5. System elektroenergetyczny

5.1 Wprowadzenie – charakterystyka przedsiębiorstw – zmiany formalne

W procesie zapewnienia dostaw energii elektrycznej na obszar Poznania uczestniczą przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się: wytwarzaniem, przesyłaniem oraz dystrybucją tejże energii. Ważną grupę stanowią przedsiębiorstwa obrotu, sprzedające energię elektryczną odbiorcom finalnym. Poniżej przedstawiono charakterystyki formalno-prawne najważniejszych podmiotów odpowiedzialnych za niezakłóconą dostawę energii elektrycznej dla odbiorców zlokalizowanych na obszarze Poznania.

5.1.1 Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej

Jak już wcześniej wspomniano w rozdziale 4, działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej prowadzona jest głównie w Elektrociepłowni Karolin należącej do spółki Dalkia Poznań Zespół Elektrociepłowni Spółka Akcyjna, wchodzącej w skład Grupy DALKIA - europejskiego lidera w dziedzinie usług energetycznych. Wymienione przedsiębiorstwo energetyczne dysponuje łącznie urządzeniami wytwórczymi o mocy cieplnej 779 MWt oraz 283,5 MWe mocy elektrycznej i jest największym producentem energii elektrycznej na obszarze aglomeracji poznańskiej. Posiada koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej wydaną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w dniu 6 października 1998 r., decyzją Nr WEE/6/1270/U/1/98/AP z późniejszymi zmianami, ważną do dnia 31 grudnia 2023 r. Dalkia Poznań Zespół Elektrociepłowni Spółka Akcyjna, z siedzibą w Poznaniu, przy ul. Gdyńskiej 54, została w dniu 2001-10-17 wpisana do rejestru przedsiębiorców w Sądzie Rejonowym Poznań - Nowe Miasto i Wilda, VIII Wydział Gospodarczy, pod numerem KRS: 0000052595. Kapitał zakładowy w wysokości: 52 500 000 zł został wpłacony w całości. Wymieniony podmiot gospodarczy otrzymał w rejestrze REGON numer 630162976 i posługuje się numerem identyfikacji podatkowej NIP 777-00-00-293.

5.1.2 Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej

Polskie Sieci Elektroenergetyczne Spółka Akcyjna są spółką z siedzibą w Konstancinie-Jeziornej, przy ul. Warszawskiej 165, która zgodnie z decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 16 czerwca 2014 r. została wyznaczona Operatorem Systemu Przesyłowego elektroenergetycznego na okres od 2 lipca 2014 r. do 31 grudnia 2030 r., na obszarze działania wynikającym z udzielonej temu Przedsiębiorcy koncesji na przesyłanie energii elektrycznej z dnia 15 kwietnia 2004 r. Nr PEE/272/4988/W/2/2004/MS z późn. zm., tj. przesyłanie energii elektrycznej sieciami własnymi zlokalizowanymi na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej.

5.1.3 Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej

Na terenie Poznania działalność w zakresie dystrybucji energii elektrycznej prowadzą: ENEA Operator Sp. z o.o., PKP Energetyka SA oraz H. Cegielski - ENERGOCENTRUM Sp. z o.o. i Dalkia Poznań ZEC S.A.

ENEA Operator Sp. z o.o. jest spółką wyznaczoną na podstawie Decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 30 czerwca 2007 r. nr DPE-47-94(10)/2717/2008/PJ na operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na okres od 1 lipca 2007 r. do 1 lipca 2017 r., to jest na okres obowiązywania posiadanej przez przedsiębiorstwo koncesji na dystrybucję energii elektrycznej, przyznanej decyzją nr DEE/50/13854/W/2/2007/PKO z dnia 30 maja 2007 r. z późn.zm.

ENEA Operator Sp. z o.o. to jedna z czterech największych spółek w podsektorze dystrybucji energii elektrycznej. Przedsiębiorstwo dostarcza rocznie ponad 17 TWh energii elektrycznej, zasilając około 2,4 mln. odbiorców na obszarze około 58,2 tys. km^2. Spółka eksploatuje ponad 111 tys. km linii elektroenergetycznych (w tym 4 584 km sieci WN) i eksploatuje ponad 36 tys. stacji elektroenergetycznych, w tym 233 stacje o górnym napięciu 110 kV.

Funkcję operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na obszarach związanych z zasilaniem obiektów kolejowych pełni PKP Energetyka S.A., przekształcona z PKP Energetyka Sp. z o.o., posiadającej wówczas wydaną w dniu 25 lipca 2001 r. koncesję na przesył i dystrybucję energii elektrycznej nr PEE/237/3158/N/2/2001/MS, ważną do dnia 31 lipca 2011 r. i wyznaczonej Operatorem Systemu Dystrybucyjnego elektroenergetycznego w dniu 14 marca 2008 r., na okres od 17 marca 2008 r. do 31 lipca 2011 r. oraz koncesję na obrót energią elektryczną - nr OEE/297/3158/N/2/2001/MS z dnia 25.07.2001r., ważną do dnia 31 lipca 2011 r. Ważność posiadanej koncesji na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej została przedłużona Decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr DEE/237-ZTO/3158/W/2/2010/BT z dnia 12 maja 2010 r. na okres do 31 grudnia 2030 r. PKP Energetyka Decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr DPE-47-61(05)3158/2008/BT z dnia 14 marca 2008 r. oraz Decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr DPE- 47-75(2)/3158/2008/BT z dnia 29 sierpnia 2008 r. została wyznaczona na operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na obszarze określonym w koncesji na dystrybucję energii elektrycznej z dnia 25 lipca 2001 r. Nr PE-E/237/3158/N/2/2001/MS z późn.zm., tj. dystrybucja energii elektrycznej sieciami własnymi zlokalizowanymi na terenie Rzeczypospolitej Polskiej.

Omawiane przedsiębiorstwo energetyczne posiada własną sieć przesyłowo-rozdzielczą z liniami elektroenergetycznymi średniego i niskiego napięcia, stacjami transformatorowymi, a przede wszystkim podstacjami zasilającymi trakcję kolejową, której zasilanie jest jednym z podstawowych celów spółki prowadzącej działalność na obszarze całego kraju.

H. Cegielski - ENERGOCENTRUM Sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu, przy ul. 28 Czerwca 1956 r. nr 223/229, została wyznaczona przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki operatorem systemu dystrybucyjnego w dniu 13 grudnia 2011 r., decyzją nr DPE-4711-21 (7)/2010/2011/340/KJu, na okres od 1 lutego 2012 r. do 31 grudnia 2025 r. i na obszarze działania wynikającym z udzielonej temu Przedsiębiorcy koncesji na dystrybucję energii elektrycznej z dnia 10 października 2008 r. Nr DEE/79/340/W/2/2008/PJ z późn.zm., tj. dystrybucja energii elektrycznej na potrzeby odbiorców zlokalizowanych na obszarze dzielnicy miasta Poznań – Wilda ograniczonym od strony:
- północnej – ul. Hetmańską,
- wschodniej – ul. Rolną, Barską, Łanową, Sportową i Tokarską,
- południowej – ul. Wspólną,
- zachodniej – torami kolejowymi,
sieciami o napięciu 6 kV oraz sieciami niskiego napięcia. Wymieniony Przedsiębiorca posiada również koncesję na obrót energią elektryczną nr OEE/522/340/W/2/2008/PJ, wydaną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

Wydaną w dniu 18 lutego 2009 r. i ważną do dnia 1 kwietnia 2019 r. koncesję na dystrybucję energii elektrycznej posiada również Dalkia Poznań Zespół Elektrociepłowni S.A., z siedzibą w Poznaniu, przy ul. Gdyńskiej 54, której pozostałe dane zamieszczono w podrozdziale 5.1.1. Wymienione przedsiębiorstwo energetyczne zostało wyznaczone operatorem systemu dystrybucyjnego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w dniu 15 września 2010 r., na okres od 15 września 2010 r. do 1 kwietnia 2019 r., na obszarze działania wynikającym z udzielonej temu Przedsiębiorcy koncesji na dystrybucję energii elektrycznej z dnia 18 lutego 2009 r. Nr DEE/89/1270/W/OPO/2009/AJ, tj. dystrybucja energii elektrycznej sieciami własnymi zlokalizowanymi na terenie Dalkii Poznań Zespołu Elektrociepłowni S.A. i w bliskim sąsiedztwie.

5.1.4 Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem energią elektryczną

Obejmująca ponad 90 podmiotów lista sprzedawców energii elektrycznej, którzy zawarli z ENEA Operator Sp. z o.o. umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, umożliwiające tym podmiotom sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców z terenu działania ENEA Operator Sp. z o.o., została zamieszczona na stronie internetowej www.operator.enea.pl. Natomiast obejmująca ponad 40 podmiotów lista sprzedawców energii elektrycznej, którzy zawarli z PKP Energetyka S.A. umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, umożliwiające tym podmiotom sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców z terenu działania PKP Energetyka SA została zamieszczona na stronie internetowej www.pkpenergetyka.pl. Przedsiębiorstwo energetyczne H. Cegielski - ENERGOCENTRUM Spółka z o.o. zawarło, generalną umowę dystrybucyjną z następującymi sprzedawcami energii elektrycznej:
1. Energa Obrót S.A.
2. Corrente Spółka z o.o.
3. Duon Marketing and Trading S.A.
4. Polska Energetyka Pro Spółka z o.o.

5. Energia dla firm Spółka z o.o.

Natomiast na mocy generalnej umowy dystrybucyjnej, do świadczenia usługi sprzedaży energii elektrycznej dla klientów przyłączonych do sieci Dalkia Poznań ZEC S.A upoważnieni zostali następujący sprzedawcy energii elektrycznej:
1. Dalkia Polska S.A.
2. ENEA S.A.
3. ENERGA – OBRÓT S.A.
4. PGE Obrót S.A.

Jak z powyższego wynika, odbiorcy przyłączeni do sieci ENEA Operator Sp. z o.o. oraz PKP Energetyka S.A. dysponują możliwościami korzystania z bogatej oferty rynkowej, obejmującej możliwości uzyskania dostaw od kilkudziesięciu przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się obrotem energią elektryczną, spośród ok. 400 firm posiadających koncesje na wykonywanie tego typu działalności wg stanu na koniec sierpnia 2014 r. Natomiast odbiorcy przyłączeni do systemów dystrybucyjnych eksploatowanych przez H. Cegielski - ENERGOCENTRUM Spółka z o.o. oraz Dalkia Poznań ZEC S.A., posiadają możliwość wyboru jedynie spośród ofert nielicznych przedsiębiorstw obrotu. Prawdopodobną przyczyną takiego stanu rzeczy jest nikłe, na obecnym etapie, zainteresowanie przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się obrotem energią elektryczną podpisywaniem generalnych umów dystrybucyjnych z operatorami małych systemów dystrybucyjnych, do których przyłączeni są nieliczni, wymagający odbiorcy finalni, o relatywnie ograniczonym wolumenie zakupu.

5.2 System zasilania miasta

Do zasadniczych elementów infrastruktury związanej z zasilaniem danego obszaru w energię elektryczną należy zaliczyć: podsystem wytwarzania energii elektrycznej, podsystem przesyłu energii elektrycznej oraz podsystem dystrybucji energii elektrycznej. W niniejszym rozdziale przedstawiono charakterystykę wymienionych podsystemów na obszarze miasta Poznania.
Przebieg sieci elektroenergetycznych na terenie Poznania wraz z lokalizacją głównych punktów zasilania (GPZ) oraz stacji elektroenergetycznych przedstawiono na mapie umieszczonej na końcu rozdziału 5.2 (Mapa nr 2) oraz w graficznej części opracowania.

5.2.1 Źródła wytwórcze na obszarze miasta

Na obszarze Poznania największym źródłem energii elektrycznej jest EC Karolin, eksploatowana przez Dalkia Poznań ZEC S.A.

W 2013 r. w EC Karolin wytworzono 866 GWh energii elektrycznej. Podstawowym paliwem był węgiel kamienny, przy ok. 15% udziale współspalanej biomasy. Taka struktura paliw pozwala na osiągnięcie następujących wskaźników wpływu wytworzenia energii elektrycznej na środowisko w zakresie wielkości emisji dla poszczególnych paliw i innych nośników energii pierwotnej:
- w zakresie emisji CO_2: 636 kg/MWh

- w zakresie emisji SO_2: 1,15 kg/MWh
- w zakresie emisji NO_x: 0,9 kg/MWh
- w zakresie emisji pyłu: 0,11 kg/MWh

Na terenie Lewobrzeżnej Oczyszczalni Ścieków przy ul. Serbskiej 3, AQUANET Sp. z o.o. eksploatuje instalację kogeneracyjną złożoną z trzech agregatów prądotwórczych o mocy 537 kW każdy, wytwarzającą ok. 2,5 GWh energii elektrycznej rocznie. Natomiast w Centralnej Oczyszczalni Ścieków wymienione przedsiębiorstwo eksploatuje zasilane biogazem agregaty prądotwórcze wytwarzające ok. 12 GWh/rok. Zakład Zagospodarowania Odpadów w Poznaniu Sp. z o.o. wytwarza ok. 6 GWh energii elektrycznej rocznie w zasilanych biogazem agregatach prądotwórczych zlokalizowanych na terenie składowiska odpadów położonego w ościennej gminie Suchy Las.

5.2.2 Elementy infrastruktury przesyłowej najwyższych napięć

Zasadniczym źródłem zasilania w energię elektryczną obszaru dużego miasta wielkości Poznania jest Krajowa Sieć Przesyłowa elektroenergetyczna, eksploatowana przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. Obecnie na terenie miasta Poznania znajdują się fragmenty dwóch napowietrznych linii elektroenergetycznych o napięciu 220 kV relacji Plewiska - Czerwonak oraz Plewiska - Piła Krzewina. Wzdłuż tych linii obowiązuje pas technologiczny o szerokości 50 metrów (po 25 m od osi linii w obu kierunkach) dla linii relacji Plewiska - Czerwonak oraz 70 metrów (po 35 metrów od osi linii w obu kierunkach) dla linii relacji Plewiska - Piła Krzewina. Dla terenów znajdujących się w pasie technologicznym obowiązują ograniczenia zagospodarowania i użytkowania ich terenów. Linie te są ważnym elementem sieci przesyłowej krajowego systemu elektroenergetycznego, pozwalającym na przesył energii elektrycznej z tego systemu, poprzez transformację 220/110 kV, do sieci dystrybucyjnej, tj. obiektów pracujących na napięciu 110 kV i niższym, z których zasilani są między innymi odbiorcy znajdujący się na terenie miasta Poznania.

Wybudowana w 1969 r. jednotorowa elektroenergetyczna linia napowietrzna 220 kV relacji Plewiska – Czerwonak, o oznaczeniu kodowym: 2-0-03 i całkowitej długości 30,56 km, została wykonana z wykorzystaniem przewodów fazowych AFL-8/525 mm^2, podwieszonych na słupach serii Hy52, za pomocą izolacji typu LP-75/31 i LPZ-75/27wl. Jako przewody odgromowe wykorzystano przewody AFL-1,7-70 i OPT-GW 27/32/.504. Zastosowano uziemienia powierzchniowo–głębinowe. Temperatura graniczna dopuszczalna wynosi 60°C.

Wybudowana w 1965 r. jednotorowa elektroenergetyczna linia napowietrzna 220 kV relacji Plewiska – Piła Krzewina, o oznaczeniu kodowym: 2-2-09 i całkowitej długości 87,31 km, została wykonana z wykorzystaniem przewodów fazowych AFL-8/402 mm^2 i AFL-8/525 mm^2, podwieszonych na słupach serii Hc402, Hc 525 i H52, za pomocą izolacji typu LF-75/16, LS-75/21 i LP-75/31. Jako przewody odgromowe wykorzystano przewody AFL-1,7/ 95 mm^2, AFL-1,7/70mm^2, AFLs-1,5/50 mm^2, AA/ACS 70/30, AY/ACS 38/38 i AY/ACS 68/38. Zastosowano uziemienia powierzchniowo–głębinowe. Temperatura graniczna dopuszczalna wynosi 40°C.

Rejon miasta Poznania zasilany jest za pośrednictwem trzech elektroenergetycznych stacji transformatorowych NN/WN, tj. :
– SE Plewiska 400/220/110 kV, zlokalizowanej w Plewiskach, przy ul. Szkolnej 31;
– SE Czerwonak 220/110 kV, zlokalizowanej w Czerwonaku, przy ul. Gdyńskiej 58;
– SE Poznań Południe 220/110 kV, zlokalizowanej w Czapurach, przy ul. Poznańskiej 4.

5.2.3 Elektroenergetyczna sieć rozdzielcza WN

Zasilanie elektroenergetycznego systemu rozdzielczego z Krajowej Sieci Przesyłowej odbywa się z poziomu napięcia 400 kV i 220 kV, z wykorzystaniem transformacji w uprzednio wymienionych stacjach: Plewiska, Czerwonak i Poznań Południe. Z wymienionych stacji energia jest rozprowadzana za pomocą 23 napowietrznych linii energetycznych 110 kV, 2 kablowych linii elektroenergetycznych 110 kV i 8 napowietrzno-kablowych linii elektroenergetycznych 110 kV, w tym jednej dwutorowej, do 36 stacji elektroenergetycznych transformatorowych WN/SN, tzw. GPZ.

W poniższej tabeli przedstawiono charakterystyki techniczne oraz dopuszczalne obciążenie prądowe linii WN zasilających obszar Poznania. Jak wynika z tabeli, w sieci elektroenergetycznej WN na obszarze Poznania rozpoczęto stosowanie nowoczesnych przewodów o podwyższonej dopuszczalnej temperaturze pracy, jak również ograniczonym zwisie, co umożliwiło zwiększenie przepustowości niektórych zasilających obszar aglomeracji linii elektroenergetycznych WN, szczególnie w okresie letnim.

Tabela 5-1 Linie WN 110 kV na terenie Miasta Poznania

Lp.	Relacja linii	Typ przewodów	Minimalny przekrój przewodów	Dopuszczalna temperatura projektowa linii	Dopuszczalna obciążalność linii (z uwzględnieniem elementów ograniczających)	
					ZIMA T≤10°C	LATO T> 25 °C
			[mm2]	[°C]	[A]	[A]
1	Antoninek - EC II Karolin	AFL-6	240	60	720	548
2	Antoninek - Zegrze	XRUHKXS/AFL-6	240	40	720	322
3	Bema - Jeżyce	XRUHKXS	1000	90	720	720
4	Bema - HCP	AFL-6	185	40	630	268
5	Bema - Zegrze	XRUHKXS/AFL-6	185	40	630	268
6	COŚ - EC II Karolin	AFL-6	240	40	720	322
7	Cytadela - EC I Garbary	AFL-6	240	40	600	322
8	Cytadela - Wawrzyńca	AFL-6	240	40	600	322
9	Czerwonak - EC II Karolin	AFL-6	185	40	630	268
10	Czerwonak - Piątkowo	AFL-6	240	40	600	322
11	EC II Karolin - Nadolnik	AFL-6	185	40	630	268
12	EC II Karolin - Naramowice	AFL-6	240	40	600	322
13	EC II Karolin - Główna	AFL-6	240	40	600	322
14	EC II Karolin - EC I Garbary	AFL-6	185	40	600	268
15	EC II Karolin - Swarzędz	AFL-6	240	40	735	322
16	Główna - Rataje	AFL-6	240	40	720	322

Lp.	Relacja linii	Typ przewodów	Minimalny przekrój przewodów	Dopuszczalna temperatura projektowa linii	Dopuszczalna obciążalność linii (z uwzględnieniem elementów ograniczających)	
					ZIMA T≤10°C	LATO T> 25 °C
			[mm2]	[°C]	[A]	[A]
17	Górczyn - Plewiska	XRUHKXS/AFL-6	120	60	475	348
18	Górczyn - Poznań Południe	XRUHKXS/AFL-6	120	60	475	348
19	Jeżyce - Pogodno	XRUHKXS	1000	90	720	720
20	Junikowo - Krauthofera	AFL-6	240	40	600	322
21	Junikowo- Plewiska	AFL-6	240	80	735	645
22	Kiekrz - Piątkowo	AFL-6	240	40	600	322
23	Kiekrz - Plewiska	GAP GTACSR-287	odpow. 240	96	600	600
24	Krauthofera - HCP	AFL-6	185	40	600	268
25	Nadolnik - EC I Garbary	AFL-6	185	40	480	268
26	Naramowice - Sołacz	AFL-6	240	40	600	322
27	Piątkowo - Sołacz	AFL-6	240	40	600	322
28	Plewiska - Pogodno tor 1	XRUHKXS/GAP GTACSR-218	odpow. 185	90/125	720	720
29	Plewiska - Pogodno tor II	XRUHKXS/GAP GTACSR-218	odpow. 185	90/125	720	720
30	Rataje - Zegrze	XRUHKXS/AFL-6	240	40	720	322
31	Sołacz Wawrzyńca	AFL-6	240	40	720	322
32	Poznań Południe - Starołęka	AFL-6	120	60	475	348
33	Pogodno - Wawrzyńca	HXCHBMK/XRUHKXS/AFL-6	240	60	600	548
34	Starołęka - Zegrze	XRUHKXS/AFL-6	185	40	600	268

Źródło: ENEA Operator Sp. z o. o.

We wspomnianych stacjach transformatorowych następuje transformacja napięcia do poziomu SN. Z rozdzielni SN tych stacji wyprowadzone są linie elektroenergetyczne umożliwiające dystrybucję energii do poszczególnych rejonów miasta, jak również zasilanie grupy większych odbiorców końcowych. Poniżej przedstawiono charakterystykę stacji transformatorowych WN/SN (GPZ) oraz dopuszczalne obciążenia szczytowe wg danych podanych przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego.

Tabela 5-2 Stacje WN/SN zasilające odbiorców na terenie Miasta Poznania

Lp.	Nazwa stacji WN/SN	Kod	Poziomy napięć [kV]	Moc znamionowa jednostek Iransformatorowych pracujących w stacji [MVA]			Moc stacji WN/SN	Obciążenie szczytowe stacji lato	Obciążenie szczytowe stacji zima	Rezerwa mocy [%]	
			kV/kV/kV	T1	T2	T3	MVA	MVA	MVA	lato	zima
1	Antoninek	ANT	110/15	10	10	-	20,0	11,72	12,23	41,4	38.9
2	Bema	BMA	110/15	25	25	-	50,0	26,00	30,41	48,0	39,2
3	Cytadela	CTD	110/15	25	16	-	41,0	22,74	22.90	44,5	44,1
4	Czerwonak	CZE	110/15	16	16	-	32,0	10,69	9,77	66,6	69,5

Lp.	Nazwa stacji WN/SN	Kod	Poziomy napięć [kV]	Moc znamionowa jednostek transformatorowych pracujących w stacji [MVA]			Moc stacji WN/SN	Obciążenie szczytowe stacji lato	Obciążenie szczytowe stacji zima	Rezerwa mocy [%]	
			kV/kV/kV	T1	T2	T3	MVA	MVA	MVA	lato	zima
5	EC1 Garbary	POE	110/15/6	31,5/20/20	16	-	47,5	6,14	10,50	87,1	77,9
6	EC2 Karolin	ËC2	110/15	25	25	-	50,0	22,13	19,81	56.7	60,4
7	Poznań Główna	PGL	110/6	20	16	-	36,0	13,31	14,33	63,0	60,2
8	Górczyn	GCZ	110/15/6	16/10/10	16/10/10	-	32,0	12.18	13,43	61,9	58,0
9	Poznań HCP	PHC	110/6	16	16	-	32,0	17,42	21,13	45,6	34,0
10	Jeżyce	JEZ	110/15/6	40	40	-	60,0	28,46	34,40	64,4	57,0
11	Junikowo	JKO	110/15	25	25	-	50,0	19,37	18,46	61,3	63,1
12	Kiekrz	KEK	110/15	30	25	-	55,0	24,58	30,73	55,3	44,1
13	Krauthofera	KTH	110/15/6	16	25/16/16	-	41.0	10,91	13,32	73.4	67.5
14	Luboń	LUB	110/15	16	16	-	32,0	15,79	18,67	50,7	41.7
15	Nadolnik	NAD	110/15/6	16	16/10/10	-	32,0	11,43	13,32	64,3	58,4
16	Naramowice	NAR	110/15	16	16	-	32,0	17,23	22,40	46,2	29,9
17	Piątkowo	PKO	110/15	25	25	-	50,0	20,18	30,60	59,6	38,8
18	Plewiska	PLE	110/15	16	16	-	32,0	16,52	21,72	48,4	32,1
19	Poznań Pogodno	PPO	110/15/6	25	25	-	50,0	19,56	24,92	60,9	50,2
20	Poznań Południe	PPD	110/15	25	25	-	50,0	17,32	25,21	65,4	49,6
21	Poznań Rataje	POR	110/15	25	25	-	50,0	20,98	26,51	58,0	47,0
22	Poznań Sołacz	POS	110/15/6	25/16/16	16	-	41,0	18,63	26,32	54,6	35,8
23	Poznań Starołęka	PST	110/15/6	25/16/16	25/16/16	-	50,0	34,90	30,79	30,2	38,4
24	Swarzędz	SWA	110/15	40	40	-	80,0	28,32	32,21	64,6	59,7
25	Wawrzyńca	WAW	110/15	26	25	-	50,0	17,67	23,18	64,7	53,6
26	Zegrze	ZEG	110/15/16	40	40	-	80,0	35,79	35,67	55,3	55,4

Źródło: ENEA Operator Sp. z o.o.

5.2.4 Dostawa energii elektrycznej do odbiorców końcowych

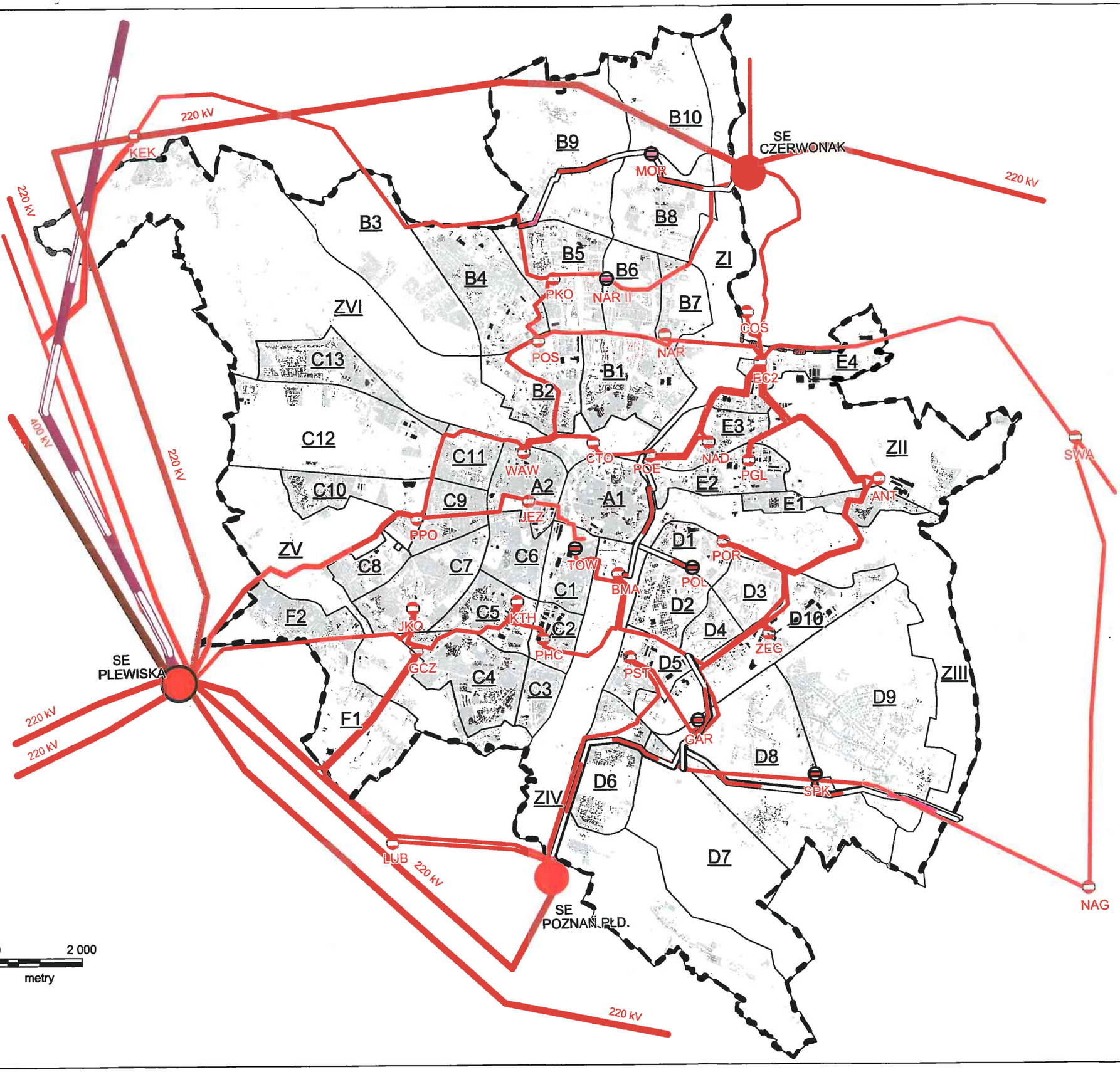
Jak wynika z ostatniej z zamieszczonych tabel, dystrybucja energii elektrycznej na rozpatrywanym obszarze siecią SN odbywa się zasadniczo na 2 poziomach napięcia, tj. 6 kV oraz 15 kV, głównie za pomocą sieci SN należącej do ENEA Operator Sp. z o.o., eksploatującej na rozpatrywanym obszarze linie elektroenergetyczne SN o łącznej długości 1590 km. Wymieniony Operator systemu dystrybucyjnego eksploatuje na obszarze miasta 1513 elektroenergetycznych stacji transformatorowych SN/nN, w których zainstalowane zostały transformatory o łącznej mocy zainstalowanej 686,876 MVA. Do większości odbiorców końcowych energia elektryczna dociera po transformacji na poziom napięcia nN, za pośrednictwem elektroenergetycznych linii dystrybucyjnych nN o łącznej długości 3019 km, eksploatowanych przez ENEA Operator Sp. z o.o. na obszarze Poznania.

Głównymi obiektami PKP Energetyka na terenie Poznania są podstacje trakcyjne (PT) – stacje transformatorowo-rozdzielcze zasilane dwiema niezależnymi liniami bezpośrednio z GPZ. Oprócz zaopatrywania w energię elektryczną kolejowej sieci trakcyjnej podstacje połączone są ze sobą liniami SN 15 kV służącymi do zasilania odbiorców SN oraz, po-

przez mniejsze stacje transformatorowe 15/0,4 kV, odbiorców nN. W okolicach Dworca Kolejowego Poznań Główny (tzw. Wolne tory) oraz w rejonie stacji kolejowej Poznań Franowo (obszar od ul. Kobylepole, poprzez ul. Bolesława Krzywoustego aż do ul. Garaszewo) znajdują się rozbudowane układy stacji transformatorowych 15/0,4 kV. W latach 2007–2013 zmodernizowano sieć linii kablowych SN 15 kV i stacji transformatorowych od PT Rudnicze poprzez PT Poznań aż do PT Swarzędz (wzdłuż linii kolejowej z Warszawy do Berlina) oraz przeważającą część linii kablowych i urządzeń w układzie stacji transformatorowych Poznań Główny i Poznań Franowo.

H. Cegielski - ENERGOCENTRUM Sp. z o.o. wykonuje funkcję operatora systemu dystrybucyjnego w oparciu o majątek sieciowy, który jest jej własnością, a także na majątku dzierżawionym od przedsiębiorstwa H. Cegielski - Poznań S.A. z siedzibą w Poznaniu na podstawie umowy dzierżawy zawartej w dniu 30 października 1996 r. na czas nieokreślony. Łącznie wymienione przedsiębiorstwo energetyczne eksploatuje 13,1 km linii elektroenergetycznych średniego napięcia i 24 stacje elektroenergetyczne SN/nN, o łącznej mocy zainstalowanych transformatorów 51 MW. Wskaźnik strat w sieci SN wymienionego operatora systemu dystrybucyjnego wynosi 1,4%, zaś wskaźnik strat w sieci nN 2,6%.

Elektroenergetyczna sieć dystrybucyjna będąca własnością Dalkia Poznań - ZEC S.A. nie jest połączona z siecią przesyłową, natomiast jest powiązana z siecią dystrybucyjną przedsiębiorstwa energetycznego ENEA Operator spółka z o.o. na napięciach: 110, 15, 6 i 0,4 kV. Podstawowymi obiektami w zakresie dystrybucji energii elektrycznej są: 20-polowa rozdzielnia 110 kV, 32-polowa rozdzielnia 15 kV, rozdzielnia 6 i 0,4 kV, linia napowietrzna 110 kV o długości 0,08 km i linie kablowe 15, 6 i 0,4 kV o łącznej długości 7,92 km, w tym 7,32 km linii kablowych SN oraz 0,6 km linii kablowych nN. Eksploatowane są 4 transformatory WN/SN o łącznej mocy 100 MVA oraz 7 transformatorów SN/nN o łącznej mocy 4,02 MVA, nie licząc rezerwy magazynowej. Rozdzielnia 110 kV łączy linie z bloków wytwórczych Dalkia Poznań ZEC S.A. z siecią 110 kV ENEA Operator spółka z o.o. oraz sieci zasilające odbiorców na poziomie 110/15 kV. Poprzez transformatory 110/15 kV i 110/6 kV przyłączone do rozdzielni 110 kV zasilani są odbiorcy na poziomie SN i nN. Do elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej, której ruch i eksploatację prowadzi DALKIA ZEC S.A. jest przyłączona jednostka wytwórcza dysponowana przez operatora systemu przesyłowego, tj. TG3 w EC Karolin. Ponadto do elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej DALKIA ZEC S.A. należą elementy koordynowane przez operatora systemu przesyłowego poprzez operatora systemu dystrybucyjnego, tj. szyny zbiorcze systemu I i II rozdzielni 110kV EC Karolin oraz sprzęgło pomiędzy nimi, a także transformatory 110/15kV T3 i T4 oraz sprzęgło pomiędzy sekcją nr 1 i 2 rozdzielni 15kV EC Karolin.



ISTNIEJĄCE GŁÓWNE PUNKTY ZASILANIA 110kV

LP.	KOD	NAZWA STACJI	POZIOMY NAPIĘĆ kV
1	ANT	ANTONINEK	110/15
2	BMA	BEMA	110/15
3	CTD	CYTADELA	110/15
4	POE	EC1 GARBARY	110/15/6
5	EC2	EC2 KAROLIN	110/15
6	PGL	POZNAŃ GŁÓWNA	110/6
7	GCZ	GÓRCZYN	110/15/6
8	PHC	POZNAŃ HCP	110/6
9	JEZ	JEŻYCE	110/15/6
10	JKO	JUNIKOWO	110/15
11	KEK	KIEKRZ	110/15
12	KTH	KRAUHOFERA	110/15/6
13	LUB	LUBOŃ	110/15
14	NAD	NADOLNIK	110/15/6
15	NAR	NARAMOWICE	110/15
16	PKO	PIĄTKOWO	110/15
17	PPO	POZNAŃ POGODNO	110/15/6
18	POR	POZNAŃ RATAJE	110/15
19	POS	POZNAŃ SOŁACZ	110/15/6
20	PST	POZNAŃ STAROŁĘKA	110/15/6
21	SWA	SWARZĘDZ	110/15
22	WAW	WAWRZYŃCA	110/15
23	ZEG	ZEGRZE	110/15/6

PROJEKTOWANE GŁÓWNE PUNKTY ZASILANIA 110kV

1	POE	GARBARY *	-
2	MOR	MORASKO	-
3	NAR II	NARAMOWICE II	-
4	POL	POLANKA	-
5	SPK	SZCZEPANKOWO	-
6	TOW	TOWAROWA	-

* BUDOWA GPZ W NOWEJ LOKALIZACJI ZASTĘPUJĄCEGO STACJĘ INSTNIEJĄCĄ

PROJEKTOWANE ROZDZIELNIE SIECIOWE 110kV

1	GAR	GARASZEWO	-

LEGENDA

- GRANICA MIASTA
- B1 — GRANICA JEDNOSTKI BILANSOWEJ
- ISTNIEJĄCE SIECI NN 400kV
- ISTNIEJĄCE SIECI 220kV
- ISTNIEJĄCE SIECI WN 110kV
- PROJEKTOWANE SIECI NN 400kV
- PROJEKTOWANE SIECI WN 110kV
- STACJA ELEKTROENERGETYCZNA 400/220kV/110kV
- STACJA ELEKTROENERGETYCZNA 220/110kV
- GŁÓWNY PUNKT ZASILANIA 110kV/SN
- GŁÓWNY PUNKT ZASILANIA 110kV - proj.

AKTUALIZACJA PROJEKTU ZAŁOŻEŃ DO PLANU ZAOPATRZENIA W CIEPŁO, ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ I PALIWA GAZOWE DLA MIASTA POZNANIA

SYSTEM ELEKTROENERGETYCZNY — **Mapa nr: 2**

energoekspert sp. z o.o.
energia i ekologia
40-146 KATOWICE ul. Karłowicza 11 a tel./fax +048/32/3513670
E-mail: biuro@energoekspert.com.pl
www.energoekspert.com.pl

5.3 Ocena stanu aktualnego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz charakterystyka jej odbiorców

Na obszarze Poznania nie ma odbiorców końcowych energii elektrycznej zasilanych z poziomu NN. Nieliczną grupę trzech odbiorów stanowią odbiorcy zasilani z poziomu WN, skądinąd będący z punktu widzenia ENEA Operator Sp. z o.o. operatorami systemów dystrybucyjnych, których sieci nie posiadają połączenia z sieciami przesyłowymi.

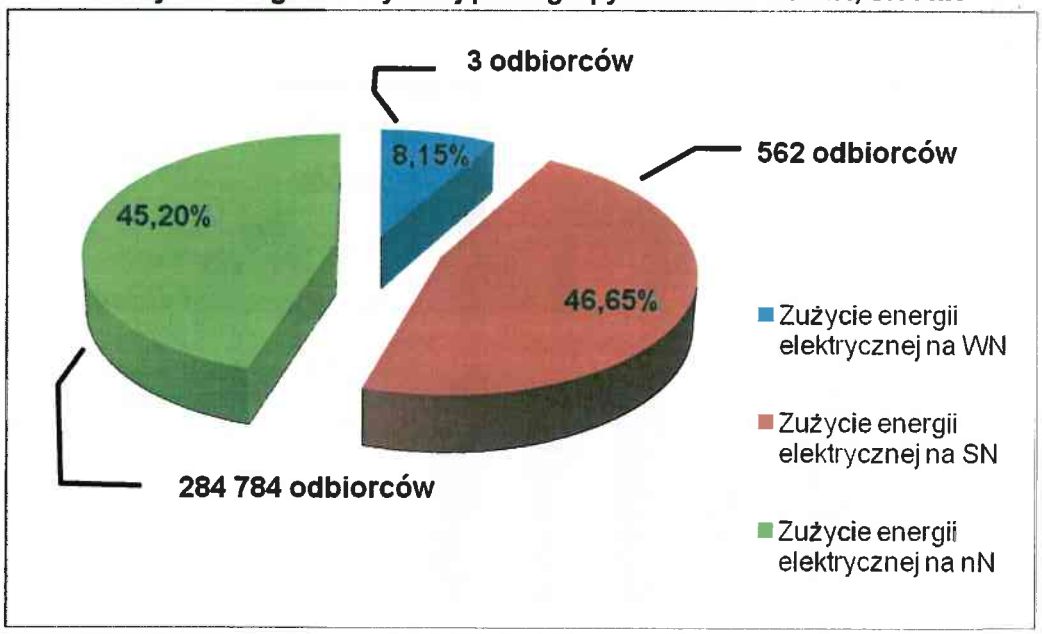
Tabela 5-3 Liczba odbiorców energii elektrycznej na poszczególnych poziomach napięcia

Rok	2009	2010	2011	2012	2013
Odbiorcy na WN	4	3	3	3	3
Odbiorcy na SN	492	468	483	536	562
Odbiorcy na nN	274 644	276 767	274 546	281 617	284 219
Razem:	275 140	277 238	275 032	282 156	284 784

Źródło: ENEA Operator Sp. z o o.

Dla zobrazowania skali i proporcji ilości ww. grup odbiorców i poziomu zużycia przez nich energii elektrycznej, poniżej przedstawiono wykres wskazujący na udział zużycia energii elektrycznej przy wskazaniu ilości odbiorców na poszczególnych poziomach napięcia.

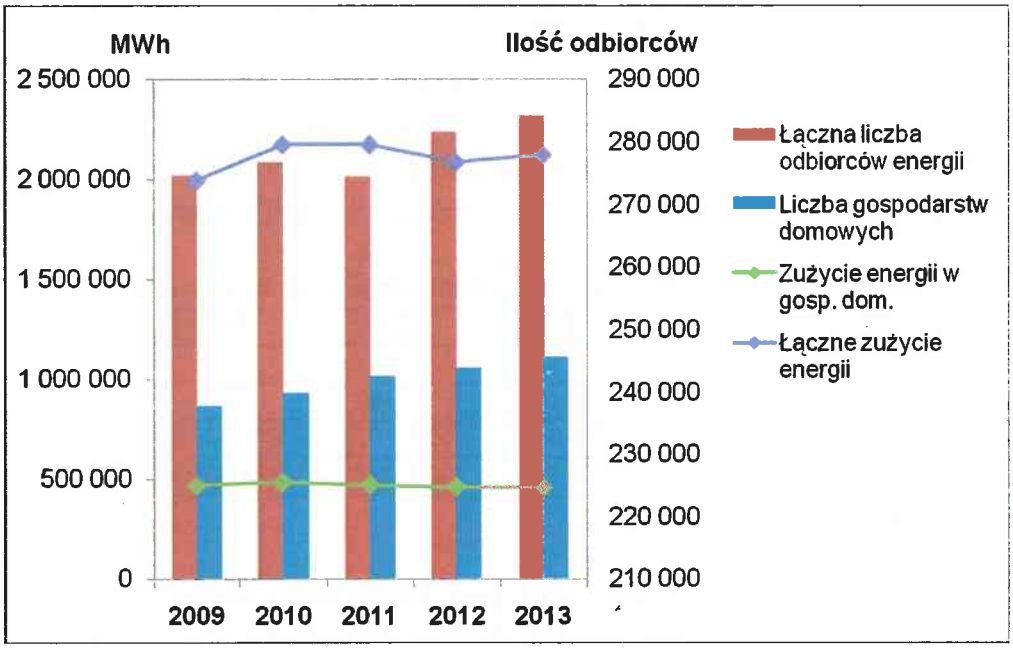
Wykres 5-1 Udział zużycia energii elektrycznej przez grupy odbiorców na WN, SN i nN



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENEA Operator Sp. z o.o.

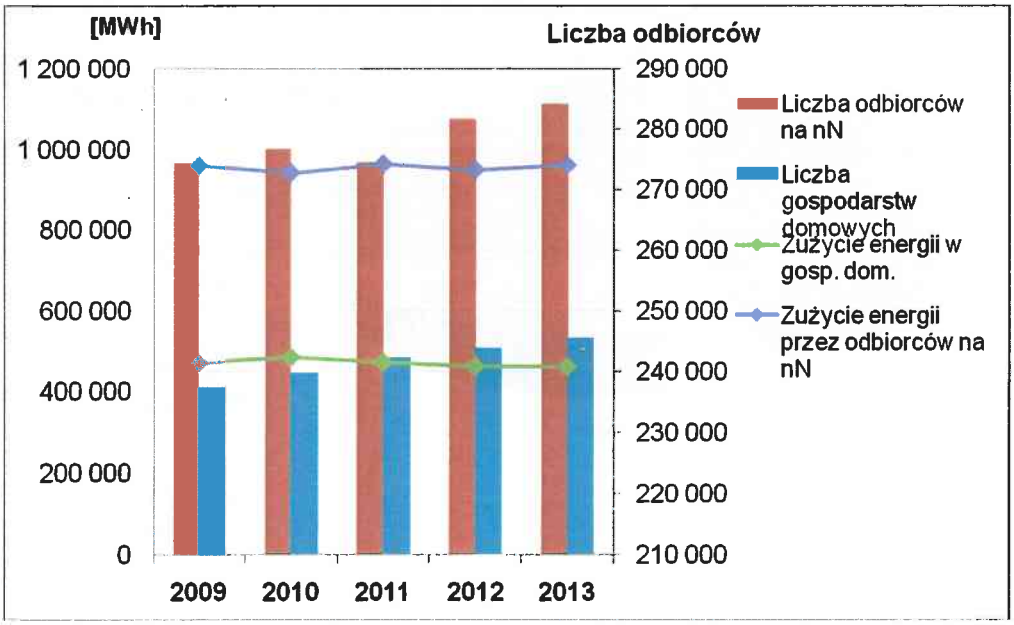
Dynamikę zmian ilości odbiorców oraz poziomu zużycia energii elektrycznej w układzie porównania wszystkich odbiorców na terenie miasta i odbiorców na niskim napięciu z wielkościami dotyczącymi gospodarstw domowych przedstawiono na wykresach 5-2 i 5-3.

Wykres 5-2 Struktura zmian ilości odbiorców i poziomu zużycia energii elektrycznej przez odbiorców na terenie Poznania w latach 2009-2013



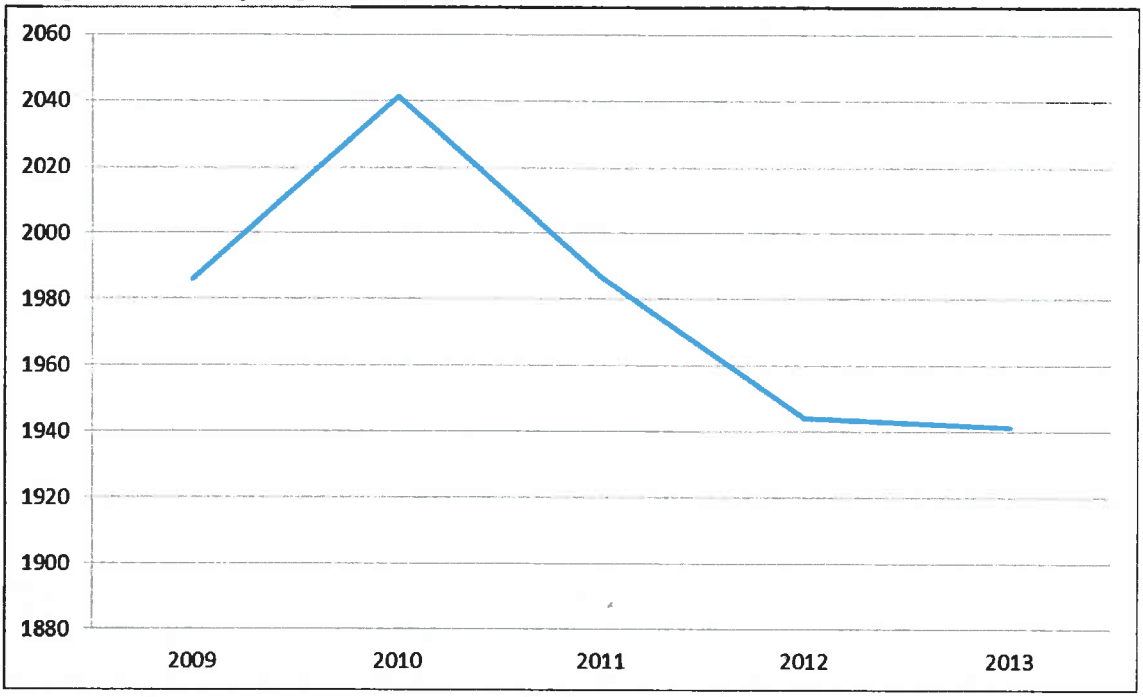
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENEA Operator Sp. z o.o.

Wykres 5-3 Struktura zmian ilości odbiorców na niskim napięciu i wielkości zużycia energii elektrycznej w latach 2009-2013



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENEA Operator Sp. z o.o.

Wykres 5-4 Przeciętne roczne zużycie energii elektrycznej w gospodarstwach domowych w latach 2009-2013 [kWh/odbiorcę/rok]



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENEA Operator Sp. z o.o.

Jak z powyższego wynika, liczba odbiorców w grupie taryfowej G wykazuje systematyczny trend rosnący, natomiast zużycie energii przez tę grupę odbiorców zdaje się wkraczać w stabilną tendencję malejącą. Ustabilizowany na przestrzeni kilku lat, na poziomie 1990 ± 50 kWh/odbiorcę poziom przeciętnego rocznego zużycia energii elektrycznej wskazuje na znikome stosowanie urządzeń grzewczych zasilanych energią elektryczną.

Powyższe dane o odbiorcach energii elektrycznej obejmują odbiorców ENEA Operator Sp. z o.o. i nie uwzględniają odbiorców przyłączonych do sieci mniejszych operatorów, którzy odgrywają marginalną rolę w kształtowaniu lokalnego rynku energii elektrycznej. Obrazuje to fakt, że największym odbiorcą zasilanym przez PKP Energetyka na terenie Poznania jest Galeria Handlowa Poznań City Center, natomiast do sieci dystrybucyjnej H. Cegielski - ENERGOCENTRUM Sp. z o.o. przyłączonych jest ok. 54 odbiorców. Natomiast dane o zużyciu uzyskane od operatora systemu dystrybucyjnego, którego sieć jest przyłączona do sieci operatora systemu przesyłowego obejmują zużycie wszystkich odbiorców, w tym również odbiorców przyłączonych do sieci operatorów systemów dystrybucyjnych, których sieci nie są przyłączone do sieci operatora systemu przesyłowego.

Ponieważ bezsprzecznie najdokładniejszym sposobem oceny stanu aktualnego zapotrzebowania na energię elektryczną jest ustalenie wielkości rocznego zużycia energii elektrycznej przez poszczególne grupy odbiorców na przestrzeni ostatnich lat, odpowiednie dane uzyskano od Operatora systemu dystrybucyjnego, którego sieć jest przyłączona do sieci Operatora systemu przesyłowego i przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 5-4 Roczne zużycie energii elektrycznej przez odbiorców na obszarze Miasta Poznania

Rok		2009	2010	2011	2012	2013
Odbiorca	**Taryfa**	**MWh**	**MWh**	**MWh**	**MWh**	**MWh**
Odbiorcy na WN	[A]	23 844	199 820	174 169	164 691	173 417
Odbiorcy na SN	[B]	1 011 417	1 036 064	1 038 638	977 072	991 551
Odbiorcy na nN		960 680	941 553	963 701	948 487	960 768
w tym:						
gospodarstwa domowe:	[G]	471 977	485 042	472 154	462 008	461 388
oświetlenie uliczne:	[C]	24 235	28 315	32 859	19 702	24 260
pozostali odbiorcy nN:	[C]	464 469	428 195	458 689	466 778	475 120
Łącznie zużycie		**1 995 942**	**2 177 437**	**2 176 508**	**2 090 251**	**2 125 736**

Źródło: ENEA Operator Sp. z o.o.

Jak wynika z powyższej tabeli, wielkość łącznego zużycia energii elektrycznej na obszarze miasta ustabilizowała się na poziomie 2,1 TWh/rok, z tolerancją ok. ± 5%. Dokładna wielkość zużycia energii elektrycznej w danym roku jest funkcją wielu czynników, z których wśród najważniejszych można wymienić warunki pogodowe i koniunkturę gospodarczą w określonych branżach przemysłu rozwiniętych na obszarze danego miasta. Natomiast z przekazanych przez Operatora systemu dystrybucyjnego danych o obciążeniach stacji GPZ wynika, że maksymalne zapotrzebowanie mocy z sieci WN kształtuje się na poziomie około 500 MVA w szczycie letnim i 583 MVA w szczycie zimowym. Na podstawie wymienionych wielkości, z uwzględnieniem konsekwencji ewentualnych przepływów w sieci SN i nN oraz zważywszy na konieczność wprowadzenia ewentualnego marginesu bezpieczeństwa, przy założeniu nieprzekroczenia dopuszczalnej wartości tg φ określonej w taryfie ENEA Operator sp. z o.o., łatwo oszacować, że łączne szczytowe zapotrzebowanie mocy czynnej odbiorców zlokalizowanych na obszarze Poznania nie przekracza obecnie 560 MW.

Dla porównania predykcja spodziewanych mocy szczytowych w „Założeniach do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla obszaru miasta Poznania" z 2001 r., dokonana w oparciu o moce szczytowe 15 minutowe w polach GPZ, z których zasilane są rejony urbanistyczne, wynosiła dla lat 2010 i 2015, odpowiednio 573,6 i 672 MW. Natomiast wielkość zużycia energii elektrycznej oszacowano na poziomie 2 086 GWh w 2010 r. i 2 489 GWh w roku 2015, co w zestawieniu z liczbami w tabeli 5-4, wskazuje na dobrą zgodność ze stanem faktycznym ówczesnej prognozy w horyzoncie czasowym roku 2010. Natomiast wielkości planowane wówczas w odniesieniu do roku 2015 zdają się być mocno zawyżone, co można wyjaśnić faktem, że w 2001 r. trudno było przewidzieć niektóre tendencje gospodarczo-polityczne, takie jak wysoki przyrost cen paliw kopalnych powodujący coraz większą opłacalność działań proefektywnościowych, jak również nacisk położony na powszechne zwiększenie efektywności energetycznej, w tym postulat zeroenergetycznego rozwoju gospodarczego, będący jednym z podstawowych założeń „Polityki energetycznej Polski do roku 2030". Natomiast prognoza sporządzona przez autorów projektu „Aktualizacji założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla obszaru miasta Poznania" z 2011 r., przewidująca w 2015 r. zużycie na poziomie od 2 015 GWh/a w przypadku realizacji scenariusza minimalnego do

2 055 GWh/a w przypadku realizacji scenariusza maksymalnego, wydaje się mieć niewielkie szanse na spełnienie, pomimo znacznie krótszego horyzontu czasowego prognozy.

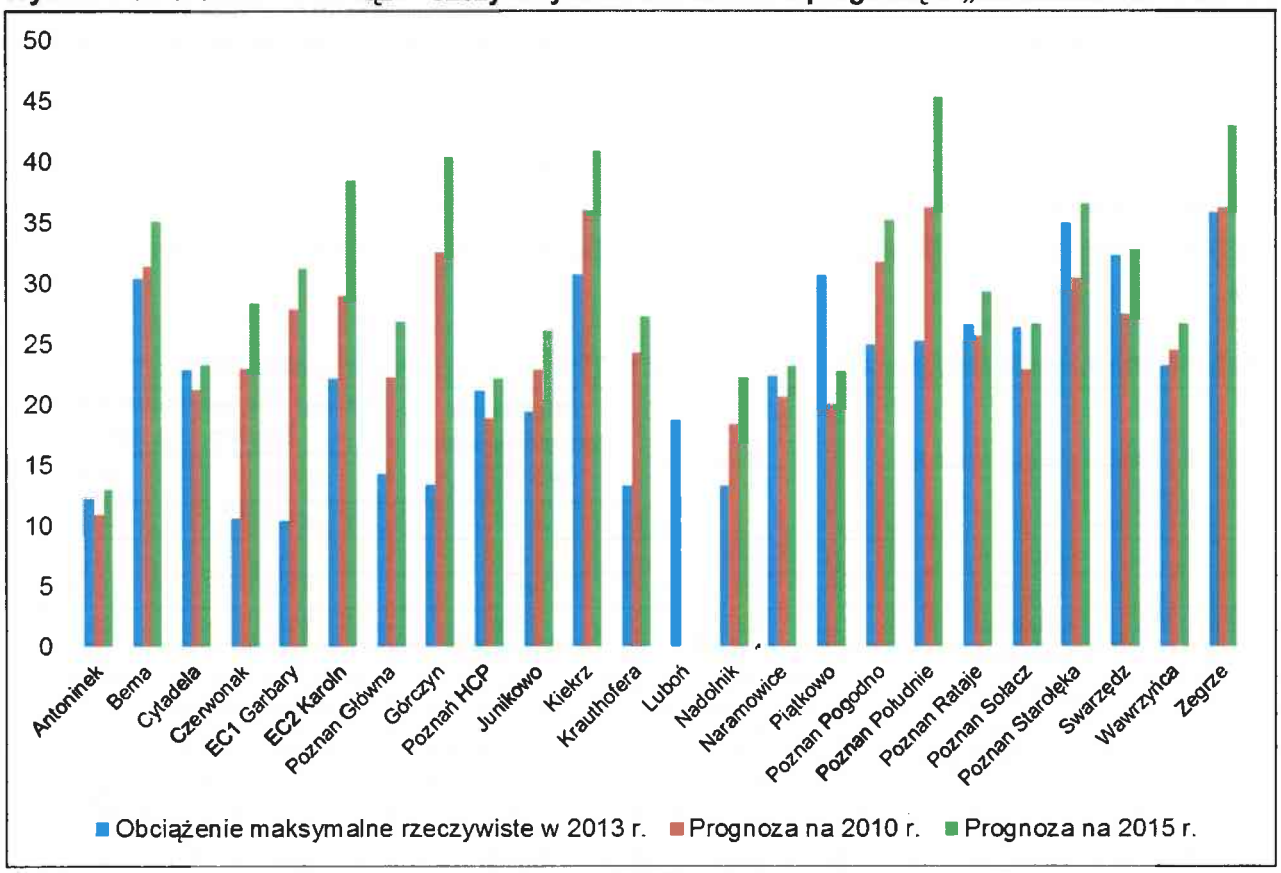
Dla porównania, w poniższej tabeli zestawiono obecne obciążenia w stacjach GPZ w porównaniu z prognozą sporządzoną przez autorów projektu „Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla obszaru miasta Poznania" z 2001 r. Ponadto na wykresie przedstawiono wspomniane porównanie w poglądowym ujęciu graficznym.

Tabela 5-5 Porównanie obciążeń szczytowych GPZ w 2013 r. z prognozą w „Założeniach..." z 2001 r.

Lp.	Nazwa stacji WN/SN	Kod	Obciążenie szczytowe stacji w 2013 r.	Obciążenie szczytowe stacji wg "Założeń..." z 2001 r.	
				2010	2015
			MVA	MVA	MVA
1	Antoninek	ANT	12.23	11	13
2	Bema	BMA	30.41	31.4	35.1
3	Cytadela	CTD	22.9	21.3	23.3
4	Czerwonak	CZE	10.69	23	28.4
5	EC1 Garbary	POE	10.5	27.9	31.2
6	EC2 Karoln	EC2	22.13	29	38.5
7	Poznań Główna	PGL	14.33	22.3	26.9
8	Górczyn	GCZ	13.43	32.6	40.4
9	Poznań HCP	PHC	21.13	18.9	22.2
10	Junikowo	JKO	19.37	22.9	26.1
11	Kiekrz	KEK	30.73	36	40.9
12	Krauthofera	KTH	13.32	24.3	27.3
13	Luboń	LUB	18.67	0	0
14	Nadolnik	NAD	13.32	18.4	22.3
15	Naramowice	NAR	22.4	20.6	23.2
16	Piątkowo	PKO	30.6	20	22.8
17	Poznań Pogodno	PPO	24.92	31.7	35.2
18	Poznań Południe	PPD	25.21	36.2	45.3
19	Poznań Rataje	POR	26.51	25.6	29.3
20	Poznań Sołacz	POS	26.32	22.9	26.7
21	Poznań Starołęka	PST	34.9	30.4	36.5
22	Swarzędz	SWA	32.21	27.5	32.8
23	Wawrzyńca	WAW	23.18	24.5	26.7
24	Żegrze	ZEG	35.79	36.2	42.9

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENEA Operator Sp. z o.o. oraz Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla obszaru miasta Poznania

Wykres 5-5 Porównanie obciążeń szczytowych GPZ w 2013 r. z prognozą w „Założeniach..." z 2001 r.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENEA Operator Sp. z o.o. oraz Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla obszaru miasta Poznania

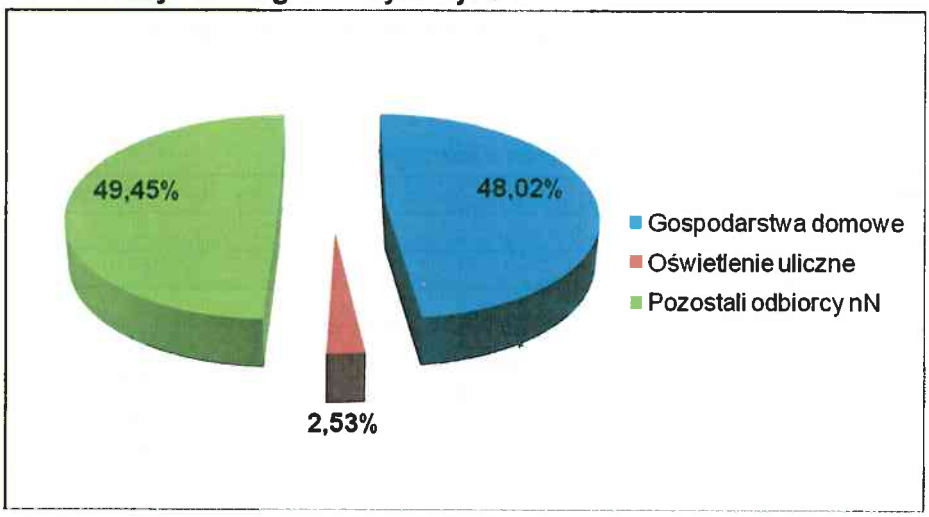
Jak z powyższego wynika, jakkolwiek w kilkunastu przypadkach uzyskano znakomitą zgodność notowanych obciążeń szczytowych w stacjach GPZ z prognozami sporządzonymi ok. 2000 r., tym niemniej w co najmniej kilku przypadkach wartości błędu sięgają kilkudziesięciu procent prognozowanej wielkości obciążeń szczytowych. Wynika to z faktu, że prognozowanie rozpływów mocy w skomplikowanych sieciach elektroenergetycznych jest zagadnieniem znacznie bardziej skomplikowanym, niż założono przy tworzeniu prognozy z 2001 r., przy czym szczególnie trudne, o ile w ogóle możliwe, jest trafne zaprognozowanie poborów mocy biernej w kilkunastoletnim horyzoncie czasowym, szczególnie na terenach, na których występują nowo powstałe obciążenia przemysłowe.

Na wykresie 5-1 przedstawiono w ujęciu graficznym strukturę zużycia energii elektrycznej na obszarze miasta Poznania, na poszczególnych poziomach napięcia.

Natomiast struktura zużycia energii elektrycznej przez odbiorców zasilanych z poziomu nN, w tym gospodarstwa domowe, kształtuje się jak na poniższym wykresie, z którego wynika, że gospodarstwa domowe zużywają około połowy wolumenu zużycia energii elektrycznej przez wszystkich odbiorców przyłączonych do sieci nN. Na kolejnym rysunku zebrano strukturę całkowitego zużycia energii elektrycznej w poszczególnych grupach odbiorców, tj. A – odbiorcy przyłączeni do sieci WN, B – odbiorcy przyłączeni do sieci SN, G – gospodarstwa domowe, C – pozostali odbiorcy przyłączeni do sieci nN i oświetlenie

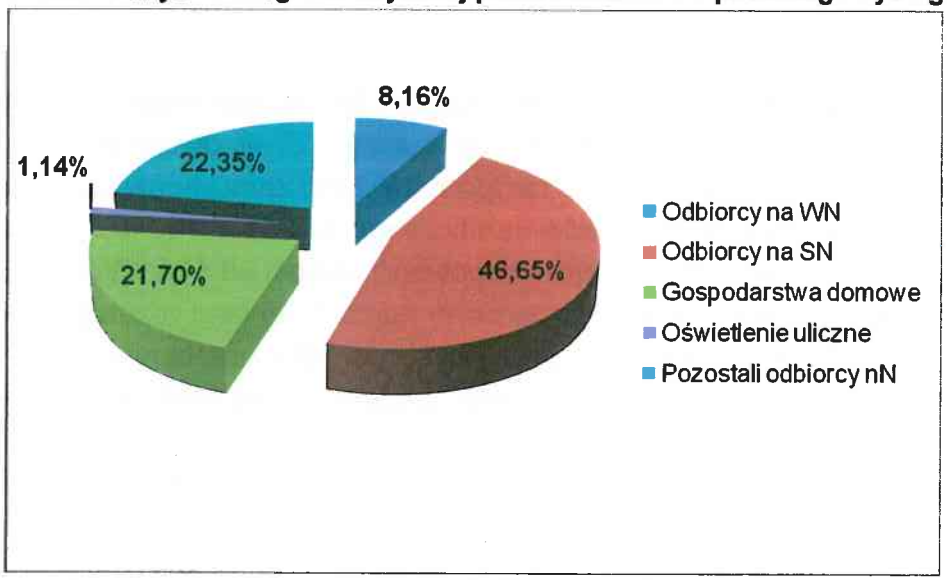
miejsc publicznych. Jak z niego wynika, około połowy energii elektrycznej zużywanej na obszarze Poznania zagospodarowują odbiorcy grup taryfowych B, przyłączeni do sieci SN. Udział zużycia energii elektrycznej na cele oświetleniowe, nieznacznie przekracza 1%, co jest wartością dość niską, wskazującą bądź to na stosowanie wysokoefektywnych źródeł światła, bądź na zwiększone zużycie energii do celów przemysłowych, bądź na kombinację wcześniej wymienionych ewentualności.

Wykres 5-6 Struktura zużycia energii elektrycznej na nN



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENEA Operator Sp. z o.o.

Wykres 5-7Struktura zużycia energii elektrycznej przez odbiorców z poszczególnych grup taryfowych



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENEA Operator Sp. z o.o.

5.4 Sieci oświetlenia drogowego

Oświetlenie ulic jest bardzo ważnym elementem infrastruktury miejskiej i zajmuje znaczącą pozycję w budżecie. Zadania własne gminy w zakresie oświetlenie reguluje Art. 18 ust. 1 pkt 2) i pkt 3) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz.U. z 2012 r. Nr 89, poz. 625 ze zm.), zgodnie z którym do zadań własnych gminy w zakresie zaopatrzenia

w energię elektryczną należy planowanie oświetlenia miejsc publicznych i dróg znajdujących się na terenie gminy oraz finansowanie oświetlenia ulic, placów i dróg publicznych znajdujących się na terenie gminy.

Łączna ilość punktów świetlnych podłączonych do sieci elektrycznej oświetlenia drogowego, za które miasto ponosi koszty związane ze zużyciem energii oraz koszty związane z konserwacją na terenie miasta Poznaniu wynosi 45575 sztuk, z czego 35370 sztuk stanowi własność ENEOS Sp. z o.o., natomiast 10205 punktów stanowi własność Zarządu Dróg Miejskich. Strukturę mocy stosowanych źródeł światła ENEOS Sp. z o.o. przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 5-6 Zmodernizowane obwody oświetlenia ulicznego

Moc źródła światła	Ilość opraw
36 W	3
2 x 40 W	27
50 W	9
70 W	13555
100 W	6204
125 W	178
135 W	166
150 W	9798
250 W	5365
400 W	62
700 W	3

Źródło: ENEOS Sp. z o o.

Konserwacji punktów świetlnych na majątku spółki ENEOS dokonuje właściciel punktów, natomiast konserwacji punktów świetlnych na majątku ZDM dokonuje firma wyłoniona w ramach przetargu przeprowadzanego raz do roku. Moc zamówiona na potrzeby zasilania źródeł światła w instalacjach oświetlenia ulicznego wynosi 5 116 kW. Roczne zużycie energii elektrycznej na całość oświetlenia drogowego wynosi 28 500 MWh. Ze względu na fakt, że oświetlenie iluminacyjne jest podłączone najczęściej jako rozgałęzienie obwodów sieci oświetlenia drogowego i brak jest oddzielnych punktów pomiarowych zużycia energii elektrycznej na cele oświetlenia iluminacyjnego, podana wyżej wielkość zużycia obejmuje zużycie łączne na cele oświetlenia drogowego i iluminacyjnego. Niemal 95% całości oświetlenia drogowego na terenie miasta Poznania stanowią oprawy wyposażone w wysokoprężne źródła światła o średniej mocy około 150W na jeden punkt świetlny. Przedmiotowe oprawy oświetleniowe pochodzą z modernizacji przeprowadzanej w latach 1995-2005. Na chwilę obecną nie ma obszarów miasta, w których wymagana byłaby natychmiastowa modernizacja oświetlenia. W latach 2009-2013 nie były przeprowadzane żadne prace związane z modernizacją oświetlenia drogowego. Zakres rozbudowy sieci oświetlenia drogowego na terenie miasta Poznania realizowany jest przede wszystkim w ramach inwestycji związanych z budową nowych dróg i remontów dotychczasowych ulic i jest określany w zależności od posiadanych środków oraz kolejności zgłoszeń mieszkańców danych ulic.

5.5 Plany rozwoju przedsiębiorstw energetycznych

Zasadnicze zamierzenia inwestycyjne w zakresie rozwoju i modernizacji Krajowego Systemu Przesyłowego określa „Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2010–2025" opracowany przez PSE Operator S.A. Zgodnie z wymienionym dokumentem, aktualny plan inwestycyjny PSE S.A., jak i kierunki rozwoju sieci przesyłowej krajowego systemu elektroenergetycznego przewidują w przyszłości wybudowanie po trasie linii Plewiska - Piła Krzewina nowej linii napowietrznej o napięciu 2 x 400 kV.

Plan Rozwoju Spółki ENEA Operator Sp. z o.o. na lata 2014-2019 obejmuje zamierzenia inwestycyjne zarówno w zakresie budowy i rozbudowy sieci wraz z jej modernizacją, jak również zadania w zakresie przyłączeń nowych odbiorców. Projekty inwestycyjne wymienionego Operatora Systemu Dystrybucyjnego obejmują do roku 2019 przyłączenie do sieci odbiorców o łącznej mocy przyłączeniowej 97 321 kW. Wśród zadań związanych budową i rozbudową sieci, niewynikających z przyłączenia odbiorców lub źródeł, przewidziano:
1. Budowę w nowej lokalizacji stacji elektroenergetycznej transformatorowej 110/15/6 kV GPZ Garbary, powiązanej z siecią WN na obszarze miasta liniami kablowymi 110 kV relacji: Garbary - EC Karolin oraz Garbary – Cytadela, z wyprowadzeniami mocy liniami kablowymi SN na napięciach 15 kV i 6 kV. Planuje się wyposażenie przedmiotowej stacji w dwa transformatory 110/15 kV o mocy 16 MVA każdy oraz transformator 15/6 kV o mocy 8 MVA.
2. Budowę stacji elektroenergetycznej transformatorowej 110/15 kV GPZ Szczepankowo, zasilanej z wcięcia w elektroenergetyczną linię napowietrzną 110 kV relacji Nagardowice - Garaszewo.
3. Budowę stacji elektroenergetycznej transformatorowej 110/15 kV GPZ Towarowa, zasilanej z wcięcia w elektroenergetyczną linię kablową 110 kV relacji Bema - Jeżyce.
4. Budowę rozdzielni sieciowej 110 kV Garaszewo, zasilanej z wcięcia w elektroenergetyczną linię kablową 110 kV relacji Poznań Starołęka – Żegrze oraz z wcięcia w elektroenergetyczną linię kablową 110 kV relacji Bema - Żegrze.
5. Budowę elektroenergetycznej linii kablowej 110 kV relacji Bema – Nadolnik, o przekroju 1000 mm^2.

Ponadto w wymienionym dokumencie wśród zadań związanych z modernizacją i odtworzeniem majątku, przewidziano m.in.:
1. Przebudowę elektroenergetycznej linii napowietrznej 110 kV relacji Nagradowice – Garaszewo na linię dwutorową;
2. Regulację zwisów na odcinku elektroenergetycznej linii napowietrznej 110 kV relacji Garbary – EC 2 Karolin;
3. Kompleksową modernizację stacji 110/15 kV Poznań Główna i HCP;
4. Kompleksową modernizację budynków stacji 110/15 kV: Cytadela, Naramowice, Wawrzyńca, Piątkowo oraz modernizację budynków stacji: Swarzędz, Krauthofera, Antoninek;
5. Modernizację stacji 110/15 kV: Cytadela, Pogodno i Sołacz, w zakresie obwodów pierwotnych, obwodów wtórnych, telemechaniki oraz układów pomiarowych;

6. Kompleksową modernizację wyeksploatowanych rozdzielni WN i SN w stacji 110/15/6 kV Górczyn;
7. Modernizację pól SN i potrzeb własnych elektroenergetycznej stacji transformatorowych 110/15 kV Poznań Rataje, Naramowice, Wawrzyńca, Antoninek;
8. Modernizacje elektroenergetycznych stacji transformatorowych 15/6 kV nr 9 Wikła i nr 26 Dębina oraz elektroenergetycznej stacji transformatorowej 15/0,4 kV nr 5031 Hawelańska, polegające na przebudowie pól SN, obwodów pierwotnych i wtórnych SN, połączeń wewnętrznych SN i nN, zabudowie urządzeń telemechaniki oraz modernizacji potrzeb własnych prądu stałego i przemiennego.

Wymieniony operator systemu dystrybucyjnego przewiduje docelowo na terenie miasta Poznania likwidację nierozwojowej sieci SN o napięciu 6 kV. Przewidziano również działania w zakresie automatyzacji sieci poprzez zabudowę łączników sterowanych zdalnie oraz działania w zakresie likwidacji zagrożeń zwarciowych w sieci SN poprzez modernizację wyprowadzeń linii SN z GPZ w celu poprawy parametrów zwarciowych. Ważną inicjatywą jest wymiana transformatorów SN/nN na energooszczędne. Przewiduje się również kontynuację wymiany awaryjnych kabli w izolacji z polietylenu nieusieciowanego.

PKP Energetyka S.A. do końca roku 2015 planuje zakończyć realizowaną modernizację wszystkich urządzeń zasilających przy linii kolejowej E59 (kierunek Wrocław), w tym również modernizację Podstacji Trakcyjnej Luboń. Obecnie kontynuowane są prace między ul. Stanisława Matyi (Most Dworcowy) a ul. Hetmańską, mające na celu zakończenie wymiany na nowe linii kablowych oraz urządzeń w stacjach transformatorowych w układzie stacji transformatorowych Poznań Główny.

Udostępnione plany rozwoju Dalkia Poznań ZEC S.A. w zakresie związanym z dostawami energii elektrycznej skupiają się przede wszystkim na modernizacjach instalacji wytwórczej, głównie polegających na dostosowaniu urządzeń wytwórczych do planowanych do wprowadzenia od 2016 r. dopuszczalnych standardów emisji przemysłowych, w tym na budowie instalacji odsiarczania spalin.

5.6 Ocena stanu zaopatrzenia w energię elektryczną

Elektroenergetyczne systemy dystrybucyjne na obszarze miasta Poznania są powiązane z Krajowym Systemem Przesyłowym w stacjach elektroenergetycznych: Poznań Południe, Czerwonak i Plewiska, zlokalizowanych poza granicami administracyjnymi miasta, w jego bezpośrednim sąsiedztwie. Obecność na obszarze miasta źródła wytwórczego, powiązanego z systemami rozdzielczymi WN i SN stwarza korzystne uwarunkowania, z punktu widzenia zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej dla odbiorców końcowych na terenie miasta. Oprócz jednostek wytwórczych zainstalowanych w EC Karolin, najbliższymi źródłami systemowymi przyłączonymi do Krajowej Sieci Przesyłowej są jednostki wytwórcze Zespołu Elektrowni Pątnów Adamów Konin o łącznej mocy osiągalnej 1624 MW oraz bloki B2, B3, B5, B6, B7 i B8 Elektrowni Dolna Odra o łącznej mocy osiągalnej 1325 MW. Jak z powyższego wynika możliwości jednostek wytwórczych przyłączonych do

Krajowego Systemu Elektroenergetycznego są zasadniczo wystarczające z punktu widzenia zasilania obszaru Miasta Poznania, nawet pomijając fakt, że Krajowa Sieć Przesyłowa w normalnym układzie pracy jest w stanie zapewnić zasilanie obszaru także z jednostek wytwórczych zainstalowanych w większym oddaleniu, a nawet poza granicami kraju.

Sieć elektroenergetyczna ENEA Operator Sp. z o.o. na obszarze miasta Poznania jest w stanie technicznym ogólnie dobrym. Sieć eksploatowana jest zgodnie z obowiązującymi przepisami i procedurami.

Biorące udział w zasilaniu obszaru miasta stacje GPZ 110 kV/SN pracują w układzie pierścieniowym, z możliwością wielostronnego zasilania, za wyjątkiem GPZ Centralnej Oczyszczalni Ścieków. Zasadniczo na obszarze miasta nie występują stacje 110 kV/SN, w których ilość lub zainstalowana moc transformatorów utrudnia ruch obiektu lub jego utrzymanie, tym niemniej należy zauważyć, że rzeczywiste rezerwy mocy transformacji obiektów są mniejsze niż wielkości podane przez Operatora systemu dystrybucyjnego w tablicy 5-2. Jakkolwiek wielkości z tej tablicy są prawdziwe i zasadne w tzw. układzie normalnym pracy sieci, poziom rzeczywistych rezerw mocy transformacji w stacjach WN/SN w przypadku wystąpienia możliwych stanów awaryjnych, z uwzględnieniem kryterium N-1 kształtuje się tak, jak to ujęto w poniższej tabeli.

Tabela 5-7 Wielkości rezerw mocy transformacji w stacjach GPZ z uwzględnieniem kryterium N-1

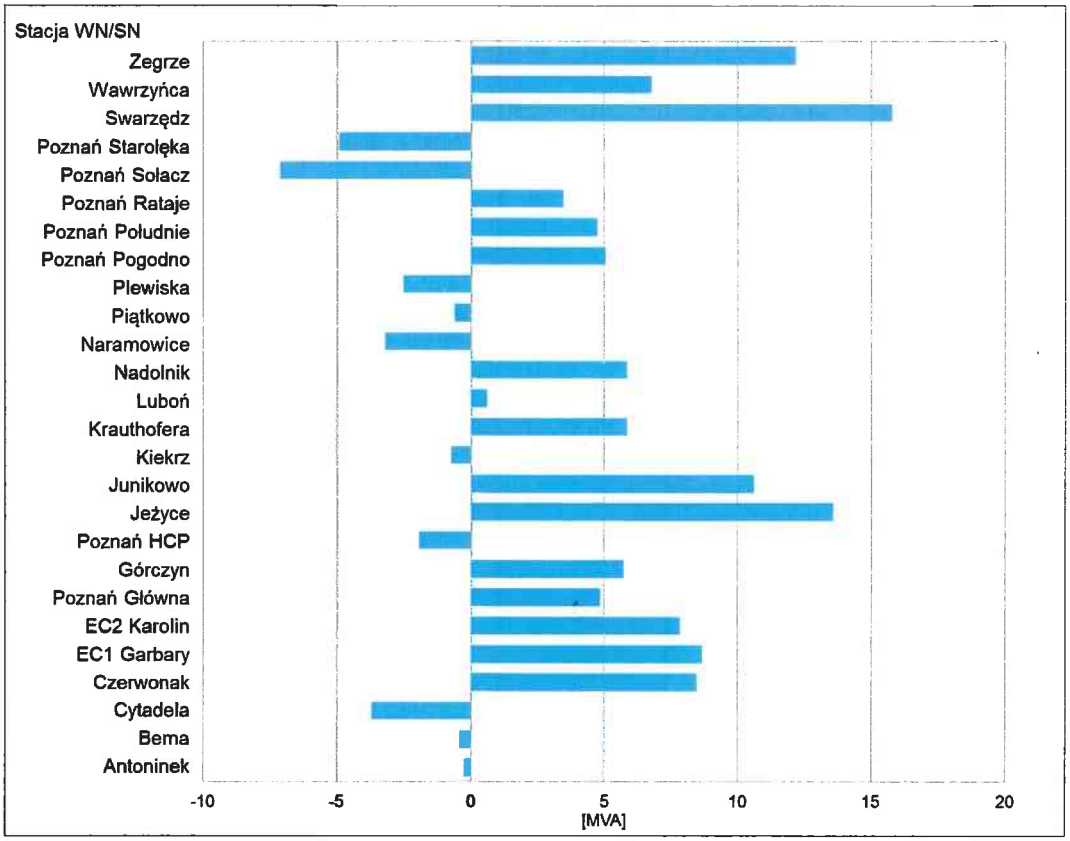
Lp.	Nazwa stacji WN/SN	KOD	Rezerwa mocy
			[MVA]
1	Antoninek	ANT	-0.23
2	Bema	BMA	-0.41
3	Cytadela	CTD	-3.7
4	Czerwonak	CZE	8.51
5	EC1 Garbary	POE	8.7
6	EC2 Karolin	EC2	7.87
7	Poznań Główna	PGL	4.87
8	Górczyn	GCZ	5.77
9	Poznań HCP	PHC	-1.93
10	Jeżyce	JEZ	13.6
11	Junikowo	JKO	10.63
12	Kiekrz	KEK	-0.73
13	Krauthofera	KTH	5.88
14	Luboń	LUB	0.63
15	Nadolnik	NAD	5.88
16	Naramowice	NAR	-3.2
17	Piątkowo	PKO	-0.6
18	Plewiska	PLE	-2.52
19	Poznań Pogodno	PPO	5.08
20	Poznań Południe	PPD	4.79
21	Poznań Rataje	POR	3.49
77	Poznań Sołacz	POS	-7.12
23	Poznań Starołęka	PST	-4.9

Lp.	Nazwa stacji WN/SN	KOD	Rezerwa mocy
			[MVA]
24	Swarzędz	SWA	15.79
25	Wawrzyńca	WAW	6.82
26	Żegrze	ZEG	12.21

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENEA Operator Sp. z o.o.

W ujęciu graficznym rezerwy mocy transformacji w poszczególnych GPZ przedstawiono na wykresie 5-8. Jak wynika z powyższej tabeli, w przypadku wystąpienia awarii jednego z transformatorów w koincydencji z czasem maksymalnego notowanego obciążenia stacji, w odniesieniu do kilku stacji GPZ może wystąpić brak rezerw transformacji, w najlepszym przypadku zmuszający do konfigurowania awaryjnego układu zasilania obszaru liniami 15 kV, co prowadzi co najmniej do podwyższenia strat sieciowych oraz zwiększenia kosztów świadczenia usług dystrybucji. Najgorsze uwarunkowania występują pod tym względem w stacjach: GPZ Poznań Sołacz, GPZ Poznań Starołęka, GPZ Cytadela, GPZ Naramowice, GPZ Plewiska, GPZ Poznań HCP, GPZ Kiekrz i GPZ Piątkowo. Jakkolwiek prowadzenie stacji transformatorowych w punktach pracy zbliżonych do znamionowego obciążenia transformatorów w ogólnym przypadku jest coraz częściej stosowane przez operatorów systemów dystrybucyjnych, gdyż w ogólnym przypadku umożliwia redukcję strat transformacji i zmniejszenie kosztów usług dystrybucji, tym niemniej w odniesieniu do wyżej wymienionych stacji należy uznać za zasadne rozważenie przez operatora systemu dystrybucyjnego podjęcia stosownych działań. Do typowo stosowanych środków zaradczych w opisanej sytuacji należą wymiana transformatorów w istniejących stacjach transformatorowych, względnie budowa nowych stacji GPZ. Należy przy tym podkreślić, że Operator systemu dystrybucyjnego, którego sieć przyłączona jest do Krajowej Sieci Przesyłowej systematycznie realizuje zadania inwestycyjne mające na celu poprawę warunków i pewności zasilania oraz dostosowanie systemu do wzrastającego zapotrzebowania odbiorców, tym niemniej w przypadku miasta o wielkości i tempie rozwoju dzisiejszego Poznania niezbędna jest nieustanna kontynuacja prowadzenia właściwych działań w tym kierunku. Realizowane inwestycje winny obejmować: budowę nowych stacji transformatorowych WN/SN oraz 15/0,4 kV, budowę nowych powiązań liniowych na napięciach WN, SN i nN, w tym związanych z przyłączeniami nowych odbiorców, modernizację sieci SN, w tym zastąpienie niektórych dotychczasowych linii napowietrznych SN liniami kablowymi SN, poprawę warunków napięciowych oraz wymianę kabli SN i nN, tym bardziej, że na terenie miasta Poznania ENEA Operator Sp. z o.o. eksploatuje wciąż linie kablowe w izolacji z polietylenu nieusieciowanego, które to kable stwarzają realne zagrożenie występowaniem zjawiska drzewienia wodnego w izolacji, mogącego stanowić potencjalną przyczynę awarii i przerw w dostawie energii elektrycznej dla jej finalnych odbiorców.

Wykres 5-8 Rezerwy mocy transformacji w poszczególnych stacjach GPZ z uwzględnieniem kryterium N-1



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENEA Operator Sp. z o.o.

Ogólny stan techniczny sieci dystrybucyjnej PKP Energetyka SA jest dobry. Stan sieci jest w sposób ciągły monitorowany poprzez służby dyspozytorskie oraz analizę miesięcznych sprawozdań szczegółowo określających przyczyny, czas trwania i skutki awarii urządzeń elektroenergetycznych nietrakcyjnych oraz urządzeń zasilania sieci trakcyjnej. Istnieją oczywiście potrzeby w zakresie modernizacji i rozbudowy sieci, które przeważnie dyktowane są zwiększonym zapotrzebowaniem na moc odbiorów trakcyjnych i nietrakcyjnych oraz przyłączaniem nowych odbiorców. Podobna sytuacja ma miejsce również w odniesieniu do pozostałych operatorów systemów dystrybucyjnych o znaczeniu lokalnym.

Tabela 5-8 Wskaźniki niezawodności zasilania w 2013 r.

Lp.	Wyszczególnienie	Jednostka	ENEA OPERATOR Sp. z o.o.	PKP ENERGETYKA S.A.	H. Cegielski - ENERGOCENTRUM Sp. z o.o.	DALKIA POZNAŃ ZEC S.A.
1.	Wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy nieplanowej długiej i bardzo długiej (SAIDI - nieplanowane)	min.	353,50	18,13	16	0
2.	Wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy nieplanowej długiej i bardzo długiej z katastrofalnymi (SAIDI – nieplano-	min.	415,33	24,71	16	0

Lp.	Wyszczególnienie	Jednostka	ENEA OPERATOR Sp. z o.o.	PKP ENERGETYKA S.A.	H. Cegielski - ENERGOCENTRUM Sp. z o.o.	DALKIA POZNAŃ ZEC S.A.
	wane z katastrofalnymi)					
3.	Wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy planowanej długiej i bardzo długiej (SAIDI - planowane)	min.	127,39	7,42	b.d.	45,78
4.	Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw nieplanowych długich i bardzo długich (SAIFI - nieplanowane)	szt.	4,18	0,09	2	0
5.	Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw nieplanowych długich i bardzo długich z katastrofalnymi (SAIFI - nieplanowane z katastrofalnymi)	szt.	4,21	0,10	2	0
6.	Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw planowych długich i bardzo długich (SAIFI - planowane)	szt.	0,51	0,06	b.d.	0,33
7.	Wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI)	szt.	2,31	0,03	0	0
8.	Łączna liczba obsługiwanych odbiorców (suma WN, SN i nN)	szt.	2 438 037784	43 339	54	18

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ENEA Operator Sp. z o.o. i PKP ENERGETYKA S.A.

Na podstawie § 41 ust. 3 Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. Nr 93, poz. 623 z późn.zm.) operatorzy systemów dystrybucyjnych zostali zobowiązani do publikacji wskaźników niezawodności zasilania odbiorców. Przedmiotowe wskaźniki dla obszaru zasilania operatorów elektroenergetycznych systemów dystrybucyjnych działających na obszarze Poznania kształtowały się zgodnie z tabelą 5.8.

Przy wyznaczaniu wskaźników uwzględniono następujące definicje, znajdujące się w ww. rozporządzeniu:
SAIDI - wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej, 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;

SAIFI - wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich, stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich tych przerw w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców;
MAIFI - wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich, stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw krótkich w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców.

Wskaźniki SAIDI i SAIFI wyznaczane są oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych, z uwzględnieniem przerw katastrofalnych oraz bez uwzględnienia tych przerw.

Przerwy planowane są to przerwy wynikające z programu prac eksploatacyjnych sieci elektroenergetycznej; czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu otwarcia wyłącznika do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej. Przerwy nieplanowane to przerwy spowodowane wystąpieniem awarii w sieci elektroenergetycznej, przy czym czas trwania tej przerwy jest liczony od momentu uzyskania przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej informacji o jej wystąpieniu do czasu wznowienia dostarczania energii elektrycznej. Przerwy krótkie to przerwy trwające dłużej niż 1 sekundę i nie dłużej niż 3 minuty. Przerwy długie to przerwy trwające dłużej niż 3 minuty i nie dłużej niż 12 godzin. Przerwy bardzo długie to przerwy trwające dłużej niż 12 godzin i nie dłużej niż 24 godziny. Przerwy katastrofalne są to przerwy trwające dłużej niż 24 godziny.

Jak wynika między innymi z wyżej zamieszczonej tabeli, najwyższą pewność zasilania oferują lokalni operatorzy systemów dystrybucyjnych, o niewielkiej ilości obsługiwanych odbiorców. Krajowy Operator Systemu Dystrybucyjnego na przestrzeni ostatnich lat oferuje wskaźniki czasu trwania i częstości przerw często o rząd wielkości lepsze niż znaczący lokalni operatorzy eksploatujący rozległe systemy dystrybucyjne. Generalnie wskaźniki niezawodności osiągane przez niewielkich operatorów lokalnych dobrze świadczą o jakości operatywnego zarządzania systemem, jak również o technicznych możliwościach rezerwowania systemów. Wydaje się zatem, że w przypadku realizacji obiektów położonych w sąsiedztwie obszaru ich działania, warto brać pod uwagę zasilanie z sieci tych operatorów w miarę oferowanych przez te przedsiębiorstwa rezerw możliwości dystrybucyjnych.

6. System zaopatrzenia w gaz ziemny

6.1 Charakterystyka przedsiębiorstw, zmiany formalne

Przedsiębiorstwami gazowniczymi, których działanie związane jest z zaopatrzeniem miasta Poznań w gaz sieciowy są:

- w zakresie przesyłu gazu ziemnego - Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. Oddział w Poznaniu;
- w zakresie technicznej dystrybucji gazu ziemnego - Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział w Poznaniu;
- w zakresie obrotu gazem ziemnym – Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo, Obrót Detaliczny Biuro Obsługi Klienta Poznań.

Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. posiada koncesję na przesyłanie i dystrybucję paliw gazowych ważną do końca 2030 roku. Oddziały Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. (w tym Oddział w Poznaniu) czuwają nad bezpieczeństwem i sprawnym działaniem sieci gazociągów wysokiego ciśnienia oraz poszczególnych elementów wchodzących w skład systemu gazowniczego (takich jak tłocznie gazu, stacje redukcyjne i stacje redukcyjno-pomiarowe wysokiego ciśnienia).

W dniu 1 lipca 2013 r. nastąpiło formalne połączenie spółek gazownictwa Grupy Kapitałowej PGNiG. W miejsce dotychczasowych sześciu operatorów dystrybucyjnych (w tym działającej na terenie Poznania - Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa) i spółki PGNiG SPV 4 Sp. z o.o. utworzono jedną spółkę pod przejściową nazwą PGNiG SPV 4 Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie. Od dnia 12 września 2013 r. spółka prowadzi działalność dystrybucyjną gazu ziemnego pod nową nazwą Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
W miejsce dotychczas działających Spółek Gazownictwa skonsolidowana spółka funkcjonuje w oparciu o oddziały zlokalizowane w siedzibach dotychczasowych spółek.
Proces konsolidacji był bezpośrednią konsekwencją przyjętej przez PGNiG S.A. w 2012 r. "Krótkoterminowej Strategii budowania wartości GK PGNiG do 2014 roku".
Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. przejęła w całości działalność operacyjną oraz wszystkie dokumenty obowiązujące dotychczasowych Spółek Gazownictwa, w tym zawarte umowy, otrzymane koncesje i zezwolenia oraz wewnętrzne akty normatywne.
W związku z powyższym na terenie Miasta Poznania techniczną dystrybucję gazu ziemnego prowadzi Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział w Poznaniu.
Polska Spółka Gazownictwa jest wyznaczona przez Prezesa URE operatorem systemu dystrybucyjnego do końca 2030 roku. Działalność PSG Sp. z o.o. o/ w Poznaniu (dawniej WSG) obejmuje dystrybucję gazu ziemnego, m.in. kompleksową realizację sieci gazowej i przyłączy, określanie warunków przyłączania do sieci gazowej, podpisywanie umów przyłączeniowych, uzgadnianie projektów budowlanych sieci gazowych i ich odbiór, bieżące użytkowanie sieci gazowych oraz ich remonty i modernizacje.

PSG Sp. z o.o. o/ w Poznaniu prowadzi działalność dystrybucyjną gazu ziemnego w mieście w oparciu o 3 Rejony Dystrybucji Gazu:
- RDG Poznań Północ,
- RDG Poznań Południe,
- RDG Poznań Wschód.

Działalność w zakresie obrotu gazem na analizowanym obszarze prowadzi Obrót Detaliczny Biuro Obsługi Klienta Poznań, należący do Grupy Kapitałowej Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo.

W związku z uwolnieniem rynku obrotu gazem ziemnym Operator PSG posiada zawarte umowy na świadczenie usługi dystrybucji z innymi sprzedawcami paliwa gazowego. Aktualizowana lista sprzedawców dostępna jest na stronie www. Operatora.

6.2 Charakterystyka systemu gazowniczego

Miasto Poznań zaopatrywane jest w gaz ziemny wysokometanowy (grupa E) wg PN-C-04753. Do 2009 roku część odbiorców z terenu miasta zaopatrywanych było w gaz ziemny zaazotowany. Od 06.2009 roku, kiedy to zakończono proces technicznego przestawienia Poznania z gazu zaazotowanego na wysokometanowy, do wszystkich odbiorców dostarczany jest gaz wysokometanowy. Jakość paliwa gazowego dostarczanego odbiorcom jest zgodna ze standardami obsługi odbiorców sprecyzowanymi w rozporządzeniu w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz.U. 2010/133/891 z późn.zm.).

Parametry dostarczanego gazu ziemnego (w nawiasach podano wymagania zgodnie z ww. rozporządzeniem):
- wartość opałowa - ok. 36 MJ/m^3 (nie mniej niż 31 MJ/m^3),
- ciepło spalania - ok. 40 MJ/m^3 (nie mniej niż 34 MJ/m^3).

Z dniem 1 sierpnia br. nastąpiła zmiana jednostek rozliczeniowych za dystrybucję paliw gazowych. Rozliczenia między Polską Spółką Gazownictwa a sprzedawcami gazu (ZUD) za transportowane przez PSG paliwa gazowe odbywać się teraz będą w jednostkach energii (kWh), a nie jak dotychczas w jednostkach objętości (m^3).
Obowiązek prowadzenia rozliczeń w jednostkach energii wynika z przepisów rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 28 czerwca 2013 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz.U. z 2013/820).

Zgodnie z rozporządzeniem w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie (Dz.U. 2013/640) gazociągi dzieli się według maksymalnego ciśnienia roboczego (MOP) na:
- gazociągi niskiego ciśnienia do 10,0 kPa włącznie;
- gazociągi średniego ciśnienia powyżej 10,0 kPa do 0,5 MPa włącznie;

- gazociągi podwyższonego średniego ciśnienia powyżej 0,5 MPa do 1,6 MPa włącznie;
- gazociągi wysokiego ciśnienia powyżej 1,6 MPa;

oraz według stosowanych materiałów na:

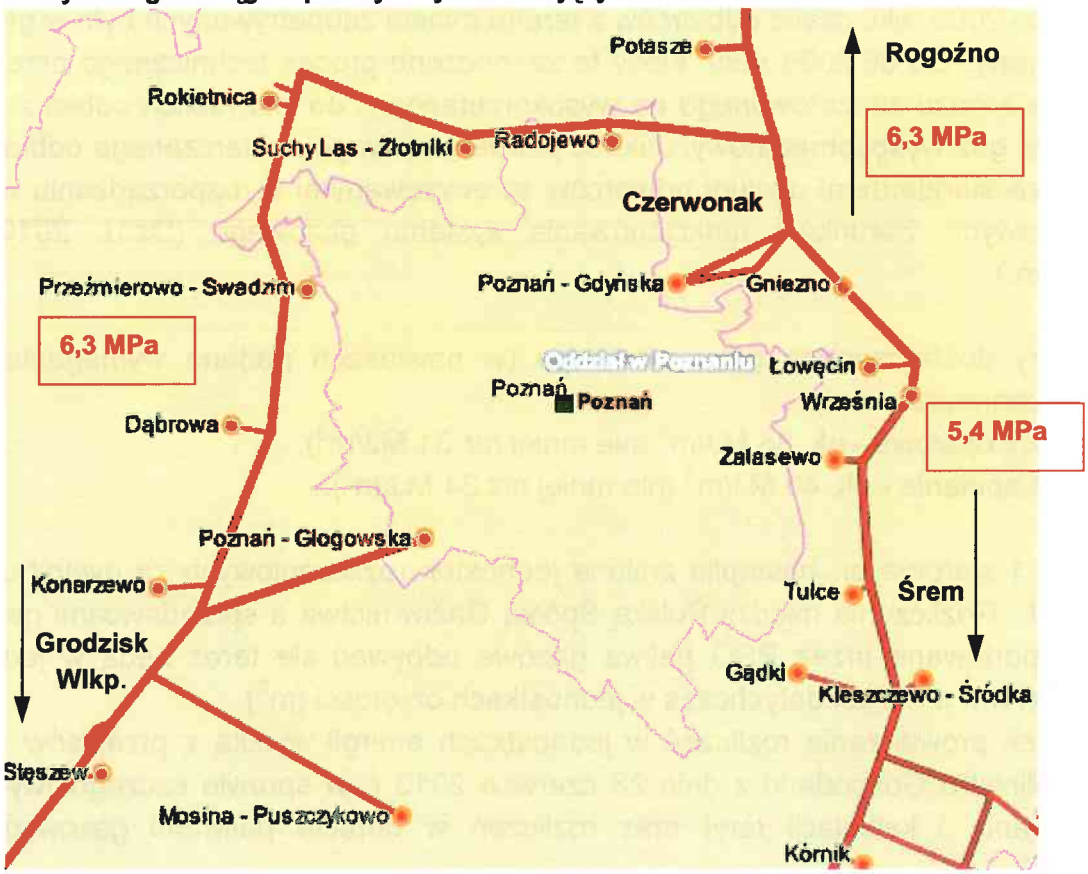
- gazociągi stalowe,
- gazociągi z polietylenu (PE).

System gazowy miasta Poznania przedstawiono na załączonej do opracowania mapie systemu gazowego.

6.2.1 Charakterystyka systemu źródłowego zasilania miasta

Na poniższej mapie przedstawiono układ gazociągów przesyłowych w pobliżu Poznania. Szczegółowy przebieg sieci gazowych na terenie miasta wraz z lokalizacją stacji redukcyjno-pomiarowych przedstawiono na mapie umieszczonej na końcu rozdziału 6.2 (Mapa nr 3) oraz w części graficznej opracowania.

Rysunek 6-1 System gazociągów przesyłowych zasilających miasto Poznań



Źródło: www.gaz-system.pl

Miasto Poznań jest zaopatrywane w gaz ziemny z krajowego systemu przesyłowego OGP GAZ – SYSTEM S.A. poprzez następujące sieci gazowe wysokiego ciśnienia:

- relacji Śrem – Poznań DN 500 o maksymalnym ciśnieniu roboczym 5,4 MPa;
  - odgałęzienie Gądki DN 80;
  - odgałęzienie Tulce DN 80;

- odgałęzienie Zalasewo DN 150;
- odgałęzienie Łowęcin DN 100,
- odgałęzienie Poznań I (Gdyńska) DN 300;
- odgałęzienie Poznań II (Gdyńska) DN 300;

➢ relacji Poznań – Rogoźno DN 500 o maksymalnym ciśnieniu roboczym 6,3 MPa;
➢ relacji Stęszew - Grodzisk DN 350 o maksymalnym ciśnieniu roboczym 6,3 MPa;
➢ relacji Stęszew - Poznań (Głogowska) DN 350 o maksymalnym ciśnieniu roboczym 6,3 MPa;

- odgałęzienie Czerwonak – Złotniki DN 350;
- odgałęzienie Radojewo DN 100;
- odgałęzienie Suchy Las DN 100;

➢ relacji Złotniki - Konarzewo DN 100 o maksymalnym ciśnieniu roboczym 6,3 MPa;

- odgałęzienie Rokietnica DN 100;
- odgałęzienie Przeźmierowo DN 100.

Powyższe gazociągi łączą się, tworząc półpierścień od północnej strony miasta. Szczegółową charakterystykę gazociągów wysokiego ciśnienia przebiegających przez teren (bądź w okolicy) miasta Poznania przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 6-1 Charakterystyka gazociągów wysokiego ciśnienia, eksploatowanych przez OGP GAZ - SYSTEM

L.p.	Odcinek gazociągu	Maksymalne ciśnienie robocze - MOP [MPa]	Średnica nominalna – DN [mm]	Rok budowy
1	Śrem – Poznań	5,4	500	1972
2	Odgałęzienie Gądki	5,4	80	1990
3	Odgałęzienie Tulce	6,3	80	1993
4	Odgałęzienie Zalasewo	6,3	150	1992
5	Odgałęzienie Łowęcin	6,3	100	1996
6	Odgałęzienie Poznań I (Gdyńska)	5,4	300	1973
7	Odgałęzienie Poznań II (Gdyńska)	5,4	300	1985
8	Poznań – Rogoźno	6,3	500	1973
9	Stęszew – Grodzisk	6,3	350	1982
10	Stęszew – Poznań (Głogowska)	6,3	350	1991
11	Odgałęzienie Czerwonak - Złotniki	6,3	350	1994
12	Odgałęzienie Radojewo	6,3	100	1997
13	Odgałęzienie Suchy Las	6,3	100	1994
14	Złotniki – Konarzewo	6,3	100	1996
15	Odgałęzienie Rokietnica	6,3	100	1997
16	Odgałęzienie Przeźmierowo	6,3	100	1995

Źródło: OGP GAZ – SYSTEM S.A.

Źródłem gazu dla Miasta Poznania są następujące stacje redukcyjno-pomiarowe wysokiego ciśnienia (I stopnia):

- Poznań Gdyńska I,
- Poznań Gdyńska II,
- Poznań Głogowska,
- Tulce,
- Zalasewo,
- Przeźmierowo,
- Suchy Las (Złotniki),
- Radojewo.

Miasto Poznań jest zasilane w gaz ziemny z gazociągów wysokiego ciśnienia, działających w układzie półpierścieniowym. Gazociągi w/c są źródłem zasilania dla stacji redukcyjno-pomiarowych I stopnia, które doprowadzają gaz pod średnim ciśnieniem (na poziomie ok. 0,45 MPa) do stacji SRP II stopnia, bądź bezpośrednio do odbiorców.
W poniższej tabeli przedstawiono charakterystykę techniczną stacji redukcyjno-pomiarowych I stopnia zasilających miasto w gaz ziemny.

Tabela 6-2 Charakterystyka stacji SRP I stopnia zasilających Miasto Poznań, eksploatowanych przez OGP GAZ – SYSTEM

Lp.	Nazwa	Lokalizacja	Rok budowy / modernizacji	Przepustowość stacji [m^3/h]
1	Stacja gazowa Poznań Gdyńska I	Poznań Gdyńska	1972	45 000
2	Stacja gazowa Poznań Gdyńska II	Poznań Gdyńska	2005	45 000
3	Staja gazowa Poznań Głogowska	Poznań Głogowska	1991 / 2013	60 000
4	Stacja gazowa Tulce	Tulce	2004	6 300
5	Stacja gazowa Zalasewo	Zalasewo	2000	20 000
6	Stacja gazowa Przeźmierowo	Przeźmierowo	1995	12 000
7	Stacja gazowa Suchy Las (Złotniki)	Suchy Las	1995	8 000
8	Stacja gazowa Radojewo	Radojewo	1997	600
			SUMA	**196 900**

Źródło: OGP GAZ – SYSTEM S.A.

Jedynie dwie spośród wymienionych wyżej stacji zlokalizowane są na terenie Miasta Poznania, jednakże wszystkie biorą udział w zasilaniu miasta w gaz ziemny.

W tabeli 6-3 zostały przedstawione maksymalne godzinowe przepływy gazu ziemnego w latach 2009–2013 na stacjach SRP I stopnia, zlokalizowanych w Poznaniu oraz jego okolicy, uczestniczących w zaopatrzeniu miasta w gaz ziemny. Natomiast na wykresie 6-1 przedstawiono udział poszczególnych stacji redukcyjno-pomiarowych I stopnia w zasilaniu miasta w gaz ziemny.

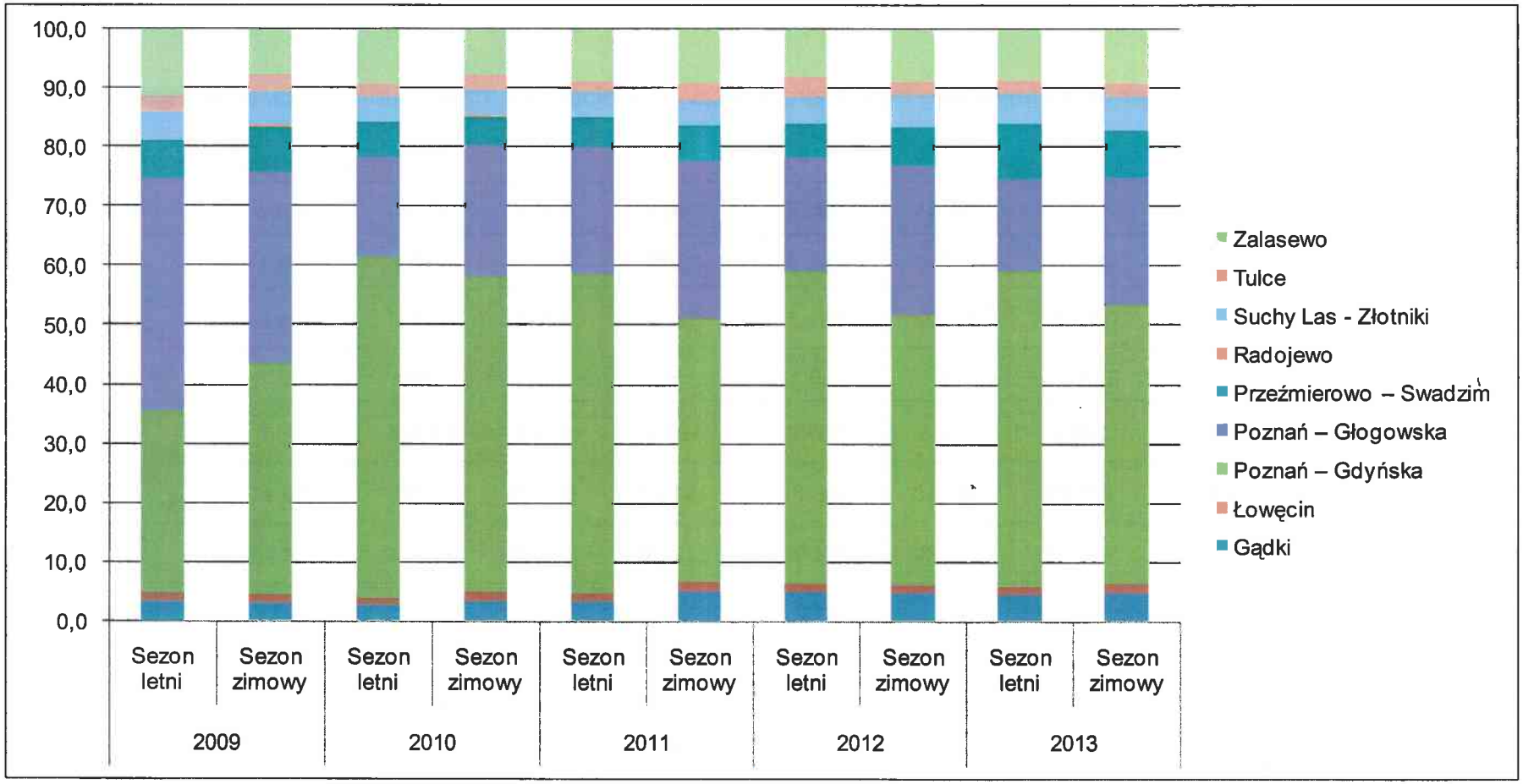
Tabela 6-3 Zestawienie maksymalnych godzinowych przepływów gazu ziemnego na stacjach I stopnia w latach 2009-2013 [m^3/h]

Lp.	Nazwa stacji	Maksymalne godzinowe przepływy gazu ziemnego [m^3/h]									
		2009		2010		2011		2012		2013	
		Sezon letni	Sezon zimowy	Sezon letni	Sezon zimowy	Sezon letni	Sezon zimowy	Sezon letni	Sezon zimowy	Sezon letni	Sezon zimowy
1	Gądki	2 220	4 349	1 630	4 193	2 131	5 897	3 424	5 507	3 800	4 908
2	Łowęcin	1 070	2 263	750	2 000	892	1 911	977	2 031	1 347	1 756
3	Poznań – Gdyńska	21 238	60 548	36 097	67 277	35 718	52 783	36 025	55 657	47 871	49 340
4	Poznań – Głogowska	26 932	49 971	10 555	27 751	14 208	31 536	13 227	30 854	13 863	22 643
5	Przeźmierowo – Swadzim	4 582	12 053	3 659	6 476	3 496	7 134	3 853	8 064	8 249	8 344
6	Radojewo	0	500	0	8	0	0	0	0	0	0
7	Suchy Las - Złotniki	3 455	9 015	2 748	5 189	2 685	5 174	3 056	6 575	4 703	5 919
8	Tulce	1 725	4 246	1 262	3 262	1 147	3 216	2 401	2 728	2 000	2 627
9	Zalasewo	7 924	12 125	5 945	9 900	5 986	11 054	5 508	10 877	7 772	9 586

Źródło: PSG Sp. z o.o. Oddział w Poznaniu

Z powyżej przedstawionych danych wynika, że stacje nie wykorzystują swojej całkowitej przepustowości, istnieją więc znaczne rezerwy.

Wykres 6-1 Udział poszczególnych stacji SRP I° w zasilaniu miasta Poznania w gaz ziemny – 2009–2013 r. [%]



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PSG Sp. z o.o. Oddział w Poznaniu

Jak widać na powyższym wykresie, największe znaczenie dla miasta, ze względu na zaopatrzenie odbiorców w gaz ziemny, ma stacja Poznań – Gdyńska. W 2009 r. jej udział w zasilaniu miasta wynosił ok. 31% w sezonie letnim i 40% w zimie, obecnie wzrósł do ok. 50% (53% - lato, 47% - zima). Natomiast udział stacji Poznań Głogowska zmalał od 2009 r. z ok. 39% do 15,5% w sezonie letnim i z 32% do 22% w sezonie zimowym. Udział pozostałych stacji nie ulegał większym zmianom na przestrzeni ostatnich lat. Najmniejszy wpływ na zasilanie miasta w gaz ziemny niezmiennie mają stacje – Łowęcin, Tulce, Suchy Las oraz Gądki, natomiast stacja Radojewo od 2011 r. w ogóle nie bierze udziału w zasilaniu miasta.

W tabeli 6-4 przedstawiono zmiany, które nastąpiły w zakresie stacji redukcyjno-pomiarowych I stopnia i ich przepustowości w latach 2000, 2009 (lata bazowe z wcześniejszych „Założeń...") oraz 2013.
Od 2000 r. nastąpiły zmiany w przepustowości poniższych stacji:

- Poznań Gdyńska – zwiększenie przepustowości z 50 000 na 90 000 m^3/h;
- Poznań Głogowska – zwiększenie przepustowości z 50 000 na 60 000 m^3/h;
- Tulce – zwiększenie przepustowości z 3 200 na 6 300 m^3/h;
- Suchy Las – od 2009 r. zmniejszenie przepustowości z 12 000 na 8 000 m^3/h;
- Rokietnica – przepustowość stacji nie wykorzystywana do zasilania miasta.

Tabela 6-4 Charakterystyka techniczna stacji SRP I stopnia na terenie Poznania – porównanie w latach 2000, 2009, 2013

Nazwa stacji	Przepustowość stacji [m^3/h]			Obciążenie stacji / rezerwy przepustowości			
						2013	
	2000 *	2009 **	2013 ***	2000 *	2009 **	Sezon letni	Sezon zimowy
Poznań - Gdyńska	50 000	90 000	90 000	b.d.	≤ 20 %	~47%	~45%
Poznań - Głogowska	50 000	60 000	60 000	b.d.	20 ÷ 40 %	~77%	~62%
Przeźmierowo	12 000	12 000	12 000	b.d.	20 ÷ 40 %	~31%	~30%
Radojewo	600	600	600	b.d.	≤ 20 %	100%	100%
Rokietnica	8 000	8 000	8 000	b.d.	20 ÷ 40 %	-	-
Suchy Las	12 000	12 000	8 000	b.d.	20 ÷ 40 %	~41%	26%
Tulce	3 200	6 300	6 300	b.d.	≤ 20 %	~68%	~58%
Zalasewo	20 000	20 000	20 000	b.d.	20 ÷ 40 %	~61%	~52%
SUMA	**155 800**	**208 900**	**196 900**				

** - dane z „Projektu założeń do planu zaopatrzenia...." 2001 r.*
*** - dane z „Aktualizacji założeń do planu zaopatrzenia..." 2011 r.*
**** - OGP GAZ-SYSTEM S.A.*

Zadania inwestycyjne zrealizowane przez eksploatatora sieci

Uzgodniony przez Prezesa URE „Plan Rozwoju Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ–SYSTEM S.A. na okres od 1 maja 2009 do 30 kwietnia 2014 roku" zakładał modernizację stacji gazowej Poznań Głogowska - zadanie to zostało zrealizowane w 2013 roku.

Ocena systemu źródłowego zasilania miasta w gaz ziemny

System gazowniczy zasilający miasto Poznań nie budzi zastrzeżeń. Lokalizacja stacji gazowych I stopnia jest odpowiednia, aby doprowadzić gaz ziemny do odbiorców zlokalizowanych w różnych częściach miasta.

Stacje redukcyjno-pomiarowe I stopnia zasilające miasto Poznań w gaz ziemny mają rezerwy przepustowości wystarczające, aby pokryć zapotrzebowanie na gaz zarówno odbiorców istniejących, jak i nowych, gdyby zaistniała taka potrzeba.

W przypadku pojawienia się zapotrzebowania na gaz z przesyłowej sieci gazowej wysokiego ciśnienia przez potencjalnych klientów, warunki odbioru gazu będą uzgadniane pomiędzy stronami i będą zależały od szczegółowych warunków technicznych i ekonomicznych uzasadniających rozbudowę sieci przesyłowej. Równocześnie techniczne warunki rozwoju systemu przesyłowego określane są przez Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. w zależności od zgłoszeń zapotrzebowania na gaz przez potencjalnych klientów.

6.2.2 System dystrybucji gazu na terenie miasta

Sieć gazowa dystrybucyjna na terenie miasta Poznania jest bardzo dobrze rozbudowana. Odbiorcy zaopatrywani są w gaz ziemny poprzez sieci gazowe średnio- oraz niskoprężne. Gaz ziemny jest doprowadzany z gazociągów wysokiego ciśnienia do stacji redukcyjno-pomiarowych I stopnia, które zasilają sieci średniego ciśnienia. Poprzez sieci s/c gaz dostarczany jest bezpośrednio do odbiorców, bądź kierowany jest do stacji redukcyjnych lub redukcyjno-pomiarowych II stopnia, skąd po obniżeniu do niskiego ciśnienia, gaz doprowadzany jest do reszty odbiorców.

Sieć gazowa dystrybucyjna średniego ciśnienia jest powiązana z sąsiednimi miejscowościami, m.in.: Swarzędz, Tulce, Koziegłowy, Suchy Las, Rokietnica, Przeźmierowo, Plewiska i Luboń.

Sieć dystrybucyjna średnioprężna zasilana jest z poszczególnych stacji redukcyjno-pomiarowych I stopnia, zlokalizowanych na obszarze miasta, bądź w jego bliskim sąsiedztwie:

- północna część miasta – sieć zasilana ze stacji Radojewo oraz Suchy Las;
- zachodnia część miasta – sieć zasilana ze stacji Przeźmierowo oraz Poznań - Głogowska;
- południowa część miasta – sieć częściowo zasilana ze stacji Poznań – Głogowska oraz powiązana z sąsiednimi miejscowościami;
- wschodnia część miasta – sieć zasilana ze stacji Tulce, Zalasewo oraz Poznań – Gdyńska I i II.

Według danych PSG Sp. z o.o. obszar miasta Poznania jest zgazyfikowany w niemalże 75%, jednak na terenie miasta występują również obszary, nie mające dostępu do gazu sieciowego. Obszary te zlokalizowane są w dzielnicach Nowe Miasto, Stare Miasto, Jeżyce oraz Grunwald.

Części miasta, w których nie jest prowadzona działalność dystrybucyjna gazu (w nawiasach podano oznaczenie jednostki bilansowej, do której należy obszar):

- Nowe Miasto – Antonin (ZII), Biała Góra, Główieniec (ZII), Łączny Młyn, Olszak (ZIII), Sypniewo (ZIV);

- Stare Miasto – Naramowickie Osiedle (ZI), Nowa Wieś Dolna (B8) oraz Górna (B10), Różany Potok;
- Suchy Las (B3), Wielkie.

6.2.3 Sieci gazowe średniego i niskiego ciśnienia

Łączna długość sieci średniego ciśnienia wraz z przyłączami wynosi około 860 km, natomiast niskiego ciśnienia wraz z przyłączami – ok. 1080 km. Łączny przyrost sieci gazowej dystrybucyjnej w mieście w latach 2009-2013 wyniósł prawie 40 km, natomiast liczba przyłączy wzrosła o 1795 sztuk.

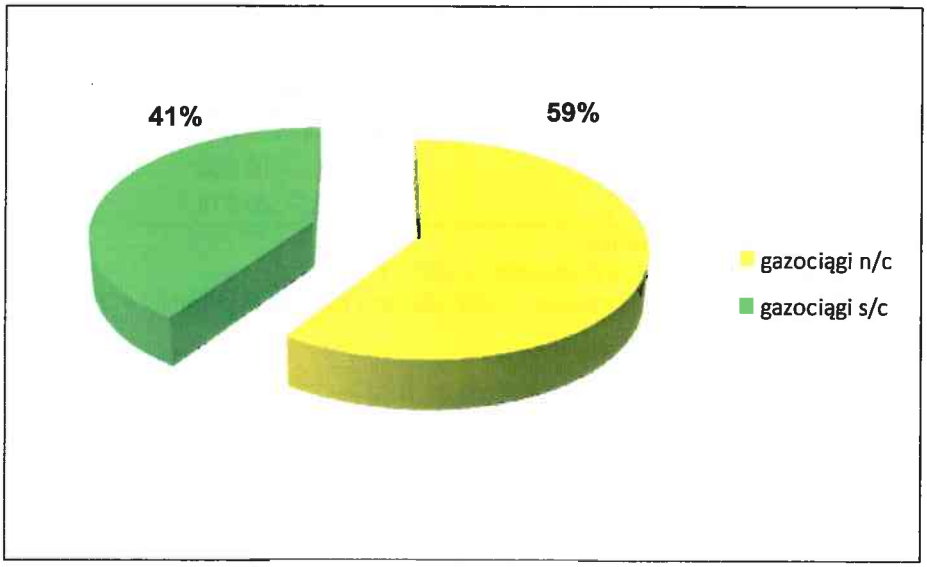
W poniższych tabelach przedstawiono długość sieci gazowej oraz przyłączy w latach: 2000, 2009-2013.

Tabela 6-5 Długość gazociągów PSG na terenie miasta bez czynnych przyłączy gazowych [km]

Rok	Ogółem
2000	**1 110 ***
2009	**1 223 ****
2010	1 232 ***
2011	1 240 ***
2012	1 252 ***
2013 (stan na 31.12.2013 r.)	**1 262**, w tym: sieć n/c – 749,3 sieć s/c – 513,0

Źródło: PSG Sp. z o.o. Oddział w Poznaniu
** - „Projekt założeń … dla obszaru miasta Poznania" – 2001 r.*
*** - „Aktualizacja założeń do planu zaopatrzenia … dla obszaru miasta Poznania" – 2011 r.*
**** - dane z GUS*

Wykres 6-2 Udział procentowy długości gazociągów średniego i niskiego ciśnienia – stan na 31.12.2013r.



Wykres 6-3 Zmiana długości gazociągów w latach 2009 - 2013

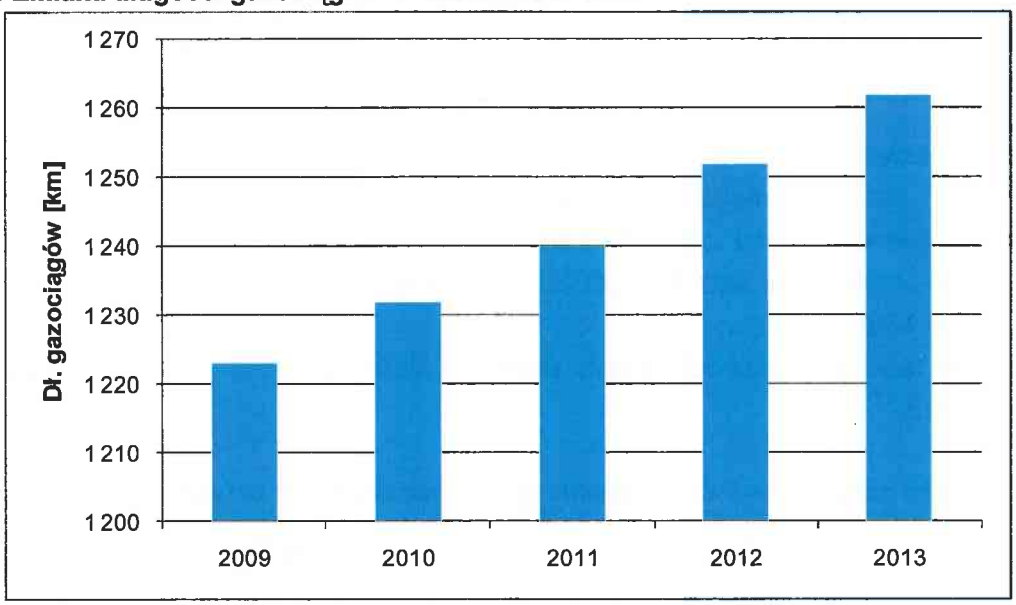


Tabela 6-6 Długość czynnych przyłączy gazowych [km]

Rok	Ogółem	Podział ze względu na ciśnienie	
		niskie	średnie
2013	675,7	330,5	345,2

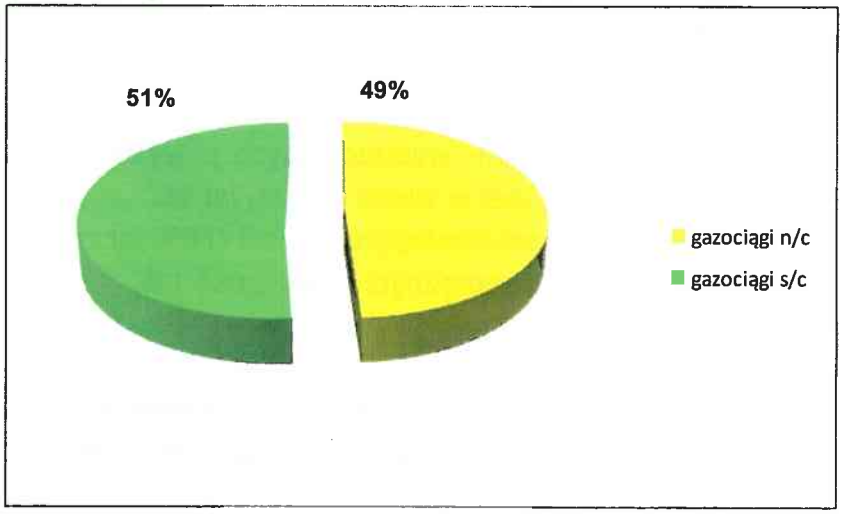
Źródło: PSG sp. z o.o. Oddział w Poznaniu

Tabela 6-7 Ilość czynnych przyłączy gazowych [szt.]

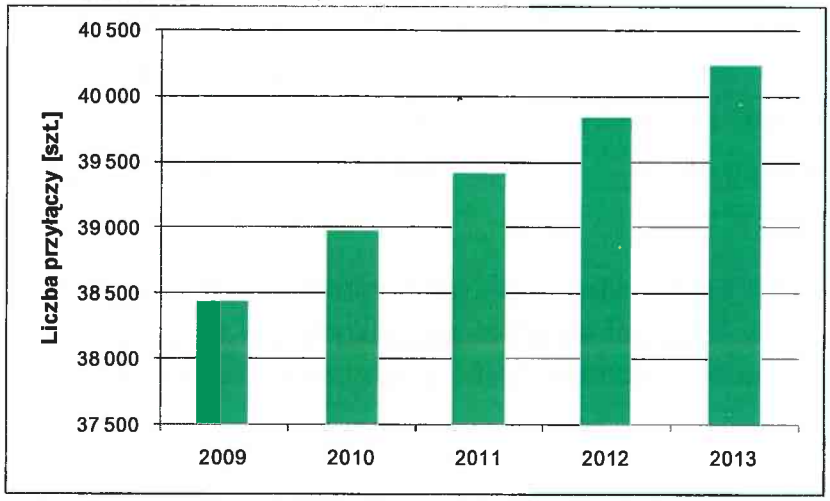
Rok	Ogółem
2000	**32 317 ***
2009	**38 446 ****
2010	38 985 ***
2011	39 420 ***
2012	39 848 ***
2013 (stan na 31.12.2013 r.)	**40 241**, w tym: sieć n/c – 19 630 sieć s/c – 20 611

Źródło: PSG Sp. z o.o. Oddział w Poznaniu
** - „Projekt założeń … dla obszaru miasta Poznania" – 2001 r.*
*** - „Aktualizacja założeń do planu zaopatrzenia … dla obszaru miasta Poznania" – 2011 r.*
**** - dane z GUS*

Wykres 6-4 Udział procentowy ilości przyłączy gazowych – stan na 31.12.2014r.



Wykres 6-5 Zmiana liczby przyłączy gazowych w mieście w latach 2009 – 2013



Zarówno długość sieci, jak i liczba przyłączy, stopniowo wzrasta. Od 2000 roku przybyły 152 km sieci gazowej dystrybucyjnej oraz 7 924 przyłącza. Od czasu ostatniej „Aktualizacji..." przybyło 39 km sieci dystrybucyjnej oraz 1 795 przyłączy.

Gazociągi wraz z przyłączami w sieci dystrybucyjnej w Poznaniu i jego sąsiedztwie (Rejony Dystrybucji Gazu: Poznań Północ / Południe / Wschód, które obejmują obszar miasta Poznania oraz części gmin sąsiadujących z miastem) wykonane są w większości z polietylenu, jednakże wciąż duża część sieci wykonana jest ze stali. Sieci gazowe z PE stanowią ok. 63% całości, natomiast ze stali – ponad 35%. Niewielki odcinek sieci dystrybucyjnej wykonany jest z żeliwa – 1,4% łącznej długości sieci.

Tabela 6-8 Struktura przyrostu długości poszczególnych rodzajów sieci gazowych (RDG Poznań Płn., Płd., Wsch.) [km] – dane za 2013 r.

	Gazociągi	Przyłącza	Gazociągi + Przyłącza
Sieci stalowe	1 211,5	469,3	1 680,8
Sieci PE	1 921,2	1 079,9	3 001,1
Sieci żeliwne	45,2	21,0	66,2
Ogółem	**3 177,9**	**1 570,2**	**4 748,1**

Źródło: PSG Sp. z o.o. Oddział w Poznaniu

Profil wiekowy sieci dystrybucyjnej przedstawia się następująco:

- 61% sieci jest w wieku do 20 lat,
- 39% sieci ma ponad 20 lat.

Zaledwie 16% sieci dystrybucyjnej zostało wybudowanych powyżej 30 lat temu, natomiast prawie połowa długości sieci – 44% - jest w wieku poniżej lat 15.
Sieci gazowe średniego ciśnienia w przeważającej części (70% łącznej długości sieci) ma poniżej 20 lat. W przypadku sieci niskoprężnych większość (ok. 58% długości sieci) ma powyżej 20 lat.

W poniższej tabeli przedstawiono zmiany jakie nastąpiły w zakresie średniorocznych przyrostów długości sieci oraz ilości przyłączy do sieci gazowej, dla okresów: 2000 -2009 oraz 2009 - 2013.

Tabela 6-9 Średnioroczny przyrost długości gazociągów oraz liczby przyłączy dla okresów: 2000-2009 oraz 2009-2013

	2000 - 2009	2009 - 2013
Roczny przyrost długości sieci dystrybucyjnej [km]	12,6	9,8
Roczny przyrost liczby przyłączy [szt.]	681	449

Źródło: opracowanie własne

W latach 2000–2009 średni roczny przyrost infrastruktury gazowniczej był większy niż w okresie 2009–2013. Przyrost długości gazociągów był średnio o niecałe 3 km większy niż w późniejszych latach, natomiast liczba przyłączy wzrastała średnio o 232 szt. w ciągu roku.

Analizując powyższe dane można stwierdzić, że dynamika rozwoju sieci gazowej maleje z upływem lat – przyrost długości sieci dystrybucyjnej gazu zmniejszył się o 22%, natomiast przyrost liczby przyłączy gazowych na terenie miasta obniżył się o 34%.

6.2.4 Stacje redukcyjno-pomiarowe II stopnia

W poniższej tabeli scharakteryzowano sieciowe stacje redukcyjno-pomiarowe II stopnia, występujące na terenie Miasta Poznania, eksploatowane przez PSG. Łączna przepustowość tych stacji wynosi 132,7 tys. Nm^3/h. W Poznaniu znajdują się także stacje przemysłowe - ich łączna przepustowość wynosi 34,3 tys. Nm^3/h. Sumaryczna przepustowość wszystkich stacji gazowych – sieciowych oraz przemysłowych – wynosi ok. 167 tys. Nm^3/h. Na terenie miasta zlokalizowanych jest 88 stacji sieciowych oraz 119 stacji przemysłowych i strategicznych, łącznie 207 stacji.

Tabela 6-10 Wykaz stacji sieciowych II stopnia zlokalizowanych na terenie Miasta Poznania

L.p.	Rejon Dystrybucji Gazu	Lokalizacja / Ulica	Przepustowość stacji [Nm^3/h]	Rok budowy / przebudowy	Rodzaj stacji	Istniejąca rezerwa (lato/zima)
1	P-ń Wsch.	Piotrowo (Głuszyna)	600 / 2 800	1978 / 2001 / 2006	redukcyjna	70% / 10%
2	P-ń Wsch.	Strzeleckiego	600	1989	redukcyjna	70% / 10%
3	P-ń Wsch.	Głuszyna II	300 (700)	1993	redukcyjna	70% / 10%
4	P-ń Wsch.	Oświęcimska	3 000	1978/2002	redukcyjna	70% / 10%

L.p.	Rejon Dystrybucji Gazu	Lokalizacja / Ulica	Przepustowość stacji [Nm³/h]	Rok budowy / przebudowy	Rodzaj stacji	Istniejąca rezerwa (lato/zima)
5	P-ń Wsch.	Sandomierska	280	1993	redukcyjna	70% / 10%
6	P-ń Wsch.	Os. Orła Białego	2 000	1978	redukcyjna	70% / 10%
7	P-ń Wsch.	Falista	1 600	1994	redukcyjna	70% / 10%
8	P-ń Wsch.	Forteczna	600	1987	redukcyjna	70% / 10%
9	P-ń Wsch.	Zamenhoffa	3 000	1996	red.pom.	70% / 10%
10	P-ń Wsch.	Piłsudskiego	3 000	1996	red.pom.	70% / 10%
11	P-ń Wsch.	Kamieńska	600	1989	redukcyjna	70% / 10%
12	P-ń Wsch.	Ludosławy	600	2013	redukcyjna	70% / 10%
13	P-ń Wsch.	Piaśnicka (os. Czecha)	3 000	1977/2002	redukcyjna	70% / 10%
14	P-ń Wsch.	Gołężycka 95	2 500	brak danych/2001	pomiarowa	70% / 10%
15	P-ń Wsch.	Kórnicka (Most Rocha)	1 200	2002	redukcyjna	70% / 10%
16	P-ń Wsch.	Berdychowo – Piotrowo 3a 1/5	200	2005	pomiarowa	70% / 10%
17	P-ń Wsch.	Szwajcarska 22a	6 000	2005	pomiarowa	70% / 10%
18	P-ń Wsch.	Gabszewicza	300	2007/2011	redukcyjna	70% / 10%
19	P-ń Wsch.	Kobylepole 28	200	2012	pomiarowa	70% / 10%
20	P-ń Płd.	Św. Jerzego	3 000	brak danych/2004	redukcyjna	70% / 10%
21	P-ń Płd.	Kalinowa	3 000	1964/1996	redukcyjna	70% / 10%
22	P-ń Płd.	Klin Dębiecki	600 / 1 200	1980/2006	redukcyjna	70% / 10%
23	P-ń Płd.	Wrońskiego	5 000	brak danych/2004	redukcyjna	70% / 10%
24	P-ń Płd.	Wyspiańskiego	3 200	1993	redukcyjna	70% / 10%
25	P-ń Płd.	Jugosłowiańska	3 000	1959/1996	redukcyjna	70% / 10%
26	P-ń Płd.	Arciszewskiego	3 000	1997	redukcyjna	70% / 10%
27	P-ń Płd.	Miczurina	1 500	brak danych/2005	redukcyjna	70% / 10%
28	P-ń Płd.	Grobelnego	1 600	1991	redukcyjna	70% / 10%
29	P-ń Płd.	Krokusowa	1 600	1990	redukcyjna	70% / 10%
30	P-ń Płd.	Sieradzka	1 600	1988	redukcyjna	70% / 10%
31	P-ń Płd.	Galileusza	1 200	1973	redukcyjna	nieczynna
32	P-ń Płd.	Leśmiana	600	1990	redukcyjna	70% / 10%
33	P-ń Płd.	Brzechwy	1 600	1990	redukcyjna	70% / 10%
34	P-ń Płd.	Szeherezady	1 600	1993	redukcyjna	70% / 10%
35	P-ń Płd.	Piwoniowa	280	1994	redukcyjna	70% / 10%
36	P-ń Płd.	Czechosłowacka	280	1993	redukcyjna	70% / 10%
37	P-ń Płd.	Szamotulska/Marcelińska	300	1996	redukcyjna	70% / 10%
38	P-ń Płd.	Arciszewskiego 25	400	brak danych/1999	pomiarowa	70% / 10%
39	P-ń Płd.	Kordeckiego 1/Sielska	1 000	brak danych/1999	pomiarowa	70% / 10%
40	P-ń Płd.	Olszynka 8	300	brak danych/1999	pomiarowa	70% / 10%
41	P-ń Płd.	Hetmańska 60	500	brak danych/1999	pomiarowa	70% / 10%
42	P-ń Płd.	Bukowska 285	290	2001	red.pom.	70% / 10%
43	P-ń Płd.	Zgorzelecka 4	200	2006	pomiarowa	70% / 10%
44	P-ń Płd.	Wołczyńska 18	160	2007	pomiarowa	70% / 10%
45	P-ń Płd.	Głogowska 429	630	2001	pomiarowa	70% / 10%
46	P-ń Płn.	Nadolnik	2 000	1996	redukcyjna	70%-30%

L.p.	Rejon Dystrybucji Gazu	Lokalizacja / Ulica	Przepustowość stacji [Nm^3/h]	Rok budowy / przebudowy	Rodzaj stacji	Istniejąca rezerwa (lato/zima)
47	P-ń Płn.	Czekalskie	2 000	1978/1996	redukcyjna	70%-30%
48	P-ń Płn.	Krańcowa	1 600	1994	redukcyjna	70%-30%
49	P-ń Płn.	Garbary	3 000	1997	redukcyjna	70%-30%
50	P-ń Płn.	Naramowicka	3 000	brak danych/2011	redukcyjna	70%-30%
51	P-ń Płn.	Naramowicka	1 200	1976/2002	redukcyjna	70%-30%
52	P-ń Płn.	Wachowiaka	600	1984	redukcyjna	70%-30%
53	P-ń Płn.	Os. Wichrowe Wzgórza	1 200	1978	redukcyjna	70%-30%
54	P-ń Płn.	Al. Niepodległości	4 000	1960/1994	redukcyjna	70%-30%
55	P-ń Płn.	Grobla 10	4 000	2013	redukcyjna	70% / 10%
56	P-ń Płn.	Opieńskiego	1 500	1989	redukcyjna	70%-30%
57	P-ń Płn.	Umultowska	1 200 / 1 200	brak danych/2008	redukcyjna	70% / 10%
58	P-ń Płn.	Os. Jana III Sobieskiego	1 500	1979	redukcyjna	70%-30%
59	P-ń Płn.	Strzeszyńska	2 000	1990/2006	redukcyjna	70%-30%
60	P-ń Płn.	Kajki	4 000	1976/2002	redukcyjna	70%-30%
61	P-ń Płn.	Winiary	3 000	1995/2004	redukcyjna	70%-30%
62	P-ń Płn.	Biskupińska	600	1994/2009	redukcyjna	70% / 10%
63	P-ń Płn.	Człuchowska	1 600	1995	redukcyjna	70%-30%
64	P-ń Płn.	Nowokramska	2 000	1990	redukcyjna	70% - 30%
65	P-ń Płn.	Nad Miedzą(Baranowo)	600	1984	redukcyjna	70% / 10%
66	P-ń Płn.	Wejherowska	600	1985	redukcyjna	70% - 30%
67	P-ń Płn.	Dąbrowskiego	1 500	1991	redukcyjna	70% - 30%
68	P-ń Płn.	Polska	3 000	1995/2002	redukcyjna	70% - 30%
69	P-ń Płn.	Karolin	300	1986	redukcyjna	70% - 30%
70	P-ń Płn.	Szyperska 14	3 000	1997	redukcyjna	70% - 30%
71	P-ń Płn.	Gieburowskiego	600	1977/1997	redukcyjna	70% - 30%
72	P-ń Płn.	Łagowska	1 600	1998	redukcyjna	70% - 30%
73	P-ń Płn.	Sucholeska	3 000	1999	redukcyjna	70% - 30%
74	P-ń Płn.	Warszawska/Bnińska	280	1997	redukcyjna	70% - 30%
75	P-ń Płn.	Stróżyńskiego	600	brak danych/2000	redukcyjna	70% - 30%
76	P-ń Płn.	Karpia 33	300	2000	pomiarowa	70% / 10%
77	P-ń Płn.	Szpitalna 14 (17A)	400	brak danych/1998	pomiarowa	70% - 30%
78	P-ń Płn.	Bałtycka 48	1 200	2001	pomiarowa	70% - 30%
79	P-ń Płn.	Bałtycka 6	400	1996	pomiarowa	70% - 30%
80	P-ń Płn.	Gnieźnieńska 33	630	2004	pomiarowa	70% / 10%
81	P-ń Płn.	Solna (przy ul. Działowej)	3 000	2004	redukcyjna	70% - 30%
82	P-ń Płn.	Solna (przy ul. Kościuszki)	3 000	2004	redukcyjna	70% - 30%
83	P-ń Płn.	Karpia 27C	200	2008	pomiarowa	70% / 10%
84	P-ń Płn.	Czorsztyńska/Chochołowska	300	2008	redukcyjna	70% - 30%
85	P-ń Płn.	Bałtycka 61	630	2008	pomiarowa	70% / 10%
86	P-ń Płn.	św. Wincentego 12	400	2008	pomiarowa	70% / 10%
87	P-ń Płn.	Muszyńska	600	2010	red.pom.	70% - 30%
88	P-ń Płn.	Strzeszyńska 38/42	500	2013	pomiarowa	70% - 30%

Źródło: PSG Sp. z o.o. Oddział w Poznaniu

Według oceny eksploatatora sieci, stan techniczny wszystkich stacji gazowych II stopnia jest dobry. Stacje posiadają znaczne rezerwy przepustowości (zwłaszcza w okresie letnim). Największą przepustowością charakteryzują się następujące stacje sieciowe:

- Szwajcarska 22a – 6 000 Nm^3/h – stacja pomiarowa – zlokalizowana we wschodniej części miasta, w dzielnicy Nowe Miasto;
- Wrońskiego – 5 000 Nm^3/h – stacja redukcyjna – zlokalizowana w dzielnicy Górczyn (część południowa);
- Al. Niepodległości, Grobla 10 – 4 000 Nm^3/h – stacje redukcyjne – zlokalizowane w centrum miasta (Stare Miasto, Chwaliszewo);
- Kajki – 4 000 Nm^3/h – stacja redukcyjna – dzielnica Ogrody w pobliżu centrum miasta.

W poniższej tabeli zestawiono zakres zmian, jakie nastąpiły w ilości oraz przepustowości stacji gazowych II stopnia w latach 2000, 2009 oraz 2013.

Tabela 6-11 Zmiany w ilości oraz przepustowości stacji sieciowych i przemysłowych

	2000 [1]	2009 [2]	2013 [3]
Ilość stacji - sieciowe i przemysłowe [szt.]	118	sieciowe - 65	207 (sieciowe – 88, przemysłowe – 119)
Łączna przepustowość stacji [Nm^3/h]	137 931	sieciowe – 117 320	167 000 (sieciowe – 132 700, przemysłowe – 34 300)

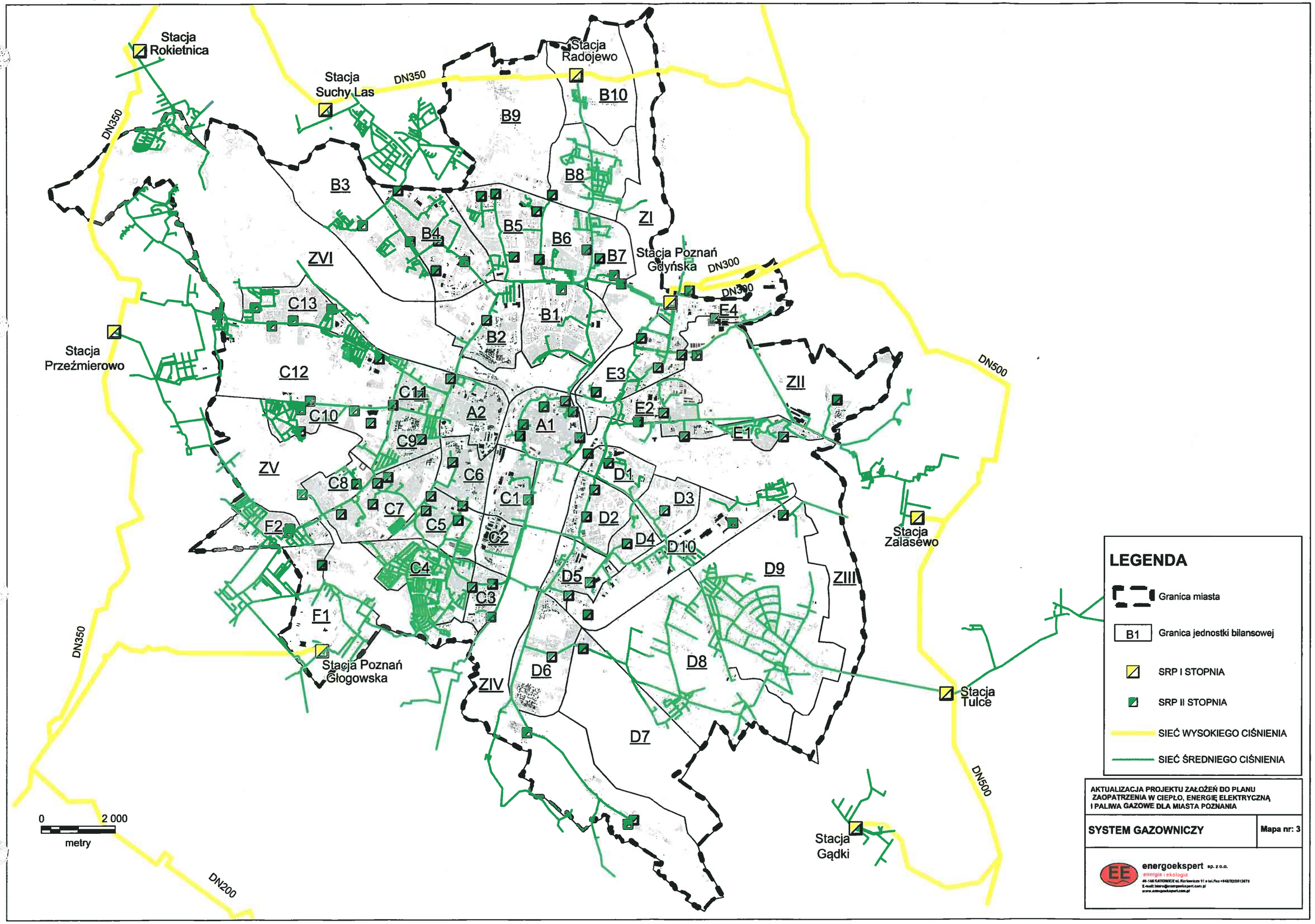
Źródło: 1) „Projekt założeń do planu zaopatrzenia…." 2001 r.
2) „Aktualizacja założeń do planu zaopatrzenia … dla obszaru miasta Poznania" – 2011 r.
3) PSG Sp. z o.o. Oddział w Poznaniu

Powyższe dane wskazują, że dystrybucyjna sieć gazowa na terenie miasta stale się rozwija. Od 2000 roku liczba stacji gazowych II stopnia wzrosła o 89, natomiast łączna przepustowość stacji zwiększyła się o 28,5 tys. Nm^3/h.

6.2.5 Ocena systemu dystrybucji gazu będącego w eksploatacji PSG

Gazowa sieć dystrybucyjna na przedmiotowym obszarze jest bardzo dobrze rozbudowana. Stacje redukcyjne oraz redukcyjno-pomiarowe II stopnia są w dobrym stanie technicznym, a ich rezerwy przepustowości są wystarczające, aby pokryć potrzeby odbiorców istniejących, jak i potencjalnych nowych klientów. Stan sieci w systemie dystrybucji gazu jest dobry, większość sieci jest wykonana z PE i ma poniżej 20 lat.

Zdaniem eksploatatora sieci dystrybucyjnej, na analizowanym obszarze nie występuje zagrożenie dostaw gazu ziemnego. Sieci są zasilane z kilku stacji gazowych wysokiego ciśnienia, a układ pierścieniowy sieci pozwala na ciągłą dostawę gazu. Poziom bezpieczeństwa dostaw gazu jest dobry. W celu zachowania bezpieczeństwa użytkowania sieci gazowych systematycznie podejmowane są działania zmierzające do ich modernizacji.


Stacja Rokietnica
Stacja Suchy Las
DN350
Stacja Radojewo
B10
B9
B8
B3
B4
B5
B6
B7
ZI
Stacja Poznań Gdyńska
DN300
ZVI
C13
B1
E4
B2
Stacja Przeźmierowo
C12
C11
E3
ZII
DN500
C10
A2
A1
E2
E1
C9
ZV
C8
C6
C1
D1
D3
C7
C5
D2
F2
C2
D4
D10
Stacja Zalasewo
C4
D5
D9
ZIII
C3
F1
D8
Stacja Poznań Głogowska
D6
ZIV
Stacja Tulce
D7
DN350
DN200
0
2 000
metry
Stacja Gądki
LEGENDA
Granica miasta
B1
Granica jednostki bilansowej
SRP I STOPNIA
SRP II STOPNIA
SIEĆ WYSOKIEGO CIŚNIENIA
SIEĆ ŚREDNIEGO CIŚNIENIA
AKTUALIZACJA PROJEKTU ZAŁOŻEŃ DO PLANU ZAOPATRZENIA W CIEPŁO, ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ I PALIWA GAZOWE DLA MIASTA POZNANIA
SYSTEM GAZOWNICZY
Mapa nr: 3
energoekspert sp. z o.o.
energia i ekologia

6.3 Charakterystyka odbiorców i zużycie gazu

Można wyróżnić następujące sposoby użytkowania paliw gazowych:

- wytwarzanie ciepła, obejmujące następujące kategorie:
  - ogrzewanie;
  - przygotowanie ciepłej wody użytkowej;
  - wytwarzanie ciepła (w postaci gorącej wody lub pary) dla celów technologicznych;
- przygotowanie posiłków;
- cele bezpośrednio technologiczne, które mogą zostać rozbite na:
  - zużycie bezpośrednie jako paliwa, tj. bez pośrednictwa takich nośników jak woda czy para wodna (np. paleniska kuchenne, nagrzewnice do metalu, wanny szklarskie, ale także piece piekarnicze);
  - zużycie jako surowca chemicznego.

Zużycie gazu bezpośrednio na cele technologiczne nie jest uwzględniane w bilansie potrzeb cieplnych miasta.

Najliczniejszą grupą odbiorców gazu w mieście są gospodarstwa domowe. Stanowią ok. 97% wszystkich użytkowników paliwa gazowego w mieście. Również zużycie gazu jest największe w grupie gospodarstw domowych – ok. 43% łącznego zużycia w mieście. Niewiele mniej wynosi zużycie paliwa gazowego wśród odbiorców przemysłowych – nieco ponad 40% całego zużycia gazu. Zużycie gazu przez użytkowników z grupy „Gospodarstw domowych", którzy wykorzystują gaz w celach grzewczych, wynosi ok. 30% łącznego zużycia.

W poniższych tabelach zestawiono ilość odbiorców oraz wielkości zużycia gazu w rozbiciu dla poszczególnych grup odbiorców w latach 2009-2013.
Jako, że w 2009 roku część odbiorców na terenie miasta była zaopatrywana w gaz ziemny zaazotowany (Ls), wartość zużycia gazu przez tych użytkowników została przeliczona na gaz ziemny wysokometanowy.

Tabela 6-12 Ilość odbiorców gazu w mieście [szt.]

Rok	Rodzaj gazu	Użytkownicy gazu						
		Ogółem	Gospodarstwa domowe		Przemysł	Usługi	Handel	Pozostali
			Ogółem	w tym ogrzewający mieszkania				
2009	E + Ls	182 932	179 118	27 674	933	2 043	820	18
2010	E	181 602	178 385	31 010	840	1 692	666	19
2011	E	180 002	177 425	30 394	565	1 428	568	16
2012	E	180 514	176 505	28 099	686	2 737	559	27
2013	E	178 997	173 280	27 092	997	3 438	1 237	45

Źródło: Obrót Detaliczny Biuro Obsługi Klienta Poznań

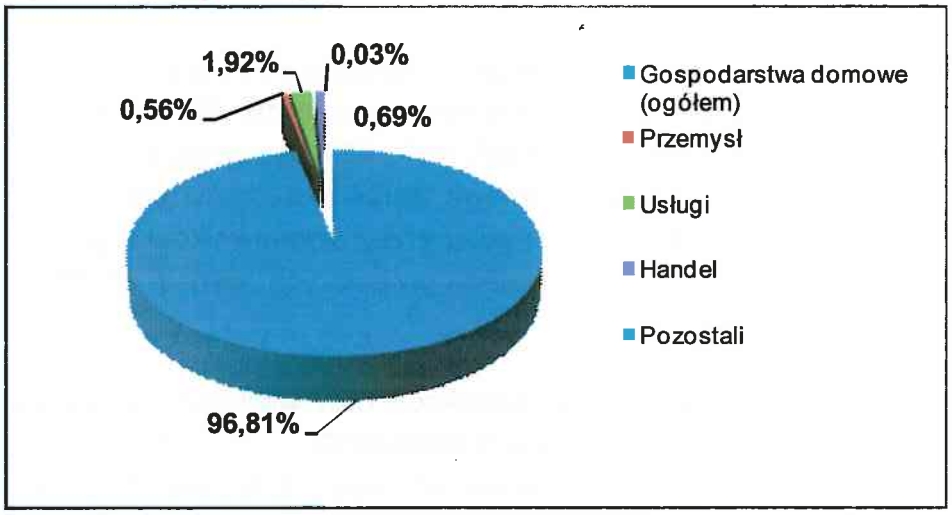
Tabela 6-13 Zużycie gazu [tys. m^3/rok]

Rok	Rodzaj gazu	Użytkownicy gazu						
		Ogółem	Gospodarstwa domowe		Przemysł	Usługi	Handel	Pozostali
			Ogółem	w tym ogrzewający mieszkania				
2009	E *	253 725	107 328	70 282	103 341	30 394	12 411	250
2010	E	285 120	128 070	99 539	116 018	33 260	7 401	371
2011	E	254 066	111 222	90 688	110 702	25 967	5 844	331
2012	E	260 038	112 472	80 403	107 404	34 209	5 291	662
2013	E	261 425	111 909	76 344	104 668	37 095	6 781	972

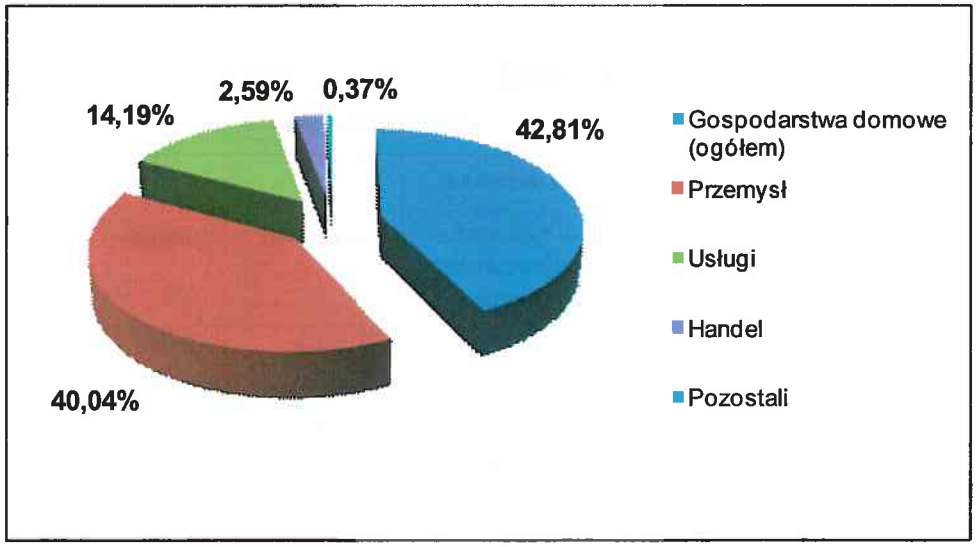
Źródło: Obrót Detaliczny Biuro Obsługi Klienta Poznań
** - E + Ls – w przeliczeniu na E*

Na poniższych wykresach przedstawiono udział procentowy ilości poszczególnych grup odbiorców gazu ziemnego w mieście oraz udział zużycia gazu przez dane grupy w 2013 r.

Wykres 6-6 Udział procentowy ilości poszczególnych grup odbiorców



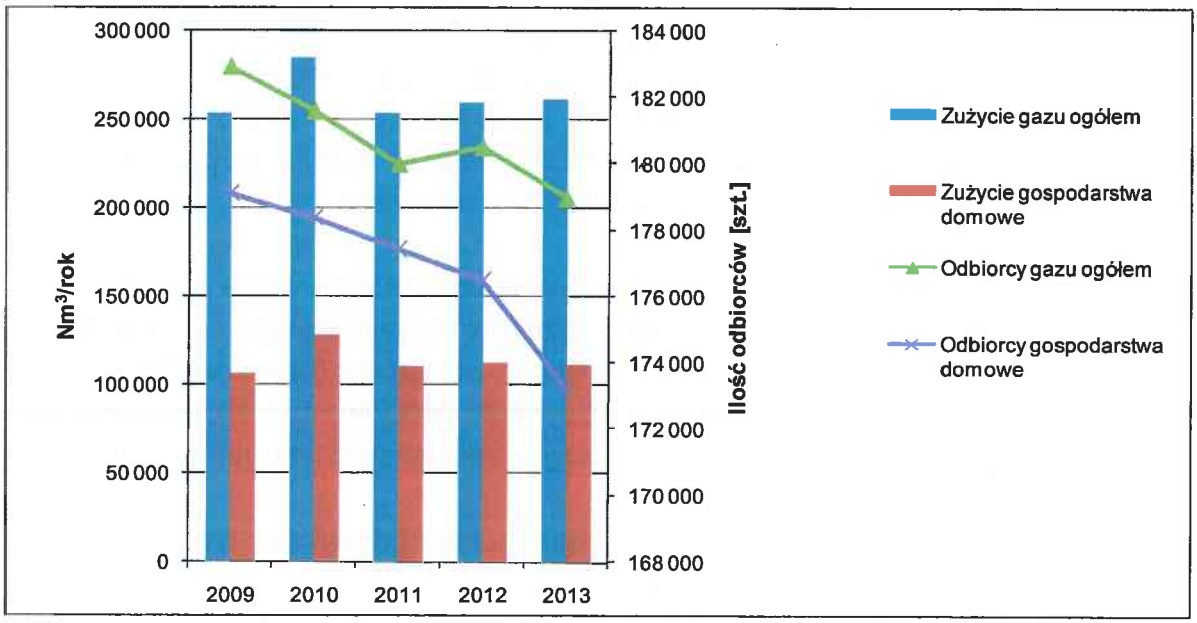
Wykres 6-7 Udział procentowy zużycia gazu przez poszczególne grupy odbiorców



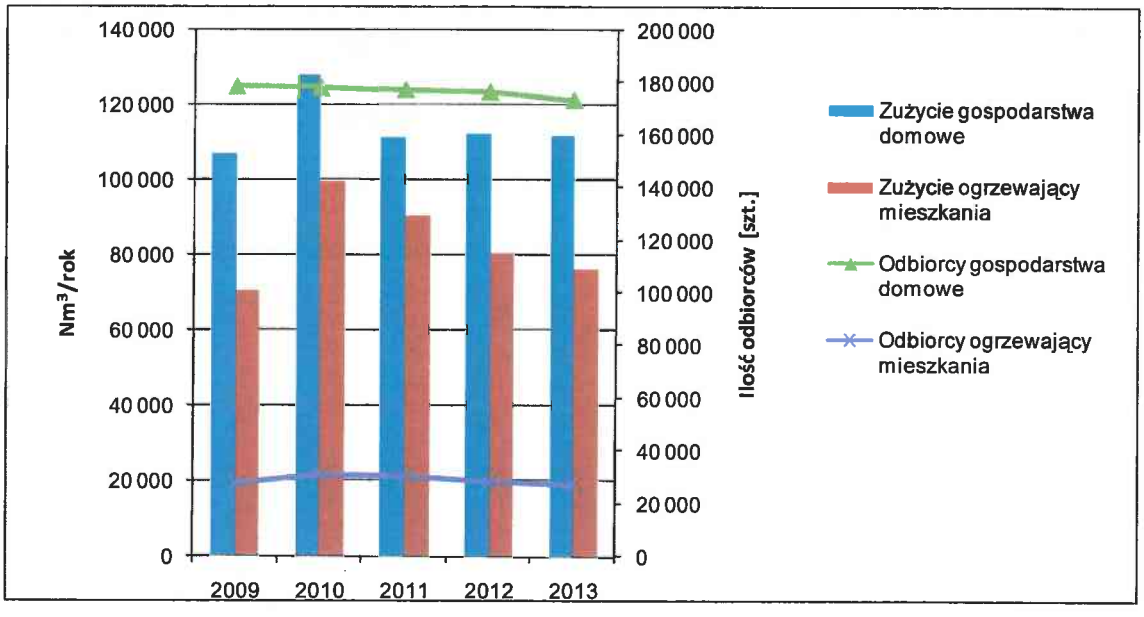
Na przestrzeni lat 2009÷2013 ilość odbiorców gazu ziemnego zmniejszyła się o ok. 2%. W kategorii „Gospodarstwa domowe (ogółem)" zanotowano spadek liczby odbiorców o ponad 3%. O 2% zmniejszyła się liczba użytkowników gazu ogrzewających mieszkania. Odbiorcy, którzy wykorzystują gaz do celów grzewczych stanowią ok. 16% odbiorców z grupy „Gospodarstwa domowe". W grupach odbiorców – „Przemysł", „Usługi", „Handel" i „Pozostali" nastąpiło zwiększenie ilości odbiorców gazu – łącznie przybyło ok. 1900 odbiorców (wzrost liczby użytkowników gazu o prawie 50% w stosunku do 2009 r.).

Na poniższych wykresach przedstawiono skalę i strukturę zmian ilości odbiorców gazu i wielkości jego zużycia dla miasta Poznań w latach 2009 - 2013.

Wykres 6-8 Struktura zmian ilości odbiorców i poziomu zużycia gazu dla miasta Poznań w latach 2009-2013



Wykres 6-9 Struktura zmian ilości odbiorców i poziomu zużycia gazu z grupy gospodarstw domowych dla miasta Poznań w latach 2009-2013



Na przestrzeni lat 2009÷2013 zużycie gazu w mieście zwiększyło się o ok. 3%, mimo spadku liczby odbiorców. W grupie odbiorców „Gospodarstwa domowe (ogółem)" nastąpił wzrost zużycia gazu o ponad 4%, a wśród odbiorców, którzy dodatkowo wykorzystują gaz na potrzeby grzewcze, nastąpił wzrost zużycia o prawie 9%. Mieszkańcy korzystający z gazu kompleksowo zużywają ok. 68% całkowitego zużycia gazu przez odbiorców w kategorii „Gospodarstwa domowe (ogółem)". Wśród użytkowników, należących do kategorii – „Przemysł", „Usługi", „Handel" i „Pozostali" – nastąpił wzrost zużycia gazu o ponad 2% w stosunku do stanu w 2009 r.
Jak widać z powyższych danych, pomimo niewielkiego spadku liczby odbiorców gazu w mieście, zapotrzebowanie na gaz ziemny wzrasta. Największy wzrost zużycia gazu nastąpił w roku 2010, co może mieć związek z warunkami klimatycznymi w sezonie grzewczym. W kategoriach „Przemysł", „Usługi" i „Pozostali" wzrost liczby odbiorców pociągnął za sobą wzrost zużycia gazu, natomiast w grupie „Handel" pomimo znacznego wzrostu liczby użytkowników, zapotrzebowanie na gaz spadło.
U wszystkich odbiorców poziom zużycia gazu jest silnie uwarunkowany zmianami klimatycznymi, szczególnie sezonu grzewczego. W przypadku odbiorców z grup „Przemysł", „Usługi" oraz „Handel" ilość przyłączeń do sieci zależy w dużym stopniu od lokalizacji obiektów w stosunku do istniejącej sieci systemu gazowniczego.

Według danych eksploatatora gazowej sieci dystrybucyjnej przewiduje się stopniowy coroczny wzrost zużycia gazu ziemnego dla odbiorców indywidualnych – ilościowy na poziomie do 3%, szczytowy na poziomie 1,5%. Wśród odbiorców biznesowych wzrost zużycia gazu jest uzależniony od powstawania nowych podmiotów oraz przełączania istniejących (zużywających inne nośniki energii, np. węgiel, olej, propan) na gaz ziemny.

W poniższej tabeli przedstawiono porównanie liczby odbiorców oraz zużycia gazu w mieście w latach 2000, 2009 oraz 2013.

Tabela 6-14 Porównanie liczby odbiorców oraz zużycia gazu w latach 2000, 2009, 2013

	2000 [1)]	**2009** [2)]	**2013** [2)]
Liczba odbiorców ogółem [szt.]	186 232	182 932	178 997
Zużycie gazu ogółem [tys. Nm^3/rok]	244 737 *	253 725	261 425

Źródło: [1)] „Projekt założeń do planu... dla obszaru miasta Poznania" - 2001
[2)] PSG sp. z o.o. Oddział w Poznaniu
** - w 2000 r. odbiorcy zaopatrywani byli w gaz zaazotowany, dlatego wartość zużycia została przeliczona na gaz wysokometanowy*

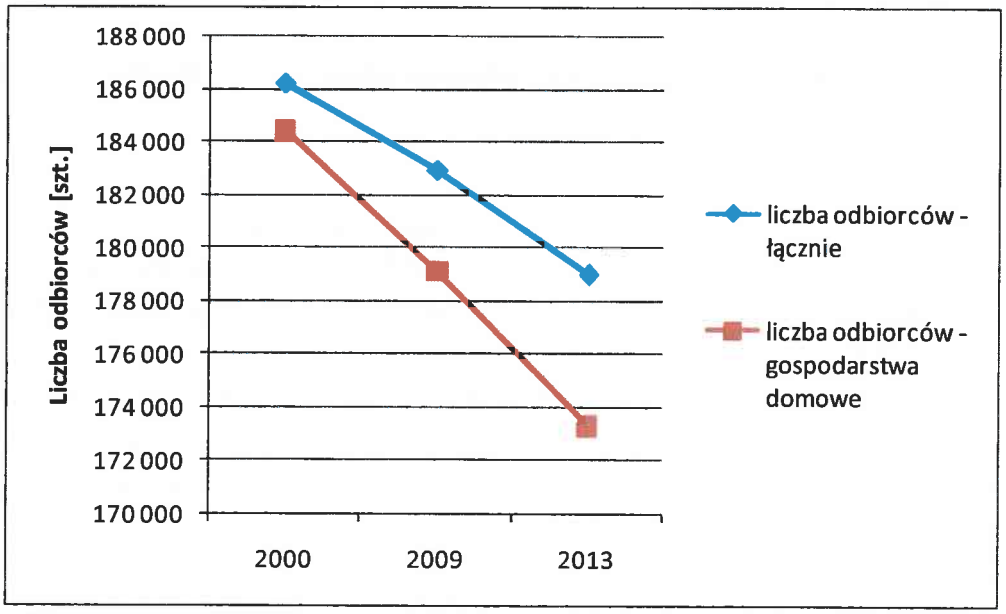
Tabela 6-15 Porównanie liczby odbiorców oraz zużycia gazu w poszczególnych grupach odbiorców – 2000, 2009, 2013 rok

	2000 [1)]	2009 [2)]	2013 [2)]
Liczba odbiorców [szt.]			
Odbiorcy – Gospodarstwa domowe ogółem	184 397	179 118	173 280
w tym ogrzewający mieszkania	29 242	27 674	27 092
Pozostali, przemysł, usługi i handel	1 835	3 814	5 717
Zużycie gazu [tys. Nm^3/rok]			
Zużycie – Gospodarstwa domowe ogółem	123 956 *	107 328	111 909
w tym ogrzewający mieszkania	87 731 *	70 282	76 344
Pozostali, przemysł, usługi i handel	120 781 *	146 396	149 516

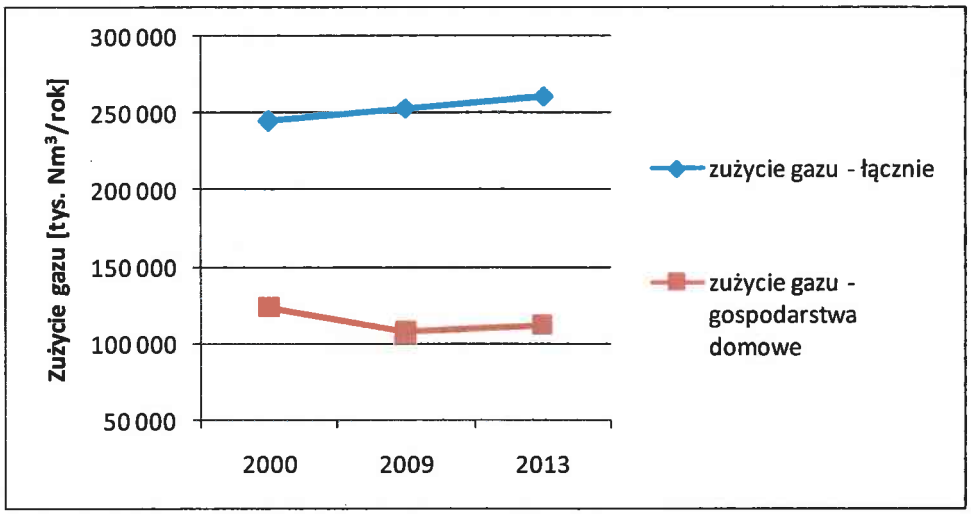
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z:
[1)] „Projektu założeń do planu… dla obszaru miasta Poznania" – 2001 r.
[2)] PSG sp. z o.o. Oddział w Poznaniu
** - wartości zużycia w 2000 r. przeliczone na gaz wysokometanowy*

Na poniższych wykresach przedstawiono przebieg zmian w zakresie liczby odbiorców oraz zużycia gazu ziemnego w mieście w latach 2000, 2009, 2013.

Wykres 6-10 Przebieg zmian liczby odbiorców (łącznie oraz grupy „Gospodarstwa domowe") w Poznaniu w latach 2000, 2009, 2013



Wykres 6-11 Przebieg zmian zużycia gazu (łącznie oraz w grupie „Gospodarstwa domowe") w Poznaniu w latach 2000, 2009, 2013



Analizując przedstawione powyżej dane, dotyczące liczby odbiorców oraz zużycia gazu z miasta Poznania z roku 2000, 2009 oraz 2013, zauważa się, że liczba użytkowników gazu w mieście spada, natomiast zużycie gazu stopniowo wzrasta. Zużycie gazu wśród użytkowników z grupy gospodarstw domowych wykazuje wahania z tendencją spadkową - od 2000 r. spadło o prawie 10%, natomiast w porównaniu z rokiem 2009 wzrosło o ponad 4%. Od 2000 roku liczba odbiorców zmalała o prawie 4%, a zużycie gazu wzrosło o niemal 7%. Liczba odbiorców gazu z grupy „Gospodarstwa domowe" zmniejszyła się od 2000 roku o ok. 6%, jednak wciąż grupa ta stanowi najliczniejszą kategorię użytkowników gazu.

6.4 Plany inwestycyjno-modernizacyjne (plany rozwoju przedsiębiorstw)

6.4.1 OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Zgodnie z obecnie uzgadnianym z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki „Planem Rozwoju Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ–SYSTEM S.A. w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2014–2023" na przedmiotowym obszarze nie planuje się realizacji żadnych zadań inwestycyjnych.
Aktualnie w ramach realizacji Planu Inwestycyjnego na lata 2014–2016 realizowane jest zadanie związane z przyłączeniem do sieci przesyłowej urządzeń i instalacji gazowych znajdujących się w Poznaniu przy ul. Gdyńskiej 54 (Dalkia) – planowany termin zakończenia zadania – 2015 rok.

6.4.2 Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział w Poznaniu

Zgodnie z Planem Rozwoju Przedsiębiorstwa na obszarze miasta Poznania przewiduje się modernizacje sieci gazowej w dzielnicach Jeżyce, Stare Miasto, Nowe Miasto oraz Wilda.

Zamierzenia inwestycyjne na lata 2014–2016 na analizowanym obszarze przedstawiono w poniższej tabeli:

Tabela 6-16 Zamierzenia inwestycyjne planowane na lata 2014-2016

Lp.	Nazwa / rodzaj projektu inwestycyjnego	Zakres rzeczowy	Termin realizacji
1	Poznań - Jeżyce, ul. Niestachowska	modernizacja sieci – 8,4 km	2016 r.
2	Poznań – Stare Miasto, os. Zwycięstwa	modernizacja sieci – 7,4 km	2015 r.
3	Poznań – Stare Miasto, os. Wichrowe Wzgórze, (Armeńska 2011)	modernizacja sieci – 6,3 km	2015 r.
4	Poznań – Stare Miasto, os. Kosmonautów, etap IV	modernizacja sieci – 3,9 km	2015 r.
5	Poznań – Stare Miasto, ul.: Zagonowa, Starowiejska, Gronowa, Winogrady II etap	modernizacja sieci – 2,1 km	2015 r.
6	Poznań – Jeżyce, Rondo Kaponiera	modernizacja sieci – 2 km	2014 r.
7	Poznań – Stare Miasto, ul. Strzelecka	modernizacja sieci – 1,9 km	2014 r.
8	Poznań – Wilda, ul. Hugona Kołłątaja	modernizacja sieci	2014 r.
9	Poznań – Nowe Miasto, ul.: Sowice, Porzeczkowa, Dereniowa, (Szczepankowo III etap)	modernizacja sieci – 1,6 km	2014 r.
10	Poznań – Jeżyce, ul.: Międzyzdrojska, Słupska, Wirska	modernizacja sieci – 1,2 km	2015 r.
11	Poznań – Jeżyce, ul. Jana Henryka Dąbrowskiego	modernizacja sieci – 1 km	2014 r.
12	Poznań – Jeżyce, ul. Stefana Żeromskiego, II etap	modernizacja sieci – 1 km	2014 r.
13	Poznań – Nowe Miasto, os. Orła Białego, etap II	modernizacja sieci – 5,9 km	2015 r.
	Miasto Poznań - łącznie	**42,7 km**	

Źródło: PSG Sp. z o.o. Oddział w Poznaniu

6.5 Ocena stanu aktualnego zaopatrzenia w gaz sieciowy

Miasto Poznań jest zaopatrywane w gaz ziemny poprzez wielostronny system zasilania z ośmiu stacji gazowych wysokiego ciśnienia, zlokalizowanych w różnych częściach miasta, bądź w jego sąsiedztwie. Układ pierścieniowy dystrybucyjnych sieci średnio- i niskoprężnych, zapewnia bezpieczeństwo dostaw gazu do odbiorców.

W celu zapewnienia bezpieczeństwa użytkowania sieci gazowych podejmowane są działania modernizacyjne na systemie dystrybucyjnym. Do 2016 roku przewiduje się modernizację ponad 40 km sieci gazowej. System dystrybucyjny jest na bieżąco rozbudowywany – od 2009 r. długość sieci na terenie miasta wzrosła o ok. 40 km. Stacje gazowe I i II stopnia są w dobrym stanie technicznym i mają wystarczające rezerwy przepustowości, aby pokryć zapotrzebowanie istniejących oraz nowych odbiorców na terenie miasta.

System gazowy średniego oraz niskiego ciśnienia jest wykonany w większości w technologii PE, część sieci jest wykonana ze stali. Rozwój sieci gazowej dystrybucyjnej wykonanej w technologii PE stopniowo wypiera gazociągi stalowe z obszaru miasta.

7. Koncesje i taryfy dla nośników energii

Analiza cen energii przyjęta w poniższym rozdziale obejmuje taryfy obowiązujące na dzień 26 maj 2014 roku.

7.1 Taryfy dla ciepła

Na terenie miasta Poznań, na podstawie koncesji udzielonych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, wytwarzaniem, przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem ciepłem zajmuje się przedsiębiorstwo Dalkia Poznań S.A., mające swoją siedzibę na ul. Gdyńskiej 54 w Poznaniu. Posiada ono aktualną taryfę dla ciepła zatwierdzoną decyzją Prezesa URE o nr OPO-4210-58(10)/2013/2014/154/VI/ASZ1 z dnia 10 marca 2014 r.

Tabela 7.1 podaje zestawienie składników taryfowych za wytwarzanie ciepła i jego przesył dla poszczególnych grup taryfowych. W tabeli podano również tzw. „uśredniony koszt ciepła" (w źródle, za przesył oraz łącznie u odbiorcy). Wielkość ta została obliczona przy następujących założeniach:

- zamówiona moc cieplna – 1 MW,
- statystyczne roczne zużycie ciepła – 6 000 GJ,
- nie uwzględniono ceny nośnika ciepła.

Dla zobrazowania poziomu kosztów ciepła ponoszonych przez odbiorcę za ogrzewanie pomieszczeń w tabeli 7-2 zestawiono uśredniony koszt 1 GJ ciepła z systemów ciepłowniczych wybranych miast w Polsce. Koszt ciepła został obliczony wg zasad omówionych powyżej i przy założeniu, że odbiorcy zaopatrywani są w ciepło w postaci ciepłej wody siecią ciepłowniczą sprzedawcy, do węzła cieplnego należącego do odbiorcy, czyli na „wysokim parametrze". Wartości w tabeli 7-2 zestawiono rosnąco wg uśrednionego kosztu łącznie u odbiorcy.

Wartości w tabelach zawierają podatek od towarów i usług VAT w wysokości 23%.

Tabela 7-1 Wyciąg z taryfy dla ciepła Dalkia Poznań S.A. (ceny brutto) dla miasta Poznań

Dystrybucja	Źródło	Grupa odbiorców		Stawka za moc zamówioną	Cena za ciepło	Uśredniony koszt ciepła w źródle	Opłata za usługi przesyłowe		Uśredniony koszt za przesył ciepła	Uśredniony koszt ciepła dla odbiorcy
							stała	zmienna		
				zł/MW/rok	zł/GJ	zł/GJ	zł/MW/rok	zł/GJ	zł/GJ	zł/GJ
Dalkia Poznań S.A.	Dalkia Poznań Zespół Elektrociepłowni S.A. z siedzibą w Poznaniu	E/SW1	Odbiorcy ciepła wytworzonego przez wytwórcę ciepła, dostarczanego poprzez wodną sieć ciepłowniczą nr 1 sprzedawcy do węzłów odbiorcy	111 044,35	30,41	48,91	28 965,47	13,07	17,90	66,82
		E/SW1/WI	Odbiorcy ciepła wytworzonego przez wytwórcę ciepła, dostarczanego poprzez wodną sieć ciepłowniczą nr 1 sprzedawcy i węzły indywidualne sprzedawcy	111 044,35	30,41	48,91	43 209,90	16,27	23,47	72,39
		E/SW1/WG	Odbiorcy ciepła wytworzonego przez wytwórcę ciepła, dostarczanego poprzez wodną sieć ciepłowniczą nr 1 sprzedawcy do zewnętrznych instalacji odbiorczych należących do odbiorcy	111 044,35	30,41	48,91	39 218,80	14,53	21,06	69,98
		E/SW1/WG/NP	Odbiorcy ciepła wytworzonego przez wytwórcę ciepła, dostarczanego poprzez wodną sieć ciepłowniczą nr 1 sprzedawcy, węzły grupowe sprzedawcy i zewnętrzne instalacje odbiorcze	111 044,35	30,41	48,91	39 456,73	18,44	25,01	73,93
	Ciepłownia nr 51 przy ul. Potworowskiego 4/6 w Poznaniu	C51/SW5	Odbiorcy ciepła wytworzonego w ciepłowni nr 51 przy ul. Potworowskiego 4/6 w Poznaniu, dostarczanego poprzez wodną sieć ciepłowniczą nr 5 sprzedawcy	85 832,94	68,17	82,47	12 548,66	5,22	7,31	89,78
	Ciepłownia nr 53 przy ul. Hetmańskiej 60a w Poznaniu	C53/SW15/WI	Odbiorcy ciepła wytworzonego przez wytwórcę ciepła, dostarczanego poprzez wodną sieć ciepłowniczą nr 15 sprzedawcy i węzły indywidualne sprzedawcy	104 912,60	65,47	82,96	19 353,61	7,39	10,62	93,58
	Ciepłownia nr 55 przy ul. Arciszewskiego 25a w Poznaniu	C55/SW16	Odbiorcy ciepła wytworzonego przez wytwórcę, dostarczanego poprzez wodną sieć ciepłowniczą nr 16 sprzedawcy	71 470,72	71,27	83,18	11 232,36	6,32	8,19	91,37
	Ciepłownia nr 57 przy ul. Sielskiej 46a w Poznaniu	C57/SW14	Odbiorcy ciepła do których ciepło dostarczane jest poprzez wodną sieć ciepłowniczą nr 14 sprzedawcy	64 149,32	65,10	75,80	21 539,12	9,36	12,95	88,75
	Ciepłownia nr 70 przy ul. Szpitalnej 19 w Poznaniu	C70/SW9	Odbiorcy ciepła do których ciepło dostarczane jest poprzez wodną sieć ciepłowniczą nr 9 sprzedawcy	53 196,52	68,56	77,43	14 959,11	6,59	9,09	86,51

Dystrybucja	Źródło	Grupa odbiorców		Stawka za moc zamówioną	Cena za ciepło	Uśredniony koszt ciepła w źródle	Opłata za usługi przesyłowe		Uśredniony koszt za przesył ciepła	Uśredniony koszt ciepła dla odbiorcy
							stała	zmienna		
				zł/MW/rok	zł/GJ	zł/GJ	zł/MW/rok	zł/GJ	zł/GJ	zł/GJ
	Ciepłownia nr 74 przy ul. Olszynka 12 w Poznaniu	C74/SW12	Odbiorcy ciepła do których ciepło dostarczane jest poprzez wodną sieć ciepłowniczą nr 12 sprzedawcy	73 771,22	70,90	83,19	17 549,79	10,59	13,52	96,71
Dalkia Poznań S.A.	Ciepłownia nr 78 przy ul. Dąbrowskiego 262/280 w Poznaniu	C78/SW18	Odbiorcy ciepła do których ciepło dostarczane jest poprzez wodną sieć ciepłowniczą nr 18 sprzedawcy	42 998,68	66,35	73,51	2 414,44	9,52	9,92	83,44
	Ciepłownia nr 78 przy ul. Dąbrowskiego 262/280 w Poznaniu	C78/SW18/WI	Odbiorcy ciepła do których ciepło dostarczane jest poprzez wodną sieć ciepłowniczą nr 18 sprzedawcy i węzły indywidualne sprzedawcy	42 998,68	66,35	73,51	2 768,98	12,03	12,49	86,00
	Ciepłownia nr 78 przy ul. Dąbrowskiego 262/280 w Poznaniu	C78/SW18/WG	Odbiorcy ciepła do których ciepło dostarczane jest poprzez wodną sieć ciepłowniczą nr 18 sprzedawcy i węzły grupowe sprzedawcy do zewnętrznych instalacji odbiorczych odbiorcy	42 998,68	66,35	73,51	3 124,10	11,37	11,89	85,40
	Ciepłownia nr 78 przy ul. Dąbrowskiego 262/280 w Poznaniu	C78/SW18/WG /NP.	Odbiorcy ciepła do których ciepło dostarczane jest poprzez wodną sieć ciepłowniczą nr 18 sprzedawcy i węzły grupowe sprzedawcy i zewnętrzne instalacje odbiorcze sprzedawcy	42 998,68	66,35	73,51	3 392,14	11,93	12,50	86,01
	Ciepłownia nr 91 przy ul. 28 Czerwca 1956 223/227 w Poznaniu	C91/SW28	Odbiorcy ciepła do których ciepło dostarczane jest poprzez wodną sieć ciepłowniczą nr 28 eksploatowaną przez sprzedawcę	3 427,11	67,07	67,64	221,92	10,47	10,50	78,15
	Ciepłownia nr 91 przy ul. 28 Czerwca 1956 223/227 w Poznaniu	C91/SP27	Odbiorcy ciepła do których ciepło dostarczane jest poprzez wodną sieć ciepłowniczą nr 27 eksploatowaną przez sprzedawcę	3 427,11	67,07	67,64	65,13	18,55	18,56	86,20

Źródło: Opracowanie własne na podstawie aktualnych taryf dla ciepła obowiązujących 26 maja 2014

Tabela 7-2 Uśredniony koszt ciepła do węzła odbiorcy uszeregowany wg kosztu ciepła u odbiorcy

Miasto	Przedsiębiorstwo energetyczne / Źródło	Grupa taryfowa	Uśredniona cena w źródle	Uśredniona cena za przesył	Uśredniona cena ciepła u odbiorcy
			brutto	brutto	brutto
			zł/GJ	zł/GJ	zł/GJ
Kraków	MPEC S.A. / Źródło: EDF Kraków S.A., E Skawina S.A., Arcelormittal Poland S.A.	S1-WO	39,29	13,83	53,12
Łódź	Dalkia Łódź S.A./Źródło: EC II, EC III, EC IV	WPo	48,35	11,90	60,25
Lublin	LPEC S.A./ Źródło: PGE GiEK o. EC Lublin-Wrotków, Megatem EC Lublin Sp . z o.o.	G1	43,88	17,34	61,22
Katowice	Tauron Ciepło S.A./ Zakład Wytwarzania Katowice	AG1/A	44,35	19,17	63,52
Bydgoszcz	KPEC Sp. z o.o./ Źródło: KPEC Sp. z o.o., PGE ZEC Bydgoszcz S.A. EC I i EC II	G-1.1 - A	44,35	21,85	66,19
Poznań	**Dalkia Poznań S.A./Źródło: EC II Karolin, EC I Garbary**	**E/SW1**	**48,91**	**17,90**	**66,82**
Częstochowa	Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o. / Źródło: EC CHP Częstochowa	C. 1.A.	46,38	16,91	63,29
Białystok	MPEC Sp. z o.o./ Źródło: Ciepłownia Zachód, EC Białystok S.A.	B_1	50,17	20,63	70,81
Gdańsk	Gdańskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o./Źródło: EDF "Wybrzeże" EC Gdańska	VIII.1	45,60	31,16	76,76
Szczecin	Szczecińska Energetyka Cieplna Sp. z o.o. /EC Szczecin, EC Pomorzany	A.1	53,84	23,34	77,18
Wrocław	Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o./ Źródło: Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich „Kogeneracja" S.A.	Z121	60,01	20,59	80,60

Źródło: Opracowanie własne na podstawie aktualnych taryf dla ciepła obowiązujących 26 maja 2014

Z przeprowadzonych analiz wynika, że najniższym uśrednionym kosztem wytworzenia ciepła w źródle, spośród rozpatrywanych przedsiębiorstw, charakteryzuje się ciepło oferowane odbiorcom w Krakowie, wytworzone przez MPEC S.A., gdzie koszt ciepła w źródle wynosi 39,29 zł/GJ brutto. Natomiast najwyższym kosztem wytworzenia charakteryzuje się ciepło wytworzone przez Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o. we Wrocławiu i wynosi 60,01 zł/GJ brutto.

Najniższy uśredniony koszt za przesył 1 GJ ciepła, spośród przedsiębiorstw energetycznych poddanych analizie, oferuje Dalkia Łódź S.A. Uśredniony koszt przesyłu 1 GJ ciepła wynosi tam 11,90 zł/GJ brutto. Natomiast najwyższy uśredniony koszt przesyłu 1 GJ ciepła oferowany jest klientom z terenu Gdańska dla ciepła wytwarzanego i przesyłanego siecią ciepłowniczą GPEC Sp. z o.o. który wynosi 31,16 zł/GJ brutto.

Na całkowity koszt ciepła u odbiorcy składa się koszt wytworzenia ciepła oraz jego przesyłu do odbiorcy. Z powyższej analizy wynika, że najniższym poziomem uśrednionego kosztu ciepła u odbiorcy charakteryzuje się ciepło oferowane odbiorcom z obszaru Krakowa, zaopatrywanych w ciepło wytworzone przez MPEC S.A., którego cena wynosi 53,12 zł/GJ brutto. Najwyższy uśredniony koszt ciepła u odbiorcy oferowany jest

odbiorcom z obszaru Wrocławia, wytworzonego przez Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o., który wynosi 80,60 zł/GJ brutto.
Rozbieżności w uśrednionych kosztach ciepła wynikają m.in.: z wielkości źródła, stanu technicznego urządzeń wytwórczych i sieci, rozległości sieci, dopasowania źródła do obecnych potrzeb ciepłowniczych, obszaru działania, struktury organizacyjnej itp.

Dla porównania z kosztami ciepła z systemów ciepłowniczych, obliczono uśredniony koszt 1 GJ ciepła z kotłowni gazowej, zakładając poziom mocy zamówionej w wysokości 1 MW (ok. 120 Nm^3/h - grupa taryfowa W-6A, Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział w Poznaniu) i zużyciu 6 000 GJ/rok. Sprawność urządzenia przetwarzającego przyjęto na poziomie 85%, zaś wartość opałową 35,5 MJ/Nm^3. Przy tak sformułowanych założeniach jednostkowy koszt ciepła z kotłowni gazowej kształtuje się na poziomie 74,75 zł/GJ brutto.

Dla zobrazowania wysokości kosztów ponoszonych przez indywidualnych odbiorców ciepła w tabeli poniżej przedstawiono porównanie kosztów energii cieplnej pozyskiwanej z paliw dostępnych na rynku w układzie zł za jednostkę energii (zł/GJ) dla poniżej przyjętych założeń:

- koszty biomasy są wyliczone na podstawie średnich kosztów jej pozyskania i składowania;
- koszt gazu ziemnego wyliczono na podstawie aktualnych taryf PGNiG S.A. oraz PSG Sp. z o.o. z dnia 17 grudnia 2013 r. Taryfy określają ceny gazu oraz stawki opłat za usługi przesyłowe, przy założeniu, że roczne zużycie gazu kształtuje się na poziomie 4 000 Nm^3 (wg grupy taryfowej W-3.6);
- koszt ogrzewania energią elektryczną wyliczono dla domu jednorodzinnego o powierzchni 150 m^2 na podstawie aktualnej Taryfy ENEA Operator Sp. z o.o. Oddział Dystrybucji Poznań oraz ENEA S.A. przy założeniu korzystania z taryfy G12, zużycia rocznego na poziomie 9 600 kWh oraz 70% wykorzystywania energii w nocy i 30% w dzień;
- koszty zostały podane w kwotach brutto.

Tabela 7-3 Porównanie kosztów brutto energii cieplnej z różnych paliw (z uwzględnieniem sprawności urządzeń przetwarzających)

Nośnik energii	Cena paliwa	Wartość opałowa	Sprawność	Koszt energii
	zł/Mg	GJ/Mg	%	zł/GJ
węgiel orzech I/II	702,90	28	75%	33,47
węgiel groszek I/II	647,55	27	80%	29,98
węgiel kostka I/II	766,86	29	75%	35,26
odpady drzewne	470,00	12	80%	48,96
brykiet opałowy	845,00	19,5	75%	57,78
gaz ziemny* (W-3.6)	2,20	35,5***	85%	72,98
olej opałowy ciężki C3	2414,00	39	85%	72,82
olej opałowy lekki	3 474,00	43	85%	95,05
energia elektryczna (G-12)**	0,40	-	-	111,11
gaz płynny	4 807,69	46	90%	116,13

Źródło: Opracowanie własne
** - [zł/Nm³],*
*** - [zł/kWh],*
**** - [MJ/Nm³],*

Z powyższego zestawienia wynika, że istnieje duża rozbieżność pomiędzy jednostkowymi kosztami energii (w zł/GJ) uzyskanymi z poszczególnych nośników energii. Należy jednak pamiętać, że jednostkowy koszt ciepła przedstawiony w powyższej tabeli to tylko jeden ze składników całkowitej opłaty za zużycie energii. W jej skład wchodzi również m.in.: koszt urządzenia przetwarzającego energię powyższych nośników na ciepło wraz z kosztami obsługi i konserwacji, koszty dostawy itp., nie można ich więc wprost porównywać z kosztami wynikającymi z taryfy Dalkii.

7.2 Taryfa dla energii elektrycznej

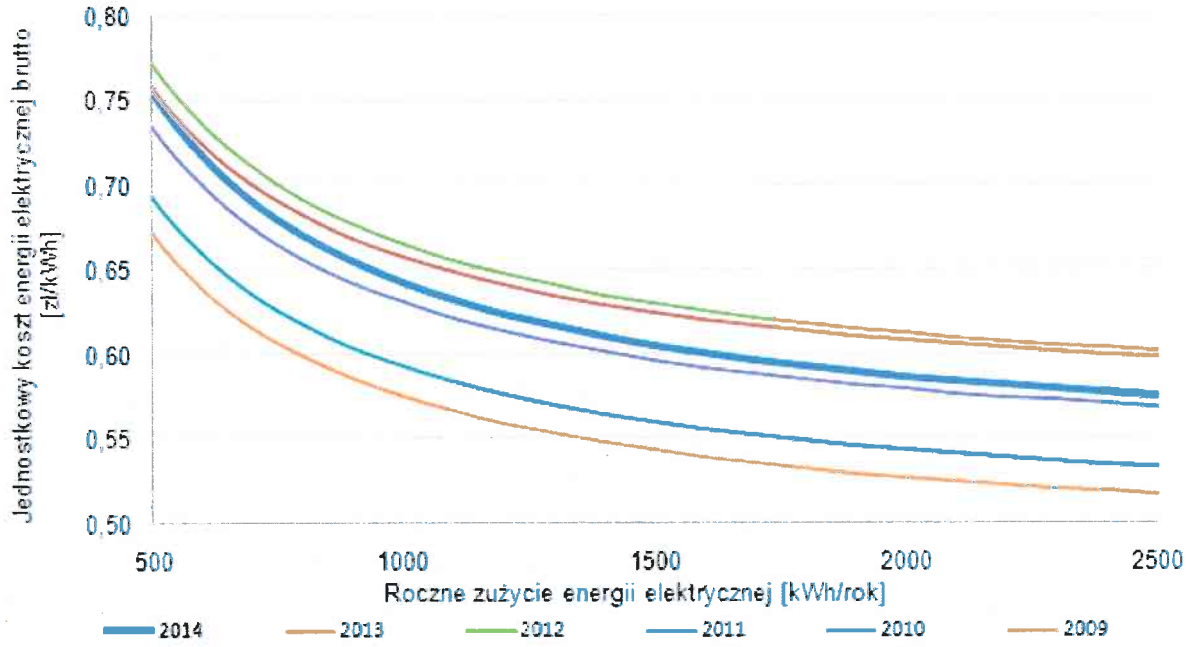
Odbiorcy za dostarczoną energię elektryczną i świadczone usługi przesyłowe rozliczani są według cen i stawek opłat właściwych dla grup taryfowych. Podział odbiorców na grupy taryfowe dokonywany jest ze szczególnym uwzględnieniem takich kryteriów jak: poziom napięcia sieci w miejscu dostarczenia energii, wartość mocy umownej, system rozliczeń, zużycie roczne energii i liczba stref czasowych. Kryteria te zostały określone w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 18 sierpnia 2011 r. (tekst jednolity: Dz.U. 2013, poz. 1200) w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną. W celu dokonania obliczeń uśrednionych kosztów energii elektrycznej do cen za dystrybucję doliczono ceny energii pochodzące ze spółek obrotu, które zostały wydzielone ze spółek dystrybucyjnych i są z nimi powiązane kapitałowo.

Działalność polegającą na dystrybucji energii elektrycznej na terenie Miasta Poznań w chwili obecnej świadczy ENEA Operator Sp. z o.o. Oddział Dystrybucji Poznań. Spółka posiada aktualną taryfę dla usług dystrybucji energii elektrycznej zatwierdzoną decyzją Prezesa URE z dnia 17 grudnia 2013 r. o nr DRE-4211-78(7)/2013/13854/VII/DK/BH. Taryfa obowiązuje do dnia 31 grudnia 2014 r.

Sprzedażą energii elektrycznej na omawianym terenie zajmuje się głównie ENEA S.A. Ostatnia taryfa dla energii elektrycznej dla zespołu grup taryfowych G w pakietach: domowy, przedpłatowy, obowiązująca od dnia 1 stycznia 2014 r. do dnia 31 grudnia 2014 r., została zatwierdzona Decyzją Prezesa URE o nr DRE-4211-50(10)/2013/2688/VII/DK/BH z dnia 17 grudnia 2013 r.

Na poniższym wykresie przedstawiono zmiany jednostkowego kosztu energii elektrycznej brutto u odbiorcy w grupie taryfowej G11 (układ 1-faz. bezpośredni) przy danym rocznym zużyciu w latach 2009-2014 dla klientów korzystających z usług dystrybucyjnych ENEA Operator Sp. z o.o. Oddział Dystrybucji Poznań oraz kupujących energię elektryczną od ENEA S.A.

Wykres 7-1 Zmiana jednostkowych kosztów brutto energii elektrycznej u odbiorcy w grupie G11 w latach 2009-2014

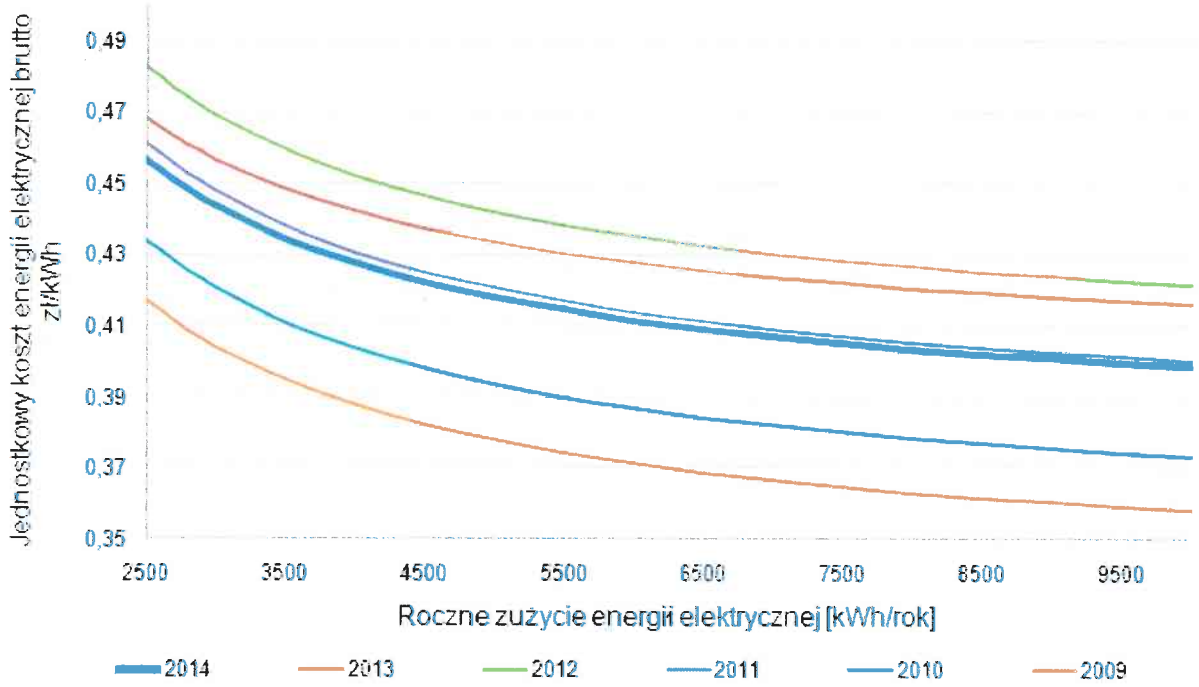


Źródło: Opracowanie własne na podstawie aktualnych taryf dla energii elektrycznej obowiązujących 26 maja 2014

Obserwując wykres można zauważyć w latach 2009-2012 zdecydowany lecz systematyczny wzrost jednostkowego kosztu energii elektrycznej. Obecnie obserwuje się spadek cen za energię elektryczną.

Poniżej przedstawiono zmiany jednostkowego kosztu energii elektrycznej brutto w grupie taryfowej G12 (układ 3-faz. bezpośredni) przy danym rocznym zużyciu w latach 2009-2014 dla klientów korzystających z usług dystrybucyjnych ENEA Operator Sp. z o.o. Oddział Dystrybucji Poznań oraz kupujących energię elektryczną od ENEA S.A. Założono wykorzystanie energii na poziomie 70% w nocy i 30% w dzień.

Wykres 7-2 Zmiana jednostkowych kosztów brutto energii elektrycznej u odbiorcy w grupie G12 w latach 2009-2014



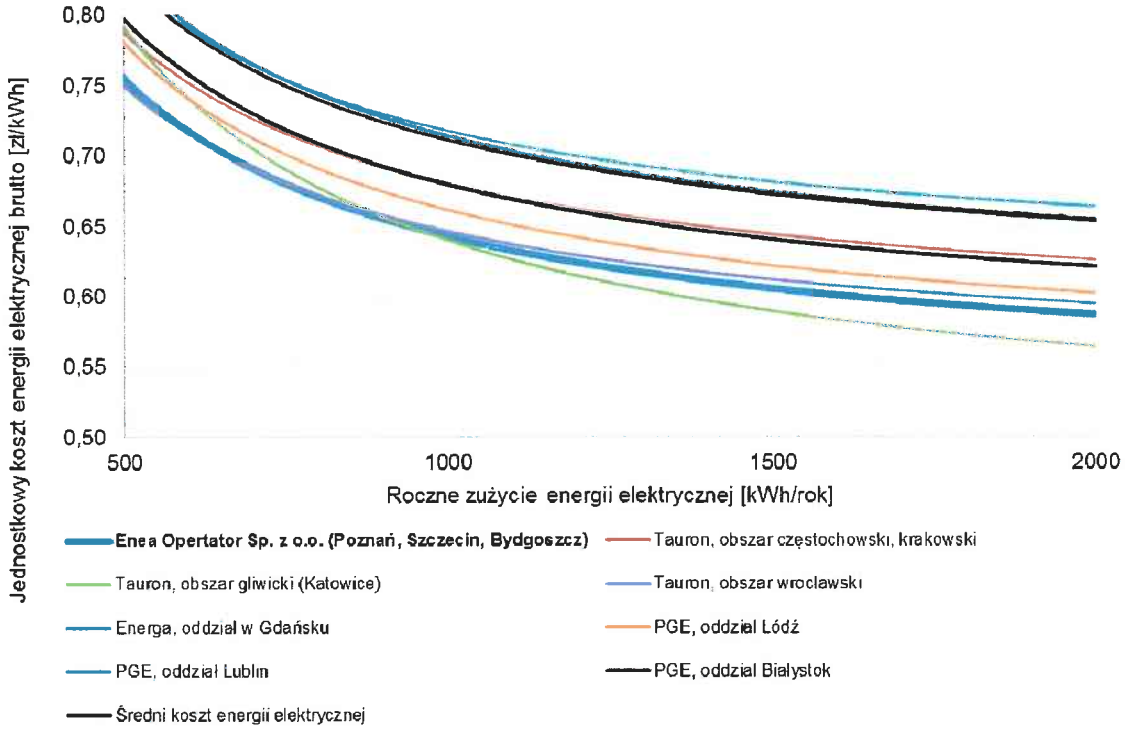
Źródło: Opracowanie własne na podstawie aktualnych taryf dla energii elektrycznej obowiązujących 26 maja 2014

Obserwując powyższy wykres można zauważyć, tak jak w przypadku poprzedniego wykresu, zdecydowany lecz systematyczny wzrost jednostkowego kosztu energii elektrycznej. Od roku 2013 nastąpiły spadki cen za energię elektryczną.

Obniżka cen energii dla klientów indywidualnych związania jest ze spadkiem cen na rynku hurtowym.

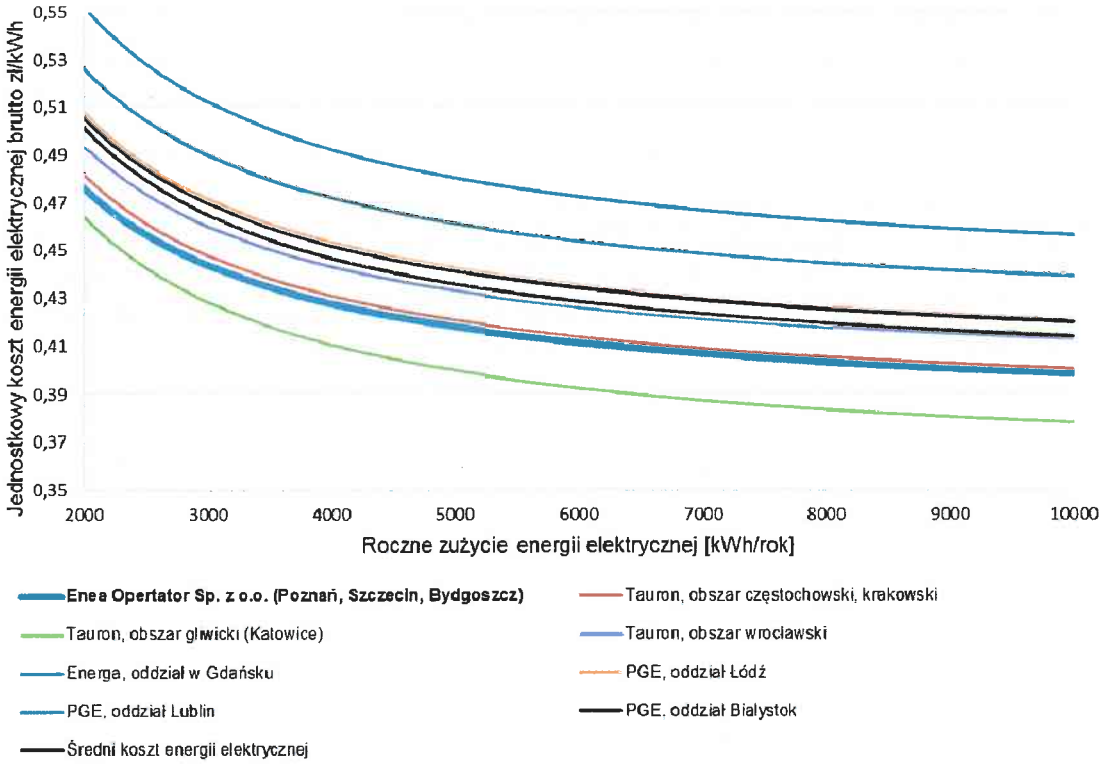
Poniżej przedstawiono porównanie jednostkowych kosztów energii elektrycznej brutto oraz porównanie jednostkowych kosztów zakupu usług dystrybucyjnych brutto w grupie taryfowej G11 i grupie taryfowej G12 w wybranych zakładach elektroenergetycznych w kraju.

Wykres 7-3 Porównanie jednostkowych kosztów brutto energii elektrycznej u odbiorcy w grupie G11 na tle innych przedsiębiorstw



Źródło: Opracowanie własne na podstawie aktualnych taryf dla energii elektrycznej obowiązujących 26 maja 2014

Wykres 7-4 Porównanie jednostkowych kosztów brutto energii elektrycznej u odbiorcy w grupie G12 na tle innych przedsiębiorstw

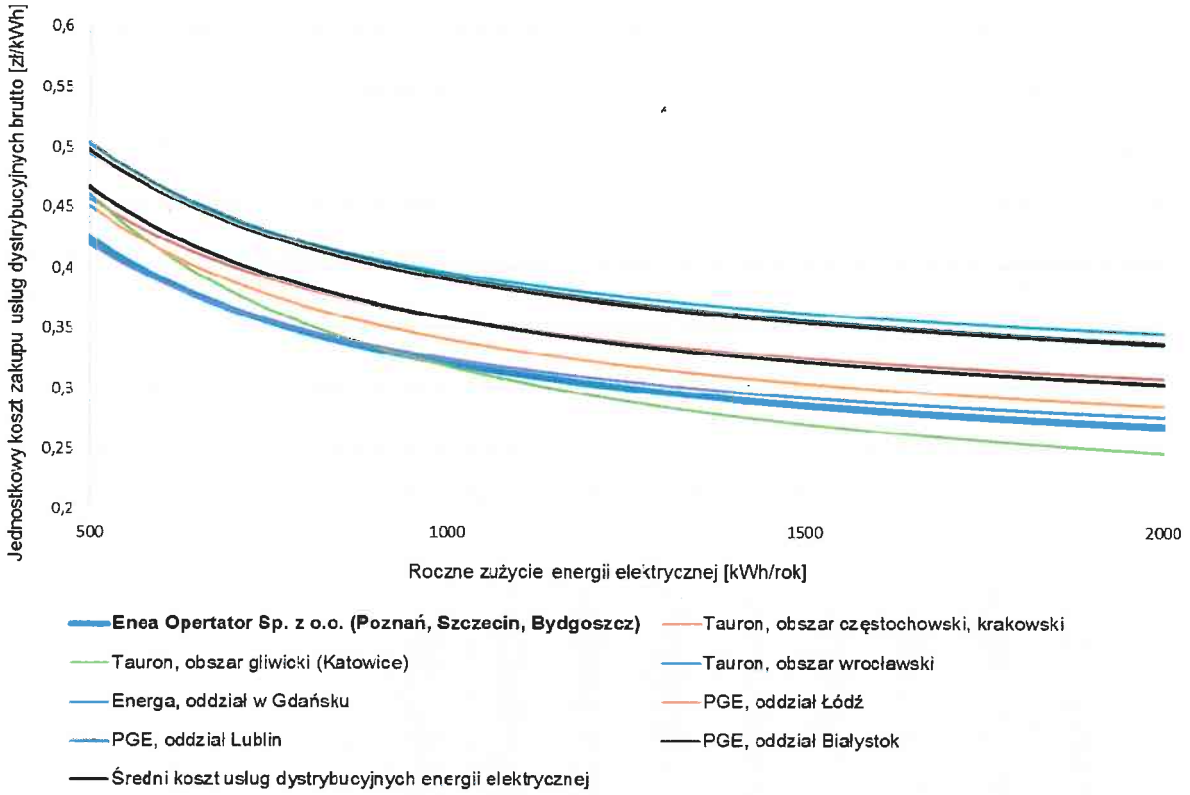


Źródło: Opracowanie własne na podstawie aktualnych taryf dla energii elektrycznej obowiązujących 26 maja 2014

Jednostkowy koszt energii elektrycznej oferowany przez ENEA S.A. w grupie taryfowej G11 i G12 jest na niskim poziomie w porównaniu z przedstawionymi przedsiębiorstwami energetycznymi w kraju (poniżej średniego kosztu energii elektrycznej dla ww. przedsiębiorstw) i dla grupy taryfowej G11 w zależności od rocznego zapotrzebowania wynosi: na poziomie 500 kWh – 76 gr/kWh brutto, natomiast na poziomie 2 000 kWh – 59 gr/kWh brutto. Dla grupy taryfowej G12 przy zapotrzebowaniu 2000 kWh jednostkowy koszt jest równy 0,48 gr/kWh, a przy 10 000 kWh wynosi 0,40 gr/kWh.

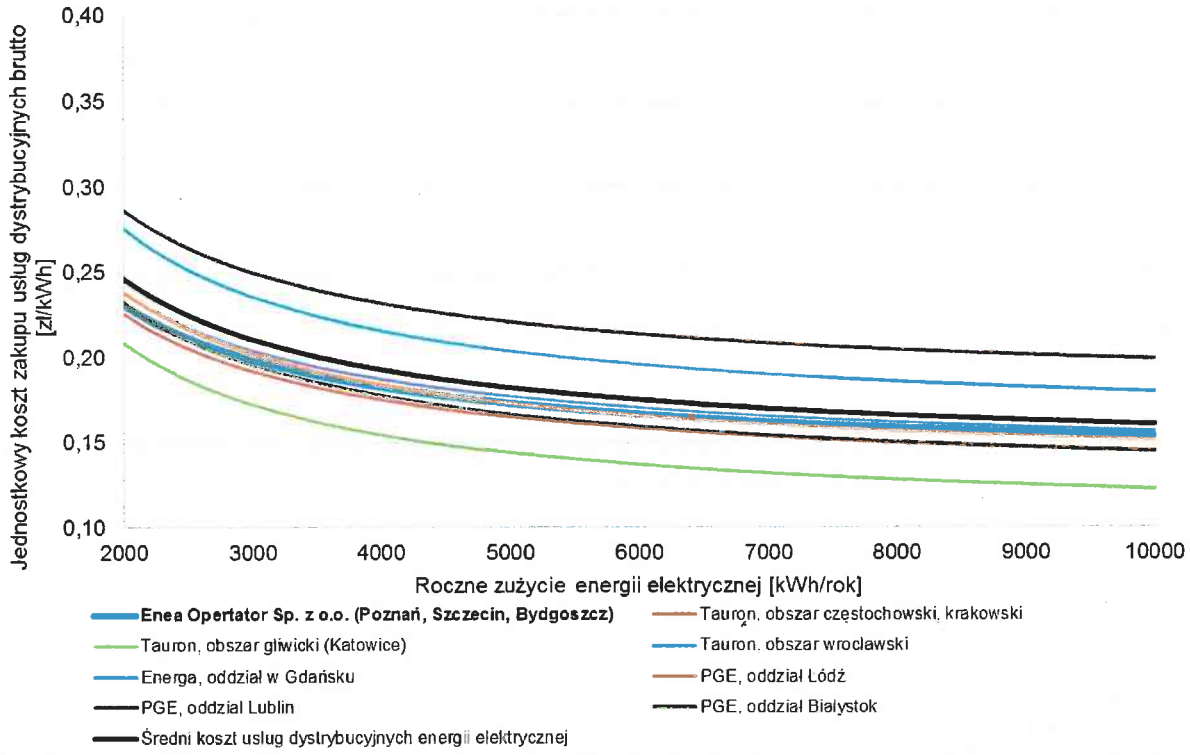
Na dwóch zaprezentowanych poniżej wykresach, przedstawione zostało porównanie jednostkowych kosztów zakupu usług dystrybucyjnych brutto energii elektrycznej w grupie taryfowej G11 i G12.

Wykres 7-5 Porównanie jednostkowych kosztów zakupu usług dystrybucyjnych brutto energii elektrycznej w grupie G11 na tle innych przedsiębiorstw



Źródło: Opracowanie własne na podstawie aktualnych taryf dla energii elektrycznej obowiązujących 26 maja 2014

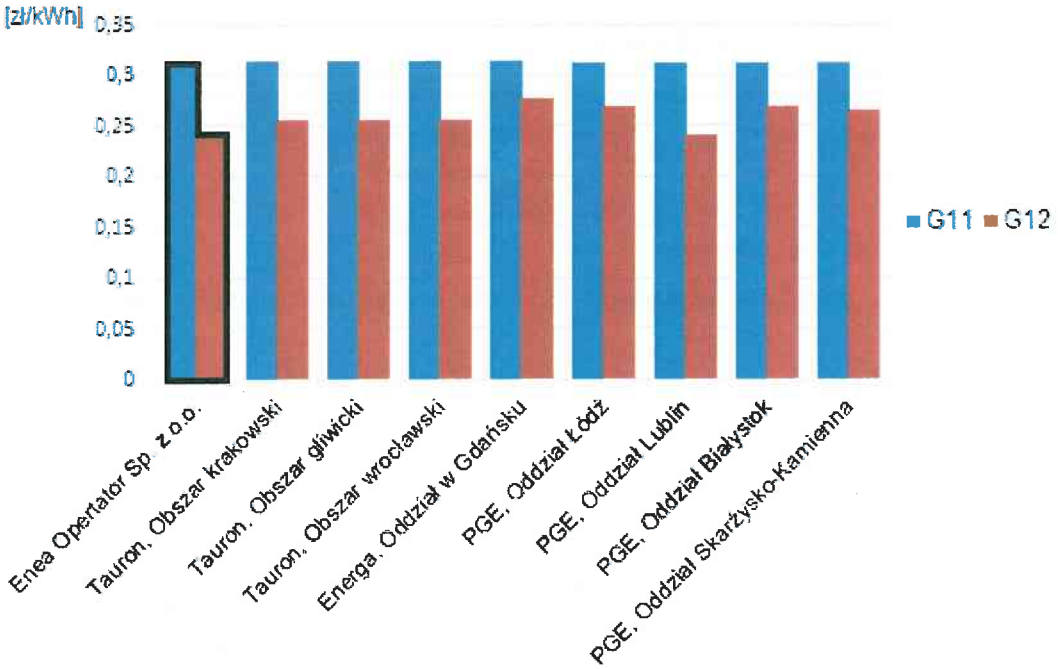
Wykres 7-6 Porównanie jednostkowych kosztów zakupu usług dystrybucyjnych brutto energii elektrycznej w grupie G12 na tle innych przedsiębiorstw



Źródło: Opracowanie własne na podstawie aktualnych taryf dla energii elektrycznej obowiązujących 26 maja 2014

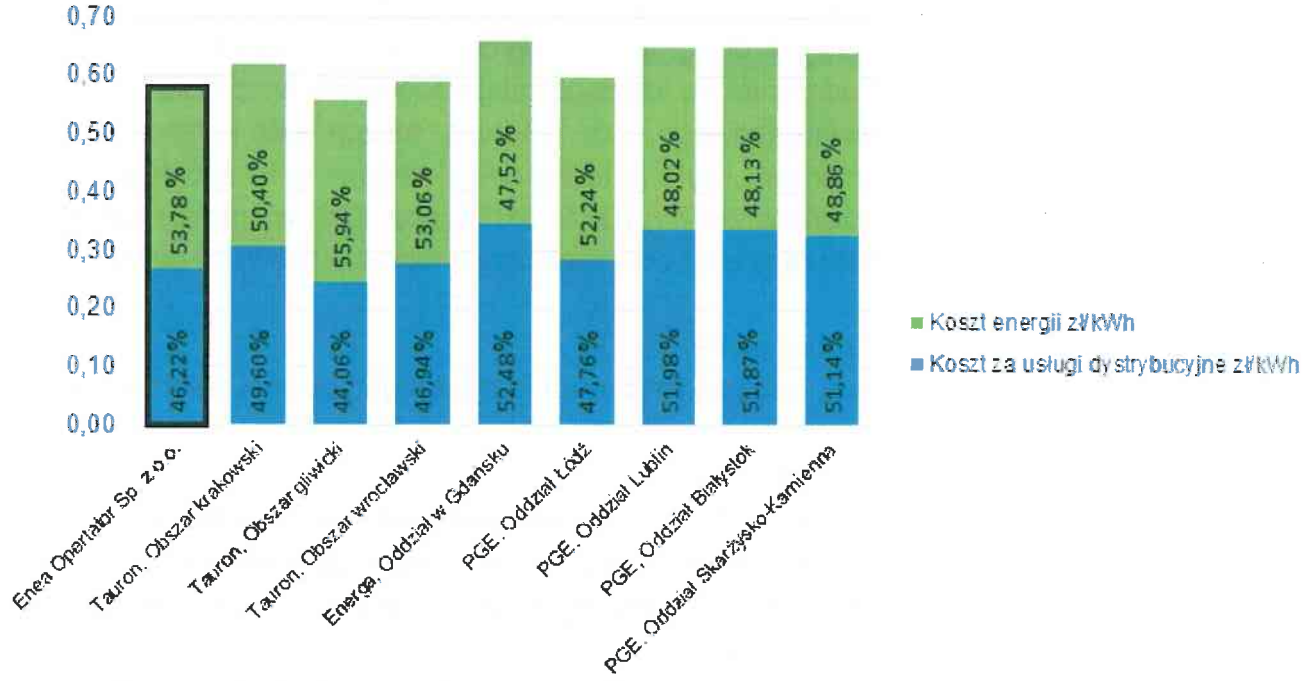
Na poniższych wykresach kolumnowych skumulowanych zestawione zostały jednostkowe koszty energii elektrycznej dla taryf G11 i G12.

Wykres 7-7 Koszt energii elektrycznej w taryfach G11 i G12 [zł/kWh]



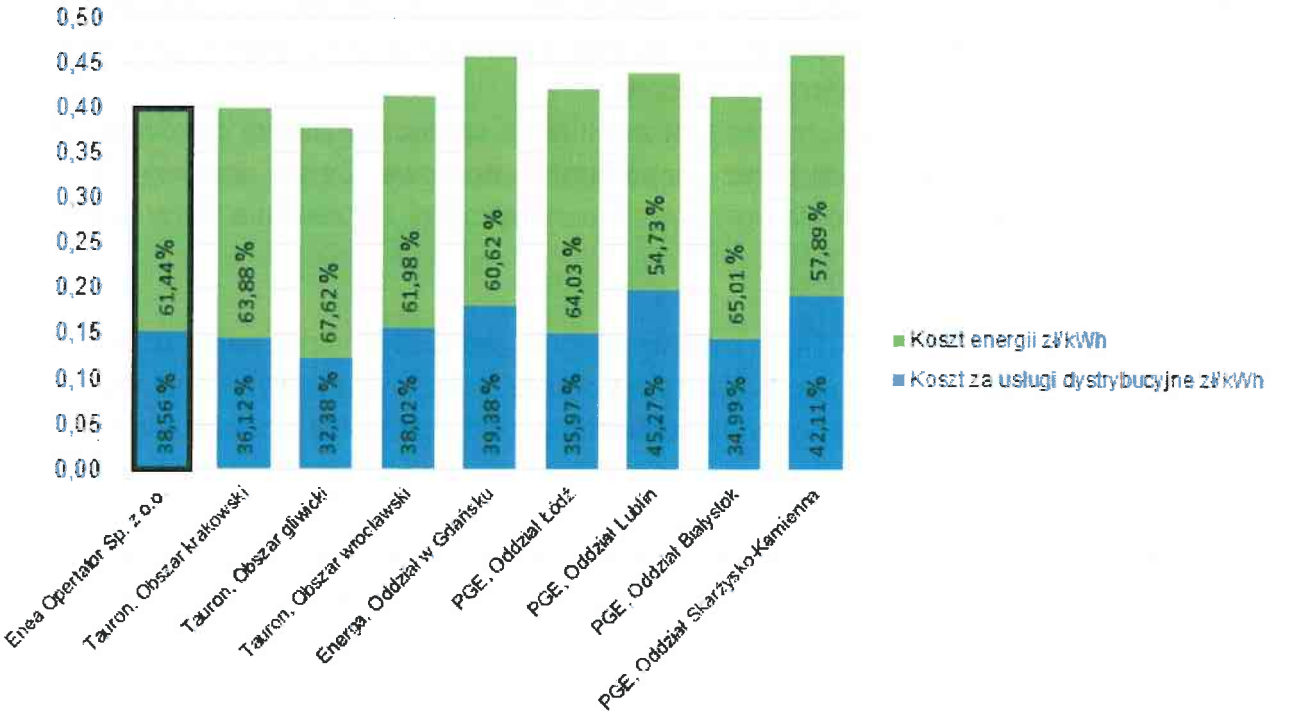
Źródło: Opracowanie własne na podstawie aktualnych taryf dla energii elektrycznej obowiązujących 26 maja 2014

Wykres 7-8 Jednostkowy koszt energii elektrycznej u odbiorcy w taryfie G11 dla zużycia 2000 kWh/rok



Źródło: Opracowanie własne na podstawie aktualnych taryf dla energii elektrycznej obowiązujących 26 maja 2014

Wykres 7-9 Jednostkowy koszt energii elektrycznej u odbiorcy w taryfie G12 dla zużycia 10 000 kWh/rok



Źródło: Opracowanie własne na podstawie aktualnych taryf dla energii elektrycznej obowiązujących 26 maja 2014

7.3 Taryfa dla paliw gazowych

Odbiorcy za dostarczone paliwo gazowe i świadczone usługi dystrybucji rozliczani są według cen i stawek opłat właściwych dla grup taryfowych. Kwalifikacja odbiorców do grup taryfowych dokonywana jest odrębnie dla każdego miejsca odbioru w oparciu m.in. o następujące kryteria: rodzaj paliwa gazowego, moc umowną, roczną ilość pobieranego paliwa gazowego oraz system rozliczeń. Kryteria te zostały określone w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 28 czerwca 2013 r. (Dz.U. 2013, poz. 820) w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi.

Opłata za dostarczony gaz stanowi sumę:

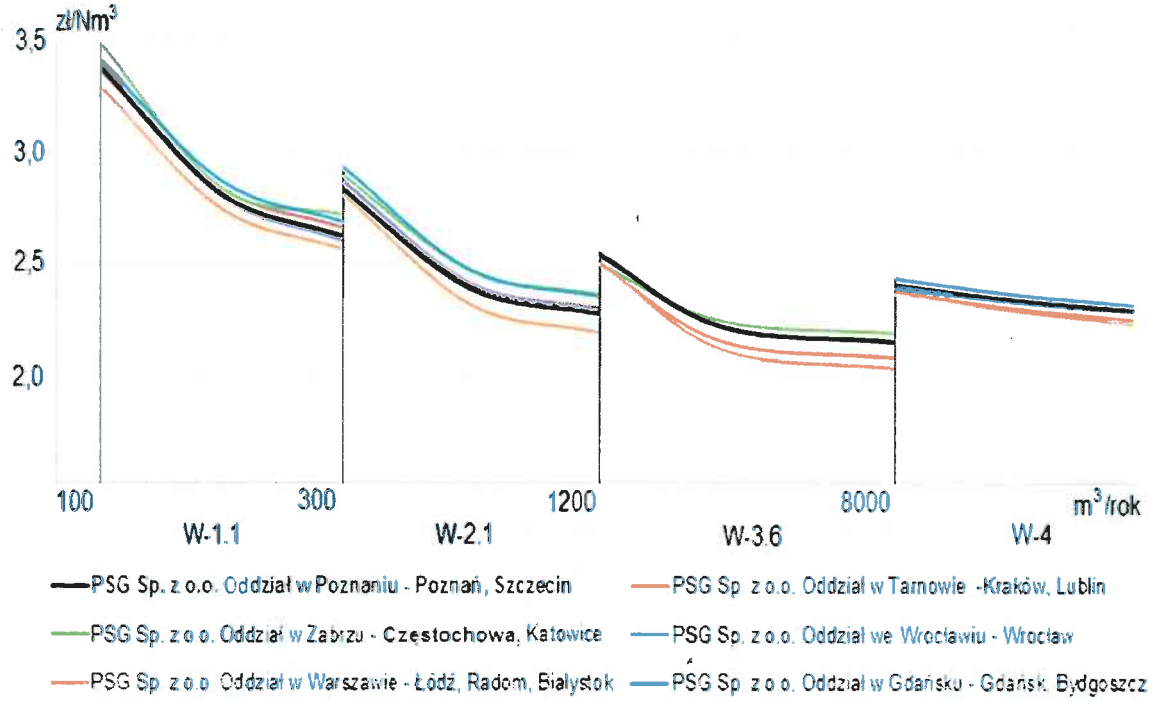
- opłaty za pobrane paliwo, będącej iloczynem faktycznego poboru i ceny za paliwo gazowe (zł/Nm^3),
- opłaty stałej za usługę przesyłową:
  - dla odbiorców z grup W-1.1 do W-4 jest ona stała i określona w zł/m-c,
  - dla odbiorców z grup W-5 do W-7C jest ona iloczynem zamówionego godzinowego zapotrzebowania gazu, liczby godzin w okresie rozliczeniowym i stawki za usługę przesyłową,
- opłaty zmiennej za usługę przesyłową, będącej iloczynem faktycznego poboru i stawki zmiennej za usługę przesyłową (zł/Nm^3),
- miesięcznej stałej opłaty abonamentowej (zł/m-c).

Zgodnie z postanowieniami Ustawy z dnia 6 grudnia 2008 roku o podatku akcyzowym (teks jednolity: Dz.U. 2014, poz. 752) począwszy od dnia 1 listopada 2013 roku sprzedaż paliwa gazowego podlega opodatkowaniu akcyzą. Stawki akcyzy dla paliwa gazowego są zróżnicowane ze względu na jego przeznaczenie.
Istotne z punktu widzenia konsumenta jest zwolnienie sprzedaży paliwa gazowego przeznaczonego do celów opałowych przez gospodarstwa domowe. Celem opałowym jest np. wykorzystanie paliwa gazowego do ogrzewania pomieszczeń, ogrzewania wody użytkowej lub podgrzewania posiłków.

Ponadto od dnia 1 sierpnia 2014 r. zmianie ulegnie jednostka rozliczenia zużycia gazu ziemnego, w związku z czym, przedsiębiorstwa obrotu paliwami gazowymi oraz wykonujące usługę przesyłu i dystrybucji dokonują rozliczenia z odbiorcami w jednostkach energii – kilowatogodzinach [kWh].

Na poniższych wykresach przedstawiono jednostkowy koszt zakupu gazu (w zł/Nm^3) w 2014 roku dla grup taryfowych W-1.1 do W-4 (dla gospodarstw domowych zwolnionych z akcyzy) dla wartości granicznych rocznego zużycia gazu w poszczególnych grupach. Wartości na wykresach uwzględniają podatek od towarów i usług VAT w wysokości 23%.

Wykres 7-10 Jednostkowa cena zakupu gazu dla grup taryfowych W-1.1 do W-4

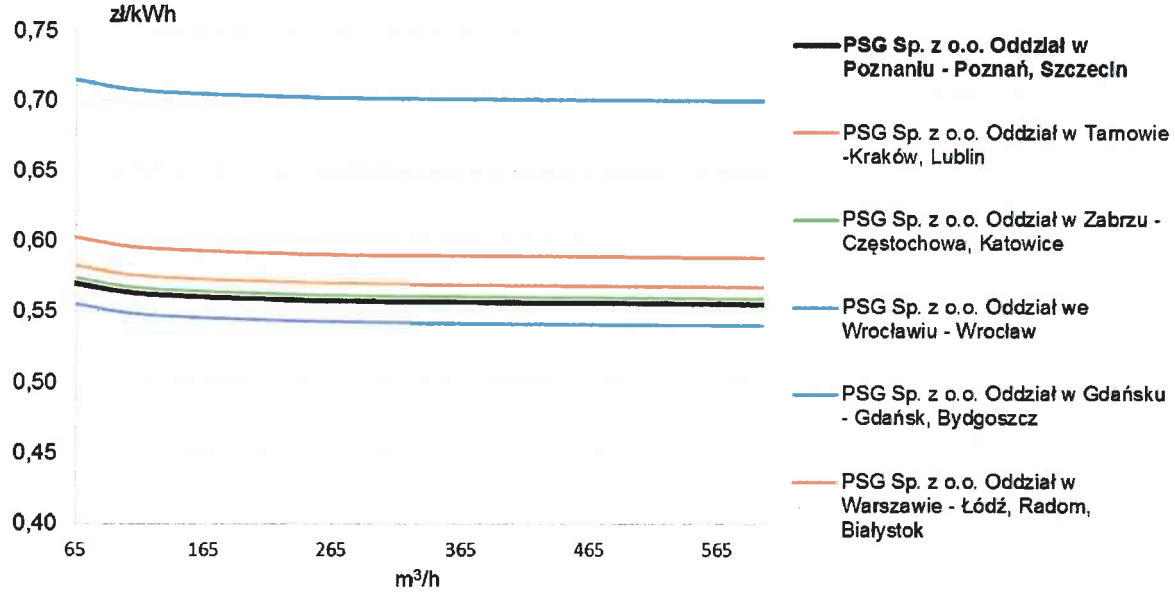


Źródło: Opracowanie własne na podstawie aktualnych taryf dla gazu obowiązujących 26 maja 2014

Wnioskiem nasuwającym się po analizie powyżej przedstawionego wykresu jest łatwo zauważalna różnica w opłatach za gaz przez odbiorców, którzy znajdują się na granicy grup taryfowych. Przykładowo odbiorca w grupie taryfowej W-3.6 zużywający rocznie 8 tys. Nm^3 gazu zapłaci rocznie około 2 047 zł mniej niż odbiorca z grupy W-4 zużywający 8 001 Nm^3.

Na kolejnych dwóch wykresach pokazano różnice w jednostkowym koszcie gazu oraz jednostkowym koszcie dystrybucji dla taryfy W-6, dla działających oddziałów PSG Sp. z o.o..

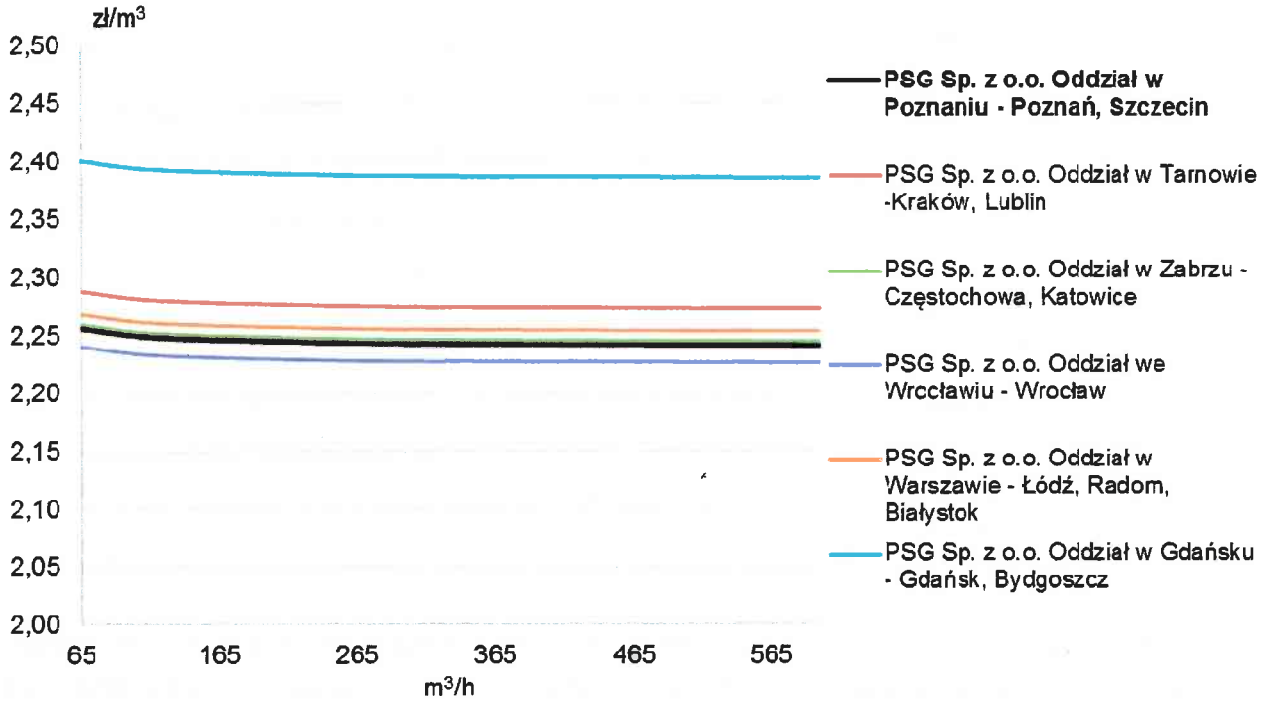
Wykres 7-11 Jednostkowy koszt gazu dla taryfy W-6



Źródło: Opracowanie własne na podstawie aktualnych taryf dla gazu obowiązujących 26 maja 2014

Cena gazu dla wszystkich oddziałów PSG Sp. z o.o. jest stała i dla taryfy W-6A wynosi 1,37 zł/m^3.

Wykres 7-12 Jednostkowy koszt dystrybucji gazu dla taryfy W-6



Źródło: Opracowanie własne na podstawie aktualnych taryf dla gazu obowiązujących 26 maja 2014

Powyższe wykresy pokazują, że ceny gazu w Oddziale w Poznaniu są znacznie niższe w porównaniu do pozostałych miast w zestawieniu. Niższą cenę gazu zaobserwować można jedynie w Oddziale we Wrocławiu, natomiast najwyższe ceny gazu obecnie są w Oddziale w Gdańsku, zarówno dla jednostkowego kosztu gazu, jak i jednostkowego kosztu dystrybucji gazu.

7.4 Dynamika wzrostu cen nośników energii

7.4.1 Wprowadzenie

Polski sektor energetyczny stoi obecnie przed poważnymi wyzwaniami. W obliczu konieczności zaspokojenia wysokiego krajowego zapotrzebowania na energię, przy nieadekwatnym poziomie rozwoju infrastruktury wytwórczej i transportowej paliw i energii, wobec znacznego stopnia uzależnienia od zewnętrznych dostaw gazu ziemnego, niemal pełnego uzależnienia od zewnętrznych dostaw ropy naftowej oraz konieczności wypełnienia międzynarodowych zobowiązań w zakresie ochrony środowiska, istnieje konieczność podjęcia zdecydowanych i konsekwentnych działań zapobiegających pogorszeniu się sytuacji odbiorców końcowych paliw i energii. Sytuację komplikuje szereg niekorzystnych zjawisk jakie wystąpiły w ostatnich latach w gospodarce światowej, przejawiających się w istotnych wahaniach cen surowców energetycznych przy stale wzrastającym zapotrzebowaniu na energię, w tym również notowanym w krajach rozwijających się. Poważne awarie systemów energetycznych oraz wysokie zanieczyszczenie środowiska, a także wzrastający po-

ziom ogólnych napięć międzynarodowych sprawiają, że wymagane staje się nowe podejście do prowadzenia racjonalnej polityki energetycznej.

7.4.2 Założenia do analizy

Przeprowadzona analiza obejmuje prognozę cen poszczególnych nośników energetycznych do roku 2030 włącznie.

Założenia podstawowe przyjęte do wykonania prognozy cen ciepła:

- jako bazę dla wyliczenia prognozy cen ciepła wytwarzanego w źródłach systemowych i przesyłanego przez system ciepłowniczy przyjęto taryfy obowiązujące w latach 2010-2014 przedsiębiorstwa ciepłowniczego;
- jako bazę dla wyliczenia prognozy cen gazu sieciowego przyjęto taryfy obowiązujące w latach 2010-2014 oraz wykorzystano podział na grupy odbiorców zgodnie z podziałem wynikającym z taryfy gazowej;
- bazę dla wyliczenia prognozy cen gazu płynnego (LPG) wykonano w oparciu o ceny firmy GASPOL z lat 2010-2014;
- bazę dla wyliczenia prognozy cen węgla kamiennego wykonano w oparciu o cennik Kompani Węglowej S.A. za lata 2010-2014;
- bazę dla wyliczenia prognozy cen oleju opałowego wykonano w oparciu o cennik PKN ORLEN S.A. za lata 2010-2014;
- jako bazę dla wyliczenia prognozy cen energii elektrycznej przyjęto taryfy obowiązujące w latach 2010-2014 oraz wykorzystano podział na grupy odbiorców zgodnie z podziałem wynikającym z taryfy.

Analiza cen została wykonana z uwzględnieniem podatku VAT.

W niniejszym opracowaniu, w celu określenia przyszłościowej dynamiki wzrostu cen energii, wykorzystano również informacje zawarte w dokumencie Rady Polityki Pieniężnej pt. „Raport o inflacji" z lipca 2014 r. przedstawiającym ocenę dotyczącą przebiegu bieżących i przyszłych procesów makroekonomicznych wpływających na inflację.

Niska presja inflacyjna spowodowana jest spadkiem cen energii, czego przyczyną były:

- korzystne zmiany taryf w 2013 r. i 2014 r. dla energii elektrycznej i gazu ziemnego dla gospodarstw domowych,
- obniżające się ceny ropy naftowej na rynkach światowych,
- utrzymujące się na bardzo niskim poziomie ceny uprawnień do emisji CO_2.

Prawdopodobnie inflacja cen energii wzrośnie w I kw. 2015 r. w ślad za zmianami taryf, a dokładnie z przywróceniem obowiązku zakupu żółtych i czerwonych certyfikatów przez sprzedawców energii elektrycznej finansujących procesy kogeneracji. Jednakże inflacja cen energii pozostanie na poziomie istotnie niższym, co związane będzie z powolnym wzrostem cen surowców energetycznych na rynkach światowych.

Prawdopodobieństwo ukształtowania się inflacji w przedziale 1,5%-3,5% obecnie jest bliskie zera, rośnie natomiast w krótkim horyzoncie projekcji i od II poł. 2015 r. utrzymywać będzie się na poziomie zbliżonym do 50% tej wartości.

Ponadto w załączniku do „Wytycznych w zakresie wybranych zagadnień związanych z przygotowaniem projektów inwestycyjnych, w tym projektów generujących dochód" Ministra Rozwoju Regionalnego przedstawiono warianty rozwoju gospodarczego Polski. Do dalszych analiz, dla potrzeb niniejszego opracowania, przyjęto inflację wariantu podstawowego, wynoszącą w latach 2015-2017 ~ 2,5%, natomiast od 2018 r. - 2,4%.

7.4.3 Prognoza zmiany ceny ciepła sieciowego

Ciepło na terenie Miasta Poznania dostarczane jest za pomocą systemu ciepłowniczego eksploatowanego przez Dalkia Poznań S.A. z siedzibą w Poznaniu przy ul. Gdyńskiej 54. Wysokość cen ciepła z miejskiego systemu ciepłowniczego uzależniona jest przede wszystkim od kosztów paliwa niezbędnego w procesie wytwórczym oraz prowadzonych inwestycji związanych czy to z modernizacją źródła i sieci, czy też budową nowych instalacji. Analizując taryfy dla ciepła przedsiębiorstwa Dalkia Poznań S.A. z lat ubiegłych można stwierdzić wzrost opłat za ciepło pochodzące z m.s.c. Podobna sytuacja z tendencją wzrostową utrzymuje się również w innych miastach w Polsce, jednak charakteryzują się one dużą nierównomiernością rocznego wzrostu opłat.

W celu przeprowadzenia prognozy założono dwa warianty rozwiązań.

WARIANT W1

Prognozę cen ciepła sieciowego oparto o ceny bazowe przyjęte na podstawie stanu rzeczywistego za lata 2010-2014 taryf Dalkia Poznań S.A. na terenie Miasta Poznania dla grupy taryfowej E/WS1/WI - odbiorcy ciepła wytwarzanego przez Dalkia Poznań ZEC S.A., dostarczanego poprzez wodną sieć ciepłowniczą nr 1 sprzedawcy i węzły indywidualne sprzedawcy. Wyliczono średnioroczny rzeczywisty wzrost cen ciepła za ostatnie 4 lata, który wynosił 6%. Ponadto założono, że powyższa tendencja będzie utrzymywała się do roku 2020, co prawdopodobnie uwarunkowane będzie regulacjami prawnymi wprowadzonymi Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (tzw. Dyrektywa IED) oraz ponoszeniem opłat za emisję związaną z CO_2. Po roku 2020 ceny ciepła mogą ulec pewnemu ustabilizowaniu (założono 3% wzrost cen), co związane będzie z zakończeniem prac modernizacyjnych wynikających z regulacji prawnych i prowadzeniem wyłącznie bieżących działań remontowo-modernizacyjnych.

WARIANT W2

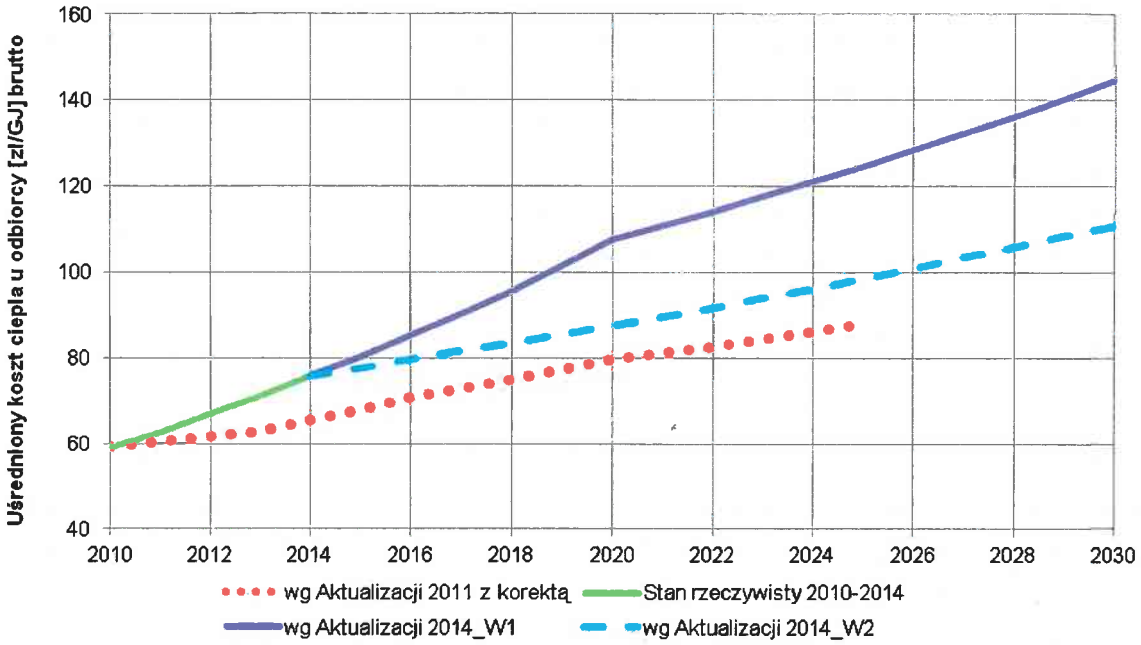
Prognozę cen ciepła sieciowego oparto o inflację wynoszącą w latach 2015-2017 2,5%, natomiast od 2018 r. na poziomie 2,4%.

W Aktualizacji 2011 przyjęto roczne zużycie ciepła na poziomie 7 920 GJ/MW mocy zamówionej. W chwili obecnej sprzedaż ciepła przedsiębiorstwa Dalkia Poznań S.A. wynosi około 6 000 GJ/MW mocy zamówionej. W celu porównania prognoz, wartości wyliczone w Aktualizacji 2011 przeliczono odpowiednio na 6 000 GJ/MW mocy zamówionej.

Wykonana prognoza została przedstawiona w postaci linowej w celu wyrównania odchyleń w poszczególnych latach spowodowanych np. szybszym niż zakładany wzrostem kosztów wytworzenia w wybranych latach oraz wolniejszym w pozostałych.

Na poniższym wykresie przedstawiono sytuację aktualną oraz prognozę uśrednionych kosztów ciepła systemowego łącznie u odbiorcy na terenie Poznania w dwóch wariantach. Wykres obejmuje stan rzeczywisty za lata 2010-2014, prognozę do 2025 zaproponowaną w Aktualizacji z 2011 r. oraz prognozę wg W1 i W2 do 2030 r. z obecnej Aktualizacji 2014.

Wykres 7-13 Prognoza uśrednionych kosztów ciepła systemowego w Poznaniu



Wg powyższej prognozy opłaty za ciepło będą systematycznie wzrastać. Cena ciepła wzrośnie z około 75 zł/GJ brutto w roku 2014 do poziomu około 145 zł/GJ brutto wg W1 i 110 zł/GJ brutto wg W2 w roku 2030. Prognozowany uśredniony koszt ciepła powinien przyszłościowo (w okresie założonej prognozy) znajdować się w granicach wyznaczonych przez warianty W1 i W2. Wg Aktualizacji z 2011 r. prognoza cen ciepła również wykazywała tendencję wzrostową, ale znacznie niższą niż prognozowana w chwili obecnej (np. w 2025 r. o 30% niższą w porównaniu z W1 i o 10% niższą w porównaniu z W2).

7.4.4 Prognoza zmiany ceny gazu sieciowego i płynnego

Ceny gazu ziemnego w dużej mierze uzależnione są od giełdowych notowań cen ropy naftowej. Światowe ceny ropy naftowej podlegają dużym wahaniom, które są przede wszystkim wynikiem zmian w sytuacji geopolitycznej na świecie. Przewidywanie tego rodzaju zmian w długim okresie jest trudne, w związku z czym prognozowanie cen ropy naftowej i w konsekwencji cen gazu jest obarczone najczęściej dużym błędem. Na podstawie analizy danych historycznych można stwierdzić, iż ceny ropy naftowej w długim okresie po wyeliminowaniu różnego rodzaju wahań wykazują trend wzrostowy. Z dużą dozą prawdopodobieństwa można stwierdzić, iż ten trend zostanie zachowany w przyszłości ze względu na stopniowe wyczerpywanie się zasobów tego surowca.

Na wzrost cen gazu wpływ mogą mieć następujące czynniki:

- nałożenie podatku akcyzowego na węgiel kamienny, co może przełożyć się na wzrost cen tego paliwa dla odbiorców oraz rezygnację z ogrzewania obiektów kotłami węglowymi na rzecz kotłów na paliwo gazowe,
- budowa gazoportu w Świnoujściu mająca na celu dywersyfikację dostaw gazu do Polski – koszty importu gazu poprzez gazoport są wyższe od tradycyjnego importu gazociągiem,
- restrykcyjna polityka ekologiczna Unii Europejskiej mająca na celu ograniczenie emisji szkodliwych substancji do atmosfery poprzez znaczną redukcję zużycia węgla kamiennego na rzecz bardziej przyjaznych środowisku paliw gazowych oraz odnawialnych źródeł energii,
- bezpieczeństwo dostaw gazu z kierunku wschodniego w świetle uwarunkowań geopolitycznych i konfliktu Ukraina – Rosja.

Prognoza cen gazu sieciowego

W celu przeprowadzenia prognozy założono dwa warianty rozwiązań.

WARIANT W1

Prognozę cen gazu sieciowego wykonano w oparciu o ceny bazowe przyjęte na podstawie stanu rzeczywistego za lata 2010-2014 taryf dla gazu ziemnego Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. oraz PGNiG S.A.

Do analizy przyjęto dwie grupy taryfowe W-3.6 oraz W-6.1. Zużycie gazu dla taryfy W-3.6 założono na poziomie 4 000 Nm^3/rok, natomiast dla W-6.1 na poziomie 120 Nm^3/h. Sprawność urządzenia przetwarzającego przyjęto na poziomie 85%, zaś wartość opałową roczną 35,5 MJ/Nm^3. Cenę gazu odniesiono do jednostki ciepła to jest do 1 GJ.

Wyliczono średnioroczny rzeczywisty wzrost cen gazu za ostatnie 4 lata dla grupy taryfowej W-3.6 na poziomie 3,5%, natomiast dla grupy taryfowej W-6.1 - 4,6%. Przedstawiona tendencja wzrostowa będzie utrzymywać się na jednakowym poziomie do końca okresu założonej prognozy tj. do 2030 r.

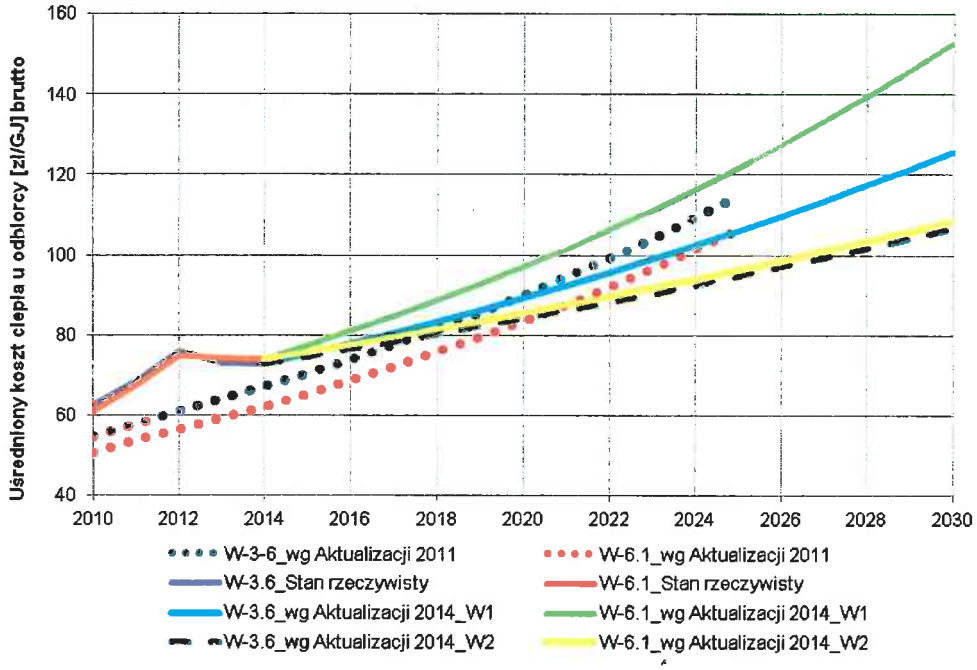
WARIANT W2

Prognozę cen gazu sieciowego oparto o inflację wynoszącą w latach 2015-2017 2,5%, natomiast od 2018 r. na poziomie 2,4%.

Wykonana prognoza została przedstawiona w postaci linowej w celu wyrównania odchyleń w poszczególnych latach spowodowanych np. szybszym niż zakładany wzrostem kosztów w wybranych latach oraz wolniejszym w pozostałych.

Na poniższym wykresie przedstawiono sytuację aktualną oraz prognozę uśrednionych kosztów ciepła z gazu sieciowego łącznie u odbiorcy na terenie Poznania w rozbiciu na warianty. Wykres obejmuje dwie wcześniej omawiane grupy taryfowe z podziałem na: stan rzeczywisty za lata 2010-2014, prognozę do 2025 wg Aktualizacji z 2011 r. oraz prognozę do 2030 r. w rozbiciu na W1 i W2 wg Aktualizacji 2014.

Wykres 7-14 Prognoza uśrednionych kosztów ciepła z gazu sieciowego w Poznaniu



Z powyższego wynika, że w ciągu następnych 15 lat koszty ciepła z gazu ziemnego wzrosną o około 40% wg W1 oraz o około 30% wg W2 dla gospodarstw domowych, natomiast dla przedsiębiorstw o około 50% wg W1 oraz o około 40% wg W2. Prognozowany uśredniony koszt gazu powinien przyszłościowo (w okresie założonej prognozy) znajdować się w granicach wyznaczonych przez warianty W1 i W2.

Prognoza cen gazu płynnego (LPG)

LPG (mieszanina propanu i butanu) najczęściej stosowany jest na terenach niezurbanizowanych, gdzie nie ma dostępu do instalacji gazu ziemnego. Głównym konsumentem LPG są gospodarstwa domowe, wykorzystujące gaz do gotowania (kuchenki gazowe) i ogrzewania (instalacje zbiornikowe na gaz płynny, przenośne ogrzewacze na butle gazowe).

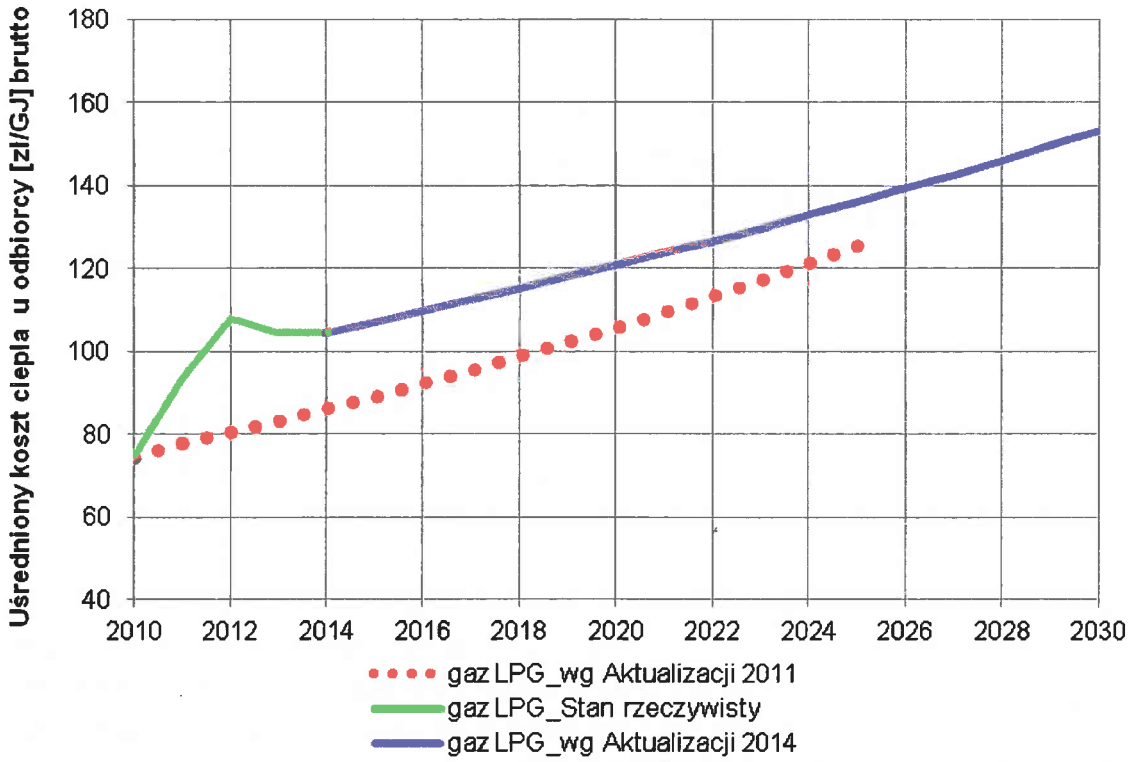
Prognozę cen gazu LPG wykonano w oparciu o ceny firmy GASPOL za lata 2010-2014. Do analizy przyjęto wartość opałową równą 46 MJ/kg. Cenę gazu LPG odniesiono do jednostki ciepła to jest do 1 GJ.
Wyliczono średnioroczny rzeczywisty wzrost cen gazu za ostatnie 4 lata na poziomie 7,7%. Ponieważ wyliczona wartość znajduje się na bardzo wysokim poziomie i nie mieści się w granicach inflacji (o których mowa we wcześniej omawianych podrozdziałach), dalsze analizy cen gazu LPG oparto o inflację wynoszącą w latach 2015-2017 2,5% oraz od 2018 r. na poziomie 2,4%.

Wykonana prognoza została przedstawiona w postaci linowej w celu wyrównania odchyleń w poszczególnych latach spowodowanych np. szybszym niż zakładany wzrostem kosztów w wybranych latach oraz wolniejszym w pozostałych.

Na poniższym wykresie przedstawiono sytuację aktualną oraz prognozę uśrednionych kosztów ciepła z gazu LPG łącznie u odbiorcy na terenie Poznania. Wykres obejmuje stan

rzeczywisty za lata 2010-2014, prognozę do 2025 wg Aktualizacji z 2011 r. oraz prognozę do 2030 r. wg Aktualizacji 2014.

Wykres 7-15 Prognoza uśrednionych kosztów ciepła z gazu płynnego (LPG) w Poznaniu



Wg powyższej prognozy opłaty za ciepło pochodzące z gazu LPG będą systematycznie wzrastać. Cena ciepła w ciągu następnych 15 lat wzrośnie o około 30% ze 105 zł/GJ brutto w roku 2014 do poziomu około 153 zł/GJ brutto w roku 2030. Wg Aktualizacji z 2011 r. prognoza cen ciepła również wykazywała tendencję wzrostową, ale znacznie niższą niż prognozowana w chwili obecnej (np. w 2015 r. o 17% a w 2025 o 8% niższą).

7.4.5 Prognoza zmiany ceny węgla kamiennego

Kształtowanie się cen węgla kamiennego w Polsce uwarunkowane jest sytuacją na rynkach międzynarodowych. Ceny węgla w Polsce nie mogą znacząco odbiegać od cen węgla importowanego do Unii Europejskiej. Analizując ceny można zauważyć, iż w ciągu ostatnich lat w związku z boomem gospodarczym na świecie wywołanym głównie przez gospodarkę USA oraz Chin, ceny importowanego węgla wykazywały trend rosnący. Można z dużą dozą prawdopodobieństwa stwierdzić, iż ten trend zostanie zachowany w przyszłości. Przyjęcie takiego założenia wynika z obserwowanego wzrostu zapotrzebowania na węgiel, jak również z postępującej restrukturyzacji branży wydobywczej. Te dwa aspekty mają również miejsce w Polsce.

W celu przeprowadzenia prognozy założono dwa warianty rozwiązań.

WARIANT W1

Prognozę cen węgla kamiennego wykonano w oparciu o cennik Kompani Węglowej S.A. za lata 2010-2014. Do analizy przyjęto węgiel sortymentu: orzech I, groszek I, kostka I oraz następujące założenia:

Sortyment	Transport		Wartość opałowa	Sprawność urządzeń przetwarzających
	cena [zł/Mg]	rodzaj	[MJ/kg]	[%]
Węgiel orzech I	150	samochodowy	28	74
Węgiel groszek I	90	samochodowy	27	80
Węgiel kostka I	90	samochodowy	29	78

Cenę węgla kamiennego odniesiono do jednostki ciepła to jest do 1 GJ.

Wyliczono średnioroczny rzeczywisty wzrost cen węgla za ostatnie 4 lata:

- orzech I – 1,7%,
- groszek I – 0,9%,
- kostka I – 3,2%.

Przedstawiona tendencja wzrostowa będzie utrzymywać się na jednakowym poziomie do końca okresu założonej prognozy, tj. do 2030 r.

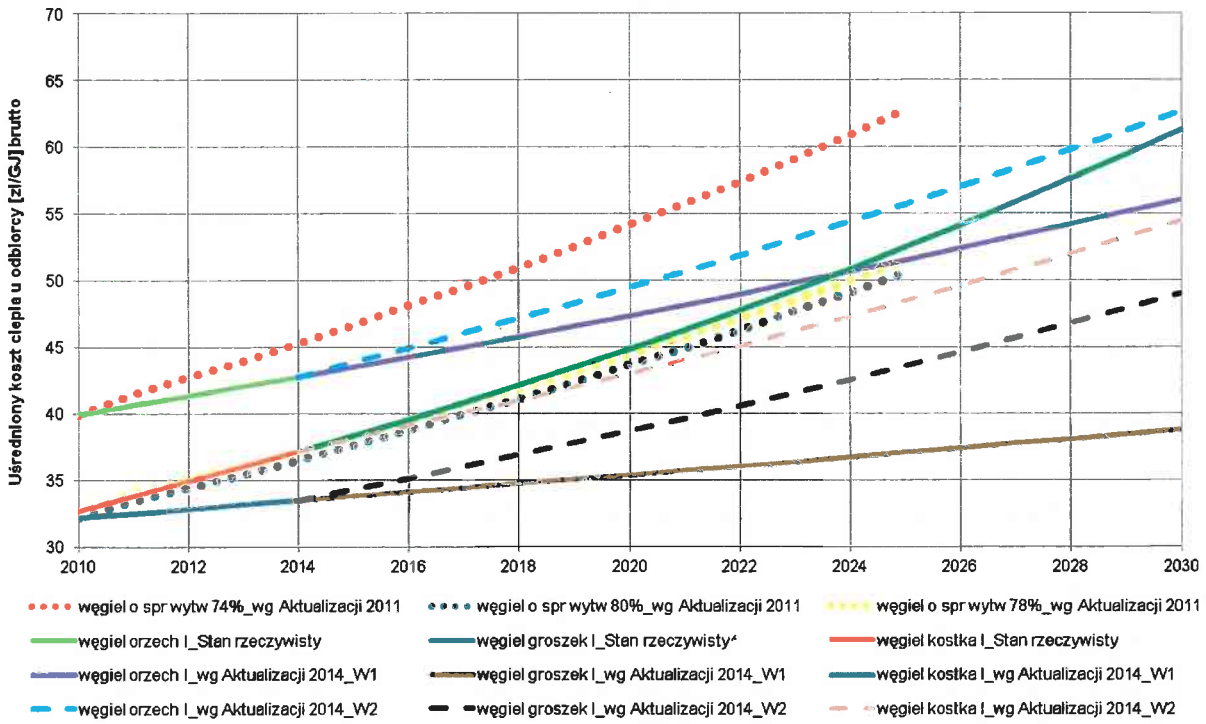
WARIANT W2

Prognozę cen węgla kamiennego oparto o inflację wynoszącą w latach 2015-2017 2,5%, natomiast od 2018 r. na poziomie 2,4%.

Wykonana prognoza została przedstawiona w postaci linowej w celu wyrównania odchyleń w poszczególnych latach spowodowanych np. szybszym niż zakładany wzrostem kosztów w wybranych latach oraz wolniejszym w pozostałych.

Na poniższym wykresie przedstawiono sytuację aktualną oraz prognozę uśrednionych kosztów ciepła z węgla kamiennego łącznie u odbiorcy na terenie Poznania w rozbiciu na warianty. Wykres obejmuje wcześniej omawiane rodzaje węgla kamiennego z podziałem na: stan rzeczywisty za lata 2010-2014, prognozę do 2025 wg Aktualizacji z 2011 r. oraz prognozę do 2030 r. w rozbiciu na W1 i W2 wg Aktualizacji 2014.

Wykres 7-16 Prognoza uśrednionych kosztów ciepła z węgla kamiennego w Poznaniu



Z wykresu wynika, że w ciągu następnych 15 lat koszty ciepła z węgla kamiennego wzrosną w granicach od 13-37% wg W1 oraz o około 30% wg W2. Prognoza z Aktualizacji z 2011 r. również wykazywała tendencję wzrostową ale nieco wyższą niż w chwili obecnej dla węgla orzech i groszek, natomiast węgiel kostka mieści się w granicach aktualnej prognozy.

7.4.6 Prognoza zmiany ceny oleju opałowego

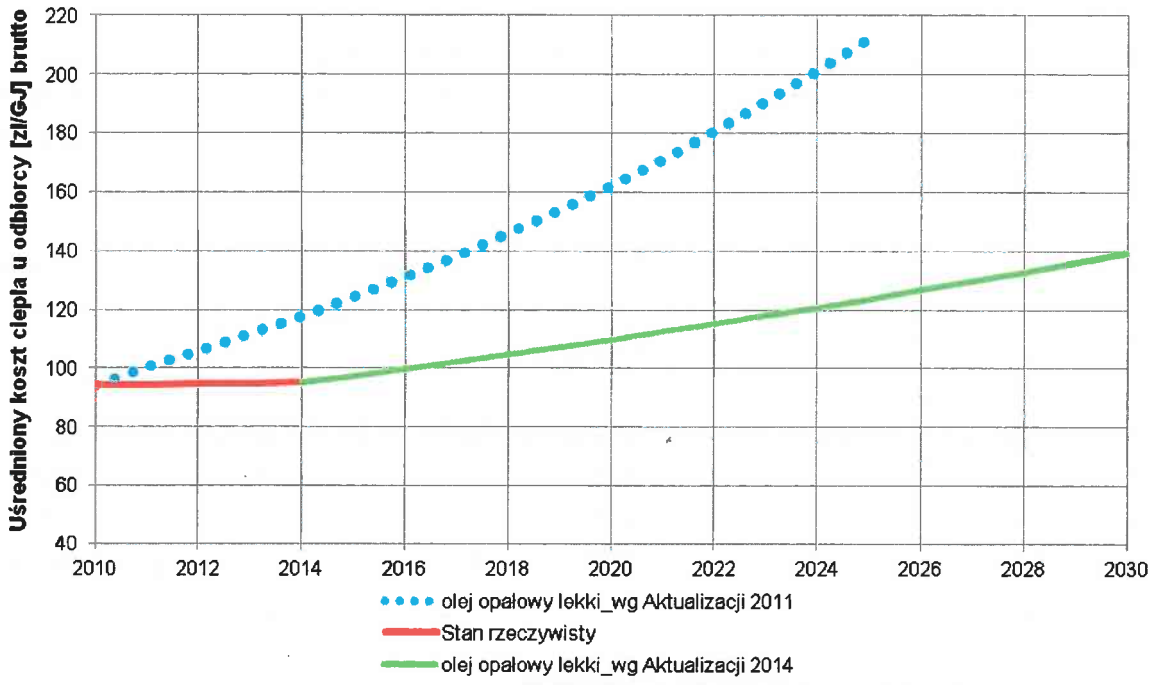
Wysokość cen oleju opałowego uzależniona jest od tych samych czynników, które wpływają na kształtowanie się światowych cen gazu ziemnego. Jednakże wskaźnik korelacji kształtowania się cen oleju opałowego w stosunku do cen ropy naftowej jest większy niż ten sam wskaźnik obliczony dla cen gazu ziemnego i ropy naftowej.

Prognozę cen oleju opałowego wykonano w oparciu o cennik PKN Orlen S.A. za lata 2010-2014. Do analizy przyjęto olej opałowy lekki o wartości opałowej równej 43 MJ/kg i sprawności urządzeń przetwarzających na poziomie 85%. Cenę oleju opałowego odniesiono do jednostki ciepła, to jest do 1 GJ.
Wyliczono średnioroczny rzeczywisty wzrost cen oleju opałowego za ostatnie 4 lata na poziomie 0,22%. Ponieważ wyliczona wartość znajduje się na bardzo niskim poziomie i nie mieści się w granicach inflacji (o których mowa we wcześniej omawianych podrozdziałach) dalsze analizy cen oleju opałowego oparto o inflację wynoszącą w latach 2015-2017 2,5% oraz od 2018 r. na poziomie 2,4%.

Wykonana prognoza została przedstawiona w postaci linowej w celu wyrównania odchyleń w poszczególnych latach spowodowanych np. szybszym niż zakładany wzrostem kosztów w wybranych latach oraz wolniejszym w pozostałych.

Na poniższym wykresie przedstawiono sytuację aktualną oraz prognozę uśrednionych kosztów ciepła z oleju opałowego łącznie u odbiorcy na terenie Poznania. Wykres obejmuje stan rzeczywisty za lata 2010-2014, prognozę do 2025 wg Aktualizacji z 2011 r. oraz prognozę do 2030 r. wg Aktualizacji 2014.

Wykres 7-17 Prognoza uśrednionych kosztów ciepła z oleju opałowego w Poznaniu



Z przedstawionej prognozy wynika, iż cena oleju opałowego wzrosnie do 2030 r. o około 30%. Wg Aktualizacji z 2011 r. prognoza cen ciepła również wykazywała tendencję wzrostową, ale znacznie wyższą niż prognozowana w chwili obecnej (np. w 2015 r. o 20% a w 2025 aż o 40% wyższa).

7.4.7 Prognoza zmiany ceny energii elektrycznej

W przyszłości na ceny energii elektrycznej będą wpływać dwa zasadnicze czynniki, a mianowicie: liberalizacja rynku energii elektrycznej oraz konieczność dostosowania polskiej energetyki do norm Unii Europejskiej w zakresie ochrony środowiska. Zmiany cen energii elektrycznej będą wypadkową działania tych dwóch czynników.

W celu przeprowadzenia prognozy założono dwa warianty rozwiązań.

WARIANT W1

Prognozę cen energii elektrycznej oraz stawek opłat za usługi przesyłowe dla grupy taryfowej G11 w układzie 1-fazowym oparto o ceny bazowe przyjęte na podstawie stanu rzeczywistego za lata 2010-2014 taryf przedsiębiorstw: ENEA Operator Sp. z o.o. oraz ENEA S.A. działających na terenie Miasta Poznania. Założono zużycie energii elektrycznej na poziomie 2 000 kWh rocznie.

Wyliczono średnioroczny rzeczywisty wzrost cen energii elektrycznej za ostatnie 4 lata dla grupy taryfowej G11, wynoszący 1,0%. Przedstawiona tendencja wzrostowa będzie

utrzymywać się na jednakowym poziomie do końca okresu założonej prognozy, tj. do 2030 r.

WARIANT W2

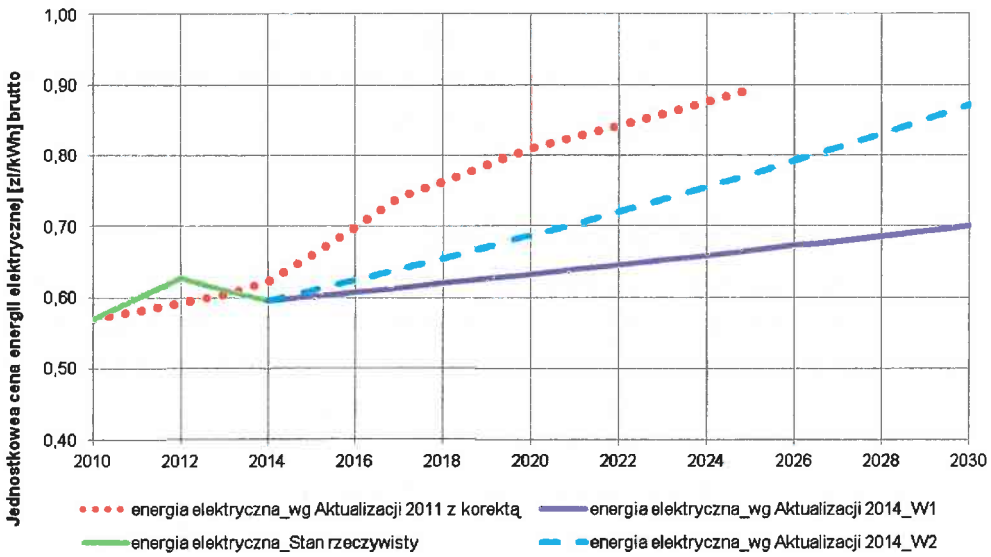
Prognozę cen energii elektrycznej oparto o inflację wynoszącą w latach 2015-2017 2,5%, natomiast od 2018 r. na poziomie 2,4%.

W Aktualizacji 2011 skorygowano obliczenia jednostkowych kosztów energii elektrycznej, gdyż we wcześniejszych założeniach pominięta została cena za energię elektryczną. W celu porównania prognoz, wartości wyliczone w Aktualizacji 2011 przeliczono wg założeń podanych powyżej.

Wykonana prognoza została przedstawiona w postaci linowej w celu wyrównania odchyleń w poszczególnych latach spowodowanych np. szybszym niż zakładany wzrostem kosztów w wybranych latach oraz wolniejszym w pozostałych.

Na poniższym wykresie przedstawiono sytuację aktualną oraz prognozę uśrednionych kosztów ciepła z energii elektrycznej na terenie Poznania w rozbiciu na warianty. Wykres obejmuje stan rzeczywisty za lata 2010-2014 dla grupy taryfowej G11, prognozę do 2025 wg Aktualizacji z 2011 r. oraz prognozę do 2030 r. z podziałem na W1 i W2 wg Aktualizacji 2014.

Wykres 7-18 Prognoza cen energii elektrycznej w Poznaniu



Zgodnie z przedstawioną prognozą przeciętne ceny energii elektrycznej wzrosną w rozpatrywanym okresie o około 15% dla W1 oraz o około 30% dla W2. Prognozowany uśredniony koszt energii elektrycznej powinien przyszłościowo (w okresie założonej prognozy) znajdować się w granicach wyznaczonych przez warianty W1 i W2. Wg Aktualizacji z 2011 r. prognoza cen energii elektrycznej również wykazywała tendencję wzrostową, ale znacznie wyższą niż prognozowana w chwili obecnej.

7.4.8 Podsumowanie prognozowania cen nośników energii

Z powyższych analiz wynika, iż ceny nośników energii w okresie docelowym czyli do 2030 r. mogą wykazywać trend rosnący. Powodem tej sytuacji będzie polityka proekologiczna wprowadzona przez Unię Europejską, jak również wzrost zapotrzebowania głównie na paliwa energetyczne na rynku krajowym. Trend wzrostowy może ulegać w krótkim okresie odwróceniu, na co wpływ mogą mieć zmiany na światowych rynkach finansowych, jak również sytuacja gospodarcza krajów będących największymi konsumentami surowców energetycznych. Jednakże czynniki te nie powinny trwale wpłynąć na długoterminowy trend wzrostowy cen nośników energii.

8. Ocena stopnia realizacji zadań, priorytetów i postulatów przyjętych w „Założeniach...” z 2001 i 2011 roku

8.1 Wprowadzenie

Niniejsza ocena realizacji zadań, priorytetów i postulatów lub zaleceń jakie znalazły się w dotychczas przyjętych „Założeniach do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe Poznania”, które stanowią realizację obowiązku ustawowego wg Art. 19 ustawy Prawo energetyczne, opracowana została na podstawie treści dokumentów stanowiących załączniki do Uchwał Rady Miasta Poznania zatwierdzających opracowane projekty:

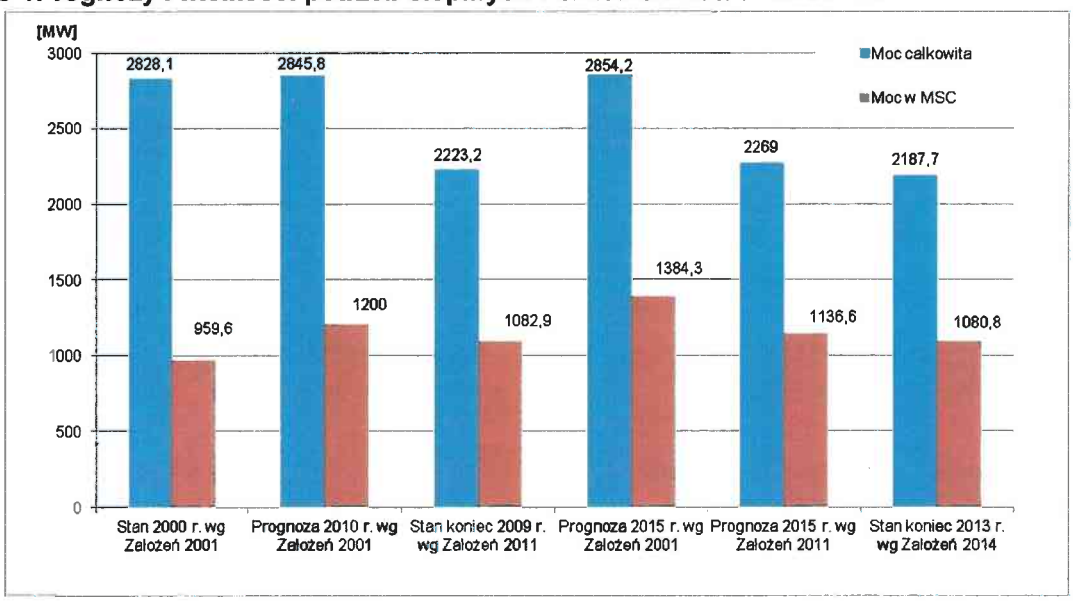
- „Projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla obszaru miasta Poznania” – Uchwała Nr LXXVII/905/III/2002 z dnia 5 lutego 2002 r.
- „Aktualizacja założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla obszaru miasta Poznania” – Uchwała Nr XV/165/VI/2011 z dnia 12 lipca 2011 r.

oraz aktualnych na 31.12.2013 r. informacji uzyskanych od poszczególnych zainteresowanych instytucji, w tym przedsiębiorstw energetycznych. Dla lepszej przejrzystości wyniki analizy przedstawiono w układzie sektorów energetyki.

8.2 Zaopatrzenie w ciepło

Poddane analizie wielkości potrzeb cieplnych miasta oraz ich prognozy opracowane w różnym czasie wg dokumentów jw. przedstawiono na wykresie poniżej. Dają one obraz zmian bilansowych i prognostycznych w poszczególnych okresach.

Wykres 8-1Prognozy i wielkości potrzeb cieplnych Poznania w latach 2000 - 2013



Prognozy w analizowanych opracowaniach były zróżnicowane. Prognozowane w „Założeniach 2001" zapotrzebowanie mocy cieplnej w skali całego miasta miało do roku 2015 kształtować się na poziomie ok. 2800 MW, przy czym zapotrzebowanie mocy cieplej w sytemie ciepłowniczym miało systematycznie rosnąć z poziomu ok. 950 MW do ok. 1400 MW w roku 2015. Dane bilansowe wg „Założeń 2011" pokazują w skali całego miasta znaczny spadek zapotrzebowania mocy cieplnej, który miał miejsce w okresie 10 lat o ponad 600 MW, wynikać to może z mniejszego tempa rozwoju zapotrzebowania w nowej zabudowie niż zakładane w prognozie z 2001 oraz większego nasilenia działań termomodernizacyjnych i prooszczędnościowych odbiorców.

Szacunki prognostyczne dokonane w „Założeniach 2011" należy uznać za zbliżone do rzeczywistych trendów, gdyż prognozy dla scenariusza „optymalnego" z 2011 oraz faktyczne oszacowane zapotzrebowanie są zbliżone (różnią się o niespełna 4%). Wg danych Dalkia w latach 2001–2013 sumaryczny spadek zapotrzebowania w zabudowie podłączonej w 2001 r. do systemu ciepłowniczego wynosił ok. 250 MW (co daje spadek roczny zapotrzebowania na poziomie ok. 20 MW), równocześnie przyłączono do systemu obiekty istniejące i nowe o łącznym zapotrzebowaniu mocy cieplnej na poziomie 450 MW (co daje przyłączenia na poziomie prawie 40 MW rocznie). Jeżeli spadki zapotrzebowania w MSC w horyzoncie od 2001 do 2013 wynosiły ok. 250 MW, a system ciepłowniczy pokrywał w 2001 r. 1/3 zapotrzebowanie na ciepło w całym mieście, to spadki zapotrzebowania mocy w całym mieście mogły w podobnym horyzoncie być 2-3 krotnie większe, co potwierdza zaprezentowane powyżej wielkości bilansowe i ich zmiany.

Związane ze zmianami wielkości zapotrzebowania na ciepło działania przedsiębiorstw odpowiedzialnych za jego dostarczanie, ukierunkowane zapisami w analizowanych dokumentach, przedstawiono poniżej.

Zalecenia dla sektora zaopatrzenia w ciepło określone w „Założeniach..." z roku 2001 i ich stan realizacji.

Postulaty i zalecenia:

- racjonalizacja użytkowania energii poprzez termomodernizację obiektów i modernizacje elementów systemu ciepłowniczego,
- aktywizacja przedsiębiorstw w zakresie przyłączania nowych odbiorców do MSC, wskazanie dla przedsiębiorstwa ciepłowniczego odnośnie promowania swojego produktu, to jest ciepła systemowego,
- intensyfikacja działań w zakresie termomodernizacji w obszarach A1, A2, C1, C6 oraz C2, C4, C5, C7 – wskazanie na istnienie w tych obszarach dużej ilości obiektów o słabej izolacyjności i zaopatrywanych przy wykorzystaniu paliwa węglowego (piece i kotłownie węglowe),
- wybór drogi przekształcenia i rozwoju sektora zaopatrzenia w ciepło (PEC SA) – wskazanie władzom miasta na rozważną prywatyzację tego sektora,
- uporządkowanie gospodarki cieplnej w poszczególnych obszarach poprzez systematyczne podłączania obiektów do MSC lub systemu gazowego oraz likwidację tzw. niskiej emisji.

Wyżej wymienione postulaty i zalecenia zostały doprecyzowane poprzez określenie priorytetów i zadań:

Piorytety:

- wykorzystanie rezerw produkcji w kogeneracji w EC-II Karolin poprzez dociążenie i rozwój MSC (do wielkości 1030 MW) – wskazanie na sposób rozwoju systemu ciepłowniczego przy prawie stałych kosztach za ciepło ponoszonych przez odbiorców;
- rozwój MSC na obszarach, w których istnieją kotłownie węglowe – jako realizacja postulatu aktywizacji produktu (ciepła systemowego) przez PEC;
- wykorzystanie lokalnych zasobów energii odnawialnej – dążenie do uzyskania zwiększenia wskaźników produkcji "zielonej" energii.

Powyższe w znakomitej części zostało zrealizowane w minionym czasie, czego dowodem są opisane powyżej zamiany w strukturze pokrycia zapotrzebowania na ciepło w mieście.

Działania dla sektora zaopatrzenia w ciepło określone w „Założeniach..." z roku 2011 i ich stan zaawansowania realizacyjnego.

Postulaty i zalecenia:

- przeniesienie preferencji zasilania w ciepło z „Założeń..." do MPZP – zalecenie do wprowadzenia w życie przez Urząd Miejski w zapisach umownych z wykonawcą MPZP;
- w MPZP i przy wyznaczaniu terenów pod zabudowę wyznaczyć pasy terenu dla uzbrojenia liniowego i punktowego - zalecenie do wprowadzenia w życie przez Urząd Miejski;
- opracowanie dynamiki i kierunków wypełniania obszarów przeznaczonych pod budownictwo – postulat do egzekwowania w ramach uzgadniania MPZP do wprowadzenia w życie przez Urząd Miejski;
- modernizacje systemów realizowane przez przedsiębiorstwa energetyczne muszą uwzględniać potrzeby jednostek urbanistycznych – w ramach koordynacji realizacji rozwoju budownictwa i zatwierdzania Planów Rozwoju Przedsiębiorstw Energetycznych;
- obiekty aktualnie ogrzewane z wykorzystaniem paliwa węglowego systematycznie winny być przełączane na system ciepłowniczy lub gazowniczy – jako zalecenie dla Operatorów systemu ciepłowniczego i gazowego – Dalkia Poznań zrekonstruowała swoje wszystkie kotłownie uprzednio opalane paliwem węglowym (albo przyłączając do MSC, albo z zamianą na opalanie gazem).