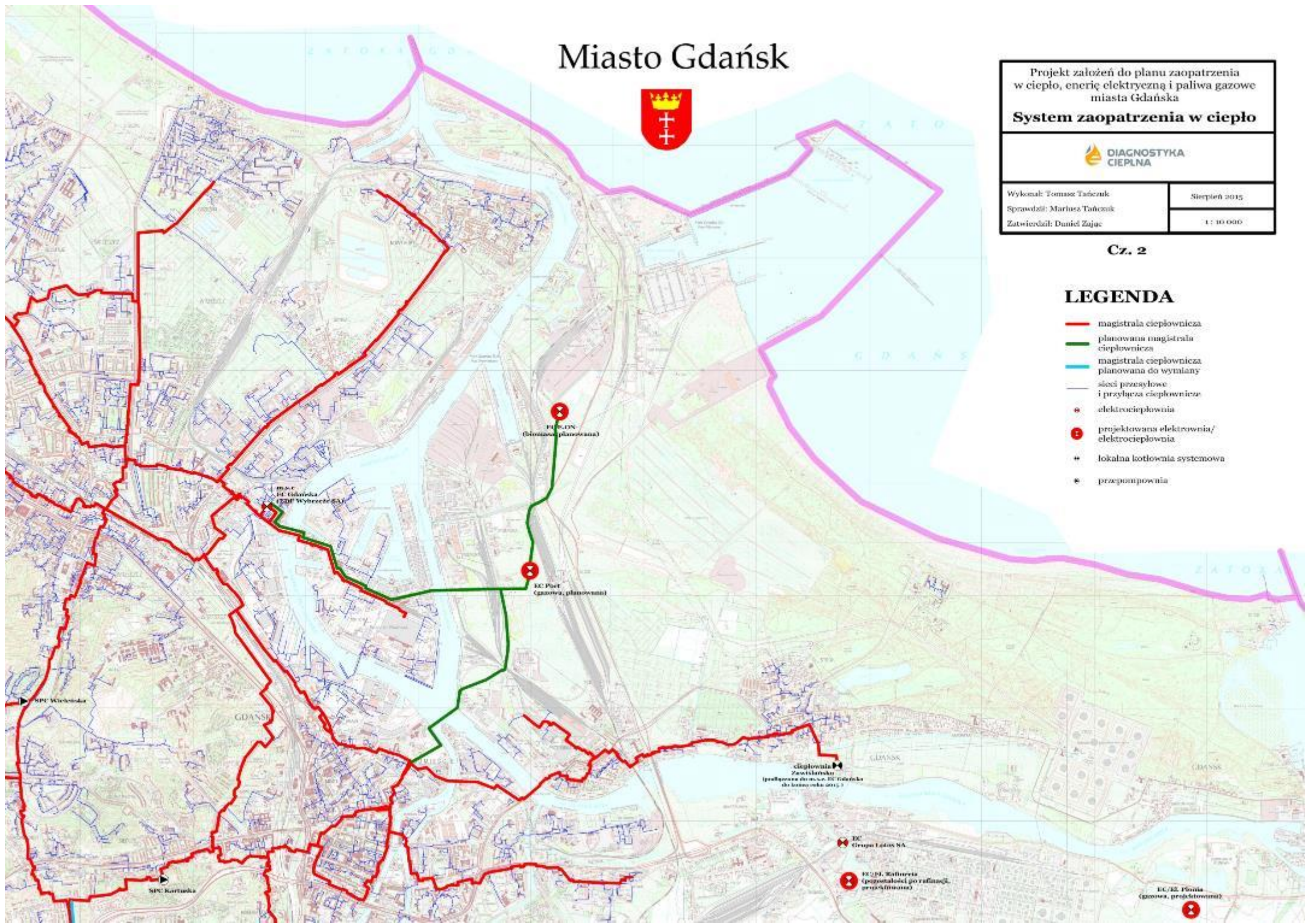
Wykonał: Tomasz Tańczuk
Sprawdził: Marcin Tańczuk
Zatwierdził: Daniel Zajac

Sierpień 2015
1 : 10 000

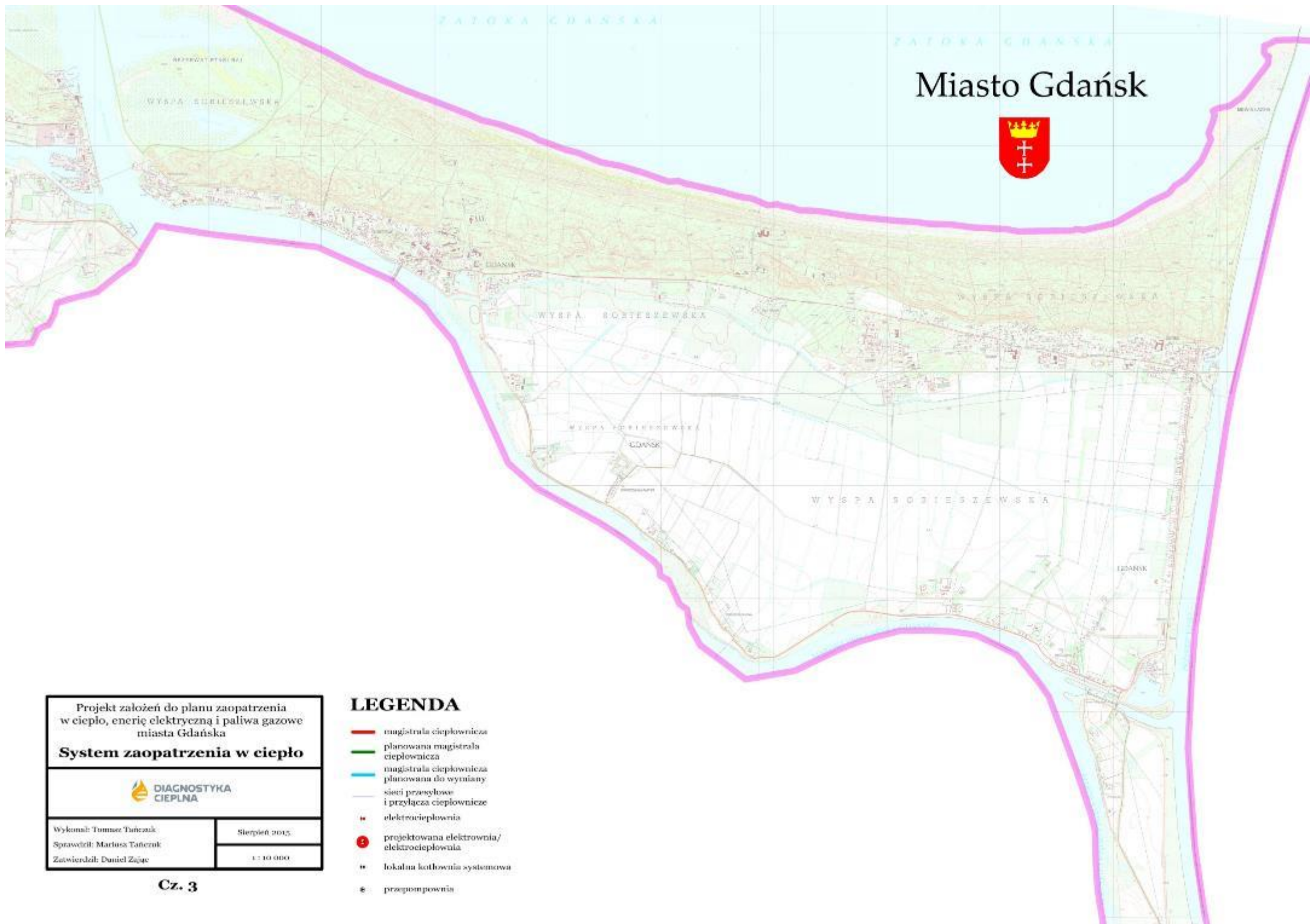
Cz. 2

LEGENDA

-  magistrala ciepłownicza
-  planowana magistrala ciepłownicza
-  magistrala ciepłownicza planowana do wymiany sieci przesyłowe i przyłącza ciepłownicze
-  elektrociepłownia
-  projektowana elektrociepłownia/elektrociepłownia
-  lokalna kotłownia systemowa
-  przepompownia



Miasto Gdańsk



Projekt założeń do planu zaopatrzenia
w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe
miasta Gdańsk

System zaopatrzenia w ciepło



DIAGNOSTYKA
CIEPŁA

Wykonał: Tomasz Tańczak
Sprawdził: Mariusz Tańczak
Zatwierdził: Daniel Zajac

Sierpień 2015

1 : 10 000

LEGENDA

-  magistrala ciepłownicza
-  planowana magistrala ciepłownicza
-  magistrala ciepłownicza planowana do wymiany
-  sieci przesyłowe i przyłącza ciepłownicze
-  elektrociepłownia
-  projektowana elektrownia/ elektrociepłownia
-  lokalna kotłownia systemowa
-  przepompownia

Miasto Gdańsk



Projekt założeń do planu zaopatrzenia
w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe
miasta Gdańska
System zaopatrzenia w ciepło



Wykonał: Tomasz Tufożak
Sprawdził: Mariusz Tufożak
Zatwierdził: Daniel Zajgo

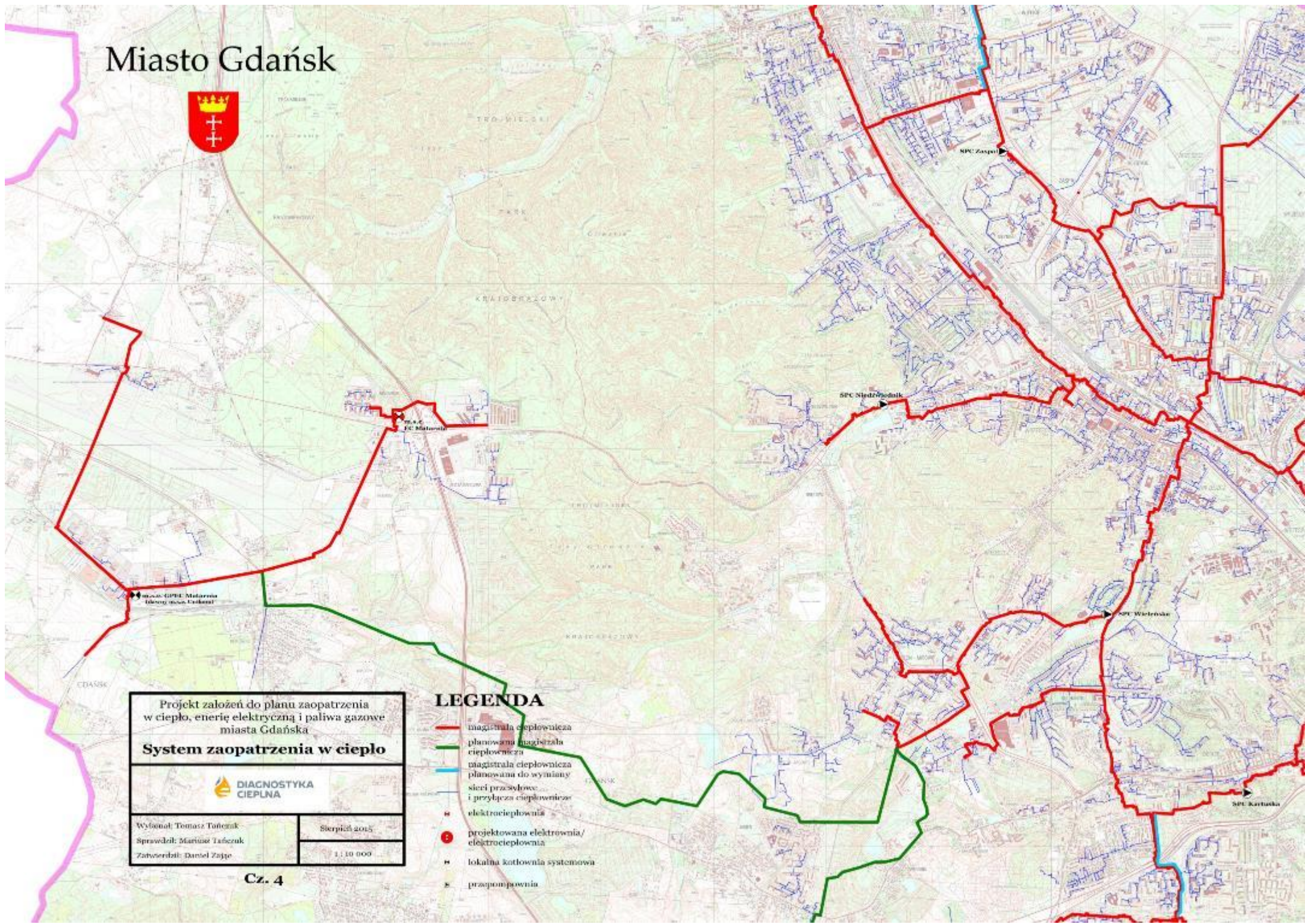
Sierpień 2015

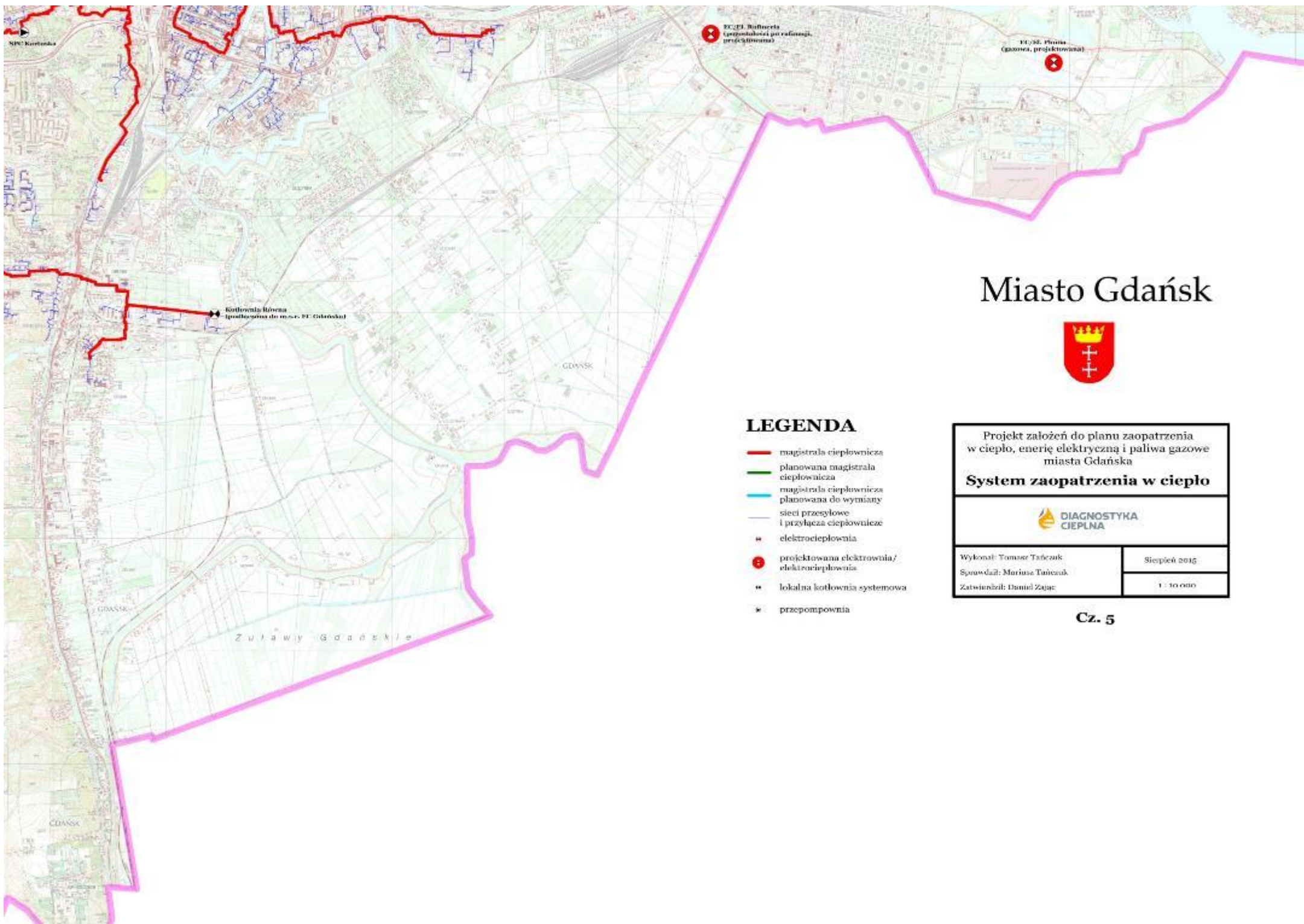
1:10 000

Cz. 4

LEGENDA

-  magistrala ciepłownicza
-  planowana magistrala ciepłownicza
-  magistrala ciepłownicza planowana do wymiany
-  sieć przesyłowa i przyłącza ciepłownicze
-  elektrociepłownia
-  projektowana elektrownia/elektrociepłownia
-  lokalna kotłownia systemowa
-  przepompownia





Miasto Gdańsk



LEGENDA

- magistrala ciepłownicza
- planowana magistrala ciepłownicza
- magistrala ciepłownicza planowana do wymiany
- sieć przesyłowe i przyłącza ciepłownicze
- ⊕ elektrociepłownia
- ⊕ projektowana elektrownia/elektrociepłownia
- ⊕ lokalna kotłownia systemowa
- ⊕ przepompownia

Projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe miasta Gdańska

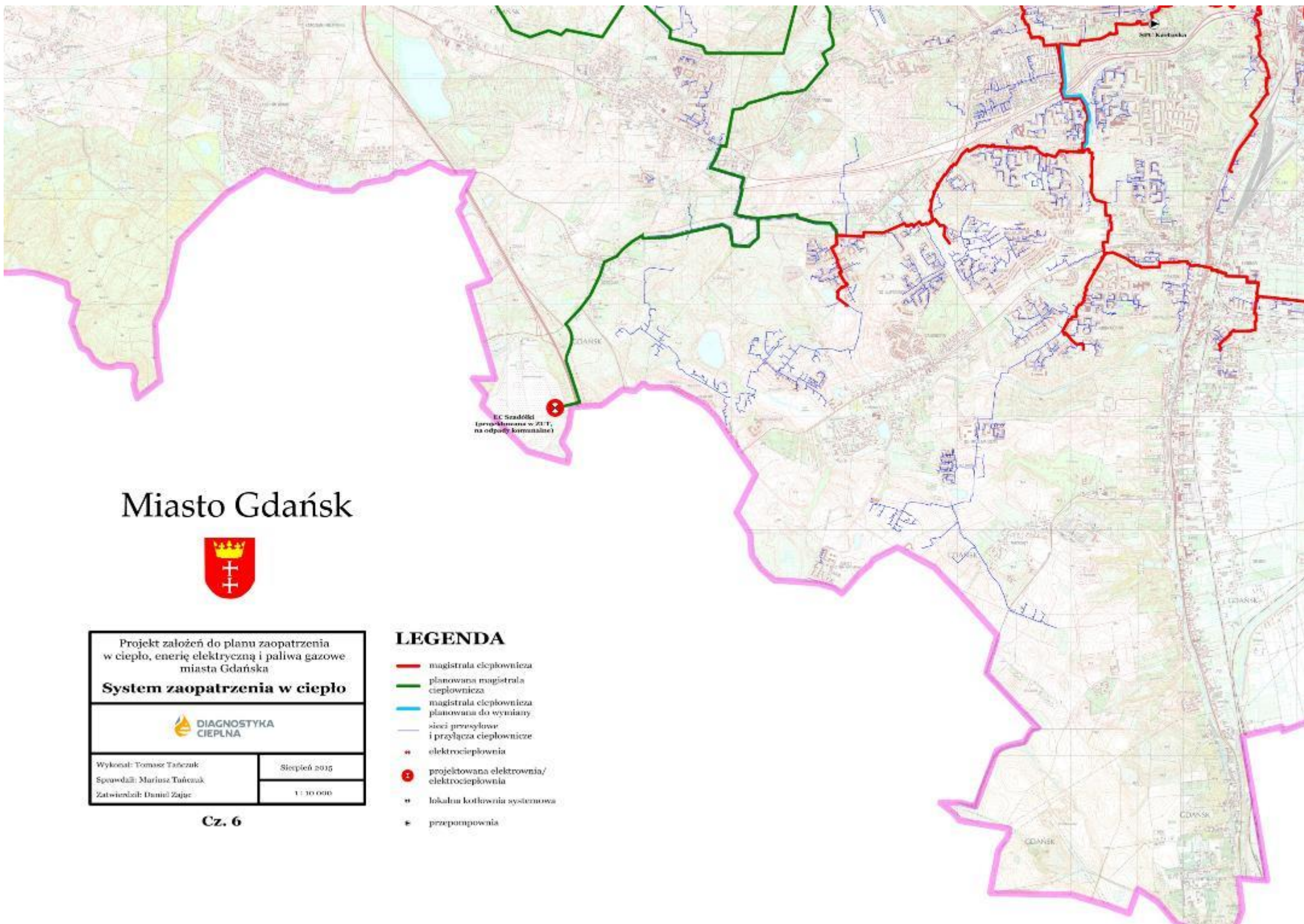
System zaopatrzenia w ciepło



Wykonał: Tomasz Tafczuk
 Sprawdził: Mariusz Turowski
 Zatwierdził: Daniel Zajac

Sierpień 2015

1 : 10 000



EC Szardółki
(projektowana w ZUT,
na odpady komunalne)

Miasto Gdańsk



Projekt założeń do planu zaopatrzenia
w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe
miasta Gdańska

System zaopatrzenia w ciepło



Wykonał: Tomasz Tańczak
Sprawdził: Mariusz Tańczak
Zatwierdził: Daniel Zajac

Styczeń 2015

1:30 000

Cz. 6

LEGENDA

- magistrala ciepłownicza
- planowana magistrala ciepłownicza
- magistrala ciepłownicza planowana do wymiany
- sieci przesyłowe i przyłącza ciepłownicze
- ⊕ elektrociepłownia
- ⊕ projektowana elektroownia/ elektrociepłownia
- ⊕ lokalna kotłownia systemowa
- ⬅ przepompownia

Miasto Gdańsk



Projekt założeń do planu zaopatrzenia
w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe
miasta Gdańska

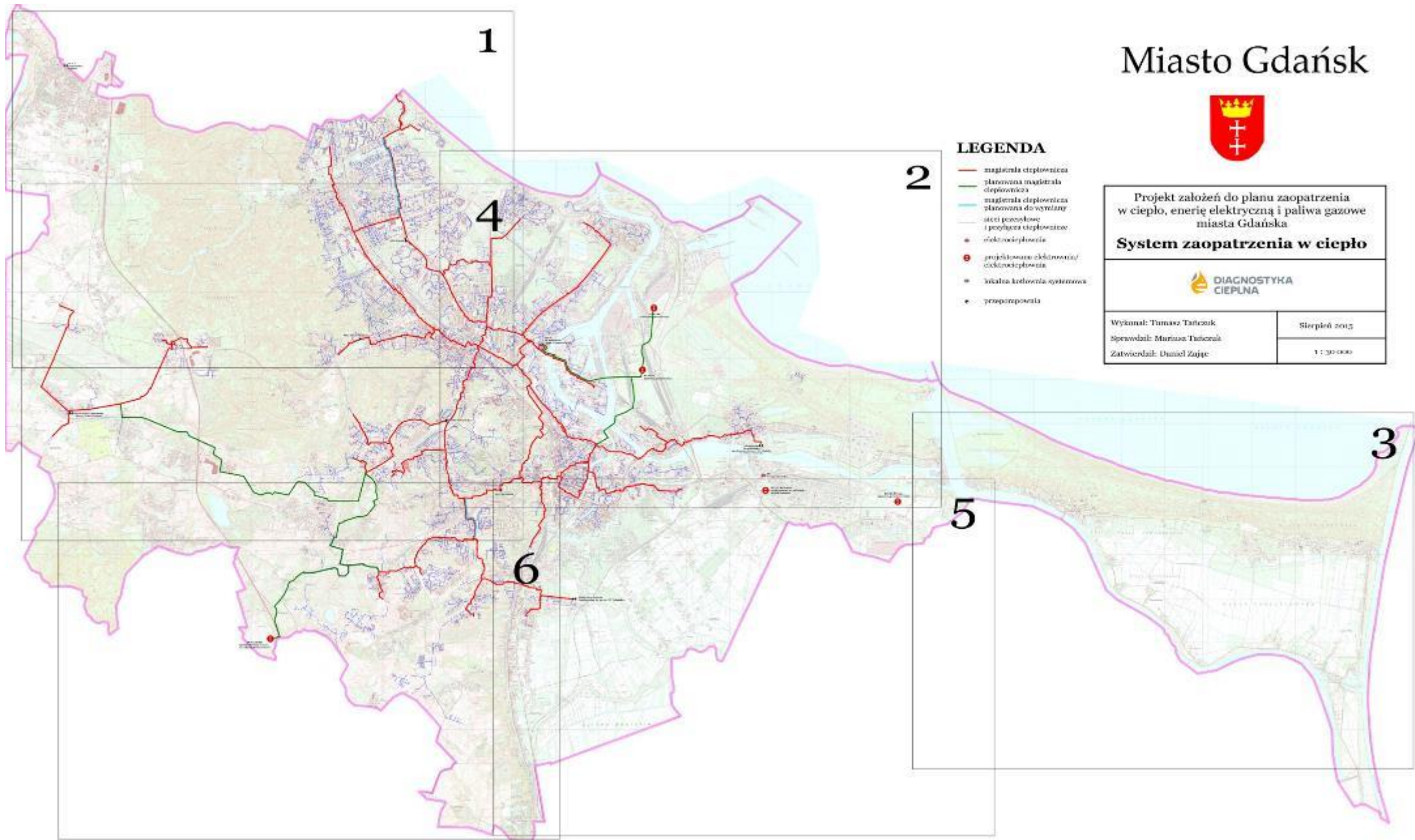
System zaopatrzenia w ciepło



Wykonał: Tomasz Tufczak
Sprawdził: Mariusz Tufczak
Zatwierdził: Daniel Zajac

Styczeń 2017

1 : 30 000



1

2

4

3

5

6

LEGENDA

- magistrala ciepłownicza
- planowana magistrala ciepłownicza
- magistrala ciepłownicza planowana do wymiany
- sieci rozdzielcze i postacie ciepłownicze
- elektrozapora
- projektowane elektrownie/ elektrozapora
- lokalna kontrola systemowa
- przepompownia

**Mapa topograficzna z siecią WN i SN
miasta Gdańska**

1:10 000



LEGENDA:

- Sieć Miastowa Energa Operator S.A.
- Sieć Miastowa Energa Operator S.A. / Oby
- Sieć Miastowa Oby
- Sieć Regionalna WN TSB
- Sieć Regionalna SN TSB
- Sieć Regionalna SN - WZ Łyżwiński Energa Operator S.A.
- Sieć Regionalna SN - WZ Łyżwiński Energa Operator S.A. / Oby
- Sieć Regionalna SN - WZ Łyżwiński Energa Operator S.A.
- Sieć Miastowa Energa Operator S.A.
- Sieć Miastowa Oby



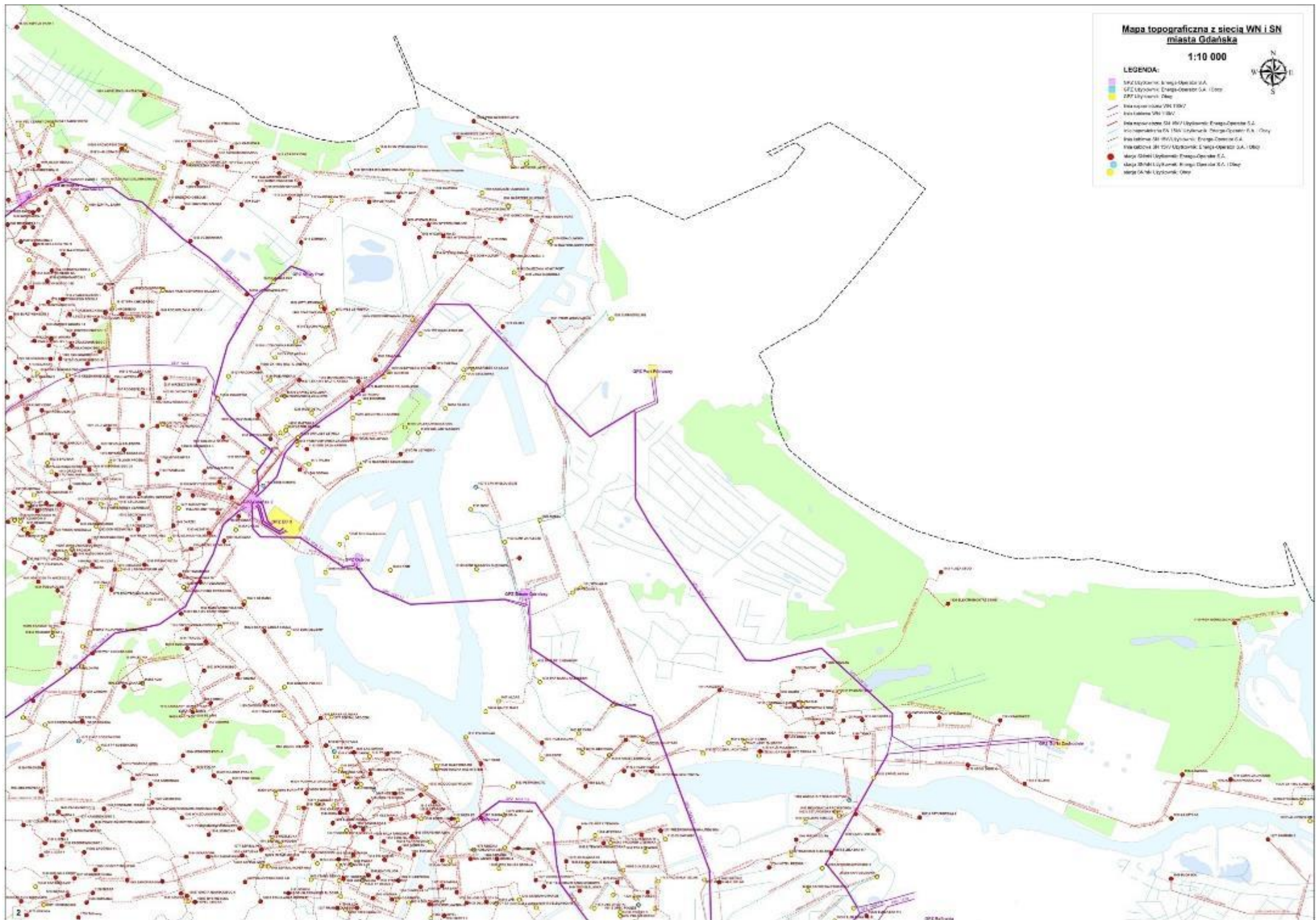
Mapa topograficzna z siecią WN i SN
miasta Gdańska

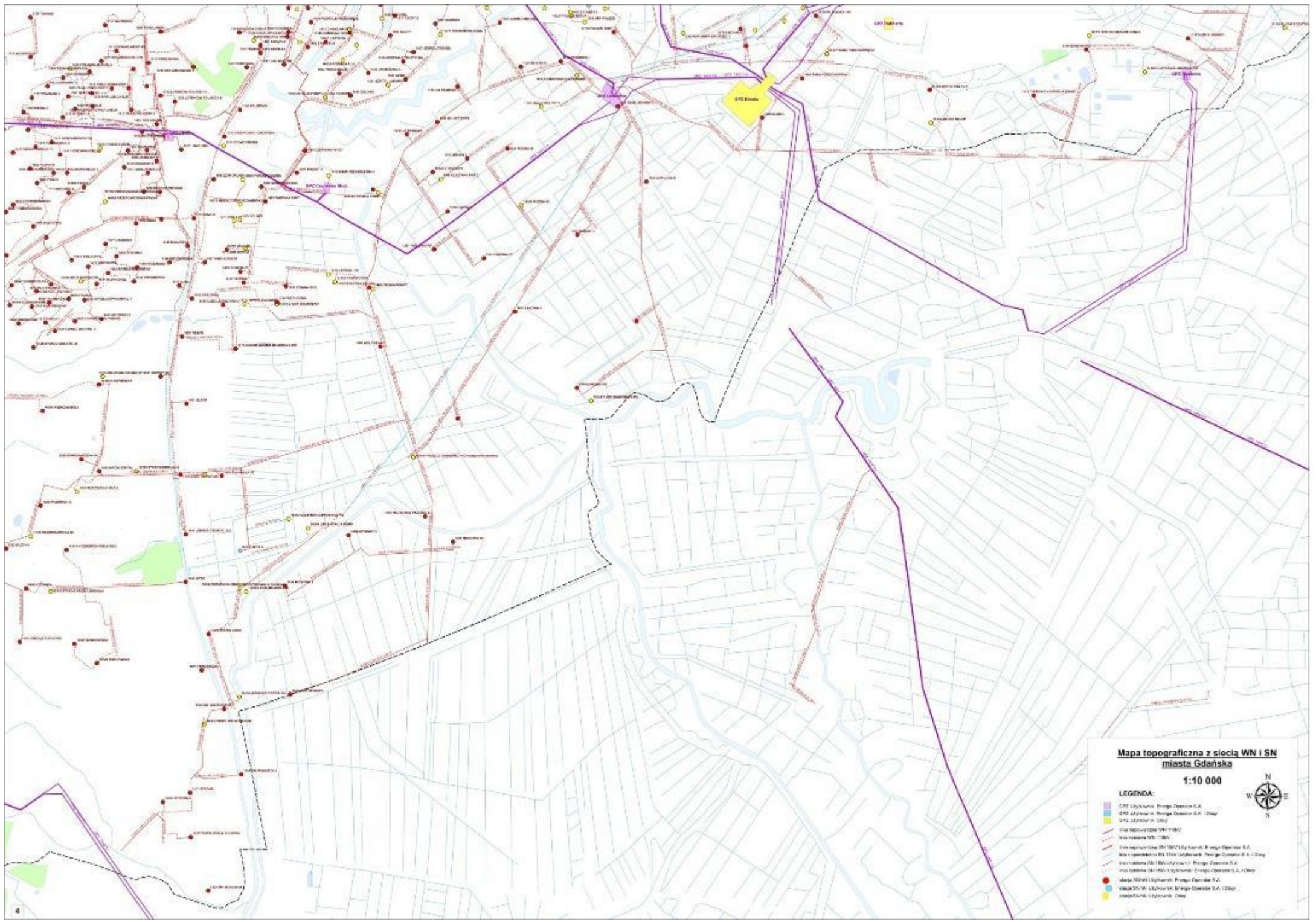
1:10 000



LEGENDA:

- Sieć Lytkanet i sieć Operacja S.A.
- GZC Lytkanet, Energo Operator S.A. / Olszt.
- ZPT Lytkanet, Olszt.
- Sieć operatora ENI TSBV
- Sieć operatora ENI TSBV
- Sieć operatora GZ Lytkanet, Energo Operator S.A. / Olszt.
- Sieć operatora PA, MA Lytkanet, Energo Operator S.A. / Olszt.
- Sieć operatora GZ Lytkanet, Energo Operator S.A. / Olszt.
- Sieć operatora ZPT Lytkanet, Energo Operator S.A. / Olszt.
- Stacja GZ Lytkanet, Energo Operator S.A. / Olszt.
- Stacja PA, MA Lytkanet, Energo Operator S.A. / Olszt.
- Stacja GZ Lytkanet, Energo Operator S.A. / Olszt.





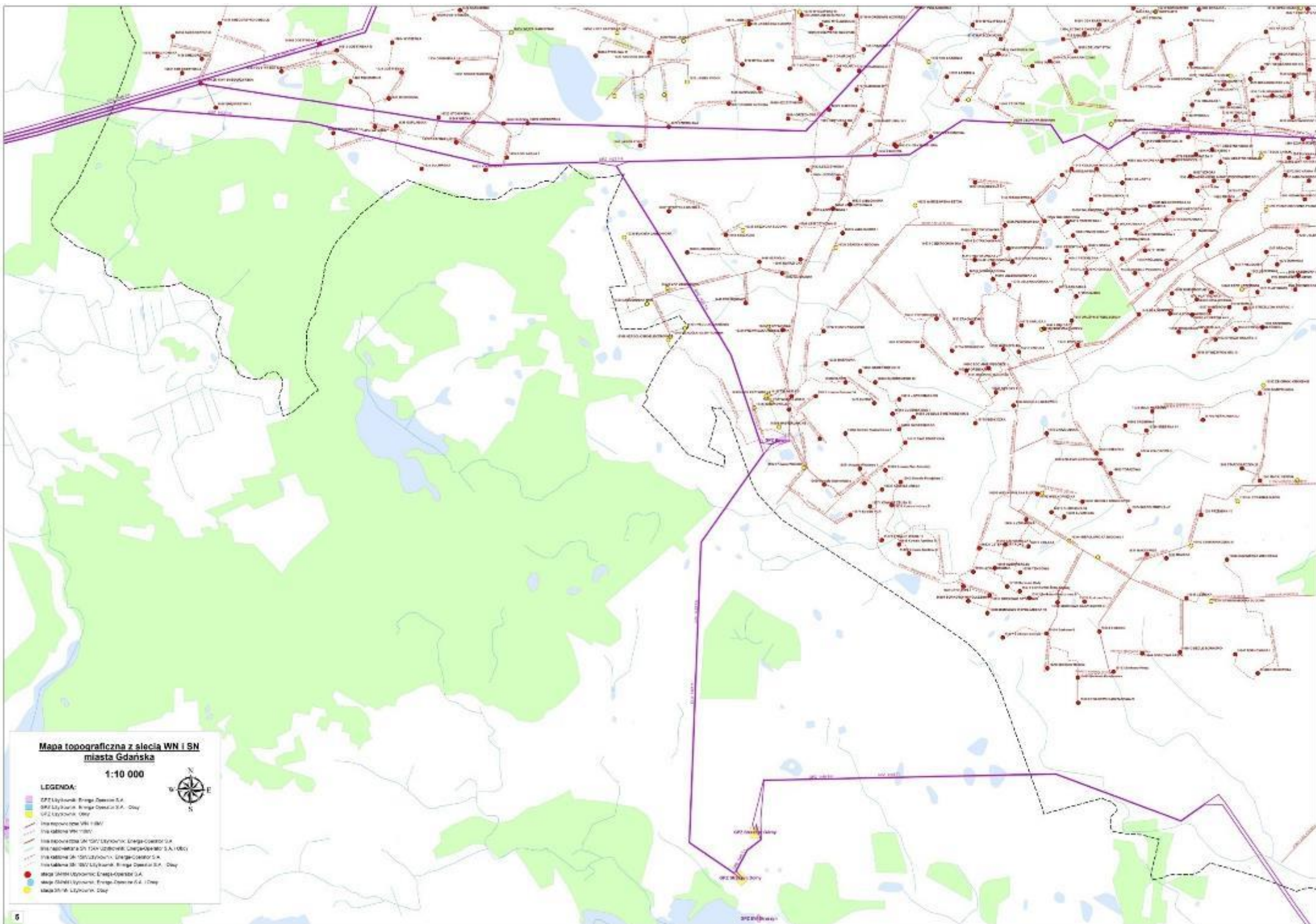
**Mapa topograficzna z siecią WN i SN
miasta Gdańska**

1:10 000

LEGENDA:

- STZ Łyżwiński - Energie Operator S.A.
- STZ Łyżwiński - Energie Operator S.A. / Dłaj
- STZ Bieleńskie / Dłaj
- Sieć wodociągowa SN-100
- Sieć kanalizacyjna SN-100
- Sieć wodociągowa SN-100 / Łyżwiński - Energie Operator S.A.
- Sieć kanalizacyjna SN-100 / Łyżwiński - Energie Operator S.A. / Dłaj
- Sieć wodociągowa SN-100 / Łyżwiński - Energie Operator S.A.
- Sieć kanalizacyjna SN-100 / Łyżwiński - Energie Operator S.A. / Dłaj
- Mapa 0004 Łyżwiński - Energie Operator S.A.
- Mapa 0005 Łyżwiński - Energie Operator S.A. / Dłaj
- Mapa 0006 Łyżwiński - Energie Operator S.A. / Dłaj
- Mapa 0007 Łyżwiński - Energie Operator S.A. / Dłaj





**Mapa topograficzna z siecią WN i SN
miasta Gdańska**

1:10 000

LEGENDA:



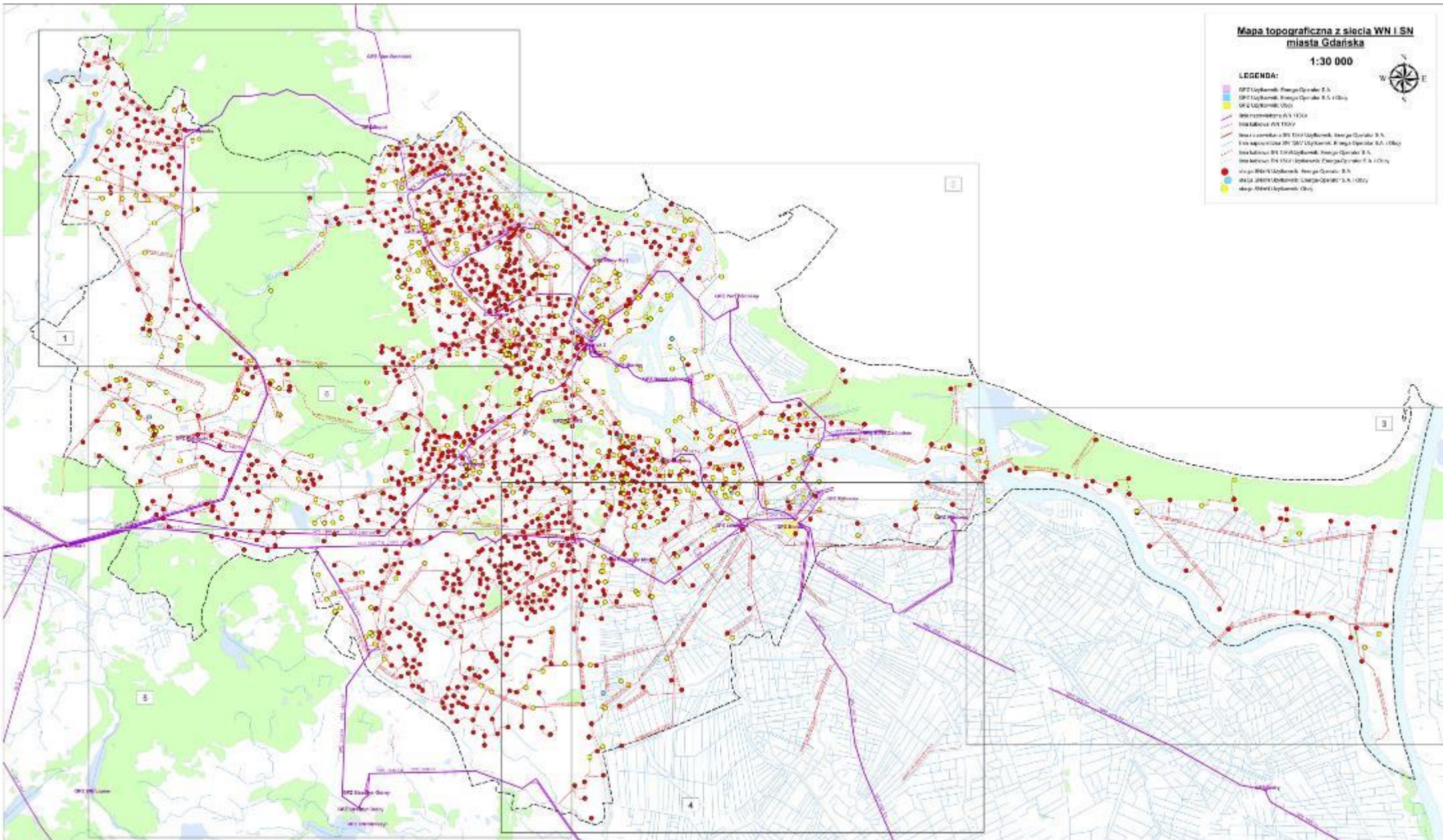
- ZPT Lębork - Energa Operator S.A.
- SPZ Lębork - Energa Operator S.A. - Ody
- SPZ Lębork - Ody
- linie napowietrzne WN 110kV
- linie kablowe WN 110kV
- linie napowietrzne SN 10kV Lębork - Energa Operator S.A.
- linie kablowe SN 10kV Lębork - Energa Operator S.A. - Ody
- linie kablowe SN 10kV Lębork - Energa Operator S.A.
- stacja SN 10kV Lębork - Energa Operator S.A.
- stacja SN 10kV Lębork - Ody
- stacja SN 10kV Lębork - Ody

**Mapa topograficzna z siecią WN i SN
miasta Gdańsk**

1:30 000

LEGENDA:

- GPZ Upikebnik, Energie Operator S.A.
- GPZ Upikebnik, Energie Operator S.A. i Oby
- GPZ Upikebnik, SPO
- Interkomunikacja A/S 100kV
- Sieć kablowa 10kV 100kV
- Sieć zasilająca 30kV 10kV Upikebnik, Energie Operator S.A.
- Sieć dystrybucyjna 10kV Upikebnik, Energie Operator S.A. i Oby
- Sieć kablowa 10kV Upikebnik, Energie Operator S.A.
- Sieć kablowa 10kV Upikebnik, Energie Operator S.A. i Oby
- Stacja 30kV/10kV Upikebnik, Energie Operator S.A.
- Stacja 10kV/0,4kV Upikebnik, Energie Operator S.A. i Oby
- Stacja 0,4kV/0,23kV Upikebnik, Oby





Przebieg sieci gazowej średniego i niskiego ciśnienia dla miasta Gdańsk



 **DIAGNOSTYKA
CIEPŁA**

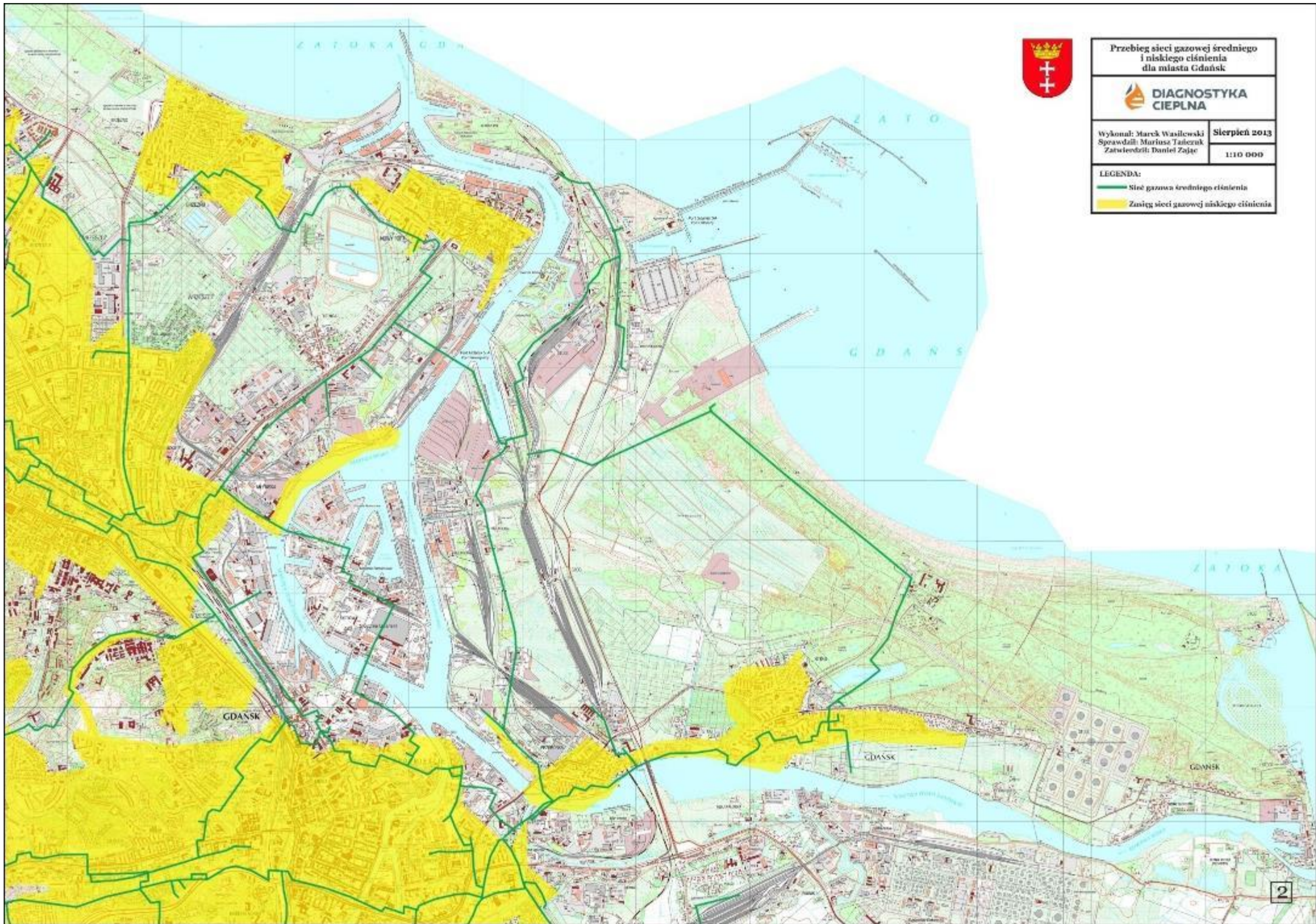
Wykonał: Marck Wasilowski
Sprawdził: Mariusz Tańczak
Zatwierdził: Daniel Zajac

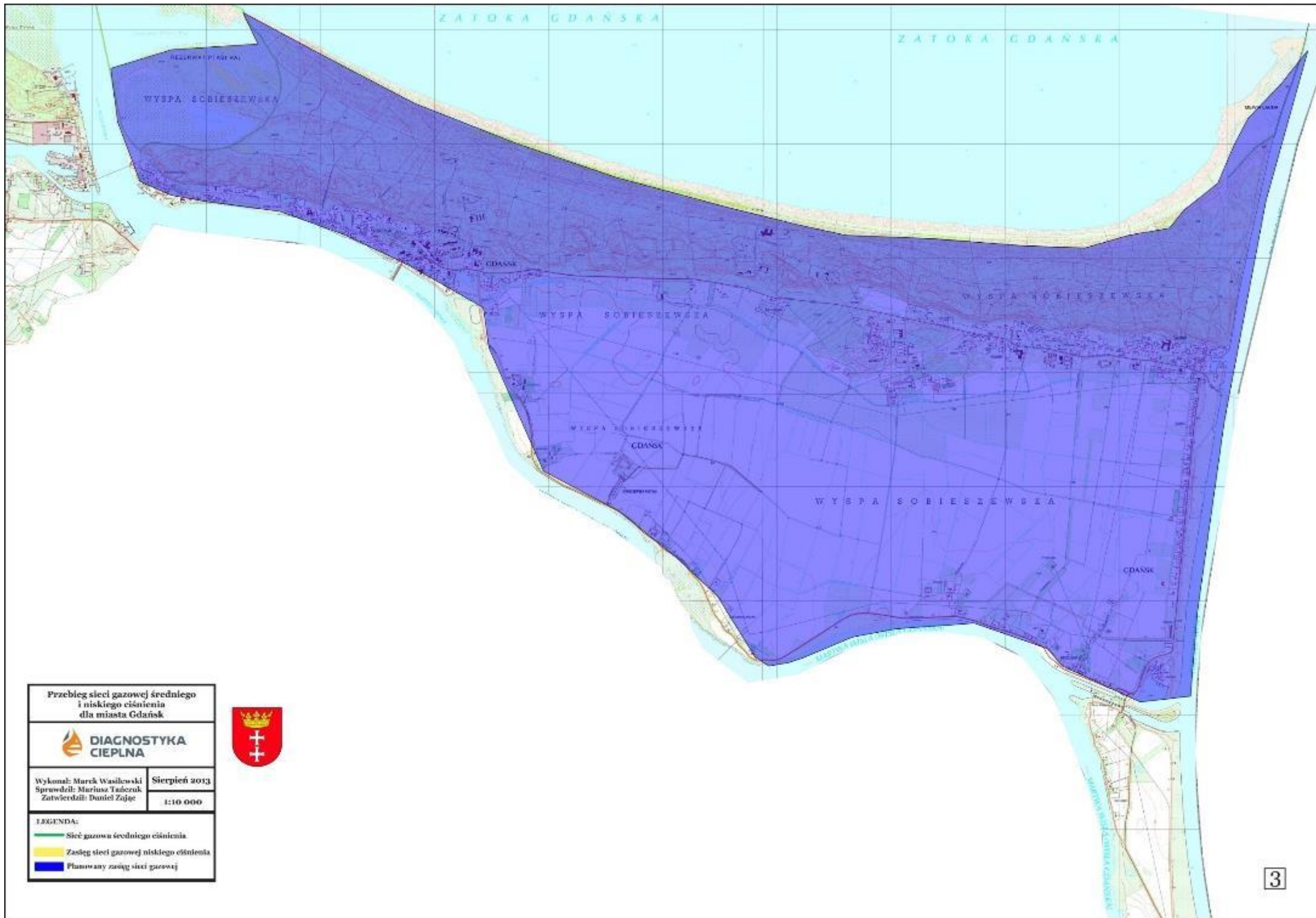
Sierpień 2013

1:10 000

LEGENDA:

-  Sieć gazowa średniego ciśnienia
-  Zasięg sieci gazowej niskiego ciśnienia





Przebieg sieci gazowej średniego i niskiego ciśnienia dla miasta Gdańsk

DIAGNOSTYKA CIEPLNA

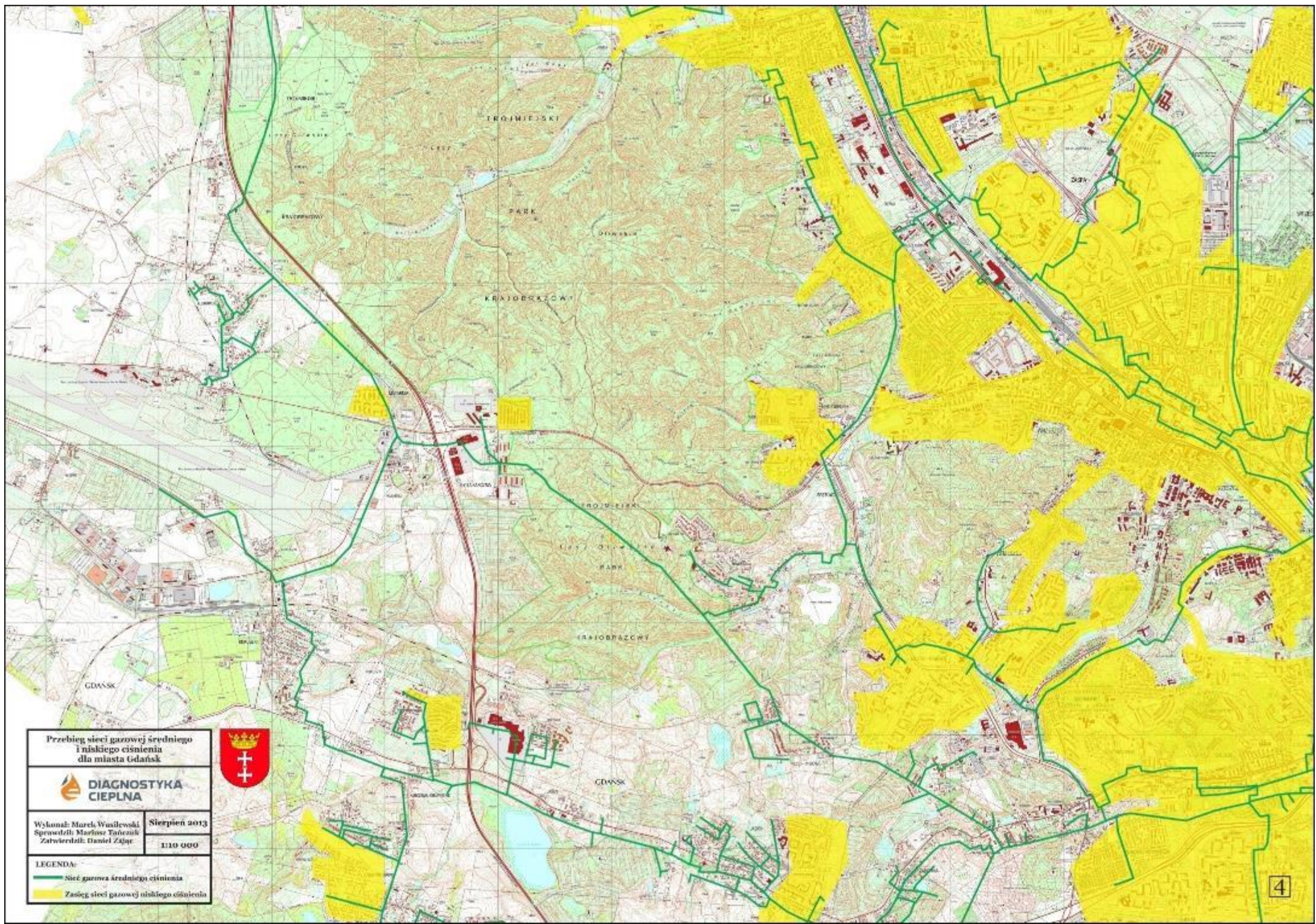
Wykonał: Marek Wasilewski
Sprawdził: Mariusz Tasińczuk
Zatwierdził: Daniel Zajęc

Sierpień 2013
1:10 000

LEGENDA:

- Sieć gazowa średniego ciśnienia
- Zasięg sieci gazowej niskiego ciśnienia
- Planowany zasięg sieci gazowej





Przebieg sieci gazowej średniego i niskiego ciśnienia dla miasta Gdańsk

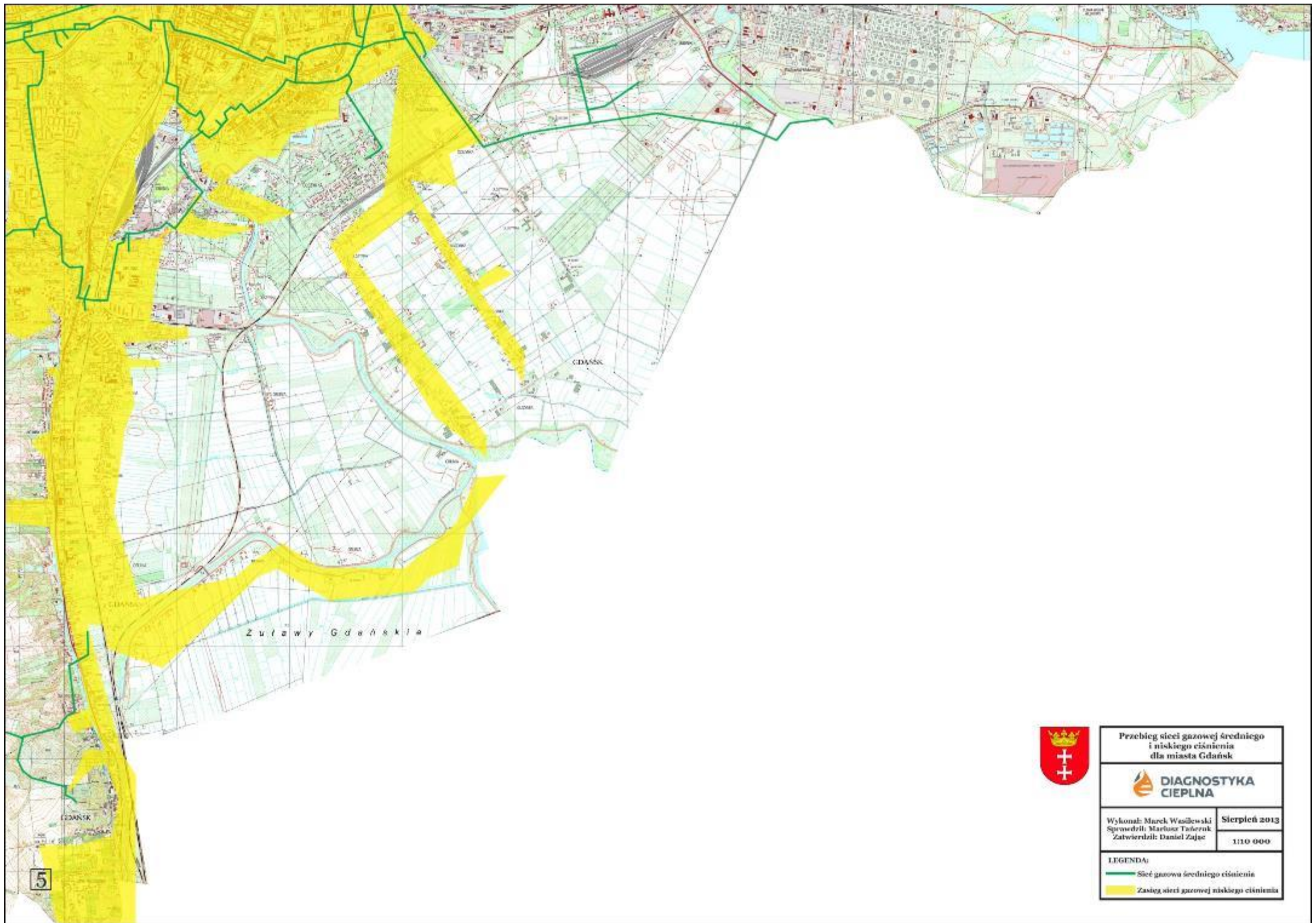
 **DIAGNOSTYKA CIEPŁA**

Wykonał: Marek Wasilewski
Sprawdził: Mariusz Tańczak
Zatwierdził: Daniel Zajac

Sierpień 2013
1:110 000

LEGENDA:
— Sieć gazowa średniego ciśnienia
■ Zasięg sieci gazowej niskiego ciśnienia





Przebieg sieci gazowej średniego i niskiego ciśnienia dla miasta Gdańsk



DIAGNOSTYKA CIEPLNA

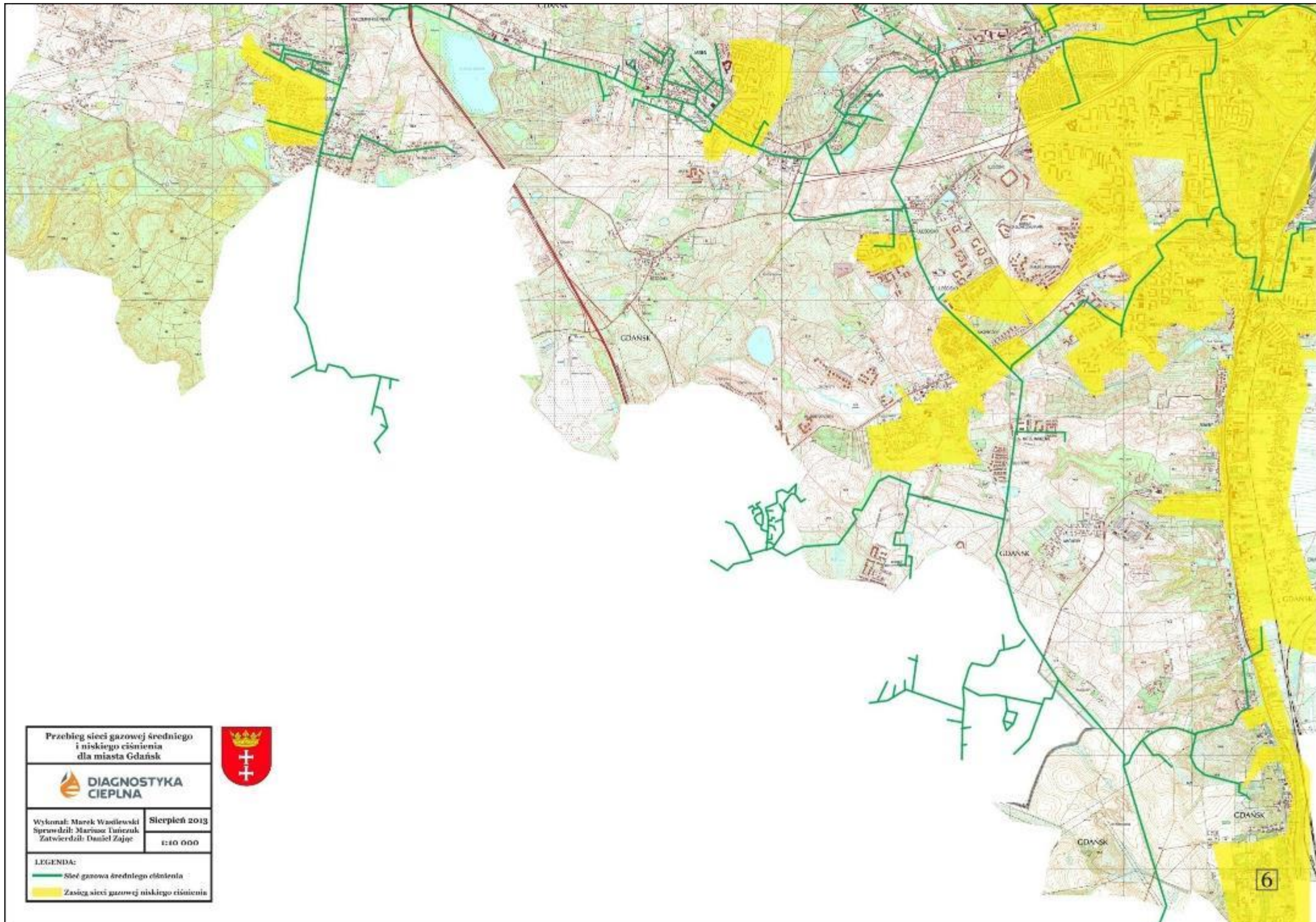
Wykonał: Marek Wasilewski
Sprawdził: Marcin Tasleruk
Zatwierdził: Daniel Zajac

Sierpień 2013

1:10 000

LEGENDA:

-  Sieć gazowa średniego ciśnienia
-  Zakres sieci gazowej niskiego ciśnienia





Przebieg sieci gazowej średniego i niskiego ciśnienia dla miasta Gdańsk

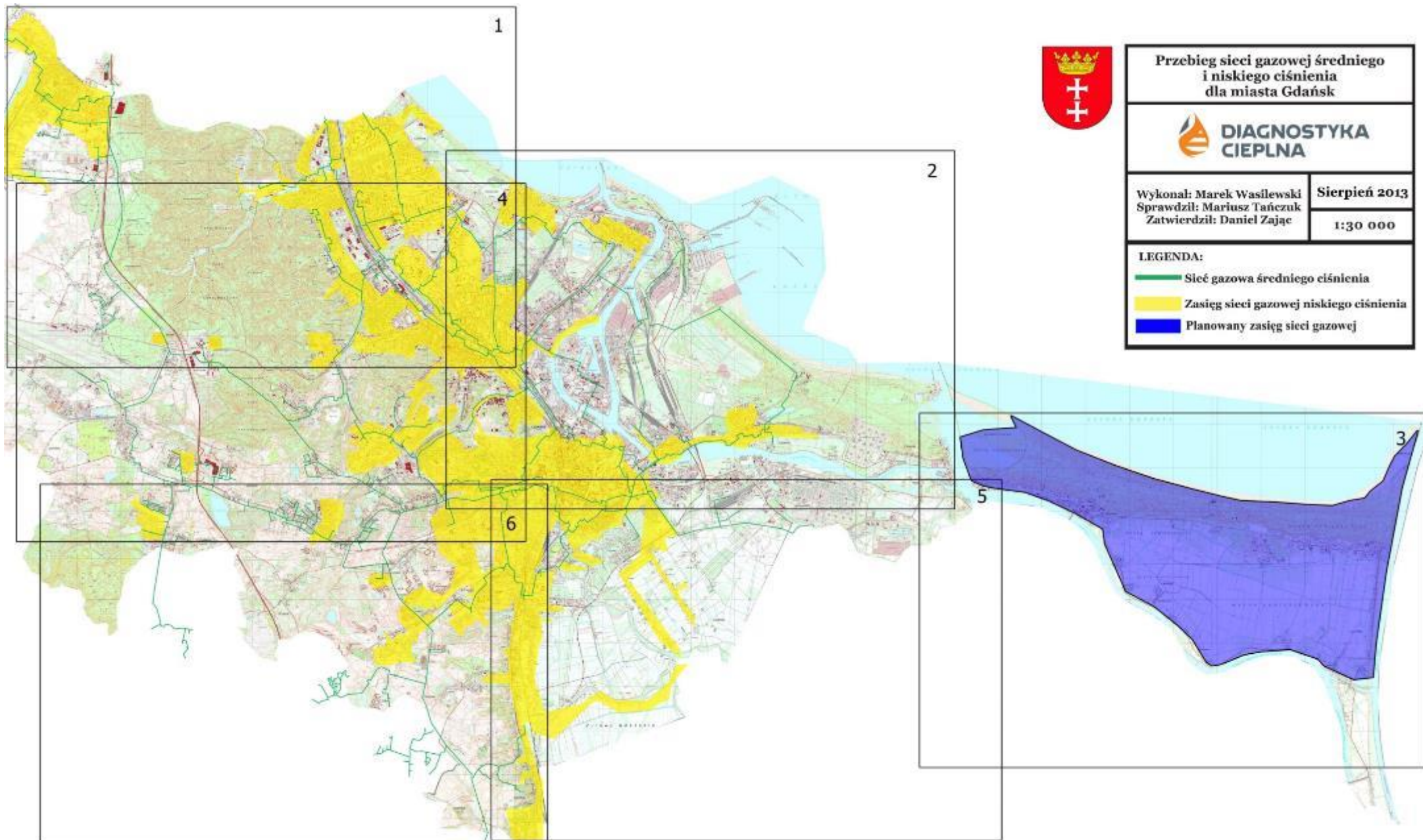
 **DIAGNOSTYKA CIEPŁA**

Wykonał: Marek Wasilewski	Sierpień 2013
Sprzedał: Mariusz Tuńczyk	
Zatwierdził: Daniel Zajęc	1:10 000

LEGENDA:

-  Sieć gazowa średniego ciśnienia
-  Zasięg sieci gazowej niskiego ciśnienia





Załącznik Nr 2
do Uchwały Nr
Rady Miasta Gdańska
z dnia

Rozstrzygnięcia o sposobie rozpatrzenia wniosków, zastrzeżeń i uwag wniesionych do projektu aktualizacji Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe miasta Gdańska.

Projekt aktualizacji Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe miasta Gdańska (projekt aktualizacji Założeń) został wyłożony do publicznego wglądu w dniach od 22 lipca 2015 roku do 12 sierpnia 2015 roku.

Po wyłożeniu w ustawowym terminie, do projektu aktualizacji Założeń zostały wniesione następujące wnioski, zastrzeżenia i uwagi:

EDF Polska S.A. z siedzibą w Gdańsku przy ul. Swojskiej 9, 80-867 Gdańsk (pismo znak PWH/WHM/165/2015 z dn. 29.07.2015 r., data wpływu – 03.08.2015 r.)

1. Rozdział II Charakterystyka miasta

Lp	Strona	Miejsce	Jest	Winno być
1	77	Punkt 6.2	„... elektrociepłowni zawodowych EC Gdańsk II EDF Wybrzeże S.A. ...”	„... elektrociepłowni zawodowych EDF Polska S.A. O/Wybrzeże Elektrociepłownia Gdańska ...”

Uwaga uwzględniona.

2. Rozdział III System zaopatrzenia w ciepło

Lp	Strona	Miejsce	Jest	Winno być
1	110	Rysunek 25	(z EC2)	(z Elektrociepłowni Gdańskiej)
2	129	Rysunek 42	„... w elektrociepłowni EC2 ...”	„... w Elektrociepłowni Gdańskiej ...”
3	158	Trzeci akapit od góry	„... produkowanego przez EC2 ...”	„... produkowanego przez Elektrociepłownię Gdańską ...”
4	159	Rysunek 72	„... z EC2 ...”	„... z Elektrociepłowni Gdańskiej ...”
5	160	Rysunek 73	„EDF Wybrzeże S.A. (Gdańsk)”	„EDF Polska S.A. Elektrociepłownia Gdańsk.
6	161	Szósty akapit od góry	„Plan budowy magistrali integrującej system EC2 z ...”	„Plan budowy magistrali integrującej system zasilany z Elektrociepłowni Gdańskie z ...”
7	165	Tabela 29, Lp. 3	„z m.s.c. Elektrociepłowni Gdańskiej (GPEC) ...”	„z m.s.c. (GPEC) zasilanej z Elektrociepłowni Gdańskiej ...”
8	165	Tabela 29, Lp. 5	„z m.s.c. Elektrociepłowni Gdańskiej (GPEC) ...”	„z m.s.c. (GPEC) zasilanej z Elektrociepłowni Gdańskiej ...”
9	165	Tabela 29, Lp. 8	„- z Elektrociepłowni Gdańskiej: ...”	„z sieci parowej (GPEC) zasilanej z Elektrociepłowni Gdańskiej ...”
10	165	Tabela 29, Lp. 11	„z Elektrociepłowni Gdańskiej: ...”	„z m.s.c. (GPEC) zasilanej z Elektrociepłowni Gdańskiej ...”
11	165	Tabela 29, Lp. 12	„z Elektrociepłowni Gdańskiej: ...”	„z m.s.c. (GPEC) zasilanej z Elektrociepłowni Gdańskiej ...”
13	165	Tabela 29, Lp. 13	„z Elektrociepłowni Gdańskiej: ...”	„z m.s.c. (GPEC) zasilanej z Elektrociepłowni Gdańskiej ...”
14	165	Tabela 29, Lp. 16	„- z m.s.c. Elektrociepłowni Gdańskiej (GPEC) ...”	„z sieci parowej (GPEC) zasilanej z Elektrociepłowni Gdańskiej ...”

15	165	Tabela 29, Lp. 17	„- z m.s.c. EC2 (GPEC) ...”	„z m.s.c. (GPEC) zasilanej z Elektrociepłowni Gdańskiej ...”
----	-----	-------------------	-----------------------------	--------------------------------------------------------------

Uwaga uwzględniona.

3. Rozdział VI Stan zanieczyszczenia atmosfery

Lp	Strona	Miejsce	Jest	Winno być
1	260	Punkt ii	„EC II Gdańsk EDF Wybrzeże”	„EDF Polska S.A. O/Wybrzeże Elektrociepłownia Gdańska”
2	260	Akapit powyżej Tab. 4	„... na terenie Gdańska ma EC II Gdańsk EDF Wybrzeże oraz ...”	„... na terenie Gdańska ma EDF Polska S.A. O/Wybrzeże Elektrociepłownia Gdańska”
1	260	Tab. 4 Lp1	„EC II Gdańsk EDF Wybrzeże”	„EDF Polska S.A. O/Wybrzeże Elektrociepłownia Gdańska”

Uwaga uwzględniona.

Gdańskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. z siedzibą w Gdańsku przy ul. Białej 1b, 80-435 Gdańsk (pismo znak P/MN/009992/2015/001 z dn. 10.08.2015 r., data wpływu – 11.08.2015 r.)

4. Rozdział III, 1.1. str 107

Dane dotyczące podziału bilansu ciepła ze str. 106 (1855,4 MW) na ciepło budownictwa i ciepło przemysłu nie są spójne z wykresem kołowym (rys. 20 str. 107).

Uwaga uwzględniona.

Dane dotyczące bilansu ciepła ze strony 106, czwarty akapit, celem uzyskania spójności z wykresem kołowym na rysunku 20, ze strony 107, zostały poprawione – przeliczono i skorygowano udziały zapotrzebowania na budownictwo i przemysł. Dodatkowo uściślono podpisy pod rysunkami 26 i 27 – punkt 1.2.

5. Rozdział III, 1.1.1., str.109

Zmiana nazwy spółki z PUEiK Unikom Sp. z o.o. na GPEC Matarnia

Wniosek uwzględniony.

Uznano, że zmiana nazwy Unikom na GPEC Matarnia w całym dokumencie nie odzwierciedla historii zmian na rynku ciepła w Gdańsku. Prowadzona polityka cenowa i inwestycyjna realizowana przez Unikom była tożsama z tą spółką, a nie ze spółką GPEC Sp. z o.o. Ze względu na powyższe, wprowadzono uwagę o dacie przejęcia spółki przez GPEC Sp. z o.o. oraz zmianie nazwy w punkcie 1.2, na stronie 113, poprzez zmianę treści drugiego akapitu na następujący tekst:

„W mieście Gdańsku, do grudnia roku 2012, funkcjonowały cztery wysokoparametrowe systemy ciepłownicze Gdańskiego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. (zasilane z Elektrociepłowni Gdańskiej, EC Matarnia, ciepłowni Osowa, oraz kotłowni Zawiańska) oraz jeden system PUEiK "UNIKOM" sp. z o.o. Gdańskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w dniu 09.12.2014 r. stało się właścicielem PUEiK „Unikom” (w dniu 03.08.2015 r. zmieniono nazwę na GPEC Matarnia). Natomiast w grudniu 2015 r. GPEC Sp. z o.o. zakończyła realizację inwestycji polegającej na integracji lokalnego systemu opartego na kotłowni Zawiańska ze scentralizowanym systemem zasilanym z Elektrociepłowni Gdańskiej. W związku z tym obecnie w mieście Gdańsku, funkcjonują cztery wysokoparametrowe systemy ciepłownicze GRUPY GPEC”.

Jednocześnie zmieniono nazwę Unikom na GPEC Matarnia tam, gdzie nie było mowy o ramach czasowych. Wszędzie tam, gdzie widniały konkretne daty i ceny (do 2013 r., gdy Unikom był spółką niezależną), pozostawiono pierwotną nazwę lub w miejsce „Unikom” wprowadzono zapis „GPEC Matarnia (dawny Unikom)”.

6. Rozdział III 1.2., str. 113,

„...miejskie scentralizowane systemy ciepłownicze miasta Gdańska pokrywają łącznie ok 58% (stan na dziś)”

W związku z powyższym należałoby zaktualizować udział innych źródeł ciepła.

Uwaga bezprzedmiotowa.

Uwaga dotyczy zmian zasad ustalonych z przedsiębiorstwami energetycznymi.

GPEC Sp. z o.o., na etapie wcześniejszych konsultacji projektu aktualizacji Założeń, wraz z innymi podmiotami na rynku energii w Gdańsku, zaakceptował granice czasowe sporządzonych w tym dokumencie bilansów.

Uwzględnienie tej uwagi wiązałoby się z koniecznością uaktualnienia danych z wszystkich pozostałych źródeł ciepła, co skutkowałoby koniecznością ponownego przeprowadzenia analiz związanych z ciepłem oraz emisjami, czyli przeliczeniem i zmianą całego projektu aktualizacji Założeń. Zarząd Województwa Pomorskiego, uchwałą Nr 663/56/15 z dnia 7 lipca 2015 r., pozytywnie zaopiniował projekt aktualizacji Założeń, uznając tym samym podane w niej dane za wystarczające.

7. Rozdział III 1.2., str. 113,

„W mieście Gdańsku funkcjonuje pięć wysokoparametrowych systemów ciepłowniczych Gdańskiego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. (zasilane z Elektrociepłowni Gdańskiej, EC Matarnia, ciepłownia Osowa, GPEC Matarnia oraz Zawisłańska)”

Uwaga uwzględniona.

Skorygowano tekst drugiego akapitu na stronie 113 w brzmieniu podanym w rozstrzygnięciu wniosku, zastrzeżenia, uwagi nr 5.

8. Rozdział III 1.2., str. 113,

Obecnie , łącznie zapotrzebowanie pokrywane przez scentralizowane systemy ciepłownicze w mieście Gdańsku wynosi ok 859,3MW (GPEC), 14,3MW (GPEC Matarnia) „Moc zamówiona z systemu ciepłowniczego GPEC Matarnia stanowi ok...”(proszę o uzupełnienie zgodnie z aktualnym udziałem wszystkich źródeł ciepła w Gdańsku.)

Wniosek uwzględniony.

Na stronie 113 skorygowano tekst trzeciego akapitu na następujący zapis:

„Łączne zapotrzebowanie mocy cieplnej systemów ciepłowniczych GPEC’u wynosi ok. 819,9 MW zaspokajając tym samym około 44% potrzeb cieplnych miasta i 54% potrzeb cieplnych budynków mieszkalnych i użyteczności publicznej. Moc zamówiona z systemu ciepłowniczego zarządzanego przez GPEC Matarnia (dawny PUEiK „UNIKOM”) stanowi około 0,7% potrzeb cieplnych miasta”.

9. Rozdział III 1.2., str. 113,

„W latach 2005- 2015 nastąpił wzrost zapotrzebowania na moc zamówioną o prawie 19% w stosunku do mocy zamówionej w roku 2005, która kształtowała się na poziomie 724 MW (rys 27). Obecnie łączne zapotrzebowanie pokrywane przez scentralizowane systemy ciepłownicze w mieście Gdańsku wynosi około 859,3MW.”

Uwaga uwzględniona.

Zaktualizowano dane w piątym akapicie na stronie 113, zmieniając jego tekst na następujący:
„W latach 2005-2011 nastąpił wzrost zapotrzebowania na moc zamówioną o prawie 13% w stosunku do mocy zamówionej w roku 2005, która kształtowała się na poziomie 724 MW. Obecnie, łączne zapotrzebowanie pokrywane przez scentralizowane systemy ciepłownicze w mieście Gdańsku wynosi około 819,9 MW (rysunek 28)”.

10. Rozdział III 1.2., str. 113,

Na Rysunku nr 27 i 28 pokazane są takie same dane na temat bilansów cieplnych. Proszę o aktualizację względem tekstu.

Wniosek uwzględniony.

Zaktualizowano numerację rysunków i odniesienia do numerów rysunków w tekście.

11. Rozdział III, 2.1., str. 121

Zamiast „Unikom”- proszę wpisać „GPEC Matarnia” – w całości rozdziału oraz tabeli

Wniosek uwzględniony.

Zmieniono tekst, stosując zasadę opisaną w rozstrzygnięciu wniosku, zastrzeżenia, uwagi nr 5.

12. Roz. 2.1.4.1, Str. 138, Tab. Nr 19

Parametr „Wielkość zładu” w planie 220 [m3], w przesyłanej przez GPEC wersji 230 [m3]. Nie zaktualizowano przy ostatniej aktualizacji. Proszę o zmianę.

Uwaga uwzględniona.

13. Rozdział III, 2.1.5.2. str. 139

Proszę usunąć tekst oraz tabelę dot. planowanych modernizacji źródła Zawiańska.

Wniosek uwzględniony.

W związku z zakończeniem w grudniu 2015 r. przez GPEC Sp. z o.o. realizacji inwestycji polegającej na integracji lokalnego systemu opartego na kotłowni Zawiańska ze scentralizowanym systemem zasilanym z Elektrociepłowni Gdańskiej, usunięto całą treść punktu 2.1.5, dotyczącego systemu ciepłowniczego zasilanego z kotłowni Zawiańska.

14. Rozdział III, 2.1.5.2. str. 139

„Prace zmierzające do ograniczenia emisji będą kontynuowane w kolejnych latach”- proszę usunąć.

„ W przypadku pozyskania dofinansowania..”- do końca rozdziału proszę usunąć tekst, zamiast tego proszę wpisać:

„W związku z otrzymaną decyzją o przyznaniu dofinansowania Gdańskie Przedsiębiorstwo Energetyki ciepłej Sp. z o.o. planuje zlikwidować kotłownię K93-Zawiańska do końca roku 2015. Projekt został podzielony na kilka etapów na podstawie planowanej trasy oraz organu wydającego pozwolenie na budowę (Urząd Wojewódzki i Urząd Miejski).

W pierwszym etapie uzyskano pozwolenia na budowę sieci przebiegających na terenie Gdańskiej Przeróbki i Stogów – będzie to projekt na modernizację istniejących ciepłociągów lokalnych.

W kolejnym etapie zostaną wykonane nowe ciepłociągi łączące osiedla Przeróbka i Stogi z istniejącym ciepłociągiem w okolicach ulicy Wałowej. Wykonany zostanie odcinek trasy od istniejącej sieci do Mostu Siennickiego (Przeróbka) polegający na budowie sieci wzdłuż planowanej ulicy Nowej Wałowej.

Kolejny etap to podwieszenie ciepłociągu pod Most Siennicki i przejście nowym ciepłociągiem przez tereny portowe oraz przekroczenie rzeki Motławy (przewiert pod dnem rzeki).

Wniosek uwzględniony.

Usunięto całą treść punktu 2.1.5, ze względów opisanych w rozstrzygnięciu wniosku, zastrzeżenia, uwagi nr 13.

15. Rozdział III, 2.1.6. str. 141, 142,143,144

Proszę o wpisanie następującego tekstu: „Gdańskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w dniu 09.12.2014 stało się właścicielem PUEiK „Unikom”. Obecna nazwa GPEC Matarnia wynika ze zmiany danych rejestrowych spółki w dniu 03.08.2015.”

Wniosek uwzględniony.

Wpisano zaproponowany tekst w punkcie 2.1.6 na stronie 141, uwzględniając prawidłowy zapis podanych w tekście dat.

16. Rozdział III, 2.1.6. str. 141, 142,143,144

Zamiast „Unikom”- proszę wpisać „GPEC Matarnia” – w całości rozdziału

Wniosek uwzględniony.

Zmieniono tekst, stosując zasadę opisaną w rozstrzygnięciu wniosku, zastrzeżenia, uwagi nr 5.

17. Rozdział III, 2.1.6. str. 141, 142,143,144

W tabeli 22 w poz. 2 – typ kotła powinien. być „ERm-10/ W „

Uwaga uwzględniona.

18. Rozdział III, 2.1.6. str. 141, 142,143,144

W wyniku prowadzonych inwestycji zmianie uległy systemy odpylania (str. 142) :

a) Kocioł Er m- 4.1 posiada 2- stopniowy układ składający się z multicyklonu MOS - 4 i filtrocyclonu FC-2 x 710

b) Kotły KR-m 6 , ERm-10/W , oraz WR-10 posiadają systemy 3- stopniowe składające się z multicyklonów MP -15 , baterii cyklonów 4x 0,63 oraz filtrów workowych

Uwaga uwzględniona.

Na stronie 142 lit. i, ii, pod tabelą 22 zaktualizowano opis systemów odpylania.

19. Rozdział III, 2.1.6. str. 141, 142,143,144

W podpisie rysunku 53 powinien być zapis „ dwutlenku „

Uwaga uwzględniona.

Zamieniono „ditlenek” na „dwutlenek”, dodatkowo także w całym tekście projektu aktualizacji Założeń i w obrębie rysunków.

20. Rozdział III, 2.1.6.2. str. 145, 146

Zamiast „Unikom”- proszę wpisać „GPEC Matarnia” – w całości rozdziału

Wniosek uwzględniony.

Zmieniono tekst, stosując zasadę opisaną w rozstrzygnięciu wniosku, zastrzeżenia, uwagi nr 5.

21. Rozdział III, 2.1.6.2. str. 145, 146

Tabela. 24

1. „Modernizacja układu hydraulicznego”- w trakcie realizacji

2. „Wymiana sieci c.o. 2xDn250”- zrealizowano

3. Instalacja agregatu prądotwórczego – realizacja w 2016

A. 1 – w trakcie realizacji

Tab. 25

1. „Park technologiczny EFTC”-w trakcie realizacji
2. „Port Lotniczy-hotel”- zrealizowano
3. „ul. Budowlanych” –wschód- w trakcie realizacji

Uwaga uwzględniona.

Zaktualizowano zawartość tabel.

22. Rozdział III, 3.1. str. 147,154, 155,156, 157,15

Zamiast „Unikom”- proszę wpisać „GPEC Matarnia” – w całości rozdziału

Wniosek uwzględniony.

Zmieniono tekst, stosując zasadę opisaną w rozstrzygnięciu wniosku, zastrzeżenia, uwagi nr 5.

23. Rozdział 4 str. 161-163

Proszę o wprowadzenie tekstu poniżej

„1. CAŁOŚCIOWA OCENA INFRASTRUKTURY CIEPŁOWNICZEJ

Systemy ciepłownicze w zakresie części przesyłowej zostały zmodernizowane i ich stan jest dobry. Trwają jednak dalsze systematyczne prace mające na celu poprawę jakości sieci i utrzymanie w dobrym stanie już zmodernizowanych fragmentów. Kryterium modernizacyjnym dla odcinków niewymagających pilnych działań naprawczych ze względu na zagrożenie bezpieczeństwa dostaw ciepła, jest kryterium ekonomicznej opłacalności (np. IRR czy NPV).

Stan techniczny węzłów ciepłych jest dobry, nie zagraża bezpieczeństwu dostaw i umożliwia realizację dostaw ciepła w sposób zautomatyzowany i zapewniający regulację w zakresie wymaganym przez odbiorców.

W ramach eksploatacji węzłów prowadzone są sukcesywne działania modernizacyjne.

W przypadku źródeł ciepła Elektrociepłowni Gdańskiej oraz ciepłowni Osowa nie są konieczne gruntowne remonty i modernizacje. To samo dotyczy byłej ciepłowni UNIKOM'u, (obecnie GPEC Matarnia), która znajduje się w dobrym stanie technicznym. W przypadku Elektrociepłowni Gdańskiej prowadzone są regularne działania modernizacyjne ze względu na wymogi środowiskowe oraz związane z ulepszeniem procesu produkcyjnego i zmniejszeniem jego energochłonności (zwiększenie efektywności energetycznej).

W przypadku infrastruktury ciepłowniczej przewiduje się, że w perspektywie 10-letniej konieczna będzie modernizacja niektórych magistrali ciepłowniczych w celu zwiększenia ich przepustowości. Jednocześnie przewiduje się także możliwość budowy nowych odcinków magistralnych. Na dzień dzisiejszy budowana jest magistrala spinająca system ciepłowniczy Elektrociepłowni Gdańskiej z systemem kotłowni Zawisłańska. Inwestycja ta możliwa jest do przeprowadzenia dzięki pozyskanej decyzji o otrzymaniu dofinansowania przez Gdańskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. na program likwidacji kotłowni Zawisłańska do roku 2022.

Plany budowy magistrali integrującej system EC2 z EC Matarnia przedsiębiorstwo GPEC uzależnia od wystąpienia odpowiednich przesłanek ekonomicznych, w tym pozyskania funduszy na realizację inwestycji. Inwestycję należy rozważać w perspektywie długookresowej. Budowa magistrali ciepłowniczej pozwoli zasilić m.in. obiekty istniejące oraz nowopowstające w południowo-wschodniej części dzielnicy Jasień oraz pozostałe obiekty na trasie planowanej sieci.

Planowana jest również rozbudowa sieci w rozwijających się rejonach miasta (tj. Młode Miasto, Szadółki), ale i również w dzielnicach rewitalizowanych (Wrzeszcz, Nowy Port). Zgodnie ze strategią Zintegrowanych Inwestycji Terytorialnych. Realizacja inwestycji zależna jest od zainteresowania klientów oraz możliwości pozyskania dofinansowania.

Przebieg planowanych odcinków magistralnych i-ii przedstawiono na Mapie systemów energetycznych – System zaopatrzenia w ciepło, stanowiącej załącznik do niniejszego opracowania. Dodatkowo, założyć należy ewentualność budowy magistral ciepłowniczych przyłączających do systemu nowe, możliwe do powstania duże źródła ciepła. W chwili obecnej koncepcje budowy nowych źródeł ciepła posiadają różne stopnie zaawansowania, jednak najbardziej prawdopodobna wydaje się budowa elektrociepłowni EC Szadółki w Zakładzie Utylizacji Odpadów Sp. z o.o. przy ul. Jabłoniowej. Pozostałe koncepcje (plany) powstania nowych źródeł ciepła związane są z budową nowych źródeł energii elektrycznej w oparciu o paliwo gazowe lub biomasę, w których możliwe byłoby również zastosowanie procesu kogeneracji do wytwarzania ciepła.

Obiekty te to:

- i. elektrownia/elektrociepłownia gazowa w dzielnicy Port (ok. 400 MW mocy elektrycznej),*
- ii. elektrownia/elektrociepłownia E.ON na biomasę w dzielnicy Port (ok. 150-170 MW mocy elektrycznej),*
- iii. kondensacyjna elektrownia/elektrociepłownia gazowa Grupy Energa planowana w dzielnicy Płonie (Rudniki) w rejonie ul. Benzynowej (ok. 400 MW mocy elektrycznej),*
- iv. elektrociepłownia zasilana pozostałością po przerobieniu ropy naftowej na terenie gdańskiej rafinerii (maksymalnie 250 MWe).*

Analizując możliwości budowy nowych, dużych źródeł ciepła, podkreślić należy, że nie będzie możliwe jednoczesne zagospodarowanie wytworzonego w nich ciepła przez istniejący system ciepłowniczy zasilany z Elektrociepłowni Gdańskiej. Realne jest zatem założenie, że do istniejącego systemu włączyć można maksymalnie jedno nowe, duże źródło ciepła. Ze względu na stopień zaawansowania prac koncepcyjnych i planistycznych, przyjętą należy, że najbardziej prawdopodobnym wariantem będzie budowa elektrociepłowni na odpady w Zakładzie Utylizacji Odpadów Sp. z o.o. W takim przypadku wszelkie inne plany budowy źródeł ciepła nie mogą wchodzić w grę, ze względu na konieczność zagospodarowania ciepła ze spalarni. W świetle przeprowadzonej dyskusji budowa nowych magistrali ze względu na budowę nowych dużych źródeł ciepła obejmować może następujące odcinki (alternatywnie):

- i. magistral do planowanej EC Szadółki w Zakładzie Utylizacji Odpadów Sp. z o.o. przy ul. Jabłoniowej. Wymianie podlegać będzie ok. 3 km sieci istniejącej oraz budowa ok. 5 km nowych sieci (magistrali spinającej ul. Warszawską z ul. Myśliwską - DN250 oraz magistrali wyprowadzającej moc z EC Szadółki - 1,5 km DN700),*
- ii. dwóch magistral do planowanej elektrociepłowni gazowej w dzielnicy Port (ok. 400 MW mocy elektrycznej): DN1000 - do Elektrociepłowni Gdańskiej oraz do Głównego Miasta,*
- iii. magistrali do planowanej elektrociepłowni E.ON na biomasę w dzielnicy Port (ok. 150-170 MW mocy elektrycznej),*
- iv. ewentualna budowa magistrali do planowanej elektrociepłowni gazowej w dzielnicy Płonie (ok. 400 MW mocy elektrycznej).*

Jak wspomniano wcześniej, plany budowy wyżej wymienionych magistrali ciepłowniczych, traktować należy alternatywnie (wariantowo), przy czym do realizacji rekomenduje się budowę magistral do planowanej EC Szadółki w Zakładzie Utylizacji Odpadów Sp. z o.o. przy ul. Jabłoniowej.

Przebieg planowanych odcinków magistralnych i-ii przedstawiono na Mapie systemów energetycznych – System zaopatrzenia w ciepło, stanowiącej załącznik do niniejszego opracowania. Stan techniczny większości kotłowni lokalnych na terenie miasta Gdańska uznać można za dobry, wymagający jednak sukcesywnych działań modernizacyjnych i remontowych w ramach prowadzonych w nich procesów operacyjnych.

W przypadku koniecznych modernizacji źródeł węglowych lub olejowych w uzasadnionych przypadkach rozważyć należy wprowadzenie kogeneracji gazowej małej mocy.

Podsumowując całościową ocenę infrastruktury ciepłowniczej miasta Gdańska, uznać można, że jej stan techniczny oraz uwarunkowania eksploatacyjne, gwarantują bezpieczeństwo dostaw zarówno w perspektywie krótko jak i długookresowej. Stwierdzić można, że w dużym stopniu jest to zasługa realizacji przez GPEC 10-letniego Pakietu Inwestycyjnego w latach 2004-2013, o wartości blisko 400 mln zł. Gwarancja bezpieczeństwa dostaw jest częściowo uwarunkowana koniecznością ciągłego wznawiania działań modernizacyjno-naprawczych, poprawiania efektywności energetycznej procesów związanych z wytwarzaniem i dystrybucją ciepła oraz podejmowania przez inwestorów nowych wyzwań biznesowych na rynku energii i paliw.

Dokonując całościowej oceny systemu zaopatrzenia w ciepło miasta Gdańska należy podkreślić, że system ten nie funkcjonuje jako wydzielona, wyspowa infrastruktura techniczno-gospodarcza. Gospodarka ciepłem w mieście Gdańsk powiązana jest z działaniami w tym sektorze również w gminach sąsiadujących, ze szczególnym uwzględnieniem gmin trójmiejskich: Sopotu i Gdyni. Z tego też względu należy podkreślić konieczność współpracy miasta Gdańska z sąsiednimi gminami między innymi przez prowadzenia analiz dotyczących współpracy w sektorze ciepłownictwa pomiędzy Gdynią, Gdańskiem i Sopotem. Analizy takie powinny częściowo odpowiedzieć na pytania o zakres rozwoju systemów w poszczególnych miastach, ze szczególnym uwzględnieniem systemów scentralizowanych.”

Wniosek uwzględniony.

Zmieniono na zaproponowaną treść punktu 4. w rozdziale III, uwzględniając jednocześnie obecną nazwę Stowarzyszenia „Obszar Metropolitalny Gdańsk-Gdynia-Sopot” oraz prawidłową nazwę przygotowywanej przez nie „Strategii Zintegrowanych Inwestycji Terytorialnych OM GGS do roku 2020”, a także wniosek Zakładu Utylizacyjnego Sp. z o.o. – rozstrzygnięcie wniosku zastrzeżenia uwagi nr 28, dotyczące ujednoczenia w tekście dokumentu prawidłowej nazwy spółki. W zmienionym tekście uwzględniono również rezygnację z dniem 31.12.2015 r. EDF Polska SA Oddział Wybrzeże w Gdańsku z planów inwestycyjnych dotyczących budowy elektrociepłowni w dzielnicy Nowy Port.

24. Rozdział III, 5, str. 164

Zamiast „Unikom”- proszę wpisać „GPEC Matarnia”

Wniosek uwzględniony.

25. Rozdział III, 5, str. 164

Proszę usunąć zapisy o „koniecznym remoncie” w punkcie „ii”, „iii”

Wniosek uwzględniony.

Ze względów opisanych w rozstrzygnięciu wniosku, zastrzeżenia, uwagi nr 13, usunięto cały tekst litery „ii” dotyczący kotłowni Zawisłańska.

26. Do pisma GPEC Sp. z o.o. zostały załączone dwie mapy przedstawiające plany inwestycyjne spółki, pn.:

Załącznik nr 1. Zarys trasy sieci ciepłowniczej do kotłowni Zawisłańska

Załącznik 2. Zarys trasy sieci ciepłowniczej do ciepłowni GPEC Matarnia

Wniosek uwzględniony.

Przedstawione na rysunkach plany inwestycyjne oraz zrealizowane inwestycje GPEC Sp. z o.o. uwzględniono w załącznikach graficznych do projektu aktualizacji Założeń – Mapy systemów energetycznych – System zaopatrzenia w ciepło.

Zakład Utylizacyjny Sp. z o.o. z siedzibą w Gdańsku przy ul. Jabłoniowej 55, 80-180 Gdańsk (pismo znak DI/JRP2/HK/2615/2015 z dn. 11.08.2015 r., data wpływu – 11.08.2015 r.)

27. Na stronach 174 – 175 prosimy o wymianę tekstu dotyczącego ZTPO od słów: „Na obecnym etapie przyjmuje się „, do końca punktu 6.3., na następujący:

Ilość spalanej frakcji energetycznej wysegregowanej z odpadów komunalnych w Decyzji środowiskowej określono w 2012 roku na 250 000 Mg/rok (2 linie technologiczne kotłowe).

W I i II kwartale 2015, po wykonaniu oceny zasobów frakcji energetycznej wysegregowanej z odpadów komunalnych w Zakładach Zagospodarowania Odpadów, które przystąpiły do projektu i odpowiednio po przyjęciu uchwał z gmin w których wytwarzane są odpady, ustalono następujące założenia dla planowanego ZTPO:

Ilość spalanej frakcji energetycznej – 160 000 Mg/rok

Liczba linii technologicznych - 1

Ilość godzin pracy ZTPO w roku (dostępność czasowa) .. – 7800 h/rok

Średnie godzinowe zużycie paliwa – 20,5 Mg/h

Zakres wartości opalowej – 11 - 16 MJ/kg

Moc cieplna nominalna kotła – 62,7 MW

Ilość pary z kotła – 64,2 Mg/h

Moc z kotła (para świeża) – 50,1 MW

Moc elektryczna brutto – 11,9 MW

Moc elektryczna netto - 10,4 MW

Moc elektryczna na potrzeby uruchamiania zakładu – 2,0 MW

Moc cieplna do miasta – 33,8 MW

W ramach planowanej instalacji przewidziano budowę jednego kotła rusztowego i zespołu turbinowo prądnicowego. Gorąca woda sieciowej dla potrzeb miejskiego systemu ciepłowniczego wytwarzane będzie w układzie z turbiną parową, upustowo – kondensacyjną. Na wylocie turbiny zainstalowany będzie kondensator chłodzony powietrzem. Możliwa będzie produkcja ciepła na ogrzewanie miasta z pominięciem turbiny parowej, za pomocą stacji redukcyjno – schładzających.

Ponadto prosimy o ujednoczenie nazewnictwa w całym dokumencie. W miejscach, gdzie użyto nazwę „Instalacja Termicznego Przekształcania Odpadów (ITPO)” zastosować nazwę używaną częściej w tym dokumencie (również we wszystkich innych programach i dokumentach) „Zakład Termicznego Przekształcania Odpadów (ZTPO)”.

Wniosek uwzględniony.

Zmieniono tekst, wprowadzając jednocześnie prawidłową nazwę wydanej decyzji środowiskowej – „decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach realizacji inwestycji”, w miejsce „W I i II kwartale 2015 r., po wykonaniu oceny zasobów” wstawiono „W I i II kwartale 2015 r., po wykonaniu bilansu zasobów”, a w miejsce „Moc cieplna do miasta” wpisano „Maksymalna moc cieplna do miasta”.

28. Uwagi do części dotyczącej elektrowni na biogaz wysypiskowy:

Str. 172 Stacja transformatorowa z napowietrzną oraz kablową linią energetyczną 15kV.

Tab. 35, str.173. Prosimy o zaktualizowanie tabeli. Moduły kogeneracyjne PZ WOLA zostały wyłączone z eksploatacji w 2014r. Obecnie przeprowadzana jest procedura

likwidacyjna. W czerwcu 2014 roku uruchomiono moduł kogeneracyjny HE-SEC-1005/1206-PG1005-B z generatorem synchronicznym zasilanym biogazem składowiskowym. Moc elektryczna 1005kW, moc cieplna 1206kw, nominalne zużycie paliwa 525m³/h, producent Horus Energia, silnik Perkins. Łącznie moc zainstalowana po likwidacji modułów PZ Wola wynosi 1908kW el i 2575kW t (bez kotłów dwupaliwowych wymienionych w punktach 1 i 2)

Str. 189. Prawidłowo zmieniono opis stacji transformatorowej. Do zmiany pozostają jeszcze moce generatorów prądowórczych. Było 602, 301 i 200kw a powinno być 602, 301 i 1005kW.

Str. 225 Po uruchomieniu nowego modułu kogeneracyjnego planowana roczna produkcja energii elektrycznej szacowana jest na około 10000 MWh. Moce generatorów: 602, 301 i 1005kW. Średnio godzinowa produkcja 1,3 MWhe i 1,8 MWth. Ze względu na dużo niższe zapotrzebowanie ciepła przez Zakład, zdecydowana większość wyprodukowanego ciepła wychładzana jest na chłodnicach modułów kogeneracyjnych.

W tekście wielokrotnie występuje błędna nazwa Zakład Utylizacji Odpadów Sp. z o. o. zamiast poprawnej Zakład Utylizacyjny Sp. z o. o. (Np. strony 161, 162, 311 – prosimy o poprawienie w całym opracowaniu).

Uwaga uwzględniona.

EDF Polska S.A. z siedzibą w Gdańsku przy ul. Swojskiej 9, 80-867 Gdańsk (pismo znak PWH/WHM/MG/174/2015 z dn. 12.08.2015 r., data wpływu – 12.08.2015 r.)

29. Rozdział III Zapotrzebowanie na ciepło stan aktualny

Lp	Strona	Miejsce	Jest	Komentarz
1	99	Tabela 5	Wyliczenie stopniodni na podstawie temp. wewnętrznej 18 °C	Do wyliczenie stopniodni powinno się przyjąć temp. 20 °C

Uwaga uwzględniona.

Podana w tabeli wartość stopniodni ma charakter pogładowy. W odpowiedzi na uwagę dodatkowo w tabeli podano także stopniodnie wyliczone dla temperatury wewnętrznej 20°C.

30. Rozdział III Zapotrzebowanie na ciepło stan aktualny

Lp	Strona	Miejsce	Jest	Komentarz
2	105	Rysunek 17	Wartość MW 1762,7	Brak spójności, strona 107 rysunek 20 wartość 1855,4 MW

Uwaga bezprzedmiotowa.

Uwaga wynika z niezrozumienia treści projektu aktualizacji Założeń.

Z treści uwagi wynika, że mowa jest tu o rysunku 18, a nie 17 na stronie 105.

Różnica danych na rysunkach 18 i 20 wynika z tego, że pierwsze dane – rysunek 18 – dotyczą roku 2004, a drugie – rysunek 20 – roku 2012.

31. Rozdział III Zapotrzebowanie na ciepło stan aktualny

Lp	Strona	Miejsce	Jest	Komentarz
3	114	Rysunek 29	Obniżenie zapotrzebowania na moc cieplna	Brak spójności, rysunek 32 pokazuje trend odwrotny
6	122	Rysunek 38	Wskazany wzrost mocy	Rysunek 29 pokazuje obniżenie mocy

Uwaga bezprzedmiotowa.

Uwaga wynika z niezrozumienia treści projektu aktualizacji Założeń.

Rysunek 29 pokazuje zmianę mocy zamówionej, która jest dodatnia, więc moc zamówiona rośnie, podobnie jak to wykazano na rysunkach 32 i 38.

32. Rozdział III Zapotrzebowanie na ciepło stan aktualny

Lp	Strona	Miejsce	Jest	Komentarz
4	119	Tabela 10	Zapotrzebowanie na energię	Nie uwzględnia się Kogeneracji, nie ma też słowa o tym w tekście w miejscu, gdzie pisze się o EP.

Uwaga bezprzedmiotowa.

Uwaga wynika z niezrozumienia treści projektu aktualizacji Założeń.

Tabela 10 przedstawia zapotrzebowania na energię finalną i pierwotną dla celów produkcji ciepła, w podziale na nośniki. W związku z powyższym, są w niej wyszczególnione poszczególne nośniki energii, w podziale na energię finalną i pierwotną. Kogeneracja (jako technologia) jest oczywiście uwzględniona w tej tabeli, (zarówno węglowa, jak i gazowa), przez fakt, że w Gdańsku zużywa ona nośniki energii. Kogeneracja nie jest natomiast w tabeli wyszczególniona, gdyż tabela dotyczy struktury nośników energii. Zagadnienia technologii kogeneracyjnej, jako technologii wykorzystywanej obecnie oraz o dużym potencjale w perspektywie najbliższych lat, poruszane są wielokrotnie w tekście dokumentu. Poświęcony jest jej również punkt 1.2.3 rozdziału VIII „Zwiększenie roli kogeneracji w istniejącym systemie zaopatrzenia w ciepło miasta Gdańska”.

33. Rozdział III Zapotrzebowanie na ciepło stan aktualny

Lp	Strona	Miejsce	Jest	Komentarz
5	121	Tabela 11	Roczna sprzedaż ciepła Elektrociepłownia Gdańska 5 954 379 GJ	Powinno być 7 368 000 GJ

Uwaga uwzględniona.

Dodatkowo w tabeli podano wartość aktualnej sprzedaży z Elektrociepłowni Gdańskiej.

34. Rozdział III Zapotrzebowanie na ciepło stan aktualny

Lp	Strona	Miejsce	Jest	Komentarz
7	112	Rysunek 29	Struktura pokrycia potrzeb cieplnych	Brak rozbicia w wartościach MW na poszczególne systemy GPEC

Uwaga bezprzedmiotowa.

Uwaga wynika z niezrozumienia treści projektu aktualizacji Założeń.

Z treści uwagi wynika, że mowa jest tu o rysunku 26, a nie o rysunku 29.

Uwagę uwzględniono na rysunku 28 ze strony 113, który został skorygowany poprzez pokazanie udziału poszczególnych scentralizowanych systemów ciepłowniczych w rynku ciepła systemowego w mieście Gdańsku.

35. Rozdział III Ceny ciepła

Lp	Strona	Miejsce	Jest	Komentarz
1	155	Piąty akapit	Wskaźnik 6500 GJ/MW	Brak rozbicia na rynek wtórny i pierwotny, charakteryzują się innym zużyciem

Uwaga bezprzedmiotowa

Uwaga dotyczy zmian ustalonych zasad.

Z treści uwagi wynika, że mowa jest tu o piątym wierszu pierwszego akapitu ze strony 155, a nie o piątym akapicie.

Metodyka wykorzystana w projekcie aktualizacji Założeń do porównania cen w różnych grupach taryfowych, poprzez uśrednienie stawek stałych i zmiennych (przeliczenie na tzw. taryfę jednoczłonową), jest stosowana powszechnie w opracowaniach branżowych

oraz specjalistycznych w zakresie ciepłownictwa i ogrzewnictwa. W przypadku ciepła systemowego, dostarczanego przez GPEC Sp. z o.o., przyjęto wskaźnik wykorzystania mocy zamówionej 6500 GJ/MW. Celem wykonanej analizy porównawczej było sprowadzenie cen ciepła systemowego z różnych grup taryfowych do jednego poziomu odniesienia, bez wyróżniania cen rynku wtórnego i pierwotnego.

Zarówno przedsiębiorstwo energetyczne GPEC Sp. z o.o., jak i organ opiniujący opracowanie w zakresie zgodności z ustawą – Prawo energetycznym, tj. Zarząd Województwa Pomorskiego (patrz uchwała Nr 663/56/15 z dnia 7 lipca 2015 r. Zarządu Województwa Pomorskiego), zaaprobowaly zastosowaną w tej części opracowania metodykę, nie wnosząc do niej uwag.

36. Rozdział VIII Scenariusze zaopatrzenia miasta Gdańska w ciepło

Lp	Strona	Miejsce	Jest	Komentarz
1	307	Rysunek 1	Wskazany cały przemysł poziom 402 MW	Brak spójności, strona 166 rysunek 74(systemy zaopatrzenia w ciepło), sama rafineria wartość 400 MW

Uwaga bezprzedmiotowa.

Uwaga wynika z niezrozumienia treści projektu aktualizacji Założeń.

Tabela 33 ze strony 169 w rozdziale III wskazuje rozdział mocy cieplnej i ciepła użytecznego wytwarzanego w elektrociepłowni Grupy Lotos S.A. Zsumowane dane są spójne z rysunkiem 1 w rozdziale VIII. Natomiast rysunek 74 ze strony 166 w rozdziale III pokazuje moc zainstalowaną.

37. Rozdział VIII Scenariusze zaopatrzenia miasta Gdańska w ciepło

Lp	Strona	Miejsce	Jest	Komentarz
2	308	Piąty akapit	Jest podana wartość scentralizowanych systemów ciepłowniczych	Brak rozbicia w wartościach MW na poszczególne systemy GPEC

Uwaga bezprzedmiotowa.

Uwaga wynika z niezrozumienia treści projektu aktualizacji Założeń.

Z treści uwagi wynika, że mowa jest tu o piątym wierszu drugiego akapitu ze strony 308, a nie o piątym akapicie.

Nie ma potrzeby, we wskazanym w uwadze miejscu (dotyczącym scenariuszy zaopatrzenia w ciepło, a nie szczegółowej analizy systemu ciepłowniczego), powielić danych dotyczących rozbicia mocy cieplnej na poszczególne systemy GPEC Sp. z o.o., które, po korekcie wynikającej z uwzględnienia uwagi nr 34, będą podane w rozdziale III (rysunek 28 ze strony 113), dotyczącym szczegółowego opisu systemu ciepłowniczego.

38. Rozdział VIII Scenariusze zaopatrzenia miasta Gdańska w ciepło

Lp	Strona	Miejsce	Jest	Komentarz
3	330	Trzeci akapit	Nowe układy kogeneracyjne ok. 900-950 MW	Dla jakiego potencjału przewidziane są tak duże moce

Uwaga bezprzedmiotowa.

Uwaga wynika z niezrozumienia treści projektu aktualizacji Założeń.

Z treści uwagi wynika, że mowa jest tu o trzecim wierszu pierwszego akapitu ze strony 330, a nie o trzecim akapicie.

W dalszej części pierwszego akapitu znajduje się wyjaśnienie dotyczące potencjału zapotrzebowania / wykorzystania mocy cieplnej.

Uzasadnienie

Na podstawie art. 19 ust. 1 i 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (tekst jednolity Dz. U. z 2012 r., poz. 1059, z późn. zm.), projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla obszaru gminy opracowuje Prezydent Miasta na okres co najmniej 15 lat i aktualizuje go co najmniej raz na 3 lata.

Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe miasta Gdańsk zostały przyjęte uchwałą nr XLIX/1669/06 Rady Miasta Gdańska z dnia 30 marca 2006 r. W związku z tym zaszła konieczność aktualizacji i dostosowania tych Założeń do zmieniających się uwarunkowań zewnętrznych i lokalnych, a także do nowych uwarunkowań prawnych.

Opracowany przez Prezydenta Miasta Gdańska projekt aktualizacji Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe miasta Gdańska (projekt aktualizacji Założeń), który, zgodnie z art. 19 ust. 3 ustawy, zawiera ocenę stanu aktualnego i przewidywanych zmian zapotrzebowania miasta na ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, przedsięwzięcia racjonalizujące użytkowanie energii oraz możliwości wykorzystania istniejących nadwyżek i lokalnych zasobów paliw i energii, z uwzględnieniem energii elektrycznej i ciepła wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii, energii elektrycznej i ciepła użytkowego wytwarzanych w kogeneracji oraz zagospodarowania ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych, jak również możliwości stosowania środków poprawy efektywności energetycznej, a także zakres współpracy z innymi gminami, stanowi załącznik nr 1 do niniejszej uchwały.

Projekt aktualizacji Założeń, zgodnie z art. 19 ust. 5 ustawy, został pozytywnie zaopiniowany przez Zarząd Województwa Pomorskiego w zakresie koordynacji współpracy z innymi gminami oraz w zakresie zgodności z polityką energetyczną państwa – Uchwała Nr 663/56/15 Zarządu Województwa Pomorskiego z dnia 7 lipca 2015 r.

Zgodnie z art. 19 ust. 8 ustawy, Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe uchwała Rada Gminy rozpatrując jednocześnie wnioski, zastrzeżenia i uwagi zgłoszone w czasie wyłożenia projektu aktualizacji Założeń do publicznego wglądu.

Projekt aktualizacji założeń, zgodnie z art. 19 ust. 6 ustawy, został wyłożony do publicznego wglądu w dniach od 22.07.2015 r. do 12.08.2015 r., w wyniku czego zostały zgłoszone 4 pisma zawierające łącznie 38 wniosków, zastrzeżeń i uwag, które zostały rozpatrzone zgodnie z załącznikiem nr 2 do uchwały.

W projekcie aktualizacji Założeń wykazano, że plany przedsiębiorstw energetycznych zapewniają realizację zawartych w jego treści założeń w zakresie zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, w związku z czym nie zaistniała konieczność podejmowania przez Gminę Miasta Gdańska dalszych działań w zakresie planowania energetycznego.

Przyjęcie niniejszej uchwały nie powoduje skutków finansowych dla budżetu miasta.

W związku z powyższym, przyjęcie niniejszej uchwały jest uzasadnione.

Wnioskodawca:

Radca Prawny: