

Pieczęć jednostki

Adres jednostki

GŁÓWNY INSTYTUT GÓRNICTWA
ZAKŁAD OSZCZĘDNOŚCI ENERGII I OCHRONY POWIETRZA
PRACOWNIA OSZCZĘDNOŚCI ENERGII

Egz. Nr 2

Nr pracy: SP/B/3/76/469/10

Tytuł projektu: Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków – strategiczny projekt badawczy

Tytuł zadania badawczego: Zwiększenie wykorzystania energii z odnawialnych źródeł (OZE) w budownictwie

Nr i tytuł etapu: Etap nr 7 - **Opracowanie modelu użytkownika energii (budynku lub grupy budynków mieszkalnych), uwzględniającego zróżnicowane parametry techniczne, funkcjonalne i ekonomiczne w aspekcie możliwości substytucji konwencjonalnych źródeł energii na OZE**

Tytuł dokumentacji: Raport z etapu nr 7



Katowice, listopad 2011

Rozdzielnik:

egz. Nr1 – Nazwa jednostki
egz. Nr2 - Lider

Zespół autorski:

Kierownik części zadania
badawczego:

Pozostali autorzy:

mgr inż. Marek Bieniecki	
dr inż. Iwona Gil	
mgr inż. Mariusz Ćwięczek	
mgr inż. Joanna Krzemień	
dr inż. Piotr Mocek	
mgr inż. Dariusz Nowak	
mgr Krystyna Olejniczak	
(tytuł naukowy, imię i nazwisko)	
	(podpis)

Spis treści

1. Założenia wyjściowe modelu użytkownika energii w aspekcie możliwości substytucji źródeł konwencjonalnych na OZE z parametrami technicznymi, funkcjonalnymi i ekonomicznymi	9
1.1. Wstęp	9
1.2. Wnioski z analizy istniejących narzędzi planowania energetycznego służących rekomendacji OZE	10
1.3. Analiza systemowa pozycji budynku lub grupy budynków mieszkalnych w aspekcie substytucji rozwiązań konwencjonalnych na OZE	12
1.4. Analiza procesu decyzyjnego wyboru rozwiązania zaopatrzenia w energię dla użytkownika energii jakim jest budynek mieszkalny	18
1.5. Wnioski - zestawienie ogólnych założeń i struktura modelu	21
Literatura	22
2. Założenia modelu	23
2.1. Założenia dla określenia zapotrzebowania na energię dla ogrzewania i wentylacji w budynkach mieszkalnych	23
2.1.1. Przegląd i analiza obowiązujących metod określania zapotrzebowania na energię dla ogrzewania w budynku mieszkalnym	23
2.1.1.1. Obowiązujące akty prawne	23
2.1.1.1.1. Metoda obliczania projektowego obciążenia cieplnego budynku według PN-EN 12831:2006	25
2.1.1.1.2. Określanie rocznego zapotrzebowania na ciepło dla ogrzewania	33
2.1.1.1.3. Metoda określania zapotrzebowania na ciepło w przypadku audytu energetycznego	41
2.1.1.2. Normy do dobrowolnego stosowania	43
Literatura	45
2.1.2. Czynniki wpływające na ograniczenie zapotrzebowania energii dla ogrzewania budynków mieszkalnych	45
2.1.2.1. Polepszenie parametrów bryły budynku	46
2.1.2.2. Zmiany kształtu przestrzeni ogrzewanej budynku	47
2.1.2.3. Zmniejszenie temperatury wewnętrznej w użytkowanych pomieszczeniach	48
Literatura	50
2.1.3. Propozycje uproszczonych metod określania zapotrzebowania na ciepło dla ogrzewania	50
2.1.3.1. Zapotrzebowanie mocy dla ogrzewania i wentylacji w nowym budynku mieszkalnym	51
2.1.3.2. Prognozowanie zużycia ciepła dla ogrzewania i wentylacji w nowym budynku mieszkalnym	54
2.1.3.3. Zużycie ciepła dla ogrzewania i wentylacji w istniejących budynkach mieszkalnym	55
2.1.3.4. Określenie zużycia ciepła dla ogrzewania i wentylacji w sytuacji braku danych pomiarowych	57
2.1.3.4.1. Analiza zapotrzebowania na energię dla centralnego ogrzewania budynków	57
2.1.3.5. Symulacja godzinowego przebiegu zapotrzebowania ciepła grzewczego dla budynków 64	64
2.1.3.5.1. Procedura rozdziału godzinowego zapotrzebowania na ciepło i chłód	65
2.1.4. Bazy danych wymagane do obliczeń z wykorzystaniem algorytmu	71
Literatura	71
2.2. Założenia dla określenia zapotrzebowania na energię dla przygotowania ciepłej wody użytkowej w budynkach mieszkalnych	75
2.2.1. Przegląd i analiza metod określania zapotrzebowania na energię i moc dla przygotowania ciepłej wody użytkowej (c.w.u.) w budynku mieszkalnym	75
2.2.1.1. Ustawy i rozporządzenia ujmujące zagadnienia wytwarzania c.w.u.	75
2.2.1.2. Normy zalecane do stosowania	77
2.2.1.3. Parametry wyjściowe określające wielkość zapotrzebowania na wodę i energię dla wytwarzania c.w.u.	78
2.2.1.4. Stosowane metodyki obliczeń inżynierskich	80
2.2.1.4.1. Wyznaczenie rocznego zapotrzebowania na energię pierwotną i końcową dla potrzeb c.w.u.	80
2.2.1.4.2. Obliczenia mocy cieplnej dla określenia węzła dla centralnego przygotowania c.w.u. wg PN-B-01706:1992	82
2.2.1.4.3. Tok obliczeń – uwarunkowania wg PN-EN 15316-3 [14], [15], [16]	82
2.2.2. Czynniki wpływające na ograniczenie energii dla c.w.u.	83
2.2.2.1. Ograniczenie przepływu wody – możliwości oszczędzania c.w.u.	84
2.2.2.2. Obniżenie zapotrzebowania energii na wytworzenie c.w.u.	85

2.2.2.2.1	Sprawność przesyłania c.w.u. i izolowanie instalacji	85
2.2.2.2.2	Akumulacja energii w systemie c.w.u.	85
2.2.2.2.3	Obiegi cyrkulacyjne	86
2.3.	Propozycja uproszczonej metody określania zapotrzebowania na moc i energię dla przygotowania ciepłej wody użytkowej	86
2.3.1.1.	Prognozowanie zużycia ciepła dla przygotowania ciepłej wody użytkowej w nowym budynku mieszkalnym	87
2.3.1.2.	Prognozowanie zużycia ciepła dla przygotowania ciepłej wody użytkowej w istniejących budynkach mieszkalnym	88
2.3.1.3.	Określenie zużycia ciepła dla przygotowania ciepłej wody użytkowej w sytuacji braku danych pomiarowych	88
2.3.1.4.	Symulacja godzinowego przebiegu zapotrzebowania ciepła grzewczego dla budynków	89
2.3.1.5.	Procedura określania godzinowego zapotrzebowania na ciepłą wodę użytkową	90
2.3.1.5.1	Opis procedury w przypadku budynków jednorodzinnych.....	91
2.3.1.5.2	Opis procedury w przypadku budynków wielorodzinnych.....	94
2.3.1.5.3	Przykład obliczeniowy dla budynku nowego – 6 izbowego	95
2.3.1.5.4	Schemat blokowy	97
	Literatura	99
3.	Analiza i określenie bazy danych lokalnych uwarunkowań w zakresie zaopatrzenia w energię nieodnawialną budownictwa mieszkaniowego	100
3.1.	Wstęp – dostępne nieodnawialne źródła i nośniki energii w Polsce	100
3.2.	Energia i jej nośnik dostarczane sieciowo lub nie sieciowo dla budownictwa mieszkaniowego.....	100
3.2.1.	Energia elektryczna	100
3.2.1.1.	Rynek energii – ogólna sytuacja w aspekcie użytkownika jakim jest budynek mieszkalnych	100
3.2.1.2.	Regulowanie działalności przedsiębiorstw elektroenergetycznych (taryfy i warunki ich kształtowania, ceny energii i przyłączy do sieci dla budownictwa mieszkaniowego)	101
3.2.1.3.	Warunki przyłączenia do sieci.....	102
3.2.1.4.	Warunki sprzedaży energii elektrycznej produkowanej w budynkach z wykorzystaniem źródeł OZE	102
3.2.1.5.	Dostawcy krajowi i obszary ich działania	104
3.2.1.6.	Idea Smart Grid a rynek energii.....	106
3.2.2.	Paliwa gazowe.....	106
3.2.2.1.	Rynek paliw gazowych – ogólna sytuacja w aspekcie użytkownika jakim jest budynek mieszkalnych	106
3.2.2.2.	Regulowanie działalności przedsiębiorstw gazowniczych (taryfy i warunki ich kształtowania, ceny energii i przyłączy do sieci dla budownictwa mieszkaniowego)....	107
3.2.2.3.	Dostawcy krajowi i obszary ich działania	108
3.2.3.	Ciepłownictwo	109
3.2.3.1.	Rynek ciepła – ogólna sytuacja w aspekcie użytkownika jakim jest budynek mieszkalny	109
3.2.3.2.	Regulowanie działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych (taryfy i warunki ich kształtowania, ceny ciepła i przyłączy do systemu dla budynku mieszkalnego).....	111
3.2.3.3.	Dostawcy krajowi i obszary ich działania	111
3.2.4.	Nośniki energii niesieciowe (węgiel, olej opałowy, LPG)	112
3.2.4.1.	Rynek nie sieciowy nośników energii – ogólna sytuacja w aspekcie użytkownika jakim jest budynek mieszkalny	112
3.2.4.2.	Dostawcy krajowi i obszary ich działania	114
3.3.	Ceny i koszty nieodnawialnej energii i jej nośników w latach 2008-2011	115
3.3.1.	Ciepło sieciowe	115
3.3.1.1.	Kalkulator kosztów ciepła sieciowego w warunkach krajowych	117
3.3.2.	Energia elektryczna	118
3.3.2.1.	Kalkulator kosztów energii elektrycznej w warunkach krajowych	122
3.3.3.	Paliwa gazowe.....	123
3.3.3.1.	Kalkulator kosztów paliw gazowych w warunkach krajowych.....	125
3.3.4.	Węgiel, olej opałowy itd.	126
3.3.5.	Podsumowanie	126
	Literatura	127

4. Przegląd instalacji zaopatrzenia użytkownika w energię.....	128
4.1. Przegląd rozwiązań technicznych z dziedziny technologii i urządzeń grzewczych.....	128
4.1.1. Przegląd rozwiązań technicznych instalacji grzewczych	128
4.1.1.1. Źródła ciepła i elementy instalacji centralnego ogrzewania	128
4.1.1.1.1 Węzły cieplne	128
4.1.1.1.2 Kotły na paliwa płynne i gazowe.....	129
4.1.1.1.3 Kotły na paliwo stałe	129
4.1.1.1.4 Kominki.....	130
4.1.1.1.5 Agregaty kogeneracyjne	130
4.1.1.1.6 Grzejniki i ogrzewanie powierzchniowe.....	131
4.1.1.1.7 Osprzęt, armatura i układy regulacji.....	132
4.1.1.2. Miejscowe urządzenia grzewcze	132
4.1.1.2.1 Piece kamienne i ceramiczne.....	132
4.1.1.2.2 Ogrzewacze na paliwa płynne i gazowe	133
4.1.1.2.3 Elektryczne urządzenia grzewcze	134
4.1.1.3. Odnawialne źródła ciepła	135
4.1.1.3.1 Biomasa	135
4.1.1.3.2 Pompy ciepła	136
4.1.1.3.3 Instalacje solarne	136
4.2. Składowe systemu grzewczego.....	139
Literatura	140
4.3. Przegląd rozwiązań instalacji przygotowania ciepłej wody w budynkach mieszkalnych.....	140
4.3.1. Przegląd rozwiązań technicznych wytwarzania ciepłej wody użytkowej (c.w.u.)	140
4.3.1.1. Instalacje zasilane ze źródeł centralnych	140
4.3.1.2. Gazowe instalacje indywidualne	141
4.3.1.2.1 Gazowe przepływowe podgrzewacze wody	142
4.3.1.2.2 Gazowe podgrzewacze pojemnościowe wody.....	142
4.3.1.3. Elektryczne instalacje indywidualne	143
4.3.1.4. Zastosowanie OZE w instalacjach ciepłej wody	143
4.3.1.4.1 Wykorzystanie kolektorów słonecznych	143
4.3.1.4.2 Wykorzystanie pompy ciepła.....	144
4.3.2. Struktura instalacji ciepłej wody	144
Literatura.....	146
4.4. Określenie zasad doboru rozwiązań zaopatrzenia użytkownika w energię.....	147
4.4.1. Modelowanie obciążeń odbiorców energii elektrycznej zasilanych z sieci niskiego napięcia	147
4.4.1.1. Metodyka stosowana w kraju i za granicą.....	147
4.4.1.2. Założenia przyjęte przy opracowywaniu modelu	149
4.4.1.3. Model obciążenia odbiorcy jako proces losowy	151
4.4.1.4. Wykres średni a wykres typowy.....	153
4.4.1.5. Segmentacja odbiorców.....	159
4.4.1.6. Parametry modelu.....	161
4.4.1.6.1 Wartość oczekiwana EX(k) – wykres średni	162
4.4.1.6.2 Współczynniki zmienności	162
4.4.1.6.3 Funkcja autokorelacji procesu losowego	162
4.4.1.7. Algorytm symulacji rocznego przebiegu obciążenia odbiorcy	163
4.4.1.8. Weryfikacja modelu obciążenia odbiorcy	167
4.4.1.9. Uwzględnienie samochodu elektrycznego w modelu obciążenia odbiorcy.....	170
4.5. Podsumowanie	173
Załącznik Z1. Wykresy średnie i typowe w okresie letnim i zimowym	174
Załącznik Z2. Zestawienie obiektów dla których dokonano rocznej symulacji przebiegu obciążenia	186
4.5.1. Ogólny schemat instalacji zasilającej w energię budynek mieszkalny.....	186
4.5.2. Charakterystyka parametrów składowych systemu ogrzewania.....	188
4.5.2.1. Podsystem instalacji wytwarzania nośnika ciepła	189
4.5.2.2. Podsystem instalacji bufora akumulacyjnego.....	190
4.5.2.3. Podsystem instalacji transportu ciepła.....	192
4.5.2.4. Podsystem instalacji regulacji i wykorzystania	193
4.5.2.5. Energia pomocnicza systemu ogrzewania i wentylacji	195
4.5.3. Charakterystyka parametrów składowych systemu ciepłej wody użytkowej	196
4.5.3.1. Podsystem instalacji wytwarzania ciepłej wody.....	197
4.5.3.2. Podsystem instalacji akumulacji w zasobniku ciepłej wody	198
4.5.3.3. Podsystem instalacji transportu ciepłej wody	199
4.5.3.4. Podsystem instalacji wykorzystania ciepłej wody	200
4.5.3.5. Energia pomocnicza systemu przygotowania ciepłej wody	201

4.6.	Analiza dostępnych i wskazanych do spopularyzowania rozwiązań technicznych pokrycia zapotrzebowania na energię w budynku mieszkalnym w oparciu o OZE.....	202
4.6.1.	Kolektory słoneczne	203
4.6.2.	Pompy ciepła	203
4.6.3.	Pozostałe technologie OZE możliwe do wykorzystania w budownictwie mieszkaniowym	204
4.6.3.1.	Ogniwa i systemy fotowoltaiczne.....	204
4.6.3.2.	Małe siłownie wiatrowe.....	204
4.6.3.3.	System hybrydowy słoneczno-wiatrowy	204
4.6.3.4.	Biopaliwa	205
4.6.4.	Przykłady zastosowań OZE.....	205
4.6.4.1.	Kocioł gazowy + kolektor słoneczny	205
4.7.	Uprozczone zasady doboru urządzeń na poziomie źródłowym dla produkcji ciepła i ciepłej wody.....	208
4.7.1.	Dobór kotłów grzewczych.....	208
4.7.2.	Dobór kolektorów słonecznych.....	208
4.7.3.	Dobór pomp ciepła	209
4.8.	Uproszczona metodologia doboru zasobnika ciepła	209
4.8.1.	Cel stosowania zasobników c.w.u.	209
4.8.2.	Dobór podgrzewacza pojemnościowego wody	210
4.8.3.	Zasobnik ciepła w instalacji c.o.....	212
4.8.3.1.	Kocioł na paliwo stałe	212
4.8.3.2.	Pompa ciepła	212
4.8.3.3.	Kolektor słoneczny	212
4.9.	Schematy ideowe z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii dla obiektów mieszkalnych	212
4.9.1.	Układ kotła grzewczego z kolektorem słonecznym do podgrzewu c.w.u.	212
4.9.2.	Układ kotła grzewczego lub pompy ciepła z kolektorem słonecznym do podgrzewu c.w.u. i wspomaganie c.o.	213
4.9.3.	Instalacja z kotłem grzewczym lub pompą ciepła, kolektorem słonecznym oraz kominkiem na biomase.....	214
4.9.4.	Instalacja z kotłem grzewczym, pompą ciepła i kolektorem słonecznym	215
4.9.5.	Instalacja „samowystarczalna”	215
	Literatura	216
5.	Wpływ stanu otoczenia zewnętrznego na decyzję użytkownika	217
5.1.	Zbiór stanów otoczenia zewnętrznego użytkownika energii w algorytmie	217
5.2.	Przegląd parametrów otoczenia zewnętrznego odbiorcy energii w budynku lub grupie budynków mieszkalnych	218
5.2.1.	Parametry zewnętrzne wpływające na koszty eksploatacji rozwiązania zaopatrzenia w energię budynku mieszkalnego	219
5.2.1.1.	Składowe kosztów eksploatacyjnych rozwiązania	220
5.2.1.2.	Przegląd parametrów wpływających na koszty eksploatacyjne	220
5.2.1.3.	Zmiany cen energii nieodnawialnej i jej nośników w czasie eksploatacji rozwiązania.....	221
5.2.1.4.	Koszty eksploatacyjne rozwiązania zaopatrzenia w energię budynku mieszkalnego	223
5.2.2.	Parametry zewnętrzne wpływające na nakłady inwestycyjne	224
5.2.2.1.	Mechanizmy ekonomicznego wspierania realizacji OZE.....	224
5.2.2.2.	Składowe nakładów inwestycyjnych rozwiązania.....	226
5.2.2.3.	Przegląd parametrów wpływających na wysokość nakładów inwestycyjnych	226
5.2.2.4.	Koszty inwestycyjne rozwiązania zaopatrzenia w energię budynku	228
5.2.3.	Niemierzalne kryteria oceny wpływające na wybór przez użytkownika rozwiązania zaopatrzenia.....	229
5.2.3.1.	Przykładowe niemierzalne kryteria oceny rozwiązania.....	229
5.2.3.2.	Ocena niemierzalnych parametrów rozwiązania	230
5.2.3.3.	Przykładowa analiza hierarchiczna procesu decyzyjnego	233
	Podsumowanie	240
5.3.	Sformułowanie założeń rachunkowych odnośnie kryteriów ekonomicznych	241
5.3.1.	Metody nie uwzględniające czynnika czasu.....	242
5.3.2.	Metody uwzględniające wartość pieniądza w czasie.....	243
5.4.	Założenia dla analiz według kryteriów ekonomicznych.....	245
5.4.1.	Analiza scenariuszowa zmian parametrów otoczenia zewnętrznego	246
	Podsumowanie	250
	Bibliografia	251

6. Ocena zastosowanego rozwiązania z wykorzystaniem funkcji korzyści	252
6.1. Wstęp	252
6.2. Modelowanie sytuacji decyzyjnej	253
6.3. Przegląd kryteriów oceny (funkcji) rozwiązania zaopatrzenia w energię budynku	255
6.4. Wykorzystywane metody w modelowaniu procesu decyzyjnego w zakresie zaopatrzenia w energię budynku	257
6.5. Analiza z wykorzystaniem funkcji korzyści	259
6.5.1. Wyznaczenie ocen rozwiązań dla kryteriów grupy I (niemierzalnych).....	261
6.5.2. Dokonanie ocen poszczególnych rozwiązań z wykorzystaniem wybranych kryteriów w oparciu o rezultaty decyzji.	261
6.5.3. Wyznaczenie wartości funkcji preferencji dla wszystkich par ocen	262
6.5.4. Normalizacja wartości funkcji preferencji	262
6.5.5. Wyznaczenie wag poszczególnych kryteriów na drodze porównania.....	263
6.5.6. Sprawdzenie spójności ocen kryteriów	263
6.5.7. Wyznaczenie wielokryteriowych indeksów preferencji dla wszystkich par obiektów.....	264
6.5.8. Wyznaczenie przepływów dominacji (wyjścia, wejścia) dla każdego z rozwiązań.	264
6.5.9. Ustalenie rankingu rozwiązań na podstawie przepływów dominacji netto.	264
6.5.10. Badanie wrażliwości rankingu rozwiązań oraz uzyskanych ocen wg poszczególnych wybranych kryteriów na przyjęte scenariusze stanów otoczenia zewnętrznego	264
6.6. Przykład obliczeniowy.....	265
6.6.1. Wybór przez decydenta kryteriów dla oceny rozwiązań.....	265
6.6.2. Wyznaczenie ocen rozwiązań dla kryterium Wyg. i Bezp.	266
6.6.3. Oceny poszczególnych rozwiązań z wykorzystaniem wybranych kryteriów (funkcji).....	266
6.6.4. Wyznaczenie wartości funkcji preferencji	267
6.6.5. Normalizacja – indywidualne indeksy preferencji	267
6.6.6. Wagi poszczególnych kryteriów	268
6.6.7. Wyznaczenie wielokryteriowych indeksów preferencji	268
6.6.8. Wyznaczenie przepływów dominacji oraz rankingu rozwiązań.....	268
7. Podsumowanie -schematy blokowe	273
Bibliografia	287
Spis rysunków	288
Spis fotografii.....	291
Spis tabel	291

1. ZAŁOŻENIA WYJŚCIOWE MODELU UŻYTKOWNIKA ENERGII W ASPEKcie MOŻLIWOŚCI SUBSTYTUCJI ŹRÓDEŁ KONWENCJONALNYCH NA OZE Z PARAMETRAMI TECHNICZNYMI, FUNKCJONALNYMI I EKONOMICZNYMI

1.1. Wstęp

Dla pokrycia różnego rodzaju potrzeb w budynkach mieszkalnych: ogrzewanie, podgrzewanie mediów, przygotowanie posiłków, oświetlenie indywidualne i zbiorowe oraz zapewnienie pracy urządzeń, wykorzystywana jest energia w różnej postaci. Zapewnienie wzrostu udziału odnawialnych źródeł energii w pokryciu tych potrzeb w budownictwie, przyczyni się do poprawy efektywności wykorzystania i oszczędzania zasobów surowców energetycznych, poprawy stanu środowiska poprzez redukcję zanieczyszczeń do atmosfery i wód oraz redukcję ilości wytwarzanych odpadów. O lokalizacji i zakresie wykorzystania OZE dla pokrycia tych potrzeb decydują odbiorcy użytkujący istniejące lub tworzący nowe obiekty, budynki i infrastrukturę. Aby zatem zapewnić wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w budownictwie mieszkaniowym należy stworzyć warunki dla takiej decyzji: właścicieli, inwestorów, administratorów i zarządców wnoszących nowe budynki lub modernizujących już istniejące budynki.

W procesie podejmowania decyzji, dotyczącej lokalizacji i kształtu obiektu, każdy z przyszłych odbiorców energii bierze pod uwagę uwarunkowania zewnętrzne występujące lokalnie. Zaliczyć do nich należy warunki:

- techniczne lokalizacji budynku, a wypadku budynków istniejących ich techniczne parametry eksploatacyjne oraz ich zależności z otoczeniem;
- gospodarcze związane z relacjami parametrów ekonomicznych dostępnych rozwiązań w systemie gospodarczym państwa;
- prawne związane z wymaganiami jakie wobec przyszłej eksploatacji budynków tworzy obowiązujący system prawny;
- społeczne związane z odbiorem społecznym decyzji inwestora w aspekcie świadomości oddziaływań decyzji na środowisko naturalne, jakości uzyskanego na drodze decyzji rozwiązania w mniemaniu własnym i otoczenia oraz zaspokojenia elementarnych subiektywnie pojmowanych potrzeb odbiorcy związanych z bezpieczeństwem, wygodą itp.

Zoptymalizowanie poszczególnych z wyżej wymienionych możliwe jest poprzez celowe działanie na poziomie krajowym, regionalnym i lokalnym. Jak wcześniej stwierdzono o rodzaju i lokalizacji nowych źródeł energii odnawialnej w pewnym zakresie mogą decydować tworzący uwarunkowania lokalne, regionalne i krajowe ich rozwoju przedstawiciele społeczności. Tworzone programy i koncepcje w zakresie zaopatrzenia w energię budynków mieszkalnych, aby pozyskiwać inwestorów OZE, winny uwzględniać ich preferencje, jak również rynkowość w zakresie oferty dostępnych rozwiązań zaopatrzenia w energię. Bardzo istotne dla rozwoju OZE jest, zatem planowanie zaopatrzenia w energię, stawiające sobie za cel kreowanie atrakcyjnych zewnętrznych warunków rozwoju OZE, a jednocześnie niezaburzające istotnie relacji rynkowych pomiędzy ofertami rozwiązań przedsiębiorstw energetycznych – dostawców energii. Planowanie takie w efekcie przynieść powinno optymalizację procesu zaopatrzenia w energię w całym systemie energetycznym i dodatkowe efekty między innymi w postaci redukcji oddziaływania na środowisko całego procesu zaopatrzenia.

Kompleksowe wsparcie procesu opracowywania koncepcji rozwiązania zaopatrzenia w energię budynku w tym z wykorzystaniem OZE jest istotnym elementem całego procesu wprowadzania źródła OZE w budynku mieszkalnym. Uwzględnienie modyfikowanych uwarunkowań zewnętrznych na etapie koncepcji rozwiązania winno przynieść efekt w postaci optymalizacji działań związanych z zaopatrzeniem po stronie odbiorców oraz dostarczyć argumentów odnośnie przeszłej wieloletniej eksploatacji. Dwa podstawowe pytania, jakie zadają sobie w związku z planowaniem zaopatrzenia w energię budynków decydenci, przyszli użytkownicy i wspomagający ich konsultanci, to: jakie rozwiązanie zaopatrzenia w energię zaplanować dla obiektu nowego oraz jakie rozwiązanie zaopatrzenia w energię przyjąć dla obiektu modernizowanego.

Tak więc planowanie rozwiązania zaopatrzenia w energię budynku wymaga rzetelnego określenia z jednej strony zapotrzebowania na energię; z drugiej - rozwiązania struktury jego pokrycia, uwzględniającej preferencje odbiorców wynikające z istniejących i prognozowanych warunków

zewnątrznych w danej lokalizacji. Wspomaganie tego typu działań możliwe jest na drodze wykorzystania różnego rodzaju narzędzi [5, 6, 7, 10, 14, 15, 24].

Szczegółowa statystyka z zakresu inwentaryzacji mieszkaniowych obiektów budowlanych w Polsce, ich stanu technicznego oraz energochłonności nie jest dostępna brak również odpowiednich danych w zasobach statystycznych. Spotkać można jedynie orientacyjne charakterystyki oparte na analizach i szacunkach.

1.2. Wnioski z analizy istniejących narzędzi planowania energetycznego służących rekomendacji OZE

Planowanie rozwoju szeroko rozumianego systemu energetycznego (produkcja energii, transport, użytkowanie), z racji jego skomplikowania i złożoności, niemal od początku poprzedzały studia i analizy z wykorzystaniem narzędzi i modeli matematycznych. Modelowanie znalazło zastosowanie w planowaniu działań inwestycyjnych u wytwórców nośników energii i w źródłach energii oraz pomagało w tworzeniu i optymalizacji systemów przesyłu i dystrybucji w przedsiębiorstwach energetycznych oraz obiektach. Równie istotne są modele służące analizom zapotrzebowania na energię i jego pokrycia, które zwykle poprzedzają studia kształtu inwestycji w budownictwie. Od lat 70-tych ubiegłego wieku rośnie również znaczenie modelowania w kontekście oceny wpływu na środowisko naturalne procesów zaopatrzenia w energię [9, 10]. Modelowanie i w konsekwencji optymalizacja procesów energetycznych nabiera szczególnego znaczenia w świetle zasad zrównoważonego rozwoju.

W naszym kraju do okresu transformacji ustrojowej planowanie zaopatrzenia w energię budownictwa było w dużym stopniu scentralizowane i kontrolowane przez rząd, a zadaniem właściciela był nadzór nad ich prawidłowym funkcjonowaniem. Kryzys energetyczny, a w konsekwencji wprowadzenie idei zrównoważonego rozwoju, oraz zmiany zachodzące w nowoczesnych gospodarkach, w tym postępujące procesy prywatyzacyjne, determinują zmiany warunków funkcjonowania systemów energetycznych i zmuszają przedsiębiorstwa do konkurowania. Sytuacja ta powoduje, że rola państwa jako właściciela stopniowo maleje, co z kolei powoduje, że wykorzystywanie modeli matematycznych do planowania rozwoju krajowego systemu energetycznego jest w pewnym stopniu ograniczone [10]. Równolegle rośnie rola użytkowników i przedstawicieli lokalnych społeczności jako tworzących warunki do rozwoju i odpowiedzialnych za organizację zaopatrzenia w energię. Względy te powodują, że ich zainteresowanie narzędziami usprawniającymi planowanie zaopatrzenia rośnie. Dotyczy to przede wszystkim planowania popytu i w konsekwencji zadań inwestycyjnych realizowanych dla pokrycia zapotrzebowania. Nie ulega wątpliwości, że sprywatyzowane przedsiębiorstwa same powinny decydować o swym przyszłym rozwoju, biorąc pod uwagę przede wszystkim dopasowanie się do wymagań rynku. Zadaniem narzędzi planistycznych jest natomiast, w tej sytuacji, określanie ogólnych kierunków rozwoju tych systemów oraz analizowanie wpływu nowych rozwiązań na środowisko w warunkach konkurencji. Skomplikowany charakter relacji zachodzących w systemach energetycznych na wszystkich poziomach i w całej gospodarce powoduje, że ich rzetelne odwzorowanie jest praktycznie niemożliwe. Stąd niezbędne jest zastosowanie pewnych zabiegów upraszczających, które z natury rzeczy zniekształcają rzeczywistość.

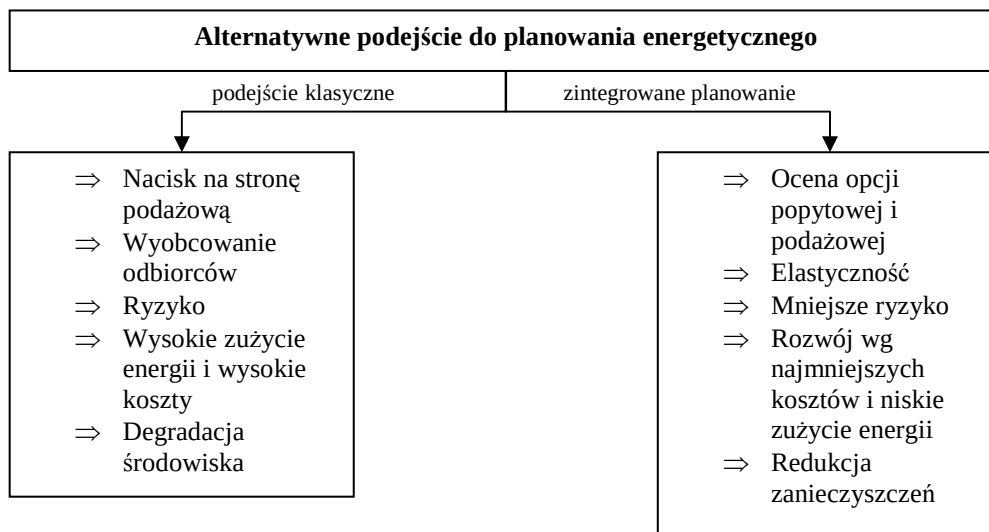
Od szeregu lat planowanie energetyczne i badania systemów energetycznych uwzględniają, w coraz większym zakresie, optymalizację ekologiczną procesu zaopatrzenia w energię. Zagadnienie to w sytuacji konieczności wyrównywania różnic pomiędzy krajami rozwiniętymi i pozostałymi jest bardzo ważne.

Równie ważnym elementem dla doskonalenia narzędzi planowania energetycznych jest rozwój informatyki i elektroniki. W chwili obecnej komputery osobiste są w stanie realizować algorytmy modeli z prędkością pozwalającą na symulowanie różnorodnych scenariuszy w krótkim czasie i bez użycia skomplikowanych struktur badawczych. Zintegrowane podejście do planowania, jak wcześniej zaznaczono, zakłada modyfikację strony podaźowej i popytowej w celu osiągnięcia minimalnego kosztu całkowitego. Dla klasycznego modelu przepływu oznacza to konieczność uwzględnienia bezpośrednich zależności pomiędzy będącą efektem końcowym energią użyteczną i pierwszą w odwzorowaniu strukturą podaży również z rozwiązań energetyki odnawialnej.

Reasumując: skomplikowanie zagadnienia, jego wielopłaszczyznowość oraz dostępność zaawansowanych technologii informatycznych wskazują, że planowanie i właściwe podejmowanie decyzji, odnośnie rozwoju lokalnego systemu energetycznego w tym źródeł odnawialnych dla pokrycia zapotrzebowania w budynkach, wymaga wykorzystania narzędzi matematycznych i informatycznych uwzględniających różnorakie, również środowiskowe, czynniki determinujące zmiany.

Zintegrowane planowanie (IRP) samo w sobie jest metodą służącą minimalizacji oddziaływania środowiskowego procesu zaopatrzenia w energię. Istotne różnice w podejściu klasycznym do planowania energetycznego i w podejściu zintegrowanym przedstawia schemat na rysunku 1.1. [11].

Rys. 1.1. Porównanie klasycznego i zintegrowanego podejścia do planowania energetycznego



Jak wynika z powyższego porównania zintegrowane podejście do planowania energetycznego ma fundamentalne znaczenie dla wielkości oddziaływań środowiskowych, jakie niesie za sobą zaopatrzenie w energię. Zwrócić należy uwagę na fakt, że planowanie energetyczne, uwzględniające wszędzie gdzie to zasadne rozwój odnawialnych źródeł energii czyli minimalizację i ograniczenie użytkowania tradycyjnych nośników energii, przyczyniać się będzie zawsze do minimalizacji oddziaływań systemu energetycznego na środowisko naturalne. Planowanie i w konsekwencji rozwój odnawialnych źródeł energii wpisuje się, z uwagi na efekty jakie przynosi, w planowanie integrowane.

Biorąc pod uwagę cel analiz to jest opracowanie modelu użytkownika (narzędzia) wspomagającego substytucję nieodnawialnych źródeł energii na OZE w budownictwie mieszkaniowym, w pierwszej kolejności dokonano przeglądu istniejących programów komputerowych, modeli służących rekomendacji odnawialnych źródeł energii w budownictwie. Dokonano analizy wybranych spośród nich w celu postawienia wniosków: odnośnie kształtu i zakresu modelu w warunkach krajowych oraz zapotrzebowania na jego funkcjonalność przyszłych potencjalnych użytkowników.

Aktualnie można zaobserwować wzrost zainteresowania narzędziami analizy wykorzystania energii odnawialnej w budynku. Przyczyną jest nasilenie wysiłków rozwojowych i edukacyjnych, co powoduje, że rośnie zainteresowanie potencjalnych użytkowników wykorzystaniem źródeł OZE w swoich obiektach, a co za tym idzie również narzędziami do symulującym ich wykorzystania.

Istotną barierą do szerokiego zastosowania narzędzi analizy wykorzystania energii w budynkach jest czas niezbędny do przygotowania danych wejściowych, czas przetwarzania w celu uzyskania wyników oraz oceny strategii wykorzystania OZE dla istniejącego lub nowego budynku. Działania te mogą wymagać użycia wielu skomplikowanych narzędzi lub wielokrotnego przebiegu obliczeń, w celu oceny alternatywnych scenariuszy inwestycyjnych.

Tabela 1.1. Porównanie typów narzędzi analizy zapotrzebowania nośników energii w budynkach w aspekcie zastosowania OZE [26]

Grupy narzędzi analizy	Przykładowe narzędzia	Przeznaczenie narzędzi	Zakres wspomagania decyzji użytkownika	Kompleksowość analiz z wykorzystaniem narzędzi
Narzędzia szacowania	Energy Periscope	Planowanie wykorzystania i ocena kosztów, efektywności rozwiązania zaopatrzenia w energię. Dedykowany do analiz w obszarze USA i Kanada	Pozwalają na symulowanie i optymalizację doboru różnego rodzaju rozwiązań (kolektory solarne, PV, turbiny wiatrowe itp) i ich ocenę w aspekcie energetycznym, ekonomicznym (różne formy finansowania, metody UNIDO)	Narzędzie oferuje uproszczone analizy energetyczne, analiza efektywności energetycznej, oddziaływania na środowisko, szeroka analiza ekonomiczna zastosowania różnych rozwiązań OZE
Narzędzia szacowania	RetScreen,	Planowanie wykorzystania i ocena kosztów, efektywności	Pozwalają na symulowanie doboru różnego rodzaju rozwiązań i ich	Uproszczone analizy energetyczne, oddziaływania na środowisko, analiza

		rozwiązania zaopatrzenia w energię z wykorzystaniem OZE (szerokie spektrum). Bogate bazy danych urządzeń i warunków eksploatacji w otoczeniu	ocenę porównawczą w aspekcie ekonomicznym i oddziaływania na środowisko oraz ryzyka inwestycyjnego, uwzględnia preferencyjne warunki realizacji i wsparcia inwestycji	źródeł energii z wykorzystaniem danych klimatycznych o szerokim zakresie geograficznym z niemal całego świata, obszerna analiza ekonomiczna zastosowania różnych rozwiązań OZE, bogate bazy danych
Narzędzia projektowania architektury	Building Designe Advisor	Projektowanie budowli i ich modernizacji	Pozwalają na symulowanie rozwiązań bryły budynku w aspekcie optymalizacji energetycznej	Kompleksowe analizy techniczne części budowlanej, optymalizacja budowli
Narzędzia wymiarowania urządzeń i obliczeń obciążenia cieplnego	EnergyPlus	Projektowanie budowli i ich modernizacji, wspomaganie doboru rozwiązania zaopatrzenia w energię	Pozwalają na symulowanie rozwiązań bryły i instalacji budynku w celu optymalizacji projektu budowli do minimalizacji zużycia energii i wody	Kompleksowe analizy techniczne części budowlanej i instalacyjnej budynku, optymalizacja budowli i instalacji
Narzędzia oceny ekonomicznej	QuickBLCC	Ocena ekonomiczna w całym procesie projektowania budowli	Pozwalają na ocenę ekonomiczną zaproponowanych rozwiązań w budynku w cyklu życia	Kompleksowe analizy ekonomiczne części budowlanej i instalacyjnej budynku

Przegląd modeli, programów komputerowych i narzędzi badań systemów energetycznych rozumianych kompleksowo i jako system pojedynczego budynku obejmował różne rozwiązania w tym te służące popularyzacji OZE w budownictwie mieszkaniowym. W pracach wykorzystano głównie analizy opracowane w ramach etapu 3, niniejszego zadania badawczego pod tytułem „Ocena istniejących metod rekomendacji wykorzystania OZE w budownictwie, a zwłaszcza programów komputerowych” (autor: EMAG - 2010). Szerokie analizy wykonane w tym opracowaniu uzupełniono o własne spostrzeżenia co pozwoliło na sformułowanie ogólnych założeń działania. Poniżej zaprezentowano najważniejsze wnioski z tej analizy:

1. Analizowane krajowe programy badają najczęściej zastosowanie konkretnych typów rozwiązań OZE w budownictwie mieszkaniowym,
2. Dostępne narzędzia dają ograniczone możliwości wstępnej symulacji zastosowania różnych rozwiązań OZE dla zasilania budynku mieszkalnego w warunkach krajowych, w aspekcie wspomagania substytucji rozwiązań nieodnawialnych na OZE,
3. Brak dostosowanych do warunków krajowych kompleksowych narzędzi z możliwością wstępnego doboru rozwiązania opartego na OZE z charakterystyką dostępnych w kraju urządzeń i ich parametrami technicznymi oraz ekonomicznymi,
4. Dostępne narzędzia często nie uwzględniają w sposób zintegrowany potrzeb energetycznych budynku mieszkalnego,
5. Brak narzędzi symulujących i upowszechniających wiedzę o ekonomicznych mechanizmach wspierania rozwoju OZE dostępnych w naszym kraju.

Na potrzeby dalszych prac przyjęto, że istnieje potrzeba opracowania kompleksowego narzędzia (modelu), które pozwala na analizę możliwości stosowania różnych rozwiązań opartych na zasobach OZE dla zaspokojenia potrzeb energetycznych budynku mieszkalnego. Narzędzie powinno uwzględniać ocenę różnych czynników wpływających na decyzję o wykorzystaniu OZE w budownictwie

i winno być dostosowane do różnego poziomu wiedzy potencjalnych decydentów o planowanym przedsięwzięciu. Model ma być użyteczny na wstępnym etapie przygotowania przedsięwzięcia, to jest na etapie podejmowania decyzji o wykorzystaniu rozwiązań zaopatrzenia budynku w energię aby wspomagała substytucję rozwiązań nieodnawialnych na OZE. Dla prawidłowej pracy narzędzia należy opracować bazy danych: warunków lokalnych wykorzystania OZE, dostępnych rozwiązań zaopatrzenia z wykorzystaniem OZE (parametry techniczne i ekonomiczne) oraz zapewnić możliwość aktualizacji baz danych. W oparciu o przeprowadzone analizy przyjęto, aby dla opracowania modelu wykorzystać teorię podejmowania decyzji oraz z nią związane narzędzia matematyczne. Rola inwestora, zarządcy budynku lub projektanta w procesie wyboru rozwiązań zaopatrzenia w energię jest wiodąca. Tak więc popularyzacja OZE w budownictwie mieszkaniowym winna obejmować analizę procesu decyzyjnego ww. decydentów przy różnych warunkach zewnętrznych i stymulowanie tej decyzji w kierunku wykorzystania OZE.

1.3. Analiza systemowa pozycji budynku lub grupy budynków mieszkalnych w aspekcie substytucji rozwiązań konwencjonalnych na OZE

Zaspokojenie potrzeb energetycznych użytkownika końcowego możliwe jest dzięki istnieniu złożonego organizmu jakim jest system energetyczny. Posiłkując się definicją systemu W. Bojarskiego,

która mówi, że „system jest stworzony przez, stanowiący pewną całość, uporządkowany zbiór szczególnie dobranych czy wyróżnionych elementów i przez wyróżnione współzależności pomiędzy nimi” [2], można pokusić się o zdefiniowanie systemu energetycznego jako ogółu procesów, urządzeń i struktur organizacyjnych, za pomocą których ludzie przekształcają zasoby naturalne odnawialne i nieodnawialne w użyteczne produkty i usługi energetyczne. Tak zdefiniowany system energetyczny składa się przede wszystkim z urządzeń, technologii i energii w różnych postaciach oraz podmiotów takich jak przedsiębiorstwa energetyczne i użytkownicy. Równie istotne dla kształtu tak zdefiniowanego systemu są jego interakcje z otoczeniem.

System energetyczny można zdefiniować na poziomie: pojedynczego obiektu - indywidualnego systemu budowlano-energetycznego (budynku), lokalnego systemu osiedlowego (grupy budynków), gminnego, miejskiego, regionalnego, krajowego lub międzynarodowego [16]. Specyfika planowania w systemie energetycznym zależeć będzie od poziomu, na którym analizowane będą relacje w systemie. Z uwagi na przedmiot rozważań, jakim jest zaopatrzenie w energię istniejących i nowo wznoszonych budynków, jak również specyfikę warunków zewnętrznych, badania w pracy ograniczone zostaną do planowania w indywidualnym systemie budowlano-energetycznym oraz lokalnym (grupa budynków) systemie energetycznym.

Ogólnie planowanie wg T. Kotarbińskiego polega na tym, że „planujący stawia sobie jakiś cel i obmyśla środki do realizacji celu” [13]. Analizując tą definicję w kontekście postawionego celu jakim jest opracowanie modelu użytkownika (narzędzia) wspomagającego substytucję nieodnawialnych źródeł energii na OZE w budownictwie mieszkaniowym, sprecyzować należy osobę planującego, cel lub cele jakie sobie stawia, oraz środki stanowiące drogę do osiągnięcia celu.

Planującym zaopatrzenie w energię budynku, wg tradycyjnej koncepcji lokalnego systemu energetycznego, powinien być użytkownik energii (właściciel lub zarządca budynku) i producent (przedsiębiorstwo energetyczne, dostawca technologii realizujących proces zaopatrzenia w energię). Planującym, wg tradycyjnego podejścia [11], przyświecać będą przeciwstawne cele planowania: minimalizacja kosztów - użytkownikowi, maksymalizacja zysków – przedsiębiorstwom i dostawcom. Różne cele oznaczać będą różne środki służące ich realizacji. Jeżeli zaprezentowane powyżej podejście do planowania zaopatrzenie w energię budynku skonfrontujemy z aktualnie obowiązującą ideą ogólnego zrównoważonego rozwoju [48] okaże się, że pozostają one w sprzeczności. Współczesne podejście do planowania zakłada sprawczą, w zakresie ogólnej równowagi w planowaniu energetycznym, rolę przedstawicieli społeczności (władz), którzy w określonym zakresie decydują w imieniu producentów i użytkowników. Takie podejście nazywa się zintegrowanym planowaniem energetycznym (*IRP - Integrated Resource Planning*) [8, 19, 20]. Podstawowym celem IRP jest znalezienie takiej struktury opcji podażowej, tj. źródeł w tym odnawialnych i nośników energii, jej przetwarzania i przesyłu, oraz popytowej, związanej z użytkowaniem energii; która zapewniłaby pokrycie prognozowanego zapotrzebowania na energię po najniższych kosztach całkowitych, przy spełnieniu kryteriów ekologicznych i bezpieczeństwa zasilania. W porównaniu do tradycyjnych metod planowania, IRP zakłada równorzędne traktowanie zasobów energetycznych po stronie podaży i popytu. Ujmując rzecz ogólnie, zintegrowane planowanie jest metodą w pełni rynkową; próbującą pogodzić problemy ekonomiczne, finansowe i ekologiczne strony podażowej i popytowej [11]. Środki służące realizacji tak postawionego celu będą często podobne dla obu stron - przedsiębiorstw i użytkowników.

Metodą w tym zakresie jest zarządzanie stroną popytową (*DSM – Demand Side Marketing*), która zakłada koordynację działań stron w celu osiągnięcia efektu w postaci zrównoważonego rozwoju. Jest ona jednym z narzędzi IRP po stronie popytowej. Historycznie zarządzanie stroną popytową realizowane było głównie przez przedsiębiorstwa energetyczne, które oddziaływały na odbiorców poprzez modyfikacje cen, umów, akcje marketingowe itp. W aktualnej sytuacji zarządzanie stroną popytową jest zadaniem całego układu systemów lokalnych, gminnych krajowych i globalnych. Przykładami zarządzania stroną popytową ze strony władz będzie: wspomaganie działań oszczędnościowych i optymalizacyjnych użytkownika energii, wszelakiego rodzaju dotacje do budowy instalacji w tym OZE w celu obniżenia składnika spłaty inwestycji w kosztach eksploatacyjnych rozwiązania energetycznego, mecenat i budowanie zaufania po stronie odbiorców do rozwiązań niepopularnych a korzystnych dla danego obszaru, stosowanie preferencyjnych warunków dla odbiorców i producentów decydujących się na zastosowanie rozwiązań obniżających ogólne zużycie nieodnawialnych nośników energii poprzez zastosowanie OZE i podnoszących efektywność rozwiązań systemowych.

Tak określony proces planowania zaopatrzenia w energię budynku lub grupy budynków wykracza poza analizę systemu energetycznego niezależnie od tego czy pojmować go będziemy lokalnie jako

system energetyczno-budowlany pojedynczego obiektu czy grupy budynków. Wymagane jest w tym wypadku systemowe podejście do zagadnienia analizy problemu wspomagania substytucji nieodnawialnych źródeł energii na OZE w budownictwie mieszkaniowym w szerszym zakresie i uwzględnienie relacji systemu energetycznego z systemami funkcjonującymi w jego otoczeniu.

Analiza systemowa ogólnie ma na celu określenie pożądanego działania lub strategii tego działania przez rozpatrzenie i rozważenie dostępnych wariantów oraz poprzez porównanie ich bliższych i dalszych skutków. Typowymi zadaniami analizy systemowej są sytuacje [17]:

1. System istnieje, określona jest jego struktura. Poszukuje się takich parametrów na wejściu, dla których działanie systemu jest najkorzystniejsze w sensie przyjętego kryterium.
2. System istnieje, znana jest jego struktura. Na podstawie struktury należy określić jego prawdopodobne zachowania.
3. System istnieje, ale nie znana jest jego struktura i zachowania. Należy określić prawdopodobne zachowanie i na tej podstawie wnioskować o strukturze systemu, a następnie określić warunki istnienia struktury pożądanej.
4. System dotychczas nie istnieje, jednak ma być zbudowany i należy tak zaprojektować jego strukturę, aby system z określonym prawdopodobieństwem wykazywał pożądane zachowania.

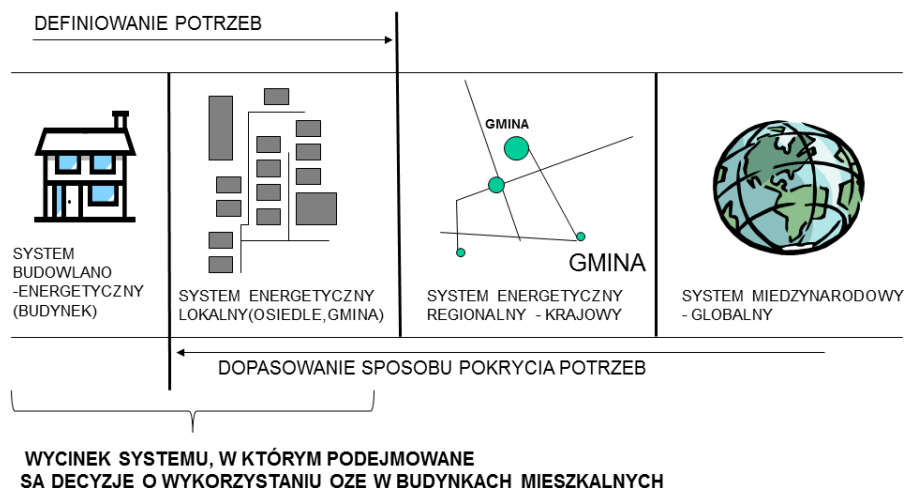
Zapewnienie wzrostu udziału źródeł odnawialnych w pokryciu zapotrzebowania na energię w budownictwie mieszkaniowym jest zadaniem typu 1 i 2 ponieważ już od szeregu lat istnieje system wspierania rozwoju tego typu rozwiązań w skali światowej, europejskiej, krajowej i gminnej jednak jego funkcjonowanie należy zbadać po to by można było symulować skutki jego działania i/lub wprowadzać jego modyfikację w celu uzyskania pożądanego efektu wzrostu udziału źródeł odnawialnych w pokryciu zapotrzebowania na energię w budownictwie.

Budynek jako system energetyczno-budowlany stanowi składową lub współpracuje z innymi systemami technicznymi. O jego kształcie i formule inwestycji modernizacyjnych lub budowlanych oraz eksploatacji decyduje użytkownik w oparciu o uwarunkowania tworzone przez system gospodarczy, prawny, informacyjny i ochrony środowiska naturalnego.

Określenie „budynek jako system energetyczny” oznacza wg autorów publikacji [25] że obiekt traktowany jest jako zbiór urządzeń i instalacji, których zadaniem jest wytwarzanie, przetwarzanie, przesyłanie i rozdział nośników energii zużywanych na potrzeby budynku oraz powiązania pomiędzy nimi. Norma PN 13790 dzieli ten system na część budowlaną i systemową, pozostawiając ten podział jako z natury rzeczy logiczny oraz mając na uwadze powyższe zapisy możemy założyć że część budowlaną stanowi podsystem głównie odpowiedzialny za konsumpcję energii (bryła budynku), zaś podsystem instalacyjny stanowi system odpowiedzialny za jej podaż. Takie założenie jest słuszne ale biorąc pod uwagę wcześniejsze rozważania jest niewystarczające.

Zdefiniowany system budowlano-instalacyjny dla potrzeb wykonania kompletnej analizy uzupełnić należy o użytkownika, który korzystając z systemu będzie dążył do jego optymalizacji w aspekcie zaspokojenia swoich potrzeb.

Dla uproszczenia system budowlano-instalacyjny i użytkownika określać będziemy mianem systemu budowlano-energetycznego lub użytkownika systemu budowlano-energetycznego. Tak określony system budowlano-energetyczny uwzględniający decydenta może być powiązany ale nie musi z zewnętrznymi systemami technicznymi. W zakresie zaopatrzenia w energię może stanowić składową systemu energetycznego odpowiedzialną za konsumpcję energii w tej sytuacji podsystem instalacyjny budynku stanowi składową większego systemu wytwarzania, przetwarzania, przesyłania i rozdziału nośników energii. Skala rozwiązań i ich charakter pozwalają na wyodrębnienie systemu energetycznego lokalnego, gminnego, regionalnego, krajowego i globalnego. W systemie lokalnym (grupa budynków) relacje popytu i podaży w wypadku wspólnej organizacji zaopatrzenia w energię są bezpośrednie i rzadko regulują je wewnętrzne mechanizmy rynkowe. Decyzja o przyjęciu rozwiązania zaopatrzenia w energię zwykle wymaga jednomyslności użytkowników z uwagi na konieczność doprowadzenia sieci przesyłowych lub budowy wspólnego rozwiązania zaopatrzenia którego koszty stałe tylko w wypadku podziału na odpowiednią wielkość sprzedaży energii mogą stać się atrakcyjne dla odbiorców. Potwierdzenia tak przyjętej tezy można szukać w porównaniach do opłacalności inwestycji w gospodarce ściekowej lub bliższej tematycznie opłacalności budowy dużych ferm wiatrowych w porównaniu z pojedynczymi siłowniami wiatrowymi lub przyłączami kanalizacyjnymi do nowej oczyszczalni ścieków, dla których brak możliwości podziału kosztów stałych na większą liczbę obiektów często stanowi przyczynę braku opłacalności.

Rys. 1.2. Wycinek systemu, w którym podejmowane są decyzje o wykorzystaniu OZE w budownictwie

Analizując tak przyjęte kryterium podziału systemu energetycznego (zaprezentowane na rysunku powyżej) należy zwrócić uwagę że decyzje o przyjęciu rozwiązania zaopatrzenia w energię na bazie źródła odnawialnego w budynku podejmować mogą użytkownicy jedynie na poziomie pojedynczego systemu budowlano-energetycznego lub dla grupy obiektów. Wynika to z faktu że rozwiązania OZE są zwykle rozwiązaniami mniejszej skali dedykowanymi dla indywidualnych obiektów lub ich zgrupowań oraz większe struktury (systemy gminne, regionalne) zwykle zarządzane są przez podmioty, w których interesie jest sprzedaż energii hurtowo w dużych ilościach, dużej grupie odbiorców co pozostaje w sprzeczności z interesem odbiorcy i instalacją w jego obiekcie źródła OZE. W takich systemach instalacje odnawialnych źródeł energii są wprowadzane w źródłach zdalaczynnych.

O kształcie podsystemu budowlanego i instalacyjnego budynku oraz o zastosowaniu w nim źródeł OZE decydować będą ich relacje z systemem gospodarczym regionu lub państwa. Lokalnie występują różne warunki naturalne w tym klimatyczne. Polityka lokalna kieruje relacjami parametrów cenowych nośników energii i urządzeń, tworząc zachętę lub barierę dla szukających optimum kosztowego użytkowników. Wprowadzenie w obszarach silnie zalesionych, o prywatnej strukturze własności terenów leśnych rozwiązań opartych o spalanie drewna, będzie z pewnością prostsze, niż spopularyzowanie biomasy w obszarze górniczym o tradycjach „węglowych”. Rachunek ekonomiczny użytkownika jest wiodącym w kwestii przyjęcia rozwiązania zaopatrzenia przez użytkownika, tak więc uwarunkowania stworzone przez system gospodarczy mają wiodące znaczenie dla kreowania potrzeby zmian.

Szeroko rozumiany system gospodarczy obejmuje systemy techniczne, prawne, społeczne, informacyjne. System gospodarczy a właściwie jego funkcjonowanie silnie powiązane jest z obowiązującym w danej lokalizacji systemem prawnym, który po części go reguluje oraz system ochrony środowiska który opierając się na regułach systemu prawnego działa w warunkach gospodarczych danego regionu. Bezpośrednie oddziaływanie systemu prawnego na budynek (system budowlano-energetyczny) przejawia się poprzez ustalanie reguł odnośnie kształtu i właściwości podsystemu budowlanego i instalacyjnego. To za pomocą systemu prawnego kreowane są narzędzia wspierania rozwoju źródeł odnawialnych oraz reguły odnośnie wielkości zużycia energii w budynkach, ogół tych regulacji ma istotny wpływ na decyzje odnośnie wyboru źródła energii odnawialnej dla budynku.

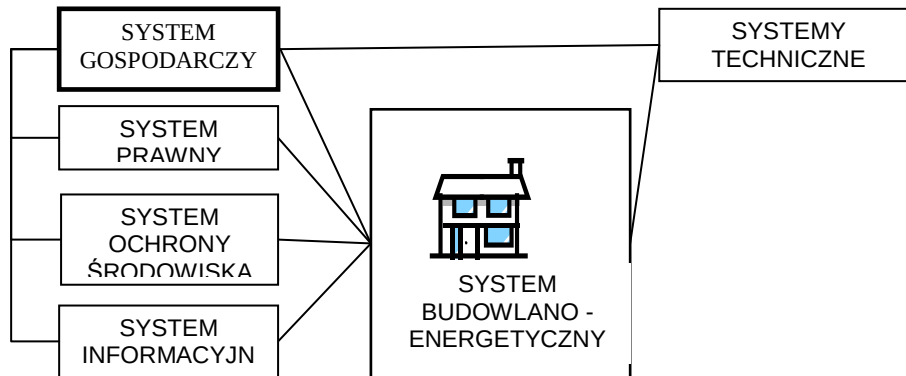
System informacyjny odpowiedzialny za dystrybuowanie, popularyzację i edukację ma duże znaczenie dla odbioru społecznego decyzji inwestora w aspekcie świadomości oddziaływań decyzji na środowisko naturalne. Jakości uzyskanego na drodze decyzji rozwiązania w mniemaniu własnym i otoczenia, zaspokojenia elementarnych subiektywnie pojmowanych potrzeb odbiorcy związanych z bezpieczeństwem, wygodą itp.

Popularyzacja i wprowadzenie na większą skalę źródeł energii odnawialnej w budownictwie i całej gospodarce podyktowane jest troską o środowisko naturalne. W ramach funkcjonującego systemu gospodarczego można wyodrębnić system ochrony środowiska naturalnego, w którym bazując na obowiązującym systemie prawnym utworzył mechanizmy, instytucje których działanie ma kontrolować i stymulować ograniczenie oddziaływania na środowisko naturalne procesów w tym również zaopatrzenia w energię zarówno na lokalnym poziomie jak i rozumianym szeroko. Celowe stymulowanie wszędzie gdzie to zasadne rozwoju odnawialnych źródeł energii czyli minimalizacja i ograniczenie użytkowania

tradycyjnych nośników energii, przyczyniać się będzie zawsze do minimalizacji oddziaływań systemu energetycznego na środowisko naturalne. Tak więc założyć można, że minimalizacja oddziaływań na środowisko naturalne stanowić musi priorytet działania systemu budowlano-energetycznego w aspekcie jego interakcji z systemem gospodarczym i ochrony środowiska.

Na rysunku poniżej zaprezentowane zostały wyżej zaprezentowane relacje indywidualnego systemu budowlano-energetycznego z pozostałymi systemami w jego otoczeniu.

Rys. 1.3. Systemy w otoczeniu systemu budowlano-energetycznego



Poniżej zaprezentowano ogólnie wyniki analizy parametrów tworzonych przez poszczególne systemy w otoczeniu systemu budowlano-energetycznym budynku lub grupy budynków, w aspekcie celu jakim jest zwiększenie wykorzystania odnawialnych źródeł energii.

Systemy techniczne:

- zapewnienie preferencyjnych warunków technicznych współpracy OZE z systemami energetycznymi w zakresie dostaw energii;
- zapewnienie technicznych możliwości odbioru nadmiaru wyprodukowanej energii w źródłach odnawialnych zainstalowanych lokalnie;
- rezerwowanie mocy w systemach energetycznych dla źródeł, których praca uzależniona jest od warunków pogodowych.

System gospodarczy:

- dostępność nieodnawialnej energii i jej nośników dla użytkownika w danej lokalizacji (energia elektryczna, gaz, ciepło sieciowe, węgiel itd.);
- koszty nieodnawialnej energii i jej nośników dla użytkownika oraz relacje pomiędzy nimi, warunki przyłączenia do sieci i/lub składowania nośnika;
- dostępność odnawialnej energii i jej nośników dla użytkownika w danej lokalizacji (warunki: geograficzne, klimatyczne, geologiczne zagospodarowania terenu oraz lokalne gospodarcze);
- koszty odnawialnych nośników energii dla użytkownika oraz relacje pomiędzy nimi (głównie w zakresie biomasy różnego rodzaju);
- dostępność urządzeń składających się na rozwiązania energetyki odnawialnej dla budownictwa (urządzenie wytwórcze, regulacyjne, akumulacyjne, przesyłowe, składowania nośnika);
- dostępność urządzeń składających się na rozwiązania energetyki nieodnawialnej (referencyjne) dla budownictwa (urządzenie wytwórcze, regulacyjne, akumulacyjne, przesyłowe);
- koszty urządzeń składających się na rozwiązania energetyki odnawialnej dla budownictwa i ich relacje z kosztami urządzeń składających się na rozwiązanie nieodnawialne;
- system handlu emisjami CO₂;
- dotacje i preferencyjne pożyczki na realizację rozwiązań OZE w budynkach;
- warunki sprzedaży nadmiarowej energii wyprodukowanej w budynku do systemów energetycznych i praw majątkowych za certyfikaty jej wyprodukowania.

Parametry jak wyżej poddano analizie jakościowej i ilościowej w kontekście wpływu na decyzję użytkownika odnośnie wyboru rozwiązania zaopatrzenia w energię z wykorzystaniem OZE w rozdziale 3, 4 i 5 wg zakresu prac etapu 7.

System prawny określa ramy możliwych działań związanych z produkcją energii odnawialnej w budynkach. Podstawowe parametry prawne oddziałujące na ewentualne zastosowanie źródłem OZE w budownictwie to:

- wymagania odnośnie parametrów podsystemu budowlanego budynku (Rozporządzenie Ministra Infrastruktury w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie oraz PN);
- wymagania odnośnie parametrów podsystemu instalacyjnego budynku (Rozporządzenie Ministra Infrastruktury w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie oraz PN);
- obowiązek zakupu energii wyprodukowanej w źródłach odnawialnych (Ustawy prawo energetyczne);
- procedury i regulacje związane z taryfowaniem cen energii nieodnawialnej i odnawialnej (Ustawy prawo energetyczne, Właściwe rozporządzenia)
- procedury administracyjne związane z budową odnawialnych źródeł energii (Ustawa prawo budowlane, Ustawy prawo energetyczne);
- procedury i pozwolenia związane z eksploatacją rozwiązań OZE dla budynku oraz składowaniem nośników OZE (biomasa) (wg Ustawy prawo energetyczne (Ustawy prawo energetyczne);
- procedury i koncesje związane z produkcją i sprzedażą energii odnawialnej wyprodukowanej w budynku lub na potrzeby grupy budynków (Ustawy prawo energetyczne);
- obowiązek planowania rozwiązań OZE w dokumentach planowania energetycznego gminy Założeniach do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe i Planach zaopatrzenia (Ustawy prawo energetyczne);
- możliwość wykorzystania zasobów przyrodniczych do produkcji energii odnawialnej (Ustawa prawo ochrony środowiska, lokalne dokumenty planowania przestrzennego: PZP, MPZP).

Główne parametry systemu prawnego poddano analizie w kontekście wpływu na wymagania wobec użytkownika i jego decyzję odnośnie wyboru rozwiązania zaopatrzenia w energię z wykorzystaniem OZE w rozdziale 2, 3 i 4 wg zakresu prac.

System ochrony środowiska:

- limitowanie emisji zanieczyszczeń;
- programowanie działań naprawczych w obszarach o przekroczonej wielkości emisji w Programach Ochrony Powietrza;
- dotacje i preferencyjne pożyczki na realizację rozwiązań OZE w budynkach warunkowane uzyskaniem efektu ekologicznego;
- programowanie działań naprawczych w Programach Ochrony Środowiska;
- nadzór nad planowaniem i realizacją inwestycji ze strony Regionalnych Dyrektorów ds. Ochrony Środowiska;
- procedury Oceny Oddziaływania na Środowisko inwestycji;
- wielkości emisję zanieczyszczeń (SO₂, CO₂, CO, NO_x, BzP, i pyłu) dla poszczególnych rozwiązań zaopatrzenia w energię
- czystość technologii ogólnie lub jako oddziaływanie na bezpośrednie otoczenie;
- ochrona zasobów nieodnawialnych;
- przeciwdziałanie globalnemu ociepleniu.

Tak system ochrony środowiska jak i system prawny są ściśle powiązane i/lub stanowiące składową szeroko rozumianego systemu gospodarczego dlatego parametry te należy rozpatrywać wspólnie.

System informacyjny:

- edukacja w zakresie korzyści wynikających z użytkowania OZE;
- edukacja i popularyzacja możliwości korzystania ze wsparcia finansowego oferowanego przez państwo i instytucje (dotacje, kredyty, itd.),
- edukacja w zakresie wielkości zanieczyszczeń powstających w różnych procesach energetycznych zaopatrzenia energię budynku;
- tworzenie właściwego wizerunku OZE i użytkowników z niego korzystających (wygoda użytkowania, bezpieczeństwo wytwarzania i użytkowania odnawialnej energii);
- popularyzacja informacji o realizacji demonstracyjnych rozwiązań OZE w budynkach.

Ogół parametrów jw. poszczególnych systemów należy podać analizie w celu określenia ich wpływu na decyzję użytkownika energii w kwestii zastosowania odnawialnego źródła energii w budynku. Analiza tego procesu decyzyjnego i jego zamodelowanie z uwzględnieniem wybranych najistotniejszych parametrów da możliwość podpowiedzi użytkownikowi odnośnie warunków na jakich może wykorzystać energię odnawialną w swoim obiekcie, z drugiej strony da możliwość symulacji różnych rozwiązań wspierających rozwój odnawialnych źródeł energii takich jak dotacje, pożyczki. Decydentowi da możliwość prześledzenia zachowania modelu w warunkach analizy możliwych scenariuszy wzrostu cen energii nieodnawialnej i może dostarczyć wiedzy o przyszłych preferencjach odbiorców, a ta wiedza z kolei może być przydatna w pracach nad optymalizacją systemów w otoczeniu budynku.

Na bazie analizy parametrów wpływających na zastosowanie źródeł odnawialnych w budynku przez użytkownika określono osłony analiz dla różnych jej typów: energetycznych, ekonomicznych (gospodarczych) i ekologicznych (prawnych i ochrony środowiska). Propozycję tych granic prezentuje tabela poniżej.

Tabela 1.2. Granice analiz dla różnych typów systemów budowlano-energetycznych

Typ analiz	Kategoria obiektu							
	BMJ/I	BMW/I	BMJ/N	BMW/N	GBMJ/I	GBMW/I	GBMJ/N	GBMW/N
energetyczne	B	B	B	B	B+SL	B+SL	B+SL	B+SL
ekonomiczne	D	D	D	D	D	D	D	D
ekologiczne	D+G	D+G	D+G	D+G	D+G	D+G	D+G	D+G

- B – budynek
 SL – system lokalny zaopatrujący grupę budynków
 D – działka, na której znajduje się budynek lub grupa budynków
 G – środowisko rozumiane globalnie

Oznaczenia w tabeli wg Rysunku. 4

1.4. Analiza procesu decyzyjnego wyboru rozwiązania zaopatrzenia w energię dla użytkownika energii jakim jest budynek mieszkalny

Powyżej założono że budynek jako system techniczny uzupełnić należy o użytkownika, który korzystając z systemu będzie dążył do jego optymalizacji w aspekcie zaspokojenia swoich potrzeb. Model wg [3] jest uproszczoną reprezentacją systemu, w czasie i przestrzeni, stworzoną w zamiarze zrozumienia zachowania systemu rzeczywistego. Celem zadania jest zwiększenie udziału źródeł OZE w pokryciu zapotrzebowania na energię w budynkach, tak więc opracowanie modelu procesu decyzyjnego prowadzącego do wyboru rozwiązania zaopatrzenia w energię budynku jest działaniem podstawowym dla realizacji tego celu.

Model każdego procesu decyzyjnego, niezależnie od swoich cech charakterystycznych, posiada pewne cechy wspólne [18]. W każdym procesie decyzyjnym występuje podmiot podejmujący decyzję - w naszym wypadku będzie to użytkownik systemu budowlano-energetycznego podejmujący decyzję o zmianie sposobu zaopatrzenia w energię lub inwestor decydujący się na wyposażenie nowego obiektu w rozwiązanie zaopatrujące go w energię. Inwestor nie zawsze będzie działał w interesie przyszłego użytkownika.

Drugą cechą procesu decyzyjnego jest obecność zbioru dopuszczalnych decyzji – w naszym wypadku będą to decyzje odnośnie wyboru przez użytkownika systemu instalacyjnego to jest rozwiązania zaopatrzenia w energię w tym wykorzystującego OZE.

Po trzecie w procesie decyzyjnym występuje zbiór stanów otoczenia zewnętrznego, które mają wpływ na efekty decyzji; ale ich dokładne określenie nie jest w momencie podejmowania decyzji możliwe. Stany otoczenia zewnętrznego będą wynikiem oddziaływania systemu budowlano-energetycznego z systemem

gospodarczym. Podmiot podejmujący decyzję nie ma na niego wpływu. Prognozowanie decyzji użytkownika wymagać będzie założeń odnośnie stanu i zmian czynników zewnętrznych.

Czwartą cechą charakterystyczną procesu decyzyjnego jest istnienie funkcji korzyści, która łączy stany otoczenia zewnętrznego z wyborem dopuszczalnej decyzji ze zbioru decyzji dopuszczalnych. Modelowanie decyzji wymaga rozstrzygnięcia która decyzja jest lepsza a która gorsza. Ranking ten determinuje efekt, jaki przynosi konkretna decyzja, a zatem funkcja korzyści zależna od stanów otoczenia zewnętrznego porządkuje rozwiązania od najkorzystniejszych do najmniej korzystnych.

Piątą cechą procesu decyzyjnego jest niepewność, co do stanu otoczenia zewnętrznego. W rozpatrywanym procesie decyzyjnym dla uproszczenia analiz poczynione zostanie założenie o braku niepewności warunków zewnętrznych w okresie analizy. Fakt ten determinuje tylko jeden przebieg stanów otoczenia zewnętrznego. Ponieważ korzyści zależne są od stanu otoczenia zewnętrznego, to jego określenie da możliwość jednoznacznego uszeregowania dopuszczalnych decyzji wyboru rozwiązań zaopatrzenia w energię [22, 24].

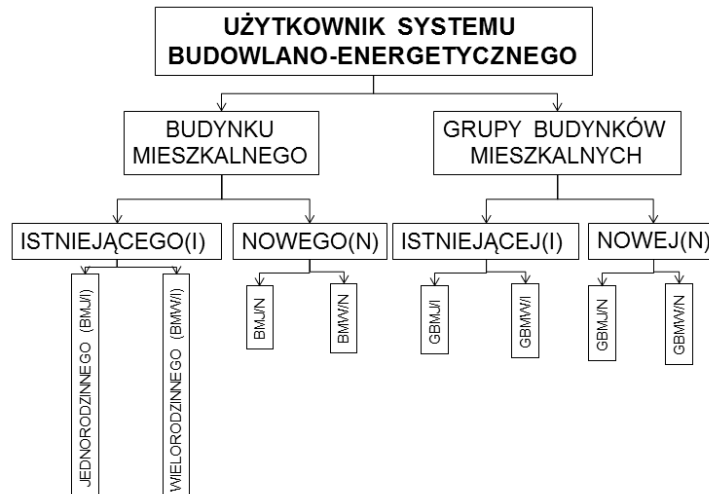
Podmiot podejmujący decyzję – modelowy użytkownik energii.

W przedmiotowym procesie decyzyjnym podmiotem podejmującym decyzję jest użytkownik systemu budowlano-energetycznego: właściciel, inwestor, projektant lub przedstawiciel użytkownika (np. zarządca budynku), który podejmuje decyzje odnośnie wyboru źródła zasilania w energię na potrzeby ogrzewania pomieszczeń, przygotowania ciepłej wody użytkowej, chłodzenia, oświetlenia i urządzeń elektrycznych budynku mieszkalnego. Podmiot podejmujący decyzję (użytkownik lub jego przedstawiciel) oraz parametry charakteryzujące zapotrzebowanie na energię w budynku lub grupie budynków przez niego użytkowanych, w dalszych rozważaniach nazywać będziemy modelowym użytkownikiem systemu budowlano-energetycznego i parametrami modelowego użytkownika.

Zbiór modelowych użytkowników oznaczać będziemy – {M}.

Modelowego użytkownika charakteryzują parametry techniczne, ekonomiczne i funkcjonalne zależne między innymi od charakterystyki podsystemów budowlanego i instalacyjnego. W zbiorze typów modelowych użytkowników wyróżnić możemy z uwagi na funkcję: budynek jednorodzinny i wielorodzinny wzniesiony w określonym czasie i poddany lub nie działaniom mającym na celu ograniczenie zużycia energii (termomodernizacja) lub grupę budynków jw. Na schemacie niżej przedstawiono różne typy użytkowników.

Rys. 1.4. Różne typy użytkowników systemu budowlano-energetycznego



Rozwiązania zaopatrzenia w energię użytkownika systemu budowlano-energetycznego

Przez rozwiązania dopuszczalne rozumiany będzie zbiór konkretnych rozwiązań wykorzystujących urządzenia i procesy służące pokryciu zapotrzebowania na energię użytkową z wykorzystaniem konkretnych nośników energii odnawialnych i nieodnawialnych (podsystem instalacji). Rozwiązania dopuszczalne to takie, jakie mogą wystąpić w danej lokalizacji budynku. W celu uproszczenia analiz należy liczbę dopuszczalnych rozwiązań ograniczyć do tych, które uznać można za realne do realizacji dla danej lokalizacji.

Zbiór dopuszczalnych rozwiązań oznaczać będziemy – {D}.

Zakłada się, że zbiór dopuszczalnych rozwiązań jest zbiorem skończonym i zawiera co najmniej dwa elementy: rozwiązanie referencyjne oparte wyłącznie na energii i nośnikach energii nieodnawialnej oraz rozwiązanie wykorzystujące odnawialne źródła energii. W skład typowego rozwiązania wchodzić będą: urządzenie wytwarzające energię lub jej nośnik, emitujące i regulacyjne, akumulujące oraz transportujące. Charakterystycznymi parametrami danego rozwiązania będą: sprawność przetwarzania, oraz koszt urządzeń.

Zbiór stanów otoczenia zewnętrznego

Zbiór stanów otoczenia zewnętrznego dla modelowego użytkownika wyposażonego w dostępne w danej lokalizacji rozwiązanie zaopatrzenia w energię to ogół parametrów zewnętrznych mających wpływ na atrakcyjność danego rozwiązania dla użytkownika. Parametry te można podzielić na grupy z uwagi na przynależność do oddziaływań systemów w otoczeniu użytkownika omówione we wcześniejszym rozdziale (gospodarcze, prawne, środowiskowe, techniczne). Innym podziałem tych parametrów jest wyodrębnienie parametrów ekonomicznych i pozaekonomicznych spośród których najistotniejsze to bezpieczeństwo zaopatrzenia, odbiór społeczny oraz stan wiedzy społeczeństwa na temat oddziaływania na środowisko naturalne danego procesu zaopatrzenia w energię. Do najistotniejszych, porównywalnych bez skomplikowanych obliczeń, zewnętrznych parametrów ekonomicznych zaliczyć można ceny nośników energii, taryfy za dostarczaną przez przedsiębiorstwa energetyczne energię i koszty zakupu urządzeń oraz ich montażu u odbiorcy. Z racji skomplikowania wynikającego na przykład z dwuskładnikowości taryfy oraz występowania w niektórych rozwiązaniach kosztów nieuwzględnionych w cenie energii, w miejsce ww. stosuje się parametry porównywalne dla różnych rozwiązań i je charakteryzujące - takie jak na przykład całkowite roczne koszty eksploatacji rozwiązania. W literaturze [1, 7, 15] parametry opisujące rozwiązanie zależne od stanów otoczenia zewnętrznego to na przykład:

- koszt inwestycyjny rozwiązania zaopatrzenia w energię;
- całkowity roczny koszt eksploatacji i konserwacji rozwiązania zaopatrzenia w energię;
- całkowity koszt użytkowania rozwiązania zasilania w energię w okresie eksploatacji rozwiązania;
- całkowity koszt rozwiązania zasilania liczony w pełnym cyklu użytkowania rozwiązania lub budynku.

Poniżej przedstawiono parametry rozwiązań zaopatrzenia w energię niezależne lub zależne pośrednio od stanów otoczenia zewnętrznego:

- całkowita roczna emisja do atmosfery wybranych zanieczyszczeń stałych i gazowych powstających w wyniku użytkowania danego sposobu zasilania w energię;
- odwrotność całkowitej systemowej sprawności przetwarzania energii danego sposobu zasilania;
- całkowite roczne zużycie energii pierwotnej przy użytkowaniu danego sposobu zasilania;
- obliczeniowe zapotrzebowanie na energię nieodnawialną pierwotną;
- całkowite roczne zużycie energii pierwotnej pochodzącej z nośników importowanych przy użytkowaniu danego sposobu zasilania;
- wygoda użytkowania danego sposobu zasilania w energię.

Zbiór stanów otoczenia zewnętrznego oznaczono – {Z}

Rozważany model podejmowanej przez użytkownika decyzji można określić jako model decyzji podejmowanej w warunkach niepewności, to znaczy, że decydent nie zna prawdopodobieństwa, z jakim zaistnieją stany otoczenia zewnętrznego - co zgodne jest w wypadku rozważanym z prawdą, bo odbiorca nie zna po części przyszłych warunków, eksploatacji rozwiązania (taryf za nośniki energii, kosztów nadzoru lub konserwacji). Szczególnym przypadkiem wyboru optymalnej decyzji będzie jak wcześniej zaznaczono model deterministyczny, który dla uproszczenia analiz proponuje się przyjąć. W procesie zdeterminowanym należy określić prognozy warunków zewnętrznych i dokonać ewentualnej analizy scenariuszy zmian. Tego typu działanie można przeprowadzić za pomocą analizy wrażliwości lub analizy scenariuszowej.

Funkcja korzyści

Aby można było prognozować decyzję dla konkretnego modelowego użytkownika trzeba określić, które rozwiązanie w jakich warunkach dla użytkownika będzie lepsze, a które gorsze. Rozstrzyga o tym efekt, jaki przynosi odbiorcy konkretna decyzja o wyborze rozwiązania. O efekcie tym dla odbiorcy współdecyduje stan otoczenia zewnętrznego. Zatem wybranemu rozwiązaniu dopuszczalnemu D i stanowi otoczenia zewnętrznego Z dla konkretnego modelowego użytkownika M przypisać można pewną wartość K, którą nazwać można korzyścią. Ogólnie funkcję korzyści można zapisać [24]:

$$K = f(D, Z) \quad 1$$

W rozpatrywanym modelu Z i D są zbiorami skończonymi, a zatem funkcję korzyści można opisać:

$$K_{ij}^k = f(D_{ij}, Z_j^k) \quad 2$$

gdzie:

- i – i -ty modelowy użytkownik systemu budowlano-energetycznego
- j – j -te rozwiązanie zaopatrzenia w energię
- k – k -ty stan otoczenia zewnętrznego

Z rozważań powyższych wynika, że przyjęto wybór optymalnej decyzji jako szczególnie prosty w wypadku modelu deterministycznego, to znaczy takiego, w którym znane są stany otoczenia zewnętrznego. Tak więc proces podejmowania decyzji odnośnie rozwiązania zaopatrzenia w energię dla modelowego użytkownika należy sprowadzić do równoważnego modelu deterministycznego, w którym stan otoczenia zewnętrznego jest określony. Wzór /2/ przyjmuje zatem postać:

$$K_{ij} = f(D_{ij}) \quad 3$$

Sprowadzenie modelu podejmowania decyzji w warunkach niepewności do równoważnego modelu deterministycznego nazywane jest zasadą maksymalizacji spodziewanych korzyści [24]. Takie podejście pozwala na uszeregowanie dopuszczalnych rozwiązań zaopatrzenia wg przyporządkowanych im korzyści. Stąd konieczność na potrzeby budowy modelu jednoznacznego zdefiniowania stanu otoczenia zewnętrznego jako założenia dla prognozowania w celu uproszczenia analiz.

Zgodnie z wcześniejszymi założeniami w celu realizacji założonego możliwie prostego charakteru tworzonego modelu należy przyjąć, że rozwiązanie dopuszczalne w kontekście parametrów zewnętrznych mających wpływ na podejmowaną przez odbiorcę lub inwestora decyzję opisywać powinna minimalna ilość parametrów zapewniająca. Szczególnie dobrane parametry rozwiązania łącznie stanowią o jego atrakcyjności w z stanie otoczenia zewnętrznego Z .

W celu hierarchizacji dla użytkownika systemu budowlano-energetycznego rozwiązań w kontekście prognozowania decyzji na potrzeby modelu zdefiniowana zostanie funkcja korzyści, która stanowić będzie porównawcze kryterium syntetyczne [22].

Jako narzędzia agregacji rozpatrywane są narzędzia wielokryterialnego wspomagania decyzji, są one najczęściej wykorzystywanymi narzędziami do tego typu badań [18]. Ponadto są prostymi i wystarczającymi dla postawionego problemu rozwiązaniami.

Zakłada się, że należy znormalizować poszczególne parametry podstawowe dla osiągnięcia porównywalności. Ostatecznie przyjęta postać funkcji agregacji powinna pozwolić na stworzenie ogólnej struktury hierarchicznej modelu, który zawierać będzie różnego rodzaju składowe, które oceniane będą obiektywnie na podstawie obliczeń ekonomiczno-energetycznych i/lub subiektywnie na podstawie porównania z wykorzystaniem ocen i wiedzy decydentów.

1.5. Wnioski - zestawienie ogólnych założeń i struktura modelu

Przeprowadzone analizy zagadnienia opracowania modelu użytkownika wspomagającego substytucję nieodnawialnych źródeł energii na OZE w budownictwie mieszkaniowym pozwoliły na sformułowanie założeń i wniosków odnośnie dalszych etapów prac.

1. Model powinien uwzględniać ocenę różnych czynników wpływających na decyzję o wykorzystaniu OZE w budownictwie i winien być dostosowane do różnego poziomu wiedzy potencjalnych decydentów o planowanym przedsięwzięciu. Model ma być użyteczny na wstępnym etapie przygotowania przedsięwzięcia, to jest na etapie podejmowania decyzji o wykorzystaniu rozwiązań zaopatrzenia budynku w energię.
2. Dla prawidłowej pracy narzędzia należy opracować bazy danych: warunków lokalnych wykorzystania OZE, dostępnych rozwiązań zaopatrzenia z wykorzystaniem OZE (parametry techniczne i ekonomiczne) oraz zapewnić możliwość aktualizacji baz danych.
3. W oparciu o przeprowadzone analizy przyjęto, aby dla opracowania modelu wykorzystać teorię podejmowania decyzji oraz z nią związane narzędzia wielokryterialne. Rola inwestora, zarządcy budynku lub projektanta w procesie wyboru rozwiązań zaopatrzenia w energię jest wiodąca. Tak więc popularyzacja OZE w budownictwie mieszkaniowym winna obejmować analizę procesu decyzyjnego ww. decydentów przy różnych warunkach zewnętrznych i stymulowanie tej decyzji w kierunku wykorzystania OZE.

4. Przyjęte podejście do zagadnienia opracowania modelu użytkownika energii w budynku w aspekcie zastosowania OZE zapewni:
 - użyteczność modelu na istotnym etapie procesu inwestycyjnego to jest na etapie podejmowania decyzji o zastosowanym rozwiązaniu zaopatrzenia budynku mieszkalnego w energię;
 - przyczyni się do kompleksowości modelu z uwagi na uwzględnienie wszystkich potrzeb energetycznych budynku mieszkalnego oraz różnych rozwiązań pokrycia tych potrzeb;
 - uniwersalny charakter analiz z wykorzystaniem modelu z uwagi na przyjęcie wielokryterialnej funkcji korzyści o charakterze energetyczno-ekologicznym, ekonomicznym i socjologicznym;
 - możliwość analizy efektów działania systemów w otoczeniu budynku między innymi mechanizmów wspierania rozwoju OZE w warunkach krajowych.

Literatura

1. Bewszko T.: Wielokryterialna analiza zasilania odbiorcy komunalno-bytowego. Pol. Rzeszowska, Rozprawa doktorska, 2004.
2. Bojarski W.W.: Podstawy analizy i inżynierii systemów. PWN, Warszawa 1984.
3. Cempel Cz.: Teoria i inżynieria systemów. Materiały wykładowe, Politechnika Poznańska Instytut Mechaniki Stosowanej, Poznań 2003r
4. FEWE: Odnawialne źródła energii. Efektywne wykorzystanie w budynkach i finansowanie przedsięwzięć. Poradnik
5. Gal T., Stewart T. J., Hanne T.: Multicriteria decision making advances in MCDM models, algorithms, theory and applications. Kluwerts international Series 2003.
6. Galasa Z., Nykowskiego I.: Wielokryterialne programowanie matematyczne. SGPiS, Warszawa 1984.
7. Gawin R.: Analiza wpływu komfortu odbiorców na wybór systemów zaopatrzenia w energię. Pol. Gdańska, Wydz. Elektrotechn. i Autom. Rozprawa doktorska 2004.
8. Hille E.: IRP/DSM a rynek energii elektrycznej. I konferencja Naukowo-Techniczna. Rynek energii Elektryczne 1994.
9. Hughes A., H. Winkler H.: Modeling as a tool for sustainable energy planning. RECOMMEND nr 1, marzec 2004.
10. Jankowski B.: Modelowanie rozwoju krajowego systemu energetycznego z uwzględnieniem wymagań stabilizacji i redukcji emisji dwutlenku węgla. Instytut Podstawowych Problemów Techniki, PAN 6/1999.
11. Kamrat W.: Metodologia oceny efektywności inwestowania na lokalnym rynku energii. Politechnika Gdańska, monografie 5 1999.
12. Kłosowski W., Warda J.: Wyspy szans, jak budować strategię rozwoju lokalnego? BRL, Bielsko Biała 2001.
13. Kotarbiński T.: Dzieła wszystkie, prakseologia część I. Ossolineum, Warszawa 1999.
14. Kudełko M.: Efektywna alokacja zasobów w krajowym systemie energetycznym. PAN Instytut gospodarki surowcami i energią, Studia i rozprawy monograficzne 2003.
15. Landaveri R., Nicolas di Sbroiavacca (Argentina Institute For Energy Economics): A Model of Household Sector. RECOMMEND nr 2, grudzień 2004.
16. Nantka M.B.: Potrzeby i kierunki zintegrowanego działania w systemach budowlano-energetycznych. Ogrzewnictwo praktyczne nr 4/1997.
17. Ostwald M.: Inżynieria systemów. Materiały pomocnicze do wykładów, Politechnika Poznańska Instytut Mechaniki Stosowanej, Poznań 2009r
18. Pohekar S.D., Ramachandran M.: Application of multi-criteria decision making to sustainable energy planning. Elsevier, Renewable and sustainable Energy Reviews 8(2004).
19. Puchalski M.: Wielokryterialna analiza atrakcyjności inwestycyjnej regionu. SGH, Warszawa 1998.
20. Rechul H., Rechul M.: Planowanie energetyczne w gminie, decydują finanse. Nafta&Gaz Biznes, wiosna 2006.
21. Robakiewicz M.: Ocena cech energetycznych budynków - wymagania, dane,
22. Roy B.: Wielokryterialne wspomaganie decyzji. WNT, Warszawa 1990.
23. Saaty T.L.: The Analytic Hierarchy Process. New York, McGraw Hill, 1980.
24. Sadowski W.: Decyzje i prognozy. PWN Warszawa 1981.
25. Ziebiak A., Hoinka K.: Kompleks budowlany jako system energetyczny, Akademia energetyki, luty 2008
26. EMAG: Zadanie 3 Zwiększenie wykorzystania energii z odnawialnych źródeł (OZE) w budownictwie. Etap nr 3. Ocena istniejących metod rekomendacji wykorzystania OZE w budownictwie, a zwłaszcza programów komputerowych

2. ZAŁOŻENIA MODELU

2.1. Założenia dla określenia zapotrzebowania na energię dla ogrzewania i wentylacji w budynkach mieszkalnych

2.1.1. Przegląd i analiza obowiązujących metod określania zapotrzebowania na energię dla ogrzewania w budynku mieszkalnym

2.1.1.1. Obowiązujące akty prawne

Podstawowym aktem prawnym, określającym wymagania techniczne stawiane budynkom na obszarze Polski, jest wydane na podstawie art. 7 ust. 2 pkt 1 ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (Dz.U. z 2010 Nr 243, z późniejszymi zmianami) rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz. U. Nr 75, poz. 690 z późn. zm.). W dziale IV, zatytułowanym: „Wyposażenie techniczne budynków”: rozdział 4 poświęcono instalacjom ogrzewczym, rozdział 5 - przewodom kominowym, rozdział 6 - wentylacji i klimatyzacji, rozdział 7 - instalacjom gazowym na paliwa gazowe zaś rozdział 8 - instalacjom elektrycznym. Kwestie określania zapotrzebowania na moc cieplną unormowano w § 134 ust. 1 powołanego rozporządzenia, ustalając, że instalacje i urządzenia do ogrzewania budynku powinny mieć szczytową moc cieplną określoną zgodnie z Polskimi Normami dotyczącymi obliczania zapotrzebowania na ciepło pomieszczeń, a także obliczania oporu cieplnego i współczynnika przenikania ciepła przegród budowlanych. Zgodnie z brzmieniem § 134 ust. 2, do obliczania szczytowej mocy cieplnej należy przyjmować temperatury obliczeniowe zewnętrzne zgodnie z Polską Normą dotyczącą obliczeniowych temperatur zewnętrznych, a temperatury obliczeniowe ogrzewanych pomieszczeń - zgodnie z tabelą 1.1.

Załącznik nr 1 do omawianego rozporządzenia, w wersji ustalonej rozporządzeniem Ministra Infrastruktury z dnia 10 grudnia 2010 r. zmieniającym rozporządzenie w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz.U. 2010 nr 239 poz. 1597), określa następujące normy jako powołane w § 134 ust. 1 rozporządzenia:

PN-EN ISO 6946:2008	Komponenty budowlane i elementy budynku - Opór cieplny i współczynnik przenikania ciepła - Metoda obliczania
PN-EN ISO 10077-1:2007	Ciepłe właściwości użytkowe okien, drzwi i żaluzji - Obliczanie współczynnika przenikania ciepła - Część 1: Postanowienia ogólne

Tabela 2.1. Temperatury obliczeniowe ogrzewanych pomieszczeń

Temperatury obliczeniowe*)	Przeznaczenie lub sposób wykorzystywania pomieszczeń	Przykłady pomieszczeń
+5°C	- nieprzeznaczone na pobyt ludzi, - przemysłowe - podczas działania ogrzewania dyżurnego (jeżeli pozwalają na to względy technologiczne)	magazyny bez stałej obsługi, garaże indywidualne, hale postojowe (bez remontów), akumulatory, maszynownie i szyby dźwigów osobowych
+8°C	- w których nie występują zyski ciepła, a jednorazowy pobyt osób znajdujących się w ruchu i w okryciach zewnętrznych nie przekracza 1 h, - w których występują zyski ciepła od urządzeń technologicznych, oświetlenia itp., przekraczające 25 W na 1 m ³ kubatury pomieszczenia	klatki schodowe w budynkach mieszkalnych, hale sprężarek, pompownie, kuźnie, hartownie, wydziały obróbki cieplnej
+12°C	- w których nie występują zyski ciepła, przeznaczone do stałego pobytu ludzi, znajdujących się w okryciach zewnętrznych lub wykonujących pracę fizyczną o wydatku energetycznym powyżej 300 W, - w których występują zyski ciepła od urządzeń technologicznych, oświetlenia itp., wynoszące od 10 do 25 W na 1 m ³ kubatury pomieszczenia	magazyny i składy wymagające stałej obsługi, halle wejściowe, poczekalnie przy salach widowiskowych bez szatni, hale pracy fizycznej o wydatku energetycznym powyżej 300 W, hale formiarni, maszynownie chłodni, ładownie akumulatorów, hale targowe, sklepy rybne i mięsne
+16°C	- w których nie występują zyski ciepła, przeznaczone na pobyt ludzi: - w okryciach zewnętrznych w pozycji siedzącej i stojącej, - bez okryć zewnętrznych, znajdujących się w ruchu lub wykonujących pracę fizyczną o wydatku energetycznym do 300 W, - w których występują zyski ciepła od urządzeń technologicznych, oświetlenia itp., nie-przekraczające 10 W na 1 m ³ kubatury pomieszczenia	sale widowiskowe bez szatni, ustępy publiczne, szatnie okryć zewnętrznych, hale produkcyjne, sale gimnastyczne, kuchnie indywidualne wyposażone w paleniska węglowe
+20°C	przeznaczone na stały pobyt ludzi bez okryć zewnętrznych, niewykonujących w sposób ciągły pracy fizycznej	pokoje mieszkalne, przedpokoje, kuchnie indywidualne wyposażone w paleniska gazowe lub elektryczne, pokoje biurowe, sale posiedzeń
+24°C	- przeznaczone do rozbierania,	łazienki, rozbieralnie-szatnie, umywalnie, natryskownie, hale

	- przeznaczone na pobyt ludzi bez odzieży	plywalni, gabinety lekarskie z rozbieraniem pacjentów, sale niemowląt i sale dziecięce w żłobkach, sale operacyjne
*) Dopuszcza się przyjmowanie innych temperatur obliczeniowych dla ogrzewanych pomieszczeń niż jest to określone w tabeli, jeżeli wynika to z wymagań technologicznych.		
PN-EN ISO 10077-2:2005	Ciepne właściwości użytkowe okien, drzwi i żaluzji - Obliczanie współczynnika przenikania ciepła - Część 2: Metoda komputerowa dla ram	
PN-EN ISO 10211:2008	Mostki cieplne w budynkach - Strumienie ciepła i temperatury powierzchni - Obliczenia szczegółowe	
PN-EN 12831:2006	Instalacje ogrzewcze w budynkach - Metoda obliczania projektowego obciążenia cieplnego	
PN-EN ISO 13370:2008	Ciepne właściwości użytkowe budynków - Przenoszenie ciepła przez grunt - Metody obliczania	
PN-EN ISO 13789:2008	Ciepne właściwości użytkowe budynków - Współczynniki wymiany ciepła przez przenikanie i wentylację	
	Metoda obliczania	
PN-EN ISO 14683:2008	Mostki cieplne w budynkach - Liniowy współczynnik przenikania ciepła - Metody uproszczone i wartości orientacyjne	

oraz powołane w § 134 ust. 2 rozporządzenia:

PN-B-02403:1982

Ogrzewnictwo - Temperatury obliczeniowe zewnętrzne

Szczegółowe wymagania izolacyjności cieplnej i inne wymagania związane z oszczędnością energii określono ponadto w Załączniku nr 2 do rozporządzenia Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 r. w brzmieniu ustalonym przez § 1 pkt 12) rozporządzenia Ministra Infrastruktury z dnia 6 listopada 2008 r. zmieniającego rozporządzenie w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz. U. Nr 201, poz. 1238).

Zgodnie z informacją zamieszczoną na stronie internetowej Polskiego Komitetu Normalizacyjnego, Polskie Normy są normami o zasięgu krajowym, przyjętymi w drodze konsensusu i zatwierdzonymi przez krajową jednostkę normalizacyjną, jaką jest Polski Komitet Normalizacyjny, powszechnie dostępne i oznaczone – na zasadzie wyłączności - symbolem PN. Do 31 grudnia 1993 roku stosowanie PN było obowiązkowe i pełniły one rolę przepisów. Nieprzestrzeganie postanowień PN było naruszeniem prawa. Od 1 stycznia 1994 roku stosowanie PN jest dobrowolne, przy czym do 31 grudnia 2002 istniała możliwość, przez właściwych ministrów i w pewnych przypadkach nakładania obowiązku stosowania PN. Od 1 stycznia 2003 stosowanie PN jest już całkowicie dobrowolne. Przywoływanie PN w rozporządzeniach ministrów nie skutkuje nałożeniem obowiązku stosowania PN, ponieważ jest to niezgodne z regułami legislacyjnymi - akt prawny niższego rzędu nie może zmieniać postanowień aktu wyższego rzędu.

Przytoczony pogląd wydaje się być wysoce dyskusyjny pod względem prawnym, albowiem art. 5. ust. 3 ustawy z dnia 12 września 2002 r. o normalizacji (Dz.U. Nr 169, poz. 1386 z późn. zm.), rzeczywiście stanowi, że stosowanie Polskich Norm jest dobrowolne, tym niemniej zgodnie z brzmieniem ust. 4 w art. 5 Polskie Normy mogą być powoływane w przepisach prawnych po ich opublikowaniu w języku polskim. Zatem jest oczywistym, że Polskie Normy „same z siebie” nie stanowią źródła prawa i sam fakt przyjęcia normy przez Polski Komitet Normalizacyjny nie powoduje obowiązku ich stosowania, jednakże powołanie normy w obowiązujących przepisach prawnych jest dopuszczalne z mocy ustawy, zaś jedynym ograniczeniem we wprowadzaniu praktycznego obowiązku stosowania danej normy jest jej opublikowanie w języku polskim. O ile bowiem z prawnego punktu widzenia powołanie normy w akcie prawnym w sposób oczywisty nie może naruszać art. 5. ust. 3 rozpatrywanej ustawy tzn. wprowadzić formalnego obowiązku stosowania normy, jednakże wykonanie czynności odmiennie od postanowień normy powołanej zgodnie z art. 5. ust. 4 ustawy o normalizacji w obowiązującym akcie prawnym będzie stanowiło naruszenie tegoż aktu prawnego, chyba że takie odstępstwo było dopuszczone przepisami rozważanego aktu prawnego. Nie ulega natomiast najmniejszej wątpliwości, że pełną odpowiedzialność za określenie np. szczytowej mocy cieplnej niezgodnie z normą powołaną w obowiązującym rozporządzeniu i skutki prawne wynikające z takiego działania, poniesie osoba, która określiła szczytową moc cieplną w sposób odmienny od przewidzianego postanowieniami rozporządzenia. Zgodnie z powyższym wywodem należy przyjąć, że instalacje i urządzenia do ogrzewania budynku na terytorium Polski powinny mieć szczytową moc cieplną określoną zgodnie z wyżej wymienionymi Polskimi Normami dotyczącymi obliczania zapotrzebowania na ciepło pomieszczeń, a także obliczania oporu cieplnego i współczynnika przenikania ciepła przegród budowlanych, zaś do obliczania szczytowej mocy cieplnej należy przyjmować temperatury obliczeniowe zewnętrzne zgodnie z normą PN-B-02403:1982 Ogrzewnictwo - Temperatury obliczeniowe zewnętrzne. Z punktu widzenia metodologii obliczania szczytowej mocy cieplnej kluczowe znaczenie ma spośród wyżej wymienionych norma PN-EN 12831:2006 Instalacje ogrzewcze w budynkach - Metoda obliczania projektowego obciążenia cieplnego.

W zakresie określania sezonowego zapotrzebowania na ciepło wiodącym dokumentem jest opublikowana w listopadzie 2009 roku polska wersja normy PN-EN ISO 13790:2009 Energetyczne właściwości użytkowe budynków - Obliczanie zużycia energii do ogrzewania i chłodzenia oraz opracowana na jej podstawie metoda obliczania zapotrzebowania ciepła w Rozporządzeniu Ministra Infrastruktury z dnia 6 listopada 2008 r. w sprawie metodologii obliczania charakterystyki energetycznej budynku i lokalu mieszkalnego lub części budynku stanowiącej samodzielną całość techniczno-użytkową oraz sposobu sporządzania i wzorów świadectw ich charakterystyki energetycznej (Dz. U. Nr 201, poz. 1240). Norma PN-EN ISO 13790:2009 dotyczy wszystkich typów budynków i obejmuje obliczenia energii dla ogrzewania i chłodzenia, wyróżniając dwa podstawowe typy metod obliczania:

- metody stanu quasi-ustalonego, obliczające bilans cieplny w dostatecznie długim czasie (na ogół jeden miesiąc lub cały sezon), co umożliwia uwzględnienie efektów dynamicznych przez empirycznie określony czynnik wykorzystania zysków i/lub strat;
- metody dynamiczne, obliczające bilans cieplny z krótkimi krokami czasowymi (na ogół jedna godzina), uwzględniające ciepło zakumulowane w masie budynku i uwolnione z masy budynku.

Norma zawiera następujące metody obliczeń:

- w pełni normatywną miesięczną quasi-stacjonarną metodę obliczania (i dodatkowo jako opcję metodę sezonową);
- w pełni normatywną prostą godzinową dynamiczną metodę obliczania;
- procedury obliczania dla szczegółowych (np. godzinowych) dynamicznych metod symulacyjnych.

Obliczenia miesięczne dają poprawne wyniki w skali roku, ale wyniki dla poszczególnych miesięcy, bliskich początku i końca sezonu ogrzewczego i chłodniczego mogą mieć duże błędy względne. Dlatego też w normie EN ISO 13790:2008 dodano alternatywną prostą metodę obliczeń godzinowych, aby ułatwić obliczenia stosujące godzinowe rozkłady użytkowania (takie, jak nastawy temperatury, tryby wentylacji, rozkład użytkowania ruchomych zasłon słonecznych i/lub godzinowe opcje regulacji oparte na zewnętrznych lub wewnętrznych warunkach klimatycznych). Ta metoda daje wyniki godzinowe, ale wyniki dla poszczególnych godzin nie zostały zwalidowane i poszczególne wartości godzinowe mogą mieć duże błędy względne. W metodach dynamicznych bilans cieplny dotyczy krótkich kroków czasowych (godzin) i uwzględnia ciepło akumulowane w masie budynku i uwalniane z niej. Chwilowy nadmiar ciepła podczas sezonu ogrzewczego powoduje, że temperatura wewnętrzna wzrasta powyżej nastawy, powodując usuwanie nadmiaru ciepła przez dodatkowe przenikanie, wentylację i akumulację, jeśli nie ma chłodzenia mechanicznego. Również, nastawa termostatu lub wyłączenie ogrzewania mogą nie prowadzić bezpośrednio do spadku temperatury wewnętrznej, wskutek bezwładności budynku (ciepło uwolnione z masy budynku). Metoda dynamiczna modeluje przenikanie ciepła, strumień ciepła przez wentylację, akumulację ciepła oraz wewnętrzne zyski ciepła i zyski ciepła od nasłonecznienia w strefie budynku.

Same obliczenia zapotrzebowania energii przeprowadza się w formie bilansów obejmujących straty i zyski ciepła w obszarze całego lub poszczególnych stref budynku

Norma 13790 dotyczy wszystkich typów budynków, obejmuje obliczenia energii dla ogrzewania i chłodzenia. Norma zawiera metody obliczeń: metodę sezonową, metodę miesięczną, prostą metodę godzinową i metody symulacyjne.

Obliczenie zapotrzebowania energii przeprowadza się w niej w formie bilansu obejmującego straty i zyski ciepła w obszarze budynku. Norma określa, dwa typy metod obliczania: quasi-stacjonarne i dynamiczne. Pierwszy typ obejmuje bilans cieplny dotyczący długiego okresu: sezon lub miesiąc, a uwzględnienie efektów dynamicznych dokonywane jest przez wprowadzenie empirycznie określonego czynnika wykorzystania zysków lub strat. W typie dynamicznym bilans cieplny dotyczy krótkich kroków czasowych (godzin) i uwzględnia ciepło akumulowane w masie budynku i uwalniane z niej [7].

2.1.1.1.1 Metoda obliczania projektowego obciążenia cieplnego budynku według PN-EN 12831:2006

Wymieniona norma wprowadziła pojęcie „projektowe obciążenie cieplne”, które oprócz całkowitej projektowej straty ciepła uwzględnia dodatkowo nadwyżkę mocy cieplnej, wymaganą do skompensowania skutków osłabienia ogrzewania. Norma PN-EN 12831:2006 podaje sposób obliczania obciążenia cieplnego: dla poszczególnych pomieszczeń (przestrzeni ogrzewanych) w celu doboru grzejników oraz dla całego budynku lub jego części w celu doboru źródła ciepła. Z założenia norma może być stosowana dla budynków o równomiernym rozkładzie temperatury powietrza i temperatury

projektowej tj. przy wysokości pomieszczeń ograniczonej do 5 m, przy założeniu że są one ogrzewane w warunkach projektowych do osiągnięcia stanu ustalonego, tym niemniej załącznik informacyjny zawiera instrukcje obliczania projektowych strat ciepła w pomieszczeniach o wysokości powyżej 5 m, a także w budynkach o znacznej różnicy między temperaturą powietrza i średnią temperaturą promieniowania. Pozostałymi założeniami poczynionymi przy opracowaniu metody obliczeniowej zaprezentowanej w normie to ustalone warunki temperaturowe i stałe właściwości elementów budynków w funkcji temperatury, jak również równe wartości temperatury powietrza i temperatury operacyjnej, co sprowadza się do założenia dobrej izolacji budynku.

W normie zamieszczono również metodę uproszczoną, która może być stosowana dla budynków mieszkalnych, w których krotność wymiany powietrza przy różnicy ciśnienia między wnętrzem a otoczeniem budynku równej 50 Pa - n_{50} , jest niższa od 3^{h-1} .

Norma PN-EN 12831:2006 podaje następujący wzór do obliczania projektowej straty ciepła przestrzeni ogrzewanej (i) przez przenikanie:

$$\Phi_{T,i} = (H_{T,ie} + H_{T,iue} + H_{T,ig} + H_{T,ij}) \cdot (\theta_{int,i} - \theta_e) \text{ [W]} \quad (1.1)$$

gdzie:

$H_{T,ie}$ – współczynnik straty ciepła przez przenikanie z przestrzeni ogrzewanej (i) do otoczenia (e) przez obudowę budynku, [W/K];

$H_{T,iue}$ – współczynnik straty ciepła przez przenikanie z przestrzeni ogrzewanej (i) do otoczenia (e) przez przestrzeń nieogrzewaną (u), [W/K];

$H_{T,ig}$ – współczynnik straty ciepła przez przenikanie z przestrzeni ogrzewanej (i) do gruntu (g) w warunkach ustalonych, [W/K];

$H_{T,ij}$ – współczynnik straty ciepła przez przenikanie z przestrzeni ogrzewanej (i) do sąsiedniej przestrzeni (j) ogrzewanej do znacząco różnej temperatury, tzn. przyległej przestrzeni ogrzewanej w tej samej części budynku lub w przyległej części budynku, [W/K];

$\theta_{int,i}$ – projektowa temperatura wewnętrzna przestrzeni ogrzewanej (i), [°C];

θ_e – projektowa temperatura zewnętrzna, [°C].

Wartość współczynnika straty ciepła przez przenikanie z przestrzeni ogrzewanej (i) na zewnątrz (e) $H_{T,ie}$ zależy od wymiarów i cech charakterystycznych elementów budynku oddzielających przestrzeń ogrzewaną od środowiska zewnętrznego, takich jak ściany, podłogi, stropy, drzwi i okna. Wg normy PN-EN 12831:2006 uwzględnia się również liniowe mostki cieplne:

$$H_{T,ie} = \sum_k A_k \cdot U_k \cdot e_k + \sum_l \psi_l \cdot l_l \cdot e_l \text{ [W/K]} \quad (1.2)$$

gdzie:

A_k – powierzchnia elementu budynku (k), [m²];

U_k – współczynnik przenikania ciepła przegrody (k), [W/m² K];

ψ_l – współczynnik przenikania ciepła liniowego mostka cieplnego (l), [W/mK];

l_l – długość liniowego mostka cieplnego (l) między przestrzenią wewnętrzną a zewnętrzną, [m];

e_k, e_l – współczynniki korekcyjne ze względu na orientację, z uwzględnieniem wpływów klimatu; takich jak: różne izolacje, absorpcja wilgoci przez elementy budynku, prędkość wiatru i temperatura powietrza, w przypadku gdy wpływy te nie zostały wcześniej uwzględnione przy określaniu wartości współczynnika U_k

Zgodnie z załącznikiem krajowym do normy PN-EN 12831:2006, przy obliczaniu strat ciepła przez przenikanie przez przegrody zewnętrzne należy stosować wymiary zewnętrzne, czyli wymiary mierzone po zewnętrznej stronie budynku. W szczególności wysokość ściany mierzy się pomiędzy powierzchniami podłóg. Współczynnik przenikania ciepła U_k winien być obliczony według:

- normy PN EN ISO 6946:2008 – dla elementów nieprzezroczystych;
- normy PN EN ISO 10077-1:2007 – dla drzwi i okien;
- lub na podstawie zaleceń podanych w europejskich aprobatkach technicznych.

Współczynnik przenikania ciepła liniowego mostka cieplnego ψ_l powinien być określony wg normy EN ISO 10211:2008 lub w sposób przybliżony z wykorzystaniem wartości stabelaryzowanych podanych w normie EN ISO 14683:2008. W obliczeniach nie uwzględnia się nieliniowych mostków cieplnych.

Orientacyjne wartości współczynników korekcyjnych e_k , e_l zostały określone w załączniku krajowym do normy PN-EN 12831:2006 jako równe 1.

W obliczeniach strat ciepła przez przenikanie, mostki cieplne można uwzględnić metodą uproszczoną. Polega ona na przyjęciu skorygowanej wartości współczynnika przenikania ciepła:

$$U_{kc} = U_k + \Delta U_{tb} \text{ [W/m}^2\text{K]} \quad (1.3)$$

gdzie:

U_{kc} – skorygowany współczynnik przenikania ciepła elementu budynku (k), z uwzględnieniem liniowych mostków cieplnych, $[\text{W/m}^2\text{K}]$;

U_k – współczynnik przenikania ciepła elementu budynku (k), $[\text{W/m}^2\text{K}]$;

ΔU_{tb} – współczynnik korekcyjny w zależności od typu elementu budynku, $[\text{W/m}^2\text{K}]$.

Orientacyjne wartości współczynnika podano w tabelach 2.2. do 2.4.

Tabela 2.2. Współczynnik korekcyjny ΔU_{tb} dla pionowych elementów budynku

Liczba stropów przecinających izolację	Liczba przecinanych ścian	ΔU_{tb} W/m ² K	
		kubatura przestrzeni <100 m ³	kubatura przestrzeni >100m ³
0	0	0,05	0
	1	0,10	0
	2	0,15	0,05
1	0	0,20	0,10
	1	0,25	0,15
	2	0,30	0,20
2	0	0,25	0,15
	1	0,30	0,20
	2	0,35	0,25

Tabela 2.3. Współczynnik korekcyjny ΔU_{tb} dla poziomych elementów budynku

Element budynku			ΔU_{tb} , W/m ² K
Lekka podłoga (drewno, metal itd.)			0
Ciężka	Liczba boków będących	1	0,05
Podłoga	w kontakcie ze	2	0,10
(beton,	środowiskiem	3	0,15
itd.)	zewnętrznym	4	0,20

Tabela 2.4. Współczynnik korekcyjny ΔU_{tb} dla otworów

Powierzchnia elementu budynku	ΔU_{tb} , W/m ² K
0-2 m ²	0,50
> 2 - 4 m ²	0,40
> 4 - 9 m ²	0,30
> 9 - 20 m ²	0,20
>20m ²	0,10

Współczynnik projektowej straty ciepła wyznacza się z wzoru:

$$H_{T,iue} = \sum_k A_k \cdot U_k \cdot b_u + \sum_l \psi_l \cdot l_l \cdot b_u \text{ [W/K]} \quad (1.4)$$

gdzie:

A_k – powierzchnia elementu budynku (k) $[\text{m}^2]$;

U_k – współczynnik przenikania ciepła przegrody (k), $[\text{W/m}^2\text{K}]$;

b_u – współczynnik redukcji temperatury, uwzględniający różnicę między temperaturą przestrzeni nieogrzewanej i projektową temperaturą zewnętrzną;

ψ_l – współczynnik przenikania ciepła liniowego mostka cieplnego (l), $[\text{W/mK}]$;

l_l – długość liniowego mostka cieplnego (l) między przestrzenią wewnętrzną a zewnętrzną $[\text{m}]$.

Jeśli temperatura przestrzeni nieogrzewanej jest znana, współczynnik b_u określa się następująco:

$$b_u = \frac{\theta_{\text{int},i} - \theta_u}{\theta_{\text{int},i} - \theta_e} \quad (1.5)$$

gdzie:

- $\theta_{\text{int},i}$ – projektowa temperatura wewnętrzna przestrzeni ogrzewanej (i), [°C];
- θ_u – projektowa temperatura przestrzeni nieogrzewanej, [°C];
- θ_e – projektowa temperatura zewnętrzna, [°C].

Jeśli temperatura przestrzeni nieogrzewanej nie jest znana:

$$b_u = \frac{H_{ue}}{H_{iu} - H_{ue}} \quad (1.6)$$

gdzie:

H_{iu} – współczynnik strat ciepła z przestrzeni ogrzewanej (i) do przyległej przestrzeni nieogrzewanej (u) [W/K], z uwzględnieniem:

- strat ciepła przez przenikanie (z przestrzeni ogrzewanej do przestrzeni nieogrzewanej);
- wentylacyjnych strat ciepła (strumień powietrza między przestrzenią ogrzewaną i nieogrzewaną);

H_{ue} – współczynnik strat ciepła z przestrzeni nieogrzewanej (u) do otoczenia (e) [W/K], z uwzględnieniem:

- strat ciepła przez przenikanie (do otoczenia i do gruntu);
- wentylacyjnych strat ciepła (między przestrzenią nieogrzewaną a otoczeniem).

Współczynnik $H_{T,ij}$ obejmuje ciepło przekazywane przez przenikanie z przestrzeni ogrzewanej (i) do sąsiedniej przestrzeni (j) ogrzewanej do znacząco innej temperatury. Współczynnik $H_{T,ij}$ jest obliczany w następujący sposób:

$$H_{T,ij} = \sum_k f_{ij} \cdot A_k \cdot U_k \text{ [W/K]}, \quad (1.7)$$

gdzie:

f_{ij} – współczynnik redukcji temperatury, uwzględniający różnicę temperatury przyległej przestrzeni i projektowej temperatury zewnętrznej;

A_k – powierzchnia elementu budynku (k) [m²];

U_k – współczynnik przenikania ciepła przegrody (k), [W/m² K].

W przypadku strat ciepła między przestrzeniami ogrzewanymi do różnych wartości temperatury, nie uwzględnia się mostków cieplnych. Współczynnik redukcji temperatury określony jest następującym równaniem:

$$f_{ij} = \frac{\theta_{\text{int},i} - \theta_{\text{przyległa przestrzeń } i}}{\theta_{\text{int},i} - \theta_e} \quad (1.8)$$

gdzie:

$\theta_{\text{int},i}$ – projektowa temperatura wewnętrzna przestrzeni ogrzewanej (i), [°C];

$\theta_{\text{przyległa przestrzeń}}$ – temperatura przestrzeni przyległej [°C];

θ_e – projektowa temperatura zewnętrzna [°C].

Temperaturę w sąsiednim pomieszczeniu należy przyjmować na podstawie przeznaczenia tylko wtedy, jeśli pomieszczenie to należy do tej samej jednostki budynku (np. do mieszkania). Natomiast jeśli pomieszczenie należy do innej jednostki i istnieje możliwość indywidualnej regulacji temperatury, to do obliczania straty ciepła należy przyjąć średnią arytmetyczną z projektowej temperatury wewnętrznej i rocznej średniej temperatury zewnętrznej. Z kolei, jeżeli sąsiednie pomieszczenie należy do oddzielnego budynku (budynek przyległego), przyjmuje się roczną średnią temperaturę zewnętrzną. Straty ciepła z przestrzeni ogrzewanej do przyległych przestrzeni nieogrzewanych uwzględnia się w obliczeniach obciążenia cieplnego poszczególnych pomieszczeń. Nie są one uwzględniane przy określaniu obciążenia cieplnego całego budynku. [1]

Straty ciepła do gruntu mogą być określone wg PN-EN ISO 13370:2008 „Ciepłne właściwości użytkowe budynków - Przenoszenie ciepła przez grunt - Metody obliczania” lub wg normy PN-EN 12831:2006, zgodnie z którą współczynnik straty ciepła przez przenikanie z przestrzeni ogrzewanej (i) do gruntu (g) w warunkach ustalonych oblicza się w następujący sposób:

$$H_{T,ig} = f_{g1} \cdot f_{g2} \cdot \left(\sum_k A_k \cdot U_{equiv,k} \right) \cdot G_w \text{ [W/K]} \quad (1.9)$$

gdzie:

f_{g1} – współczynnik korekcyjny, uwzględniający wpływ rocznych wahań temperatury zewnętrznej (zgodnie z załącznikiem krajowym do normy PN-EN 12831:2006 wartość orientacyjna wynosi 1,45);

f_{g2} – współczynnik redukcji temperatury, uwzględniający różnicę między średnią roczną temperaturą zewnętrzną i projektową temperaturą zewnętrzną;

A_k – powierzchnia elementu budynku (k) stykająca się z gruntem [m^2];

$U_{equiv,k}$ – równoważny współczynnik przenikania ciepła elementu budynku (k) [$\text{W}/\text{m}^2\text{K}$];

G_w – współczynnik uwzględniający wpływ wody gruntowej.

Współczynnik redukcji temperatury wynosi:

$$f_{g2} = \frac{\theta_{int,i} - \theta_{m,e}}{\theta_{int,i} - \theta_e} \quad (1.10)$$

gdzie:

$\theta_{int,i}$ – projektowa temperatura wewnętrzna przestrzeni ogrzewanej (i) [$^{\circ}\text{C}$];

$\theta_{m,e}$ – roczna średnia temperatura zewnętrzna [$^{\circ}\text{C}$];

θ_e – projektowa temperatura zewnętrzna [$^{\circ}\text{C}$].

Woda gruntowa ma najczęściej pomijalny wpływ na wymianę ciepła w gruncie, chyba że występuje na małej głębokości i jej strumień jest duży. Współczynnik uwzględniający wpływ wody gruntowej G_w oblicza się w jeden z następujących sposobów:

- w sposób szczegółowy wg załącznika H do normy PN-EN ISO 13370:2001
- lub na podstawie wartości orientacyjnych, podanych w załączniku krajowym do normy PN-EN 12831:2006.

Załącznik krajowy do normy PN-EN 12831:2006 podaje dwie wartości orientacyjne współczynnika G_w :

- $G_w = 1,15$ jeśli odległość między założonym poziomem wody gruntowej i płytą podłogi jest mniejsza niż 1 m,
- $G_w = 1,00$ w pozostałych przypadkach.

Kluczowym pojęciem dla określania strat ciepła przez podłogę do gruntu jest wymiar charakterystyczny podłogi B' , określony równaniem:

$$B' = \frac{A}{\frac{1}{2}P} \text{ [m]} \quad (1.11)$$

gdzie:

A – pole powierzchni podłogi, [m^2];

P – obwód podłogi (uwzględniający tylko ściany zewnętrzne) [m].

Obwód podłogi P uwzględnia długość całkowitą ścian zewnętrznych, oddzielających ogrzewany budynek od otoczenia zewnętrznego lub nieogrzewanej przestrzeni, leżącej poza izolowaną obudową budynku (np. dobudowane garaże, pomieszczenia gospodarcze itp.)

Zgodnie z normą PN-EN 12831:2006 wymiar ten dla poszczególnych pomieszczeń powinien być określany w jeden z następujących sposobów:

- dla pomieszczeń bez ścian zewnętrznych stosuje się wartość B' obliczoną dla całego budynku;

- dla wszystkich pomieszczeń z dobrze izolowaną podłogą ($U_{\text{podłogi}} < 0,5 \text{ W/m}^2\text{K}$) również stosuje się wartość B' obliczoną dla całego budynku;
- dla pozostałych pomieszczeń (pomieszczenia ze ścianami zewnętrznymi oraz jednocześnie ze słabo izolowaną podłogą) wartość B' należy obliczać oddzielnie dla każdego pomieszczenia.

Przykładowe wartości równoważnego współczynnika przenikania ciepła podłogi przedstawiono w tabelach 2.5. do 2.7.

Tabela 2.5. Równoważny współczynnik przenikania ciepła podłogi na poziomie terenu

Wartość B' [m]	Równoważny współczynnik przenikania ciepła podłogi $U_{\text{equiv,bf}}$ (dla $z = 0 \text{ m}$) [W/m ² K]				
	bez izolacji	U podłogi 2,0 W/m ² K	U podłogi 1,0 W/m ² K	U podłogi 0,5 W/m ² K	U podłogi 0,25 W/m ² K
2	1,30	0,77	0,55	0,33	0,17
4	0,88	0,59	0,45	0,30	0,17
6	0,68	0,48	0,38	0,27	0,17
8	0,55	0,41	0,33	0,25	0,16
10	0,47	0,36	0,30	0,23	0,15
12	0,41	0,32	0,27	0,21	0,14
14	0,37	0,29	0,24	0,19	0,14
16	0,33	0,26	0,22	0,18	0,13
18	0,31	0,24	0,21	0,17	0,12
20	0,28	0,22	0,19	0,16	0,12

Tabela 2.6. Równoważny współczynnik przenikania ciepła podłogi ogrzewanego podziemia z płytą podłogi położoną 1,5 m poniżej poziomu terenu

Wartość B' [m]	Równoważny współczynnik przenikania ciepła podłogi $U_{\text{equiv,bf}}$ (dla $z = 1,5 \text{ m}$)				
	bez izolacji	U podłogi 2,0 W/m ² K	U podłogi 1,0 W/m ² K	U podłogi 0,5 W/m ² K	U podłogi 0,25 W/m ² K
2	0,86	0,58	0,44	0,28	0,16
4	0,64	0,48	0,38	0,26	0,16
6	0,52	0,40	0,33	0,25	0,15
8	0,44	0,35	0,29	0,23	0,15
10	0,38	0,31	0,26	0,21	0,14
12	0,34	0,28	0,24	0,19	0,14
14	0,30	0,25	0,22	0,18	0,13
16	0,28	0,23	0,20	0,17	0,12
18	0,25	0,22	0,19	0,16	0,12
20	0,24	0,20	0,18	0,15	0,11

Tabela 2.7. Równoważny współczynnik przenikania ciepła podłogi ogrzewanego podziemia z płytą podłogi położoną 3,0 m poniżej poziomu terenu

Wartość B' [m]	Równoważny współczynnik przenikania ciepła podłogi $U_{\text{equiv,bf}}$ (dla $z = 3,0 \text{ m}$)				
	bez izolacji	U podłogi 2,0 W/m ² K	U podłogi 1,0 W/m ² K	U podłogi 0,5 W/m ² K	U podłogi 0,25 W/m ² K
2	0,63	0,46	0,35	0,24	0,14
4	0,51	0,40	0,33	0,24	0,14
6	0,43	0,35	0,29	0,22	0,14
8	0,37	0,31	0,26	0,21	0,14
10	0,32	0,27	0,24	0,19	0,13
12	0,29	0,25	0,22	0,18	0,13
14	0,26	0,23	0,20	0,17	0,12
16	0,24	0,21	0,19	0,16	0,12
18	0,22	0,20	0,18	0,15	0,11
20	0,21	0,18	0,16	0,14	0,11

Norma PN-EN 12831 podaje wzór do obliczania całkowitej projektowej straty ciepła przestrzeni ogrzewanej w podstawowych przypadkach:

$$\Phi_i = \Phi_{T,i} + \Phi_{V,i} \text{ [W]} \quad (1.12)$$

gdzie:

$\Phi_{T,i}$ – projektowa strata ciepła ogrzewanej przestrzeni (i) przez przenikanie [W];

$\Phi_{V,i}$ – projektowa wentylacyjna strata ciepła ogrzewanej przestrzeni (i), [W].

Projektowa wentylacyjna strata ciepła przestrzeni ogrzewanej jest wyrażona wzorem:

$$\Phi_{V,i} = H_{V,i} \cdot (\theta_{\text{int},i} - \theta_e) \quad [\text{W}] \quad (1.13)$$

gdzie:

- $H_{V,i}$ – współczynnik projektowej wentylacyjnej straty ciepła [W/K],
- $\theta_{\text{int},i}$ – projektowa temperatura wewnętrzna przestrzeni ogrzewanej (i) [°C],
- θ_e – projektowa temperatura zewnętrzna [°C].

Współczynnik projektowej wentylacyjnej straty ciepła $H_{V,i}$ odnosi stratę ciepła do różnicy temperatur: wewnętrznej i zewnętrznej. Współczynnik ten obliczany jest w następujący sposób:

$$H_{V,i} = V_i \cdot \rho \cdot c_p \quad [\text{W/K}] \quad (1.14)$$

gdzie:

- V_i – strumień objętości powietrza wentylacyjnego przestrzeni ogrzewanej (i) [m³/s];
- ρ – gęstość powietrza w temperaturze $\theta_{i,\text{int}}$ [kg/m³];
- c_p – ciepło właściwe powietrza w temperaturze $\theta_{i,\text{int}}$ [J/kg·K].

Sposób określania strumienia objętości powietrza wentylacyjnego zależy od tego, czy w pomieszczeniu znajduje się instalacja wentylacyjna. W przypadku braku instalacji wentylacyjnej zakłada się, że powietrze dopływające do pomieszczenia charakteryzuje się parametrami powietrza zewnętrznego.

Jako wartość strumienia objętości powietrza wentylacyjnego należy przyjąć większą z dwóch wartości:

- wartość strumienia powietrza na drodze infiltracji $V_{\text{inf},i}$,
- minimalna wartość strumienia powietrza wentylacyjnego, wymagana ze względów higienicznych $V_{\text{min},i}$.

Dokładną metodę określania strumienia objętości powietrza w budynku podaje norma PN-EN 13465. Natomiast zgodnie z normą PN-EN 12831, jeśli dostarczane powietrze jest ogrzewane przez sąsiednią instalację wentylacyjną, należy uwzględnić to w obliczeniach wymaganego obciążenia cieplnego do zwymiarowania źródła ciepła.

Projektowe obciążenie cieplne przestrzeni ogrzewanej określone jest równaniem:

$$\Phi_{HL,i} = \Phi_{T,i} + \Phi_{V,i} + \Phi_{RH,i} \quad [\text{W}] \quad (1.15)$$

gdzie:

- $\Phi_{T,i}$ – projektowa strata ciepła ogrzewanej przestrzeni (i) przez przenikanie [W];
- $\Phi_{V,i}$ – projektowa wentylacyjna strata ciepła ogrzewanej przestrzeni (i) [W];
- $\Phi_{RH,i}$ – nadwyżka mocy cieplnej wymagana do skompensowania skutków osłabienia ogrzewania strefy ogrzewanej (i) [W].

Ogrzewanie z przerwami lub osłabieniem wymaga zapewnienia nadwyżki mocy ponad moc, która pozwala pokrywać straty ciepła w warunkach ustalonej wymiany ciepła, w celu umożliwienia rozgrzania pomieszczenia do wymaganej temperatury wewnętrznej w rozsądnym czasie po okresie przerwy w ogrzewaniu lub osłabienia ogrzewania. Wymagana nadwyżka mocy cieplnej wymagana do skompensowania skutków osłabienia ogrzewania strefy ogrzewanej, w ogólnym przypadku zależy od: pojemności cieplnej budynku, zakładanego poziomu obniżenia temperatury w okresie osłabienia ogrzewania, charakterystyki układu regulacji instalacji grzewczej, a wreszcie czasu w którym ma być osiągnięta wymagana temperatura wewnętrzna. Nadwyżka mocy cieplnej nie jest wymagana w przypadku jeżeli układ regulacji wyłącza program osłabienia w okresie niskich temperatur zewnętrznych, a także gdy straty ciepła mogą być ograniczone w okresie osłabienia ogrzewania. Zgodnie z normą PN-EN 12831:2006 nadwyżka mocy powinna być uzgodniona z klientem (zleceniodawcą).

Nadwyżka mocy może być określona metodą dokładną na podstawie obliczeń dynamicznych. Natomiast norma PN-EN 12831:2006 podaje metodę uproszczoną. Metoda ta może być stosowana w odniesieniu do:

- budynków mieszkalnych (okres osłabienia do 8 godzin, konstrukcja nie jest lekka),
- budynków niemieszkalnych (okres osłabienia weekendowego do 48 godzin, okres użytkowania do 8 godzin dziennie, projektowa temperatura wewnętrzna od 20°C do 22°C).

- Efektywna masa budynku jest klasyfikowana w trzech kategoriach:
- duża masa budynku (betonowe podłogi i sufity połączone ze ścianami z cegły lub betonu);
- średnia masa budynku (betonowe podłogi i sufity oraz lekkie ściany);
- lekka masa budynku (podwieszane sufity i podniesione podłogi oraz lekkie ściany).

Zgodnie z normą PN-EN 12831:2006 nadwyżka mocy cieplnej wymagana do skompensowania skutków osłabienia ogrzewania strefy ogrzewanej powinna być uzgodniona ze zleceniodawcą, gdyż skrócenie czasu nagrzewania pomieszczenia może silnie wpływać na poziom kosztów inwestycyjnych. Nadwyżka mocy cieplnej do skompensowania skutków osłabienia dla przestrzeni ogrzewanej (i) może być określona w następujący sposób:

$$\Phi_{RH,i} = A_i \cdot f_{RH} \quad [\text{W}] \quad (1.16)$$

gdzie:

A_i – wewnętrzna powierzchnia podłogi przestrzeni ogrzewanej (i) [m^2];
 f_{RH} – współczynnik nagrzewania [W/m^2].

Współczynnik nagrzewania f_{RH} zależy od założonego obniżenia temperatury w okresie osłabienia ogrzewania i czasu nagrzewania, w którym ma być osiągnięta wymagana temperatura wewnętrzna. Wartości współczynnika nagrzewania są podane w załączniku krajowym do normy PN-EN 12831:2006 (tab. 2.8. i 2.9.). Wartości podane w tabelach odnoszą się do wewnętrznej powierzchni podłogi i mogą być stosowane dla pomieszczeń, których średnia wysokość nie przekracza 3,5 m. Wartości tych nie stosuje się w przypadku elektrycznego ogrzewania akumulacyjnego.

W załączniku B do normy PN-EN 12831:2006 określono orientacyjne wartości współczynnika poprawkowego ze względu na wysokość pomieszczenia. Wartości te można stosować dla budynków, w których projektowe straty ciepła nie przekraczają $60 \text{ W}/\text{m}^2$ powierzchni podłogi. Skorygowaną całkowitą projektową stratę ciepła przestrzeni ogrzewanej (i) oblicza się w następujący sposób:

$$\Phi_i = (\Phi_{T,i} + \Phi_{V,i}) \cdot f_{hi} \quad [\text{W}] \quad (1.17)$$

gdzie:

$\Phi_{T,i}$ – projektowa strata ciepła przestrzeni ogrzewanej (i) przez przenikanie [W];
 $\Phi_{V,i}$ – projektowa wentylacyjna strata ciepła przestrzeni ogrzewanej (i), [W];
 f_{hi} – współczynnik poprawkowy ze względu na wysokość pomieszczenia, wg tabeli 2.10.

Tabela 2.8. Współczynnik nagrzewania w budynkach niemieszkalnych, osłabienie nocne maksimum przez 12 h

Czas nagrzewania, godz.	Współczynnik nagrzewania f_{RH} [W/m^2]								
	Zakładane obniżenie temperatury podczas osłabienia*								
	2 K			3 K			4 K		
	masa budynku			masa budynku			masa budynku		
	niska	średnia	duża	niska	średnia	duża	niska	średnia	duża
1	18	23	25	27	30	27	36	27	31
2	9	16	22	18	20	23	22	24	25
3	6	13	18	11	16	18	18	18	18
4	4	11	16	6	13	16	11	16	16

* W dobrze izolowanych szczelnych budynkach wystąpienie spadku temperatury wewnętrznej podczas osłabienia o więcej niż 2 do 3 K nie jest bardzo prawdopodobne. Zależy to od warunków klimatycznych i masy cieplnej budynku.

Tabela 2.9. Współczynnik nagrzewania w budynkach niemieszkalnych, osłabienie nocne maksimum przez 8 h

Czas nagrzewania, godz.	Współczynnik nagrzewania f_{RH} [W/m^2]		
	Zakładane obniżenie temperatury podczas osłabienia*		
	1 K	2 K	3 K
	masa budynku duża	masa budynku duża	masa budynku duża
1	11	22	45
2	6	11	22
3	4	9	16
4	2	7	13

* W dobrze izolowanych szczelnych budynkach wystąpienie spadku temperatury wewnętrznej podczas osłabienia o więcej niż 2 do 3 K nie jest bardzo prawdopodobne. Zależy to od warunków klimatycznych i masy cieplnej budynku.

Tabela 2.10. Współczynnik poprawkowy ze względu na wysokość pomieszczenia

Sposób ogrzewania oraz typ i lokalizacja grzejników	Współczynnik $f_{h,i}$	
	Wysokość przestrzeni ogrzewanej	
	5 do 10 m	10 do 15 m
GLÓWNIE PRZEZ PROMIENIOWANIE		
Ogrzewanie podłogowe	1	1
Ogrzewanie sufitowe (poziom temperatury < 40°C)	1,15	niewłaściwe do takiego zastosowania
Promienniki o średniej i wysokiej temperaturze umieszczone na dużej wysokości, skierowane ku dołowi	1	1,15
GLÓWNIE PRZEZ KONWEKCJĘ		
Ciepłe powietrze przy konwekcji naturalnej	1,15	niewłaściwe do takiego zastosowania
OGRZEWANIE POWIETRZNE		
Strumień poprzeczny na małej wysokości	1,30	1,60
Strumień opadający z dużej wysokości	1,21	1,45
Poprzeczny strumień powietrza o średniej lub wysokiej temperaturze ze średniej wysokości	1,15	1,30

Obciążenie cieplne w wypadku budynków istniejących podłączony do systemu ciepłowniczego po uwzględnieniu strat na instalacji wewnętrznej stanowi zamówioną moc cieplną dla potrzeb ogrzewania danego obiektu i przygotowania ciepłej wody użytkowej. W świetle rozporządzenia Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 17 września 2010 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło (Dz. U. z dnia 19 października 2010 r.) sprawdzenie zapotrzebowania mocy w budynku wykonuje się w oparciu o dane pomiarowe zużycia ciepła w obiekcie. W przypadku gdy zamówiona przez odbiorcę moc cieplna jest mniejsza od mocy cieplnej określonej w umowie o przyłączenie danego obiektu do sieci ciepłowniczej albo gdy wartości współczynnika wykorzystania zamówionej mocy cieplnej znacznie różnią się od wartości technicznie uzasadnionych, przedsiębiorstwo energetyczne może dokonać w sezonie grzewczym kontroli prawidłowości określenia przez odbiorcę zamówionej mocy cieplnej. Sprawdzenie to może być dokonane na podstawie odczytów wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego na bazie następujących obliczeń:

$$N_{sdco} = Q_{dco} : 24$$

$$N_{sdcw} = Q_{dcw} : 24$$

$$N_z = N_{sdco} \cdot (t_w - t_o) : (t_w - t_{sd}) + N_{sdcw}$$

gdzie:

N_{sdco} - średni pobór mocy cieplnej na cele grzewcze w danym obiekcie w ciągu doby, podczas której średnia temperatura zewnętrzna wynosiła t_{sd} [w MW],

Q_{dco} - ilość ciepła dostarczonego na cele grzewcze w ciągu doby, dla której obliczany jest średni pobór mocy cieplnej na cele grzewcze w danym obiekcie, określona na podstawie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego w [MWh],

N_{sdcw} - średni pobór mocy cieplnej na cele podgrzewania wody wodociągowej w danym obiekcie w ciągu doby, podczas której średnia temperatura zewnętrzna wynosiła t_{sd} [w MW],

Q_{dcw} - ilość ciepła dostarczonego na cele podgrzewania wody wodociągowej w ciągu doby, dla której obliczany jest średni pobór mocy cieplnej na cele grzewcze w danym obiekcie, określona na podstawie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego w [MWh],

N_z - obliczoną wielkość zamówionej mocy cieplnej dla danego obiektu w [MW],

t_w - normatywną temperaturę ogrzewanych pomieszczeń w danym obiekcie w [K],

t_o - obliczeniową temperaturę zewnętrzną dla strefy klimatycznej, w której jest zlokalizowany dany obiekt w [K],

t_{sd} - średnią temperaturę zewnętrzną w ciągu doby, dla której obliczono średni pobór mocy cieplnej na cele grzewcze i na cele podgrzewania wody wodociągowej w danym obiekcie N_{sdco} i N_{sdcw} w [K].

2.1.1.1.2 Określanie rocznego zapotrzebowania na ciepło dla ogrzewania

Z punktu widzenia określania zapotrzebowania na energię dla celów ogrzewania w budynku mieszkalnym, podstawowym obowiązującym aktem normatywnym jest rozporządzenie Ministra

Infrastruktury z dnia 6 listopada 2008 r. w sprawie metodologii obliczania charakterystyki energetycznej budynku i lokalu mieszkalnego lub części budynku stanowiącej samodzielną całość techniczno-użytkową oraz sposobu sporządzania i wzorów świadectw ich charakterystyki energetycznej (Dz.U. Nr 201, poz. 1240). Obowiązek obliczania charakterystyki energetycznej budynków został wprowadzony jako skutek wdrożenia dyrektywy 2002/91/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 16 grudnia 2002 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (Dz. Urz. UE L 1 z 04.01.2003, str. 65; Dz. Urz. UE Polskie wydanie specjalne, rozdz. 12, tom 2, str. 168). Do podstawowych celów powołanej dyrektywy należały: zapewnienie bezpieczeństwa podaży energii w średnim i długim okresie oraz ochrona środowiska naturalnego. Jako cele szczegółowe można wymienić: realizację postanowień Protokołu z Kioto, ograniczenie emisji dwutlenku węgla oraz wykorzystanie dużego potencjału oszczędności energii i zmniejszenie dużych różnic w tym zakresie pomiędzy poszczególnymi Państwami Członkowskimi. Celem bezpośrednim samej Dyrektywy, było promowanie poprawy efektywności energetycznej budynków. [2] Wymieniona dyrektywa została uchylona postanowieniami Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/31/UE z dnia 19 maja 2010 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (Dz. Urz. L 153, 18/06/2010 P. 0013 – 0035), i ostatecznie utraci moc z dniem 1 lutego 2012 r. Przepisy ustawowe, wykonawcze i administracyjne niezbędne do wykonania postanowień ostatnio wymienionej dyrektywy zostaną przyjęte i opublikowane najpóźniej do dnia 9 lipca 2012 r. W ramach tych czynności zostanie między innymi zastosowana ujednolicona metodologia obliczania charakterystyki energetycznej budynków zgodnie ze wspólnymi ramami. Tym niemniej obecnie, z punktu widzenia określania zapotrzebowania na energię dla celów ogrzewania w budynku mieszkalnym, wcześniej wymienione rozporządzenie stanowi nadal podstawową regulację normatywną tym zakresie. Przepisy powołanego rozporządzenia ustaliły metodologię obliczania charakterystyki energetycznej budynku opracowaną w oparciu o założenia opublikowane w normie PN-EN ISO 13790:2009 dla lokalu mieszkalnego lub części budynku stanowiącej samodzielną całość techniczno-użytkową, niewyposażonych w instalację chłodzenia, określoną w załączniku nr 5 do rozporządzenia, oraz metodologię obliczania charakterystyki energetycznej budynku, lokalu mieszkalnego lub części budynku stanowiącej samodzielną całość techniczno-użytkową wyposażonych w instalację chłodzenia, którą określa załącznik nr 6 do ostatnio powołanego rozporządzenia.

Zgodnie z wymienionymi metodami roczne zapotrzebowania ciepła użytkowego dla ogrzewania i wentylacji oblicza się metodą bilansów miesięcznych. Zapotrzebowanie ciepła $Q_{H,nd}$ jest sumą zapotrzebowania ciepła do ogrzewania i wentylacji budynku lub lokalu mieszkalnego albo części budynku stanowiącej samodzielną całość techniczno-użytkową w poszczególnych miesiącach, w których wartości obliczeniowe są dodatnie. Rozpatruje się miesiące: od stycznia do maja i od września do grudnia włącznie. Wartość miesięcznego zapotrzebowania ciepła do ogrzewania i wentylacji budynku lub lokalu mieszkalnego $Q_{H,nd,n}$ należy obliczać zgodnie ze wzorem:

$$Q_{H,nd,n} = Q_{H,ht} - \eta_{H,gn} Q_{H,gn} \quad [\text{kWh/m-c}] \quad (1.18)$$

gdzie:

- $Q_{H,nd,n}$ - ilość ciepła niezbędna na pokrycie potrzeb ogrzewczych budynku (lokalu mieszkalnego, części budynku) w okresie miesięcznym [kWh/m-c]
- $Q_{H,ht}$ - straty ciepła przez przenikanie i wentylację w okresie miesięcznym [kWh/m-c]
- $Q_{H,gn}$ - zyski ciepła wewnętrzne i od słońca w okresie miesięcznym [kWh/m-c]
- $\eta_{H,gn}$ - współczynnik efektywności wykorzystania zysków w trybie ogrzewania.

Rozporządzenie podobnie jak Norma 13790 przyjmuje zasadę, że w bilansie cieplnym budynku uwzględnia się zyski ciepła (od promieniowania słonecznego i wewnętrzne - od ludzi i urządzeń) nie w pełnej wartości, ale w wartości pomnożonej przez bezwymiarowy współczynnik wykorzystania zysków jw. Współczynnik ten uwzględnia fakt, że tylko część zysków ciepła jest wykorzystywana do obniżenia zapotrzebowania na ciepło, a reszta prowadzi do wymaganego wzrostu temperatury wewnętrznej. Sytuacja taka występuje wtedy, gdy zyski ciepła są większe niż straty ciepła przez przenikanie i wentylację [4].

Współczynnik efektywności wykorzystania zysków ciepła $\eta_{H,gn}$ w trybie ogrzewania wyznaczany jest z zależności:

dla
$$\gamma_H = \frac{Q_{H,gn}}{Q_{H,ht}} \neq 1$$

$$\eta_{H,gn} = \frac{1 - \gamma_H^{\alpha_h}}{1 - \gamma_h^{\alpha_h+1}} \quad (1.19)$$

dla $\gamma_H=1$

$$\eta_{H,gn} = \frac{\alpha_H}{\alpha_H + 1} \quad (1.20)$$

Parametr numeryczny α_H zależny od stałej czasowej, wyznaczany jest dla budynku lub strefy budynku w funkcji stałej czasowej wg zależności:

$$\alpha_H = \alpha_{H,0} + \frac{\tau}{\tau_{H,0}} \quad (1.21)$$

gdzie:

- $\alpha_{H,0}$ - bezwymiarowy referencyjny współczynnik równy 1,0
- τ - stała czasowa dla strefy budynku lub całego budynku [h]
- $\tau_{H,0}$ - stała czasowa referencyjna równa 15 h[h]

przy czym:

$$\tau = \frac{C_m / 3600}{H_{tr,adj} + H_{ve,adj}} \quad [h] \quad (1.22)$$

gdzie:

C_m - wewnętrzna pojemność cieplna strefy budynku lub całego budynku [J/K]

$$C_m = \sum_j \sum_i c_{ij} \cdot \rho_{ij} \cdot d_{ij} \cdot A_j \quad [J/K] \quad (1.23)$$

c_{ij} - ciepło właściwe materiału warstwy i-tej w elemencie j-tym [J/kgK])

ρ_{ij} - gęstość materiału warstwy i-tej w elemencie j-tym [kg/m³]

d_{ij} - grubość warstwy i-tej w elemencie j-tym, przy czym łączna grubość warstw nie może przekraczać 0,1 m [m]

A_j - pole powierzchni j-tego elementu budynku [m²]

Obliczana wg rozporządzenia wartość czynnika wykorzystania zysków uwzględnia jak wynika z równań powyżej dodatkowo bezwładność cieplną budynku, to jest fakt, że elementy obudowy budynku w pewnych okresach akumulują ciepło, a w innych to ciepło oddają. Ta bezwładność jest opisana przez stałą czasową i powiązana z pojemnością cieplną budynku. Większa pojemność cieplna, da wyższą wartość stałej czasowej i większa część zysków ciepła może być wykorzystana do pokrycia zapotrzebowania. Ponadto wartość tego czynnika jest zależna od stosunku wartości zysków do wartości przenoszenia ciepła przez przenikanie i wentylację. Stosowana do niedawna PN 02025 dotycząca zapotrzebowania na ciepło budynków określała liczbę dni ogrzewania w poszczególnych miesiącach w układzie poszczególnych stacji meteorologicznych, których dane przyjmowało się dla obliczeń budynków znajdujących się w ich rejonie. Wynikało to z faktu iż dawniej raz uruchomiony system ogrzewania pozostawał włączony do końca sezonu grzewczego. W chwili obecnej określone pojęcie czasu trwania sezonu grzewczego nie istnieje. Rzeczywisty sezon ogrzewczy obejmuje obecnie ten czas, w którym ogrzewanie jest potrzebne, a to jest zależne od cech energetycznych budynku, czas trwania sezonu może być dla każdego budynku inny. Norma 13790 wprowadza pojęciem „ustalona długość sezonu grzewczego”, które dotyczy okresu przyjętego do obliczeń bilansu cieplnego w metodzie miesięcznej lub sezonowej. Rozporządzenie w warunkach krajowych określa „ustaloną długość sezonu grzewczego” okres to miesiące styczeń do maja i od września do grudnia włącznie. Oznacza to że zapotrzebowanie ciepła w budynku jest sumą zapotrzebowania ciepła do ogrzewania i wentylacji budynku w poszczególnych miesiącach, w których obliczeniowe wartości są dodatnie[4].

W rozporządzenie określa również pojęcie rzeczywistego sezonu grzewczego, który dotyczy czasu pracy urządzeń pomocniczych np. pomp i napędów. Długość sezonu ogrzewczego niezbędna do wyznaczenia czasu pracy elementów systemu instalacji ogrzewczej budynku (pomp, wentylatorów, itd.) może być wyznaczona z zależności:

$$L_H = \sum_{m=1}^{12} f_{H,m} \quad (1.24)$$

Część miesiąca będącą składową sezonu ogrzewczego dla budynku - $f_{H,m}$, może być wyznaczona w oparciu o udział potrzeb ogrzewczych budynku - γ_H . W metodzie zaproponowanej w rozporządzeniu w pierwszej kolejności wyznaczany jest udział graniczny potrzeb ciepłych:

$$\gamma_{H,\lim} = \frac{\alpha_H + 1}{\alpha_H} \quad (1.25)$$

Dla m-tego miesiąca analizowana jest wielkość γ_H i na tej podstawie określana jest wartość $f_{H,m}$ dla każdego miesiąca - według następującej procedury:

- wartość γ_H na początku miesiąca m-tego

Jest ona obliczana jako średnia arytmetyczna wartości γ_H miesiąca m-tego i miesiąca poprzedzającego (np. dla stycznia miesiącem poprzedzającym jest grudzień);

- wartość γ_H na końcu miesiąca m-tego

Jest ona obliczana jako średnia arytmetyczna wartości γ_H miesiąca m-tego i miesiąca następnego (np. dla stycznia miesiącem następnym jest luty, a dla grudnia styczeń);

- mniejszą w dwóch wyżej obliczonych wielkości oznacza się γ_{H1} a większą γ_{H2}

Uwaga: jeżeli wystąpi ujemna wartość γ_H , to zastępuje się ją wartością dodatnią γ_H najbliższego miesiąca.

Wyznaczenie względnej długości czasu ogrzewania w m-tym miesiącu:

- jeżeli $\gamma_{H2} < \gamma_{H,\lim}$ to cały miesiąc jest częścią sezonu ogrzewczego, $f_{H,m} = 1$;
- jeżeli $\gamma_{H1} > \gamma_{H,\lim}$ to cały miesiąc nie jest częścią sezonu ogrzewczego, $f_{H,m} = 0$;
- w przeciwnym przypadku tylko ułamek m-tego miesiąca jest częścią sezonu ogrzewczego, co wyznacza się następująco:

jeżeli $\gamma_H > \gamma_{H,\lim}$, to $f_H = 0.5 \cdot (\gamma_{H,\lim} - \gamma_{H1}) / (\gamma_H - \gamma_{H1})$

jeżeli $\gamma_H \leq \gamma_{H,\lim}$, to $f_H = 0.5 + 0.5 \cdot (\gamma_{H,\lim} - \gamma_H) / (\gamma_{H2} - \gamma_H)$.

Rozporządzenie obejmuje obliczenia rocznego zapotrzebowania na energię pierwotną, końcową i użytkową. Norma 13790:2009 z kolei obejmuje obliczanie zapotrzebowania energii i zużycia energii. Zdefiniowane w PN zapotrzebowanie na energię do ogrzewania jest to ciepło, które należy dostarczyć do budynku, aby utrzymać zadany poziom temperatury, odpowiada to pojęciu „energia użytkowa” stosowanemu w Rozporządzeniu. Zużycie energii wg PN jest to energia dostarczona do budynku, a więc jest to zapotrzebowanie energii z uwzględnieniem sprawności pod systemów systemu grzewczego. Odpowiada to pojęciu „energia końcowa” stosowanemu w Rozporządzeniu.

Różnicę pomiędzy energią końcową i użytkową określa się w Rozporządzeniu jako stratę systemu grzewczego, czyli energię, która nie przyczynia się do użytecznej wydajności systemu.

Miesięczne straty ciepła przez przenikanie i wentylację niezbędne do określenia zapotrzebowania na energię użyteczną należy obliczać wg Rozporządzenia odpowiednio ze wzorów:

$$Q_{tr} = H_{tr} \cdot (\theta_{int,H} - \theta_e) \cdot t_m 10^{-3} \text{ [kWh/m-c]} \quad (1.26)$$

$$Q_{ve} = H_{ve} \cdot (\theta_{int,H} - \theta_e) \cdot t_m 10^{-3} \text{ [kWh/m-c]} \quad (1.27)$$

gdzie:

H_{tr} - współczynnik strat mocy cieplnej przez przenikanie przez wszystkie przegrody zewnętrzne [W/K]

H_{ve} - współczynnik strat mocy cieplnej na wentylację [W/K],

$\theta_{int,H}$ - temperatura wewnętrzna dla okresu ogrzewania w budynku lub lokalu mieszkalnym przyjmowana zgodnie z wymaganiami zawartymi w przepisach techniczno-budowlanych [°C]

θ_e - średnia temperatura powietrza zewnętrznego w analizowanym okresie miesięcznym według danych dla najbliższej stacji meteorologicznej [°C]

t_m - liczba godzin w miesiącu [h]

Wg rozporządzenia współczynniki strat ciepła przez przenikanie należy obliczać ze wzoru:

$$H_{tr} = \sum_i [b_{tr,i} \cdot (A_i \cdot U_i + \sum_l l_i \cdot \psi_i)] \text{ [W/K]} \quad (1.28)$$

gdzie:

$b_{tr,i}$ - współczynnik redukcyjny obliczeniowej różnicy temperatur i-tej przegrody (tabela 1.11); dla przegród pomiędzy przestrzenią ogrzewaną i środowiskiem zewnętrznym $b_{tr,i} = 1$

A_i - pole powierzchni i-tej przegrody otaczającej przestrzeń o regulowanej temperaturze, obliczanej wg wymiarów zewnętrznych przegrody, (wymiały okien i drzwi przyjmuje się jako wymiały otworów w ścianie) [m²]

U_i - współczynnik przenikania ciepła i-tej przegrody pomiędzy przestrzenią ogrzewaną i stroną zewnętrzną obliczany w przypadku przegród nieprzezroczystych według normy PN-EN ISO 6946, w przypadku okien, świetlików i drzwi przyjmuje się według Aprobaty Technicznej lub zgodnie z normą wyrobu PN-EN 14351-1; w odniesieniu do ścian osłonowych metalowo-szklanych według Aprobaty Technicznej lub zgodnie z normą wyrobu PN-EN 13830, a w przypadku podłogi na gruncie przyjmowany jako U_{gr} i obliczany wg PN 12831:2006 cytowany w poprzednim rozdziale.

l_i - długość i-tego liniowego mostka cieplnego [m]

ψ_i - liniowy współczynnik przenikania ciepła mostka cieplnego przyjęty wg PN-EN ISO 14683:2008 lub obliczony zgodnie z PN-EN ISO 10211:2008 [W/mK]

Współczynniki przenikania liniowych mostków ciepła uwzględnione we wzorze (1.28) wyznacza się w oparciu o: dokumentację techniczną budynku, tablice mostków cieplnych, obliczenia szczegółowe mostków cieplnych.

Współczynnik przenikania ciepła przez podłogę na gruncie U_{gr} należy określić wg PN-EN 12831:2006, biorąc pod uwagę:

- 1) wielkość zagłębienia poniżej terenu - z,
- 2) wielkość współczynnika przenikania ciepła U dla konstrukcji podłogi, obliczonego wg zasad podanych w normie PN-EN ISO 6946:2008 z uwzględnieniem oporu przejmowania ciepła od strony wewnętrznej budynku i z pominięciem oporu przejmowania ciepła od strony gruntu.
- 3) wielkość parametru B' który określa się z zależności (tab. 2.11.)

Tabela 2.11. Współczynnik redukcyjny obliczeniowej różnicy temperatury b_{tr}

Lp.	Rodzaj przestrzeni nieogrzewanej oddzielonej rozpatrywaną przegrodą od ogrzewanej przestrzeni budynku	b_{tr}
1	Pomieszczenie:	
	a) tylko z 1 ścianą zewnętrzną	0,4
	b) z przynajmniej 2 ścianami zewnętrznymi bez drzwi zewnętrznych	0,5
	c) z przynajmniej 2 ścianami zewnętrznymi z drzwiami zewnętrznymi (np. hale, garaże)	0,6
	d) z trzema ścianami zewnętrznymi (np. zewnętrzna klatka schodowa)	0,8
	Podziemie:	
	a) bez okien/drzwi zewnętrznych	0,5
	b) z oknami/drzwiami zewnętrznymi	0,8
2	Poddasze:	
	a) przestrzeń poddasza silnie wentylowana (np. pokrycie dachu z dachówek lub innych materiałów tworzących pokrycie nieciągłe) bez deskowania pokrytego papą lub płyt łączonych brzegami	1,0
	b) inne nie izolowane dachy	0,9
	c) izolowany dach	0,7
3	Wewnętrzne przestrzenie komunikacyjne (bez zewnętrznych ścian, krotność wymiany powietrza mniejsza niż 0,5h ⁻¹)	0
4	Swobodnie wentylowane przestrzenie komunikacyjne (powierzchnia otworów/kubatura powierzchni >0,005 m ² /m ³)	1,0
5	Przestrzeń podpodłogowa:	
	a) podłoga nad przestrzenią nieprzechoźnią	0,8
	b) podłoga na gruncie	0,6
6	Przejścia lub bramy przelotowe nieogrzewane, obustronnie zamknięte	0,9

Należy zaznaczyć że w porównaniu z PN 12831:2006 Rozporządzenie wprowadza uproszczenia w rachunku współczynników przenikania sprowadzając dość zróżnicowane i rozbudowane obliczenia PN do nieco uproszczonych. Bezpośrednie przywołanie PN 12831: 2006 ma miejsce w wypadku współczynnik przenikania ciepła przez podłogę na gruncie.

Wg rozporządzenia współczynnik strat ciepła na wentylację należy obliczać ze wzoru:

$$H_{ve} = \rho_a c_a \sum_k (b_{ve,k} \cdot V_{ve,k,mn}) \text{ [W/K]} \quad (1.29)$$

gdzie:

- $\rho_a c_a$ - pojemność cieplna powietrza, 1200 J/(m³·J·K)
- $b_{ve,k}$ - współczynnik korekcyjny dla strumienia (k),
- $V_{ve,k,mn}$ - uśredniony w czasie strumień powietrza (k) [m³/s],
- k - identyfikator strumienia powietrza.

Uwzględnienie odzysku ciepła z powietrza wentylacyjnego i ewentualnego zastosowania gruntowego wymiennika ciepła Rozporządzenie uwzględnia w opisanym wzorami poniżej przypadku budynku z wentylacją mechaniczną nawiewno-wywiewną za pomocą skuteczności odzysku ciepła z powietrza wywiewanego z gruntowym powietrznym wymiennikiem ciepła. Strumień powietrza wentylacyjnego występujące we wzorze (1.29) należy wyznaczać w oparciu o: obowiązujące przepisy, dokumentację techniczną budynku i instalacji wentylacyjnej. Rozporządzenie definiuje również najczęściej występujące przypadki:

- budynek z wentylacją naturalną

$$b_{ve,1}=1 \quad V_{ve,1,mn} = V_0 \text{ [m}^3\text{/s]} \quad (1.30)$$

$$b_{ve,2}=1 \quad V_{ve,2,mn} = V_{inf} \text{ [m}^3\text{/s]}$$

- budynek z wentylacją mechaniczną wywiewną

$$b_{ve,1}=1 \quad V_{ve,1,mn} = V_{ex} \text{ [m}^3\text{/s]} \quad (1.31)$$

$$b_{ve,2}=1 \quad V_{ve,2,mn} = V_x \text{ [m}^3\text{/s]}$$

- budynek z wentylacją mechaniczną nawiewną

$$b_{ve,1}=1 \quad V_{ve,1,mn} = V_{su} \text{ [m}^3\text{/s]} \quad (1.32)$$

$$b_{ve,2}=1 \quad V_{ve,2,mn} = V_x \text{ [m}^3\text{/s]}$$

- budynek z wentylacją mechaniczną nawiewno-wywiewną

$$b_{ve,1}=1-\eta_{oc} \quad V_{ve,1,mn} = V_f \text{ [m}^3\text{/s]} \quad (1.33)$$

$$b_{ve,2}=1 \quad V_{ve,2,mn} = V_x \text{ [m}^3\text{/s]}$$

- budynek z wentylacją mechaniczną nawiewno-wywiewną działającą okresowo

$$b_{ve,1}=v(1-\eta_{oc}) \quad V_{ve,1,mn} = V_f \text{ [m}^3\text{/s]} \quad b_{ve,2}=v \quad V_{ve,2,mn} = V_x \text{ [m}^3\text{/s]} \quad (1.34)$$

$$b_{ve,3}=(1-v)(1-\eta_{oc}) \quad V_{ve,3,mn} = V_0 \text{ [m}^3\text{/s]}$$

$$b_{ve,4}=(1-v) \quad V_{ve,2,mn} = V_x' \text{ [m}^3\text{/s]}$$

Dodatkowy strumień powietrza V_x przy pracy wentylatorów wywołany wpływem wiatru i wyporu termicznego, wyznacza się z zależności:

$$V_x = V \cdot n_{50} \cdot e \cdot / \{ 1 + e/f[(V_{su}-V_{ex})/V \cdot (n_{50}/3600)]^2 \} \text{ [m}^3\text{/s]} \quad (1.35)$$

gdzie:

V_0, V_{su}, V_{ex} - obliczeniowy strumień powietrza wentylacyjnego, wymagany ze względów higienicznych, liczony zgodnie z PN-83/B-03430/AZ3:2000 Wentylacja w budynkach mieszkalnych, zamieszkania zbiorowego i użyteczności publicznej. Wymagania. Przy czym obliczeniowy strumień powietrza dla kawalerki (M1) ogranicza się do 80 m³/h (0,022 m³/s) [m³/s],

V_0 - strumień powietrza wentylacji naturalnej kanałowej [m³/s],

V_{su} - strumień powietrza nawiewanego mechanicznie [m³/s],

V_{ex} - strumień powietrza wywiewanego mechanicznie [m³/s],

V_f - strumień powietrza większy ze strumieni: nawiewanego dV_{su} i wywiewanego V_{ex} [m³/s]

V_x - dodatkowy strumień powietrza infiltrującego przez nieszczelności przy pracy wentylatorów, wywołany wpływem wiatru i wyporem termicznym [m³/s]

V_{inf} - strumień powietrza infiltrującego przez nieszczelności, spowodowany działaniem wiatru i wyporu termicznego [m³/s]

V_x' - dodatkowy strumień powietrza infiltrującego przez nieszczelności, spowodowany działaniem wiatru i wyporu termicznego - przy wyłączonych wentylatorach wentylacji mechanicznej:

$$V_x' = dV \cdot n_{50} \cdot e / 3600 \quad \text{[m}^3\text{/s]}$$

$$V - \text{kubatura wewnętrzna wentylowana} \quad \text{[m}^3\text{]}$$

η_{oc} - skuteczność odzysku ciepła z powietrza wywiewanego; z dodatkowym gruntowym powietrznym wymiennikiem $\eta_{oc} = [1 - (1 - \eta_{oc1}) \cdot (1 - \eta_{GWC})]$; przy czym: η_{oc1} - skuteczność wymiennika do odzysku ciepła z powietrza wywiewanego, η_{GWC} - skuteczność gruntowego powietrznego wymiennika ciepła; przy braku urządzeń do odzysku ciepła $\eta_{oc} = 0$,

v - udział czasu włączenia wentylatorów wentylacji mechanicznej w okresie bilansowania (miesiąc lub rok)

e, f - współczynniki osłonięcia budynku,

n_{50} - krotność wymiany powietrza w budynku wywołana różnicą ciśnień 50 Pa.

Tabela 2.12. Współczynniki osłonięcia e i f , stosowane do obliczeń dodatkowego strumienia powietrza wg wzoru (1.35)

Współczynnik e dla klasy osłonięcia:	Więcej niż jedna nieosłonięta fasada	Jedna nieosłonięta fasada
Nieosłonięte: budynki na otwartej przestrzeni, wysokie budynki w centrach miast	0,10	0,03
Średnie osłonięte: budynki wśród drzew lub innych budynków, budynki na przedmieściach	0,07	0,02
Mocno osłonięte: budynki średniej wysokości w miastach, budynki w lasach	0,04	0,01
Współczynnik f	15	20

Przy braku danych, dodatkowy strumień powietrza infiltrującego przez szczelności, dla budynków istniejących można przyjąć:

- dla budynku poddanego próbie szczelności n_{50} (h^{-1} przy 50 Pa)

$$dV_{inf} = 0,05 \cdot n_{50} \cdot V/3600 \text{ [m}^3/\text{s]} \quad (1.36)$$

- dla budynku bez próby szczelności

$$dV_{inf} = 0,2 \cdot V/3600 \text{ [m}^3/\text{s]} \quad (1.37)$$

Zyski ciepła wewnętrzne i od słońca dla budynku lub lokalu mieszkalnego w okresie miesiąca wg Rozporządzenia oblicza się jako sumę miesięcznych wewnętrznych zysków ciepła i miesięcznych zysków ciepła od promieniowania słonecznego przenikającego do przestrzeni ogrzewanej budynku przez przegrody przezroczyste. Wartość zysków ciepła od promieniowania słonecznego należy obliczać ze wzoru:

$$Q_{sol} = Q_{s1} + Q_{s2} \text{ [kWh/m-c]} \quad (1.38)$$

w którym:

Q_{s1} - zyski ciepła od promieniowania słonecznego przez okna zamontowane w przegrodach pionowych [kWh/m-c]

Q_{s2} - zyski ciepła od promieniowania słonecznego przez okna zamontowane w połaciach dachowych [kWh/m-c]

Wartości miesięcznych zysków ciepła od nasłonecznienia przez okna w przegrodach pionowych budynku należy obliczać ze wzoru:

$$Q_{s1,s2} = \sum_i C_i \cdot A_i \cdot I_i \cdot g \cdot k_a \cdot Z \text{ [kWh/m-c]} \quad (1.39)$$

gdzie:

C_i - udział pola powierzchni płaszczyzny szklonej do całkowitego pola powierzchni okna jest zależny od wielkości i konstrukcji okna; wartość średnia wynosi 0,7

A_i - pole powierzchni okna lub drzwi balkonowych w świetle otworu w przegrodzie [m^2]

I_i - wartość energii promieniowania słonecznego w rozpatrywanym miesiącu na płaszczyznę pionową w której usytuowane jest okno o powierzchni A_i , według danych dotyczących najbliższego punktu pomiarów promieniowania słonecznego [$kWh/m^2 \cdot m-c$]

g - współczynnik przepuszczalności energii promieniowania słonecznego przez oszklenie, według tabeli 1.13.

k_a - współczynnik korekcyjny wartości I_i ze względu na nachylenie płaszczyzny połaci dachowej do poziomu, według tabeli 1.14.; dla ściany pionowej $k_a = 1,0$

Z - współczynnik zacienienia budynku ze względu na jego usytuowanie oraz przesłony na elewacji budynku, według tabeli 1.15.

Tabela 2.13. Wartości współczynnika przepuszczalności energii promieniowania słonecznego przez oszklenie g

Lp.	Rodzaj oszklenia	g
1	Oszklenie pojedynczą szybą	0,85
2	Oszklenie podwójną szybą	0,75

3	Oszklenie podwójną szybą z powłoką selektywną	0,67
4	Oszklenie potrójną szybą	0,7
5	Oszklenie potrójną szybą z dwiema powłokami selektywnymi	0,5
6	Okna podwójne	0,75

Tabela 2.14. Wartości współczynnika korekcyjnego nachylenia k_a

Lp.	Orientacja płaszczyzny względem strony świata	Nachylenie do poziomu°		
		30	45	60
1	Południowa (S)	1,1	1,1	1,1
2	Południowo-Zachodnia (S-W)	1,1	1,1	1,1
3	Zachodnia (W)	1,1	1,1	1,2
4	Północno-zachodnia (N-W)	1,4	1,2	1,1
5	Północna (N)	1,4	1,2	1,1
6	Północno-wschodnia (N-E)	1,4	1,2	1,1
7	Wschodnia (E)	1,3	1,2	1,2
8	Południowo-wschodnia (S-E)	1,1	1,1	1,1

Tabela 2.15. Wartości współczynnika zacienienia budynku Z

Lp.	Usytuowanie lokalu mieszkalnego lub przesłony występujące na elewacji budynku	Z
1	Budynki na otwartej przestrzeni lub wysokie i wysokościowe w centrach miast	1,0
2	Lokale mieszkalne jw., w których co najmniej połowa okien zacieniona jest przez elementy loggii lub balkonu sąsiedniego mieszkania	0,96
3	Budynki w miastach w otoczeniu budynków o zbliżonej wysokości	0,95
4	Budynki niskie i średniowysokie w centrach miast	0,90

Rozporządzenie nie uwzględnia sytuacji w której budynek jest przystosowany do pasywnego ogrzewania słonecznego, czyli jest wyposażony w helioaktywne elementy strukturalne. Zagadnienie uwzględnienia dodatkowych użytecznych zysków ciepła do ogrzewania w certyfikacji energetycznej budynków podjęto w [5]

Wg Rozporządzenia wartość miesięcznych wewnętrznych zysków ciepła Q_{int} w budynku lub lokalu mieszkalnym należy obliczać ze wzoru:

$$Q_{int} = q_M \cdot A_f \cdot t_M \cdot 10^{-3} \text{ [kWh/m-c]} \quad (1.40)$$

gdzie:

q_{int} - obciążenie cieplne pomieszczenia zyskami wewnętrznymi [W/m^2]

A_f - jest powierzchnią pomieszczeń o regulowanej temperaturze w budynku lub lokalu mieszkalnym [m^2]

Wielkość zysków wewnętrznych występujących we wzorze (1.40) należy wyznaczać w oparciu o: dokumentację techniczną budynku i instalacji oraz program użytkowania budynku lub lokalu mieszkalnego, wiedzę techniczną oraz wizję lokalną obiektu.

Przy braku danych, dla budynków istniejących można przyjąć wartości z poniższej tabeli.

Tabela 2.16. Średnia moc jednostkowa wewnętrznych zysków ciepła (bez zysków od instalacji grzewczych i ciepłej wody) - odniesiona do powierzchni A_f

Lp.	Rodzaj budynku (lokalu mieszkalnego)	q_{int} [W/m^2]
1	Dom jednorodzinny	2,5-3,5
2	Dom wielorodzinny (lokal mieszkalny)	3,2-6,0
3	Szkoły	1,5-4,7
4	Urzędy	3,5-6,4

Dla części wyłącznie mieszkalnej budynku mieszkalnego obliczenia charakterystyki energetycznej przeprowadza się przy następujących warunkach:

- obliczenia zapotrzebowania na energię użytkową do ogrzewania i wentylacji wykonuje się dla normatywnych warunków użytkowania oraz w oparciu o dane klimatyczne z bazy danych dla najbliższej stacji meteorologicznej,
- w obliczeniach nie uwzględnia się okresowego obniżania temperatury w pomieszczeniach,
- obliczeniowe zapotrzebowanie na energię użytkową dla ogrzewania i wentylacji dla lokalu mieszkalnego reprezentatywnego w budynku jest takie samo jak całej części mieszkalnej budynku,

- jeżeli budynek posiada wspólną instalację ogrzewczą i wspólne źródło ciepła, to obliczeniowe zapotrzebowanie na energię końcową i pierwotną dla lokalu mieszkalnego reprezentatywnego w budynku jest takie samo jak części mieszkalnej budynku,
- jeżeli budynek nie posiada wspólnej instalacji ogrzewczej i wspólnego źródła ciepła, to obliczeniowe zapotrzebowanie na energię końcową i pierwotną dla każdego lokalu mieszkalnego w budynku należy przeprowadzić oddzielnie, uwzględniając rodzaj instalacji ogrzewczej i rodzaj źródła ciepła,
- zyski ciepła wynikające ze strat ciepła przewodów instalacji ogrzewania i ciepłej wody użytkowej oraz zużywanej ciepłej wody dolicza się do wewnętrznych zysków ciepła w czasie trwania sezonu ogrzewania.

Jeżeli w budynku mieszkalnym występuje część budynku o innej funkcji (np. usługowej), to tę część budynku traktuje się jako część budynku stanowiącą samodzielną całość techniczno-użytkową. Dla tej części budynku mieszkalnego obliczenia charakterystyki energetycznej przeprowadza się oddzielnie.

Analizę metodologii obliczenia zapotrzebowania na ciepło wg Rozporządzenia zaprezentowano w [6] do najistotniejszych problemów związanych z kształtem tej metodologii autorzy publikacji zaliczyli:

- brak dla istniejących budynków danych do obliczenia strat ciepła przez liniowe mostki cieplne;
- brak dla istniejących budynków danych do obliczenia strat przewodów centralnego ogrzewania;
- błędną zależność do określania strumienia powietrza V_x określającego straty ciepła na infiltrację (w niniejszej analizie wzór skorygowano);

ponad to autorzy publikacji zwracają uwagę na to, że określanie charakterystyki energetycznej w postaci wskaźników nie służy jedynie do celów informacyjnych ale ma również służyć jako dane wejściowe do analizy możliwości obniżenia zapotrzebowania ciepła dla budynków, czy też zastosowania alternatywnych i odnawialnych źródeł energii.

Rozporządzenie i Norma 13790 stanowią podstawowe obowiązujące dokumenty wg których należy formalnie wyliczać roczne zużycie energii dla ogrzewania w budynku. Norma 13790 w wielu punktach przewiduje wykorzystanie danych krajowych lub podaje wartości do wykorzystania w przypadku braku danych krajowych.

Danymi krajowymi do wykorzystania w obliczeniach wg normy są przede wszystkim dane klimatyczne (temperatury zewnętrzne i promieniowanie słoneczne w poszczególnych stacjach klimatycznych) dostępne na stronie Ministerstwa Infrastruktury. W PN 13790 nie zostały ustalone inne dane krajowe, mimo że norma na to pozwala. Jako dane ustalone do stosowania w kraju w sytuacji zastosowania Normy można przyjąć dane zawarte w przytoczonym powyżej Rozporządzeniu w sprawie charakterystyki energetycznej budynku. Są to:

- Miesiące uwzględniane w bilansie energetycznym ogrzewania (styczeń – maj i wrzesień – grudzień),
- Sprawności poszczególnych podsystemów w systemie ogrzewania,
- Założenia odnośnie strumienia średnich wewnętrznych zysków ciepła,
- Założenia dotyczące średniej mocy i rocznego czasu pracy urządzeń pomocniczych (pomp, napędów itp.),
- Wartość współczynnika redukcyjnego b_{tr} dla przenikania przez grunt (norma 13789 dopuszcza określenie tego współczynnika wg zasad krajowych).

Dane jw. zostały przygotowane do obliczeń zapotrzebowania energii i uwzględniają warunki krajowe, a więc mogą stanowić podstawę obliczeń [4].

2.1.1.1.3 Metoda określania zapotrzebowania na ciepło w przypadku audytu energetycznego

Kolejnym aktem normatywnym zawierającym ustalenia w materii obliczeń rocznego zapotrzebowania na ciepło na pokrycie strat przenikania ciepła jest wydane na podstawie art. 18 ust. 1 ustawy z dnia 21 listopada 2008 r. o wspieraniu termomodernizacji i remontów (Dz. U. Nr 223, poz. 1459 ze zm.) rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 17 marca 2009 r. w sprawie szczegółowego zakresu i form audytu energetycznego oraz części audytu remontowego, wzorów kart audytów, a także algorytmu oceny opłacalności przedsięwzięcia termomodernizacyjnego (Dz. U. Nr 43, poz. 346). W rozporządzeniu przewidziano szereg metod oceny zapotrzebowania ciepła dla poszczególnych przypadków przedsięwzięć termomodernizacyjnych, przeważnie przy wykorzystaniu szeregu współczynników korekcyjnych. Trzeba natomiast zaznaczyć, że omawiany akt prawny nie wynika z delegacji ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. - Prawo budowlane (Dz.U. 2010 Nr 243, poz. 1623) i nie ma zastosowania do procesów projektowania

instalacji grzewczych na potrzeby sporządzania projektu budowlanego. Zastosowana metodologia jest bowiem częścią algorytmu oceny opłacalności przedsięwzięcia termomodernizacyjnego lub wskazania przedsięwzięcia remontowego, co należy do celów przeprowadzania audytu energetycznego budynków. Audyt energetyczny w budynkach winien bowiem stanowić podstawę ich termomodernizacji, której realizacja zapewni zmniejszenie kosztów opłat za nośniki energii. [3] Pomijając zatem szczegółowy opis poszczególnych metodologii służących nie tyle określeniu zapotrzebowania mocy i energii cieplnej, co różnicowemu porównaniu stanu sprzed i po realizacji przedsięwzięcia termo modernizacyjnego, warto zwrócić uwagę na zamieszczoną w omawianym akcie prawnym procedurę obliczania tzw. stopniodni, do której nawiążemy w rozdziale 5 niniejszego opracowania.

Zgodnie z powołanym rozporządzeniem liczbę stopniodni S_d oblicza się ze wzoru:

$$S_d = \sum_{m=1}^{L_g} [\theta_{t_{int,i}} - \theta_{e,m}(m)] L_d(m) \text{ [dzień} \cdot \text{K/rok]} \quad (1.42)$$

gdzie:

$\theta_{t_{int,i}}$ - obliczeniowa temperatura powietrza wewnętrznego, określona zgodnie z Polską Normą dotyczącą temperatur ogrzewanych pomieszczeń w budynkach [°C]

$\theta_{e,m}(m)$ - średnia wieloletnia temperatura miesiąca m , a w przypadku stropów nad nieogrzewanymi piwnicami lub pod nie ogrzewanymi poddaszami - temperatura wynikająca z obliczeń bilansu cieplnego budynku [°C],

$L_d(m)$ - liczba dni ogrzewania w miesiącu m , podana w tabeli 2.17. lub przyjęta zgodnie z danymi klimatycznymi i charakterystyką budynku dla danej lokalizacji [dzień·K],

L_g - liczba miesięcy ogrzewania w sezonie grzewczym.

Tabela 2.17. Wartości $L_d(m)$ dni ogrzewania dla miesiąca m

Lp.	Miejscowość	Miesiąc											
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1.	Aleksandrowice	31	28	31	30	5	0	0	0	5	31	30	31
2.	Białystok	31	28	31	30	10	0	0	0	10	31	30	31
3.	Bydgoszcz	31	28	31	30	10	0	0	0	5	31	30	31
4.	Chojnice	31	28	31	30	10	0	0	0	5	31	30	31
5.	Częstochowa	31	28	31	30	5	0	0	0	5	31	30	31
6.	Elbląg	31	28	31	30	10	0	0	0	5	31	30	31
7.	Gdańsk	31	28	31	30	20	0	0	0	10	31	30	31
8.	Gorzów Wlkp.	31	28	31	30	10	0	0	0	5	31	30	31
9.	Hel	31	28	31	30	20	0	0	0	10	31	30	31
10.	Jelenia Góra	31	28	31	30	5	0	0	0	5	31	30	31
11.	Kalisz	31	28	31	30	10	0	0	0	5	31	30	31
12.	Kasprowy Wierch	31	28	31	30	20	0	0	0	20	31	30	31
13.	Katowice	31	28	31	30	5	0	0	0	5	31	30	31
14.	Kętrzyn	31	28	31	30	10	0	0	0	10	31	30	31
15.	Kielce	31	28	31	30	5	0	0	0	5	31	30	31
16.	Kłodzko	31	28	31	30	5	0	0	0	5	31	30	31
17.	Koło	31	28	31	30	10	0	0	0	5	31	30	31
18.	Kolobrzeg	31	28	31	30	20	0	0	0	10	31	30	31
19.	Koszalin	31	28	31	30	20	0	0	0	10	31	30	31
20.	Kraków	31	28	31	30	5	0	0	0	5	31	30	31
21.	Legnica	31	28	31	30	10	0	0	0	5	31	30	31
22.	Lesko	31	28	31	30	10	0	0	0	10	31	30	31
23.	Leszno	31	28	31	30	10	0	0	0	5	31	30	31
24.	Lębork	31	28	31	30	20	0	0	0	10	31	30	31
25.	Lublin	31	28	31	30	5	0	0	0	5	31	30	31
26.	Łeba	31	28	31	30	20	0	0	0	10	31	30	31
27.	Łódź	31	28	31	30	5	0	0	0	5	31	30	31
28.	Mikołajki	31	28	31	30	10	0	0	0	10	31	30	31
29.	Mława	31	28	31	30	5	0	0	0	5	31	30	31
30.	'Nowy Sącz	31	28	31	30	5	0	0	0	5	31	30	31
31.	Olsztyn	31	28	31	30	10	0	0	0	10	31	30	31
32.	Opole	31	28	31	30	5	0	0	0	5	31	30	31
33.	Ostrołęka	31	28	31	30	5	0	0	0	5	31	30	31
34.	Płock	31	28	31	30	5	0	0	0	5	31	30	31
35.	Lublin	31	28	31	30	0	0	0	0	0	31	30	31
36.	Przemyśl	31	28	31	30	5	0	0	0	5	31	30	31
37.	Racibórz	31	28	31	30	5	0	0	0	5	31	30	31
38.	Resko	31	28	31	30	20	0	0	0	5	31	30	31
39.	Rzeszów	31	28	31	30	5	0	0	0	5	31	30	31
40.	Sandomierz	31	28	31	30	5	0	0	0	5	31	30	31
41.	Siedlce	31	28	31	30	10	0	0	0	10	31	30	31

42.	Ślubice	31	28	31	30	10	0	0	0	5	31	30	31
43.	Suwałki	31	28	31	30	20	0	0	0	20	31	30	31
44.	Szczecin	31	28	31	30	20	0	0	0	10	31	30	31
45.	Szczecinek	31	28	31	30	20	0	0	0	10	31	30	31
46.	Śnieżka	31	28	31	30	5	0	0	0	5	31	30	31
47.	Świnoujście	31	28	31	30	20	0	0	0	10	31	30	31
48.	Tamów	31	28	31	30	5	0	0	0	5	31	30	31
49.	Terespol	31	28	31	30	10	0	0	0	10	31	30	31
50.	Toruń	31	28	31	30	5	0	0	0	5	31	30	31
51.	Wałcz	31	28	31	30	20	0	0	0	10	31	30	31
52.	Warszawa	31	28	31	30	5	0	0	0	5	31	30	31
53.	Wieluń	31	28	31	30	10	0	0	0	5	31	30	31
54.	Włodawa	31	28	31	30	5	0	0	0	5	31	30	31
55.	Wrocław	31	28	31	30	10	0	0	0	5	31	30	31
56.	Zakopane	31	28	31	30	20	0	0	0	20	31	30	31
57.	Zamość	31	28	31	30	5	0	0	0	5	31	30	31
58.	Zgorzelec	31	28	31	30	5	0	0	0	5	31	30	31
59.	Zielona Góra	31	28	31	30	10	0	0	0	5	31	30	31

2.1.1.2. Normy do dobrowolnego stosowania

Niezależnie od norm powołanych w rozporządzeniach wykonawczych do ustaw, tj.:

PN-B-02403:1982 Ogrzewnictwo – Temperatury obliczeniowe zewnętrzne,

PN-EN ISO 6946:2008 Komponenty budowlane i elementy budynku – Opór cieplny i współczynnik przenikania ciepła – Metoda obliczania,

PN-EN ISO 10077-1:2007 Ciepłne właściwości użytkowe okien, drzwi i żaluzji – Obliczanie współczynnika przenikania ciepła – Część 1: Postanowienia ogólne,

PN-EN ISO 10077-2:2005 Ciepłne właściwości użytkowe okien, drzwi i żaluzji Obliczanie współczynnika przenikania ciepła Część 2: Metoda komputerowa dla ram,

PN-EN ISO 10211:2008 Mostki cieplne w budynkach – Strumienie ciepła i temperatury powierzchni – Obliczenia szczegółowe,

PN-EN 12831:2006 Instalacje ogrzewcze w budynkach – Metoda obliczania projektowego obciążenia cieplnego,

PN-EN ISO 13370:2008 Ciepłne właściwości użytkowe budynków – Przenoszenie ciepła przez grunt – Metody obliczania,

PN-EN ISO 13789:2008 Ciepłne właściwości użytkowe budynków – Współczynniki przenoszenia ciepła przez przenikanie i wentylację – Metoda obliczania,

PN-EN ISO 13790:2009 Energetyczne właściwości użytkowe budynków – Obliczanie zużycia energii na potrzeby ogrzewania i chłodzenia,

PN-EN ISO 14683:2008 Mostki cieplne w budynkach – Liniowy współczynnik przenikania ciepła – Metody uproszczone i wartości orientacyjne,

PN-EN ISO 15927-1 Ciepłno-wilgotnościowe właściwości użytkowe budynków. Obliczanie i prezentacja danych klimatycznych. Część 1: Średnie miesięczne niezależnych parametrów meteorologicznych, do celów innych niż objęte postanowieniami aktów normatywnych w rozumieniu art. 87 Konstytucji Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 2 kwietnia 1997 r. (Dz.U. 1997 nr 78 poz. 483 ze zm.), na podst. art. 5 ust. 3 ustawy z dnia 12 września 2002 r. o normalizacji (Dz. U. z 2002 r. Nr 169, poz. 1386 ze zm.) mogą być dobrowolnie stosowane Polskie Normy przyjęte przez Polski Komitet Normalizacyjny, związane z obliczeniami zapotrzebowania ciepła i mocy cieplnej, których niekompletny wykaz kształtuje się jak następuje:

PN-B-02402:1982 Ogrzewnictwo – Temperatury ogrzewanych pomieszczeń w budynkach,

PN-B-03421:1978 Wentylacja i klimatyzacja – Parametry obliczeniowe powietrza wewnętrznego w pomieszczeniach przeznaczonych do stałego przebywania ludzi,

PN-EN ISO 7730:2006 Ergonomia środowiska termicznego – Analityczne wyznaczanie i interpretacja komfortu termicznego z zastosowaniem obliczania wskaźników PMV i PPD oraz kryteriów lokalnego komfortu termicznego (oryg.),

PN-EN ISO 10456:2009 Materiały i wyroby budowlane – Właściwości cieplno-wilgotnościowe – Tabelaryczne wartości obliczeniowe i procedury określania deklarowanych i obliczeniowych wartości cieplnych,

PN-EN ISO 13786:2008 Ciepłne właściwości użytkowe komponentów budowlanych – Dynamiczne charakterystyki cieplne – Metody obliczania,

PN-EN ISO 13788:2003 Ciepłno-wilgotnościowe właściwości komponentów budowlanych i elementów budynku Temperatura powierzchni wewnętrznej konieczna do uniknięcia krytycznej wilgotności powierzchni i kondensacja międzywarstwowa Metody obliczania,

PN-EN 12524:2003 Materiały i wyroby budowlane Właściwości ciepłno-wilgotnościowe Tabełaryczne wartości obliczeniowe,

PN-EN 13363-1+A1:2007/AC:2009 Urządzenia ochrony przeciwsłonecznej połączone z oszkleniem – Obliczanie współczynnika przenikania promieniowania słonecznego i światła – Część 1: Metoda uproszczona (oryg.),

PN-EN 13363-1+A1:2010 Urządzenia ochrony przeciwsłonecznej połączone z oszkleniem – Obliczanie współczynnika przenikania promieniowania słonecznego i światła – Część 1: Metoda uproszczona,

PN-EN 13363-2:2006 Urządzenia ochrony przeciwsłonecznej powiązane z oszkleniem – Obliczanie współczynnika przenikania całkowitej energii promieniowania słonecznego i światła – Część 2: Szczegółowa metoda obliczania,

PN-EN ISO 13791:2006 Ciepłne właściwości użytkowe budynków – Obliczanie temperatury wewnętrznej pomieszczenia w lecie, bez mechanicznego chłodzenia – Kryteria podstawowe i procedury walidacji,

PN-EN ISO 13792:2007 Ciepłne właściwości użytkowe budynków – Obliczanie temperatury wewnętrznej pomieszczenia w lecie, bez mechanicznego chłodzenia – Metody uproszczone,

PN-EN 13947:2008 Ciepłne właściwości użytkowe ścian osłonowych – Obliczanie współczynnika przenikania ciepła,

PN-EN 15251:2007 Kryteria środowiska wewnętrznego, obejmujące warunki cieplne, jakość powietrza wewnętrznego, oświetlenie i hałas (oryg.),

PN-EN ISO 15265:2005 Ergonomia środowiska termicznego. Strategia oceny ryzyka w celu zapobiegania stresowi lub brakowi komfortu podczas pracy w warunkach ciepłych.

PN-EN 15265:2007 Energetyczne właściwości użytkowe budynków – Obliczanie zapotrzebowania na energię do ogrzewania i chłodzenia z zastosowaniem metod dynamicznych – Kryteria podstawowe i procedury walidacji (oryg.),

PN-EN 15316-1:2009 Systemy ogrzewcze w budynkach – Metoda obliczania zapotrzebowania na energię i sprawności systemów – Część 1: Wymagania ogólne,

PN-EN 15316-4-5:2007 Instalacje ogrzewcze w budynkach – Metoda obliczania zapotrzebowania na ciepło i oceny sprawności instalacji – Część 4-5: Źródła ciepła do ogrzewania miejscowego, wydajność i sprawność systemów ciepłowniczych i dużych instalacji ogrzewania (oryg.),

PN-EN 15316-4-3:2007 Instalacje ogrzewcze w budynkach – Metoda obliczania zapotrzebowania na ciepło i oceny sprawności instalacji – Część 4-3: Źródła ciepła, ciepłe instalacje solarne (oryg.),

PN-EN 15316-4-6:2007 Instalacje ogrzewcze w budynkach – Metoda obliczania zapotrzebowania na ciepło i oceny sprawności instalacji – Część 4-6: Źródła ciepła do ogrzewania, systemy fotowoltaiczne (oryg.),

PN-EN 15316-2-3:2007 Instalacje ogrzewcze w budynkach – Metoda obliczania zapotrzebowania na energię instalacji i sprawności instalacji – Część 2-3: Instalacje rozprowadzania ciepła (oryg.),

PN-EN 15316-2-1:2007 Instalacje ogrzewcze w budynkach – Metoda obliczania zapotrzebowania na energię instalacji i sprawności instalacji – Część 2-1: Instalacje emisji ciepła (oryg.),

PN-EN 15316-2-1:2007 Instalacje ogrzewcze w budynkach – Metoda obliczania zapotrzebowania na energię instalacji i sprawności instalacji – Część 2-1: Instalacje emisji ciepła (oryg.),

PN-EN 15316-4-4:2007 Instalacje ogrzewcze w budynkach – Metoda obliczania zapotrzebowania na ciepło i oceny sprawności instalacji – Część 4-4: Źródła ciepła do ogrzewania, instalacje skojarzone wytwarzania energii (oryg.),

PN-EN 15316-4-1:2008 Instalacje ogrzewcze w budynkach – Metoda obliczania zapotrzebowania na ciepło i oceny sprawności instalacji – Część 4-1: Źródła ciepła do ogrzewania miejscowego, kotły (oryg.),

PN-EN 15316-4-2:2008 Instalacje ogrzewcze w budynkach – Metoda obliczania zapotrzebowania na ciepło i oceny sprawności instalacji – Część 4-2: Źródła ciepła do ogrzewania miejscowego, instalacje z pompami ciepła (oryg.),

PN-EN 15316-4-7:2009 Instalacje ogrzewcze w budynkach – Metoda obliczania zapotrzebowania na ciepło i oceny sprawności instalacji – Część 4-7: Źródła ciepła do ogrzewania miejscowego, kotły opalane biomasą (oryg.),

PN-EN 15377-1:2008 Instalacje ogrzewcze w budynkach – Wodne płaszczyznowe wbudowane systemy ogrzewania i chłodzenia – Część 1: Obliczanie wydajności cieplnej i chłodniczej (oryg.),

PN-EN 15377-2:2008 Instalacje ogrzewcze w budynkach – Wodne płaszczyznowe wbudowane systemy ogrzewania i chłodzenia – Część 2: Projektowanie, wymiarowanie i wykonywanie (oryg.),
 PN-EN 15377-3:2007 Instalacje ogrzewcze w budynkach – Wodne płaszczyznowe wbudowane systemy ogrzewania i chłodzenia – Część 3: Optymalizacja w celu wykorzystania odnawialnych źródeł energii (oryg.),
 PN-EN 15459:2008 Charakterystyka energetyczna budynków – Ekonomiczna ocena instalacji energetycznych w budynkach (oryg.),
 PN-EN 15603:2008 Energetyczne właściwości użytkowe budynków – Całkowite zużycie energii i definicja energii znamionowej (oryg.),
 PN-EN ISO 15927-2:2010 Ciepłno-wilgotnościowe właściwości użytkowe budynków – Obliczanie i prezentacja danych klimatycznych – Część 2: Dane godzinowe do obliczania mocy chłodniczej,
 PN-EN ISO 15927-3:2010 Ciepłno-wilgotnościowe właściwości użytkowe budynków – Obliczanie i prezentacja danych klimatycznych – Część 3: Obliczanie wskaźnika zacinającego deszczu dla powierzchni pionowych z danych godzinowych wiatru i deszczu,
 PN-EN ISO 15927-4:2007 Ciepłno-wilgotnościowe właściwości użytkowe budynków – Obliczanie i prezentacja danych klimatycznych – Część 4: Dane godzinowe do oceny rocznego zużycia energii na potrzeby ogrzewania i chłodzenia,
 PN-EN ISO 15927-5:2006 Ciepłno-wilgotnościowe właściwości użytkowe budynków – Obliczanie i prezentacja danych klimatycznych – Część 5: Dane do wyznaczania obliczeniowej mocy cieplnej systemu ogrzewania,
 PN-EN ISO 15927-6:2010 Ciepłno-wilgotnościowe właściwości użytkowe budynków – Obliczanie i prezentacja danych klimatycznych – Część 6: Zakumulowane różnice temperatury (stopniodni).
 Szczegółowe omówienie materii objętej wyżej wymienionymi normami w sposób oczywisty wykracza poza ramy niniejszego opracowania, zaś osoby zainteresowane proszone są ewentualnie o zapoznanie się z tekstami wyżej wymienionych publikacji.

Literatura

Strzeszewski M., Wereszczyński P. „Norma PN-EN 12831 Nowa metoda obliczania projektowego obciążenia cieplnego Poradnik”; Rettig Heating Sp. z o.o., Warszawa 2009.
 Strzeszewski M.: „Wprowadzenie do certyfikacji energetycznej budynków. Poradnik”; Rettig Heating Sp. z o.o. Warszawa 2009.
 Górzyski J.: „Audyt energetyczny”; Narodowa Agencja Poszanowania Energii S.A., Warszawa 2001.
 Robakiewicz M.: „Obliczanie zapotrzebowania na ciepło wg normy PN-EN ISO 13790”; www.fpe.org.pl
 Panek A. Rucińska J. „Analiza obliczenia charakterystyki energetycznej budynku biurowego wyposażonego w system chłodzenia”; Ciepłownictwo Ogrzewictwo Wentylacja nr 7-8, Warszawa 2009.
 Nartowski P. „Dane klimatyczne do obliczeń energetycznych budynków” Energia i budynek 9(18) 2008

2.1.2. Czynniki wpływające na ograniczenie zapotrzebowania energii dla ogrzewania budynków mieszkalnych

Dotychczasowe analizy i oceny wdrażania przedsięwzięć proekologicznych oraz na rzecz łagodzenia zmian klimatu dowodzą, że działalność taka nie musi oznaczać spadku tempa wzrostu gospodarczego, jak również przyrostu dobrobytu społecznego. Działania te, w dłuższej perspektywie czasowej mogą nawet pozytywnie oddziaływać na wzrost gospodarczy, jednakże niezbędnym warunkiem jest pilne wdrożenie zarówno zmian dostosowawczych w gospodarce, jak również świadome kształtowanie właściwych wzorców w zakresie konsumpcji zasobów energetycznych. Światowa polityka oraz działania podejmowane na rzecz łagodzenia zmian klimatu stanowią potężną siłę wymuszającą zarówno innowacje technologiczne, jak również ogólną poprawę efektywności gospodarczej, w tym również szczególnie efektywne gospodarowanie dostępnymi zasobami paliw pierwotnych oraz przyrost znaczenia energii ze źródeł odnawialnych.

Analizując wzory opisujące przepływ ciepła przez przenikanie przez przegrody płaskie, należy skonstatować, że sumaryczna wielkość strat ciepła jest funkcją: współczynnika przenikania ciepła, powierzchni przegrody oraz różnicy temperatur panujących po obydwóch stronach rozpatrywanej przegrody. W przypadku, gdy przedmiotem analizy jest budynek, dochodzimy do wniosku, że strumień strat ciepła przenikających z wnętrza budynku do przestrzeni otaczającej budynek stanowiący przedmiot analizy, jest funkcją: jakości przegród budowlanych, wielkości rozpatrywanego budynku, oraz temperatur:

wewnętrznej, panującej w pomieszczeniach budynku oraz zewnętrznej tj. temperatury otoczenia. Zatem, przy założeniu, że temperatura zewnętrzna jest parametrem zależnym od obiektywnie panujących warunków atmosferycznych, na który użytkownicy budynku zasadniczo nie mają wpływu, w ogólnym przypadku ograniczenie strumienia ciepła przenikającego z budynku do otoczenia, jest możliwe do realizacji trzema metodami. Z ogólnego punktu widzenia do metod tych należą:

- polepszenie parametrów izolacyjnych przegród budowlanych otaczających przestrzeń ogrzewaną,
- zmniejszenie przestrzeni ogrzewanej budynku,
- zmniejszenie temperatury wewnętrznej w użytkowanych pomieszczeniach.

2.1.2.1. Polepszenie parametrów bryły budynku

Zmniejszenie strat ciepła osiągalne jest zatem m. in. poprzez implementację działań takich jak: termomodernizacja budynków, wymiana i doszczelnianie okien, zmiana obowiązujących norm ochrony cieplnej nowych budynków, czy też powszechne wprowadzenie certyfikacji energetycznej budynków. Przy planowaniu ewentualnych działań termomodernizacyjnych należy uwzględnić przede wszystkim: warunki klimatyczne i lokalne oraz wewnętrzne środowisko klimatyczne, a także opłacalność ekonomiczną oraz dostępność, bezpieczeństwo i zamierzone przeznaczenie budynku. Potencjalni nabywcy i najemcy budynku lub modułu budynku otrzymują obecnie, w formie świadectwa charakterystyki energetycznej, zarówno właściwe informacje dotyczące charakterystyki energetycznej budynku, jak również praktyczne rady w przedmiocie poprawy tejże charakterystyki. Celem takiego działania jest wymiana informacji dotyczących rzeczywistego zużycia energii, tak aby udostępnione dane umożliwiły podjęcie rozważnych decyzji co do koniecznych ulepszeń. Świadectwo charakterystyki energetycznej dostarcza również informacji na temat faktycznego wpływu ogrzewania (i chłodzenia) na potrzeby energetyczne budynku, jego zużycie energii pierwotnej oraz emisję ditlenku węgla. Należy przy tym uwzględnić, że o faktycznej charakterystyce cieplnej budynku, w tym jego ścian zewnętrznych i wewnętrznych, w ogólności przesądzają czynniki takie jak: pojemność cieplna, izolacja, elementy ogrzewania pasywnego i elementy chłodzące, mostki cieplne i inne. Charakterystyki cieplne budynków muszą spełniać minimalne wymagania dotyczące charakterystyki energetycznej budynków i elementów budynków, określone w sposób zapewniający osiągnięcie optymalnej pod względem kosztów równowagi między wymaganymi nakładami i kosztami energii zaoszczędzonymi podczas cyklu życia budynku. Szacunkowy ekonomiczny cykl życia budynku lub elementu budynku winien być przy tym określony z uwzględnieniem praktyki oraz doświadczeń w określaniu ekonomicznych cykli życia typowych budynków.

Należy przy tym pamiętać, że zapobieganie zbędnym stratom ciepła możliwe jest nie tylko podczas remontów oraz planowych działań termomodernizacyjnych. Zagadnieniem równie ważnym, jest prawidłowa bieżąca eksploatacja istniejących przegród budowlanych oraz ich utrzymanie we właściwym stanie technicznym. Jakikolwiek nieszczelności, szczególnie w miejscach osadzenia mostków cieplnych, względnie ubytki izolacji są oczywistym powodem zwiększenia strat cieplnych budynku. Należy bezwzględnie dbać o szczelność okien i drzwi, niezmiernie szkodliwe jest też wystąpienie zjawiska kondensacji na chłodnych powierzchniach ścian, podłóg i sufitów, co w przypadku jakichkolwiek nieszczelności warstwy izolacji przeciwwilgociowej może łatwo doprowadzić do pogorszenia właściwości izolacyjnych przegród budowlanych, albowiem skuteczność izolacyjna wielu materiałów szybko pogarsza się ze wzrostem zawartości wilgoci. Ponadto, w przypadku materiałów takich jak np. drewno nadmierne zawilgocenie materiału może sprzyjać jego destrukcji, prowadząc do bardziej lub mniej znaczących uszkodzeń części konstrukcyjnej budynku. Z tego powodu bardzo ważne jest zapewnienie w okresie zimowym skutecznej wentylacji pomieszczeń w których wytwarzane są znaczne ilości pary wodnej np. w kuchniach, pralniach itd. Ważne jest również wysuszenie przed okresem zimowym nowo zbudowanych budynków, jak również budynków poddanych zalaniu lub powodzi, co umożliwi zimową eksploatację przy należytych parametrach izolacyjnych przegród budowlanych.

Dokonując przeglądu minimalnych wymagań dotyczących charakterystyki energetycznej budynków w świetle obecnego postępu technicznego, musimy stwierdzić, że badania w dziedzinie inżynierii materiałowej stwarzają perspektywę konieczności termomodernizacji budowanych obecnie budynków, podczas wykonywania ich remontów kapitalnych. Długi zazwyczaj czas życia budynków, w porównaniu z tempem postępu technicznego osiaganego w dziedzinie materiałów izolacyjnych sprawi, że działania takie będą zapewne celowe oraz ekonomicznie zasadne.

Jakkolwiek technologia próżniowych paneli izolacyjnych jeszcze niedawno była w fazie badań laboratoryjnych, w zastosowaniach architektonicznych ich wyjątkowo niska przewodność cieplna właściwa, rzędu $4 \text{ mW/m}\cdot\text{K}$, pozwoli realizować ekstremalnie cienkie warstwy izolacyjne. Typowe wartości współczynnika przenikania ciepła osiągają $0,2 \text{ W/m}^2\text{K}$ w przypadku próżniowego panelu izolacyjnego o grubości 2 cm, aczkolwiek elewacje budynków izolowanych próżniowo wykazują znacznie silniejszy efekt mostków cieplnych niż w przypadku budynków konwencjonalnych [1,2]. Pomimo, że technologia próżniowych paneli izolacyjnych jeszcze do niedawna była w fazie badawczo-eksperymentalnej, firma Panasonic Corporation przystąpiła do emisji na portalu „You Tube” filmów reklamowych przedstawiających blisko 48 godzinną podróż śnieżnego bałwana z Japonii na pustynię w Bahrajnie oraz 24 godzinny pobyt śnieżnego bałwana w saunie, w opakowaniu izolowanym cienkimi płytami próżniowych paneli izolacyjnych. Zapewne stanowi to wstęp do szerszej promocji rynkowej materiału, stosowanego dotychczas jako izolacja w lodówkach firmy Panasonic. Duże nadzieje wiąże się też z aerożelami które, będąc wciąż jeszcze materiałami bardzo kruchymi i delikatnymi, wykazują ekstremalnie niską przewodność cieplną właściwą, (typowo znacznie poniżej $40 \text{ mW/m}\cdot\text{K}$ mogąc osiągać nawet wartości rzędu $\mu\text{W/m}\cdot\text{K}$) [3], najniższą spośród znanych materiałów stałych i porowatych. Właściwości tych materiałów mogą być wykorzystane do celów architektonicznych oraz do izolacji termicznej instalacji i urządzeń grzewczych oraz chłodniczych. [4]

Zważywszy, że dobra izolacja termiczna nie zawsze jest pożądana, przeprowadzono badania nad systemami izolacji umożliwiającymi zmianę oporu cieplnego przegrody termoizolacyjnej, w zależności od aktualnych potrzeb. Zasada działania takich systemów oparta jest na sterowanej dysocjacji wodorów metali, powodującej zmianę własności izolacyjnych. Umożliwia to swobodny przepływ pasywnego ciepła słonecznego wyłącznie wtedy gdy jest to korzystne i pożyteczne. [5]. Badania przeprowadzone w Bayerische Zentrum für Angewandte Energieforschung e.V. wykazały, że przy grubości systemu izolacyjnego równej 30 mm, możliwe jest uzyskanie dobrych właściwości izolacyjnych $k = 0,3 \text{ W/m}\cdot\text{K}$, wykorzystywanych w nocy oraz w pochmurne dni, jak również latem, gdy ogrzewanie budynku ciepłem słonecznym nie jest pożyteczne. Przełączenie wymaga doprowadzenia energii elektrycznej w ilości poniżej 5 W/m^2 do powierzchni izolacji, po czym wartość współczynnika przewodzenia wzrasta 40 krotnie, umożliwiając efektywny przepływ energii słonecznej. Ciekawym rozwiązaniem jest zasilanie systemu w energię elektryczną z ogniwa fotowoltaicznego, co umożliwia osiągnięcie samoregulacji. Dostępne jest również tzw. Smart Energy Glass, tj. szkło o regulowanej elektrycznie przejrzystości i przewodności cieplnej. Doczekało się ono pierwszych zastosowań technicznych. [6]

Zastosowanie wysokich standardów izolacyjnych przegród budowlanych stanowi warunek budowy budynków o niemal zerowym zużyciu energii, w rozumieniu Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/31/UE z dnia 19 maja 2010 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków. Budynki takie będą budynkami o bardzo wysokiej charakterystyce energetycznej, wymagającymi bardzo niskiej ilości energii, lub też zasilanymi energią ze źródeł odnawialnych, w tym wytwarzaną na miejscu lub w pobliżu. Należy przy tym pamiętać, że od dnia 31 grudnia 2020 r. wszystkie nowe budynki winny być budynkami o niemal zerowym zużyciu energii; zaś po dniu 31 grudnia 2018 r. nowe budynki zajmowane przez władze publiczne oraz będące ich własnością będą budynkami o niemal zerowym zużyciu energii.

2.1.2.2. Zmiany kształtu przestrzeni ogrzewanej budynku

Rozpatrując dalsze możliwości zmniejszenia strumienia ciepła oddawanego z budynku przez przenikanie, tj. zmniejszenie przestrzeni ogrzewanej budynku oraz zmniejszenie temperatury wewnętrznej w użytkowanych pomieszczeniach, należy stwierdzić, że w przeważającej większości przypadków użytkownik nie ma wpływu na wielkość przestrzeni wewnętrznej budynku oraz powierzchnię przegród budowlanych, chociaż oczywiście istnieją już budynki o zmiennej objętości wnętrza i zmiennym umiejscowieniu ścian wewnętrznych, np. Pier 11 Wall Street Ferry Terminal and Transit Hub w Nowym Jorku. [7] Pomijając zatem sytuacje wyjątkowe, użytkownik posiada możliwość zmiany wielkości przestrzeni ogrzewanej jedynie poprzez wyłączenie ogrzewania w nieużywanych częściach budynku, co jest możliwością trywialną i oczywistą. Natomiast możliwości zmniejszenia temperatury wewnętrznej są nierozdzielnie związane z pojęciem komfortu cieplnego. Również układ pomieszczeń ma znaczenie w kontekście ewentualnego zmieszania zapotrzebowania ciepła, pomieszczenia gospodarcze należy lokalizować od strony północnej budynku, pomieszczenia w których stale przebywają ludzie od strony południowej.

2.1.2.3. Zmniejszenie temperatury wewnętrznej w użytkowanych pomieszczeniach

Pierwszą i do dzisiejszego dnia aktualną normą określającą parametry środowiska wewnętrznego, jakie powinny być zachowane w pomieszczeniach przeznaczonych do stałego przebywania ludzi była norma PN-78/B-03421, obecnie: PN-B-03421:1978 Wentylacja i klimatyzacja – Parametry obliczeniowe powietrza wewnętrznego w pomieszczeniach przeznaczonych do stałego przebywania ludzi. W normie tej zdefiniowano wymagane w pomieszczeniach, w celu zapewnienia komfortu cieplnego, wartości temperatury powietrza, wilgotności względnej oraz prędkości przepływu powietrza, w zależności od aktywności fizycznej ludzi przebywających w pomieszczeniu oraz pory roku (lato/zima).

W odniesieniu do poszczególnych stopni aktywności fizycznej, jako optymalny wskazano mikroklimat pomieszczeń, określony przez utrzymywanie parametrów poszczególnych czynników środowiskowych w następujących zakresach:

- przy małym tempie metabolizmu (np. szycie, pisanie na maszynie): temperatura powietrza zimą 20-22 °C, latem 23-26 °C, wilgotność względna latem 40-55%, maksymalna prędkość ruchu powietrza zimą 0,2 m/s, latem 0,3 m/s
- przy średnim tempie metabolizmu (np. wbijanie gwoździ, tynkowanie) temperatura powietrza zimą 18-20 °C, latem 20-23 °C, wilgotność względna latem 40-60%, maksymalna prędkość ruchu powietrza zimą 0,2 m/s, latem 0,4 m/s;
- przy dużym tempie metabolizmu (np. praca siekierą, przenoszenie ciężkich przedmiotów) temperatura powietrza zimą 15-18 °C, latem 18-21 °C, wilgotność względna latem 40-60%, prędkość ruchu powietrza zimą maksymalnie 0,3 m/s, latem 0,6 m/s.

We wszystkich wymienionych wariantach wilgotność względna powietrza zimą powinna mieścić się w zakresie 40-60%.

Intensywne i interdyscyplinarne badania, zapoczątkowane w latach sześćdziesiątych ubiegłego stulecia w Technical University of Denmark przez Povla Ole Fangera, skoncentrowane na wpływie środowiska wewnętrznego na jakość życia ludzkiego, w tym poczucie komfortu, stan zdrowia oraz produktywność wskazały na podstawowe czynniki od których uzależnione jest poczucie komfortu cieplnego, w tym: masa ciała, wzrost, a przede wszystkim poziom aktywności fizycznej. Ponadto poczucie komfortu, zarówno odnośnie fizycznych parametrów środowiska, jak również odnośnie jakości powietrza w pomieszczeniu uzależnione jest od subiektywnej oceny użytkownika pomieszczenia. [8] Wymienione badania dały podstawę do określenia wskaźnika PMV (ang.: Predicted Mean Vote), opisującego średnią przewidywaną ocenę dużej liczby osób przebywających w danym pomieszczeniu dotyczącą panujących w danym pomieszczeniu warunków termicznych. Uzupełniającym wskaźnikiem, określającym negatywne opinie, odnośnie do warunków środowiska cieplnego, jest PPD (ang.: Predicted Percentage of Dissatisfied), tj. przewidywany odsetek niezadowolonych osób z grupy znajdującej się w danym pomieszczeniu. Opisane wskaźniki komfortu środowiska wykorzystano między innymi przy formułowaniu norm: PN-EN ISO 7730:2006 Ergonomia środowiska termicznego – Analityczne wyznaczanie i interpretacja komfortu termicznego z zastosowaniem obliczania wskaźników PMV i PPD oraz kryteriów lokalnego komfortu termicznego (oryg.), która w sposób szczegółowy określiła zalecane wartości parametrów powietrza mających zapewnić komfort użytkownikom lokalnym, takich jak: temperatura operatywna, gradient temperatury na poziomie głowy i kostek u nóg, temperatura powierzchni podłogi, prędkość powietrza, asymetria temperatury promieniowania z powierzchni pionowych oraz asymetria temperatury promieniowania z powierzchni poziomych, oraz normy PN-EN 15251:2007 Kryteria środowiska wewnętrznego, obejmujące warunki cieplne, jakość powietrza wewnętrznego, oświetlenie i hałas (oryg.), w której na podstawie zalecanych wartości wskaźników komfortu termicznego dokonano podziału na pomieszczenia o wymaganiach: wysokich, średnich i umiarkowanych oraz określono temperaturę zalecaną w pomieszczeniach budynków mieszkalnych okresie zimowym na poziomie odpowiednio: 21 °C, 20 °C i 18 °C. Wskaźnik PPD dla tych temperatur wynosi wg tej normy odpowiednio: 6%, 10% i 15%. Obydwie wymienione normy są obecnie dopuszczane w Polsce do uznaniowego stosowania. Z porównania uregulowań norm wynika wniosek, że temperatura pomieszczeń zimą nie może być obniżona poniżej 18 °C.

Odnosząc się do wartości z ostatnio przytoczonej normy oraz przyjmując jako sukces, zadowolenie każdej z osób, zamieszkających w domu jednorodzinnym lub mieszkaniu, z panujących warunków komfortu termicznego oraz zakładając, że wskaźnik PPD równy jest prawdopodobieństwu spotkania osoby

niezadowolonej z warunków termicznych środowiska, oraz że spotkanie osoby niezadowolonej w danej populacji następuje w sposób niezależny i losowy, można obliczyć, że dla temperatury 18 °C, w przypadku trzy do pięcioosobowej rodziny, prawdopodobieństwo zadowolenia wszystkich członków rodziny wynosi około 0,5 (dokładne wartości odpowiednio: 0,61, 0,52, 0,44). Analogiczne obliczenia dla temperatury 20 °C wskazują, że prawdopodobieństwo zadowolenia wszystkich członków rodziny wyniesie około 0,67 (dokładne wartości odpowiednio: 0,73, 0,66, 0,59), zaś w przypadku temperatury 21 °C prawdopodobieństwo zadowolenia wszystkich członków rodziny wyniesie około 0,8 (dokładne wartości odpowiednio: 0,83, 0,78, 0,73). Wynika z tego, że w około połowie przypadków jest możliwe obniżenie temperatury w budynku jednorodinnym lub mieszkaniu bez znaczącego pogorszenia komfortu termicznego jego mieszkańców.

Osobnym zagadnieniem jest możliwość obniżenia temperatury pomieszczeń mieszkalnych w porze nocnej. W porze tej pomieszczenia mieszkalne są często niewykorzystywane, zaś w pomieszczeniach sypialnych mieszkańcy przebywają najczęściej w warunkach ulepszonej izolacji w stosunku do otaczających warunków termicznych pomieszczenia. Nadto w literaturze przedmiotu powszechnie wskazuje się chłodne warunki termiczne otoczenia jako sprzyjające dla zdrowego i niezakłóconego snu. [9] Wydaje się zatem, że rozpatrzenie możliwości czasowego obniżenia temperatury wewnętrznej pomieszczeń budynku w porze nocnej, w celu osiągnięcia korzyści w postaci wymiennego zmniejszenia zużycia energii cieplnej na potrzeby ogrzewania budynku jest działaniem w pełni uzasadnionym. Wymaga to oczywiście zastosowania odpowiedniej instalacji grzewczej, albowiem w przypadku instalacji grzewczej powierzchniowej i jej niskotemperaturowego zasilania, postulat ten może być trudny, a nawet niemożliwy w praktycznej realizacji. Możliwość bowiem względnie szybkiego rozgrzania i ochłodzenia pomieszczeń jest bowiem funkcją nie tylko bezwładności cieplnej pomieszczeń, lecz również inercji termicznej instalacji, przy czym istotny wpływ wywierają również właściwości i parametry techniczne układu regulacji [10]. Parametr ten jest zdecydowanie korzystniejszy w przypadku instalacji grzejnikowej, zwłaszcza zasilanej czynnikiem grzewczym o wyższych parametrach, niż w przypadku instalacji powierzchniowej, zabudowanej w elementach wewnętrznych budynku o znacznej masie, których to elementów maksymalna temperatura musi podlegać oczywistym ograniczeniom narzucanym względami higienicznymi i zdrowotnymi. Z tego powodu, często stosowanym, a nawet zalecanym rozwiązaniem jest stosowanie w sypialniach grzejników, w celu umożliwienia regulacji temperatury w porze nocnej, umożliwiającej dostosowanie obiektywnej temperatury mikroklimatu środowiska do subiektywnych wymagań użytkownika pomieszczenia sypialnego w zakresie komfortu termicznego, skądinąd niezbędnego do zapewnienia spokojnego i niezakłóconego spoczynku w porze nocnej. Oczywiście teoretycznie w pełni możliwa jest również regulacja tej temperatury innymi technicznie dostępnymi sposobami, np. poprzez zastosowanie ogrzewania elektrycznego regulowanego termostatem, co ma sens zwłaszcza w przypadku zastosowania ogrzewania elektrycznego w pozostałej części domu np. w formie np. elektrycznego ogrzewania powierzchniowego.

Jak z powyższego wynika podstawowym sposobami zabezpieczenia przed nadmiernym zużyciem energii na potrzeby ogrzewania budynków jest w ogólnym ujęciu zapewnienie odpowiedniego poziomu standardów izolacyjnych i utrzymanie we właściwym stanie przegród budowlanych, jak również wykorzystanie możliwości w zakresie obniżenia temperatur w pomieszczeniach wewnętrznych, bez znaczącego obniżenia poziomu komfortu termicznego użytkowników budynku.

Podsumowując rozważania o możliwościach zmniejszenia zapotrzebowania ciepła poprzez obniżenie temperatury należy zwrócić uwagę, że zmniejszenie strumienia zużywanego ciepła wcale nie musi być związane ze zmniejszeniem strumienia zużywanej energii pierwotnej. Szczególnie w przypadku manewrowania temperaturą wewnętrzną nadwyżki mocy cieplnej wymagane do rozgrzewania pomieszczeń łatwo mogą pochłonąć teoretyczne oszczędności. Należy przy tym pamiętać, że urządzenia techniczne z reguły pracują najsprawniej w stanach ustalonych. Może się zatem zdarzyć, zwłaszcza w przypadku źle dobranych urządzeń, że autentyczne zmniejszenie zapotrzebowania ciepła spowoduje pracę urządzeń w takim punkcie pracy, który spowoduje zwiększenie zużycia paliwa względnie napędowej energii elektrycznej. Dokładne przewidzenie skutków działań na gruncie teoretycznym jest zadaniem dość skomplikowanym i wymaga szczegółowej znajomości charakterystyk urządzeń instalacji, w tym również dynamicznych charakterystyk układów regulacji. Dlatego też w praktyce najlepszym sposobem oceny ekonomicznych i ekologicznych skutków różnych wariantów żądanych temperatur wewnętrznych, będzie dokonanie pomiarów odpowiednich charakterystyk konkretnej instalacji grzewczej w danym budynku.

Analizy i wpływ na zapotrzebowanie ciepła dla ogrzewania budynków mieszkalnych poprzez zmianę struktury wewnętrznej i zewnętrznej budynku stanowi przedmiot badań w etapie 9 zadania badawczego.

Literatura

1. Fricke J. et al.: "Thermal Bridges in Vacuum-insulated Building Façades"; Journal of Building Physics vol. 28 no. 4 p. 345-355, Syracuse NY 2005
2. Cauberg H., Tenpierik M.: "Analytical Models for Calculating Thermal Bridge Effects Caused by Thin High Barrier Envelopes around Vacuum Insulation Panels"; Journal of Building Physics vol. 30 no. 3 p. 185-215, Syracuse NY 2007.
3. Mital S. K. et al.: Review of Current State of the Art and Key Design Issues With Potential Solutions for Liquid Hydrogen Cryogenic Storage Tank Structures for Aircraft Applications"; National Aeronautics and Space Administration, Washington DC 2006.
4. Hrubesh L. W.: „Technical Applications of Aerogels”; Lawrence Livermore National Laboratory, Livermore CA 1997.
5. Horn, R. et.al.: , "Switchable thermal insulation: results of computer simulations for optimization in buildings", High Temperatures – High pressures, vol. 32, issue 6, p. 669-675, London 2000.
6. Loonen R.; "Climate Adaptive Building Shells. What can we simulate?"; Technische Universiteit Eindhoven, Eindhoven 2010.
7. Turner J., Hejduk J. "Between spaces: Smith-Miller + Hawkinson Architecture"; Princeton Architectural Press, New York NY 2000.
8. Fanger P. O.: "Komfort cieplny"; Wydawnictwo Arkady, Warszawa 1974.
9. Patlak M.: „Your Guide to Healthy Sleep"; U.S. Department of Health and Human Services National Institutes of Health National Heart, Lung, and Blood Institute, Bethesda MD 2005.
10. Bania P., Grega W.: "Nonlinear model predictive controller for heating systems" in Proc. of 10 International Conference of Methods and Models In Automation and Robotics p. 511-517, Międzyzdroje 2004.

2.1.3. Propozycje uproszczonych metod określania zapotrzebowania na ciepło dla ogrzewania

Generalny problem w przypadku propozycji uproszczeń wszelkich procedur obliczeniowych wiąże się z poziomem pożądanej dokładności przeprowadzanej analizy. Jakiegokolwiek uproszczenia bowiem wiążą się z nieuniknionym pominięciem pewnych czynników, mających mniejszy lub większy wpływ na wynik uzyskanych obliczeń. Obliczenia techniczne są bowiem nierozzerwalnie związane z uzyskaniem poziomu dokładności akceptowalnej z punktu widzenia celu, któremu mają służyć. Należy przy tym zauważyć, że wszelkie modele matematyczne stosowane w celu opisanie rzeczywistych zjawisk, są z konieczności i z założenia modelami uproszczonymi, albowiem pełny opis zjawisk z uwzględnieniem wszelkich czynników na nie wpływających wymagałby z reguły niezwykle skomplikowanych procedur obliczeniowych. Stworzenie takich procedur wiązałoby się nadto z poważnymi kosztami, albowiem z naukowego punktu widzenia proponowane sposoby matematycznego opisu danego zjawiska wymagają ich empirycznego potwierdzenia, co związane jest z wykonaniem konkretnych prac badawczych. W tej sytuacji szereg czynników mających marginalny wpływ na dokładność matematycznego opisu analizowanego zjawiska jest mniej lub bardziej świadomie pomijana w procesie tworzenia matematycznego modelu fenomenu stanowiącego przedmiot tegoż modelu. Analogiczna sytuacja ma miejsce w przypadku opisu zjawiska przenikania ciepła przez przegrody budowlane.

W warunkach rzeczywistych wymiana ciepła poprzez przegrody budowlane następuje w sposób niustalony w czasie. Wynika to chociażby z faktu, że warunki klimatyczne na zewnątrz budynku podlegają niustannym zmianom. Także temperatura wewnętrzna pomieszczeń ulega zmianom, jakkolwiek w znacznie węższym zakresie. Tempo i natura tych zmian zależą od wielu czynników, takich jak: sposób regulacji, właściwy dobór i użytkowanie urządzeń regulacyjnych, bezwładność cieplna budynku, bezwładność cieplna instalacji grzewczej. W większości zastosowań inżynierskich przyjmuje się uproszczony model przepływu ciepła ustalonego w czasie, albowiem stworzenie precyzyjnego modelu matematycznego procesu rzeczywistego jest zadaniem bardzo złożonym, a w pewnych przypadkach niemożliwym. Niemożność precyzyjnego modelowania rzeczywistych strat ciepła wynika chociażby z niemożności szczegółowego opisu zmienności warunków meteorologicznych. Dlatego też dane o cieple zużytym podczas sezonu grzewczego w celu ogrzewania budynku możemy pozyskać tylko na drodze pomiarowej, mierząc rzeczywiste zużycie w przeszłych okresach użytkowania budynku. W stosunku do okresów przyszłych, np. w procesie projektowania budynku lub też wyznaczania jego charakterystyki energetycznej, przyjmowane do obliczeń dane o parametrach klimatycznych musimy przyjmować na podstawie notowań przeszłych wartości średnich wieloletnich dla konkretnego punktu geograficznego.

Zatem obliczenia przenikania ciepła przez przegrody budowlane wykonuje się najczęściej przyjmując co najmniej następujące założenia upraszczające:

- temperatury oraz strumień ciepła są ustalone w czasie,
- wartości współczynników przejmowania ciepła są stałe na całej powierzchni przegrody,
- warstwy przegrody wykonane są z jednorodnych, izotropowych materiałów,
- przepływ ciepła odbywa się w kierunku prostopadłym do powierzchni przegrody,
- długość i szerokość przegrody są nieograniczone.

Założenie jednowymiarowości przepływu ciepła nie jest spełnione w przypadku oceny własności cieplnych przegród w narożach i punktach stanowiących mostki cieplne.

2.1.3.1. Zapotrzebowanie mocy dla ogrzewania i wentylacji w nowym budynku mieszkalnym

Z punktu widzenia doboru rozwiązania zaopatrzenia kluczowym problemem jest wyznaczenie szczytowego zapotrzebowania ciepła, co umożliwia zwymiarowanie instalacji i właściwy dobór urządzeń. Podstawowym unormowaniem w tym zakresie jest Polska Norma PN-EN 12831:2006 Instalacje ogrzewcze w budynkach - Metoda obliczania projektowego obciążenia cieplnego. Powołana norma podaje metodę uproszczoną obliczania projektowego obciążenia cieplnego, przy czym dopuszczone uproszczenia dotyczą kwestii wymiarowania mostków cieplnych, strat ciepła do gruntu i wentylacyjnej straty ciepła. W stosunku do mostków cieplnych metoda uproszczona przewiduje wykorzystanie współczynnika korekcyjnego, którego wartości podano w załączniku krajowym do normy PN-EN 12831, co zostało opisane w rozdziale 1. W rozdziale 1 opisano również proponowaną w powołanej normie uproszczoną metodę określenia strat do gruntu. Niestety, należy liczyć się z tym, że metoda uproszczona obarczona jest błędem – może prowadzić do znacznego zawyżenia strat ciepła, zwłaszcza w budynkach dobrze zaizolowanych cieplnie. [1]. Zagadnienie komplikuje się o tyle, że w normalnej metodzie przyjętej w normie PN-EN 12831:2006 nie uwzględnia się wpływu przegród chłodzących przy założeniu, że budynek jest dobrze zaizolowany. Natomiast jeśli tak nie jest, należy zastosować odrębną metodę dla budynków o znacznej różnicy między temperaturą powietrza i średnią temperaturą promieniowania, traktowaną w dokumencie jako przypadek szczególny.

Należy pamiętać, że norma PN-EN 12831:2006 dopuszcza przyjmowanie wg procedury uproszczonej wartości orientacyjnych współczynnika redukcji temperatury b_u uwzględniającego różnicę pomiędzy temperaturą przestrzeni nieogrzewanej w warunkach projektowych a temperaturą zewnętrzną. W takim przypadku wartości współczynnika b_u we wzorze (1.4) wprowadza się wg załączonej tabeli. Zważywszy, że obliczenie temperatury przestrzeni nieogrzewanej wymaga wykonania bilansu cieplnego, powyższe uproszczenie jest bardzo przydatne w przypadku przybliżonych obliczeń wykonywanych bez użycia specjalizowanego programu komputerowego.

Duże uproszczenia możliwe są przy obliczaniu projektowej wentylacyjnej straty ciepła przestrzeni ogrzewanej. I tak pomijając zmienność wartości gęstości i ciepła właściwego powietrza w funkcji temperatury i odnosząc strumień powietrza do jednej godziny, równanie (1.14) przyjmuje następującą postać:

$$H_{v,i} = 34 \cdot dV_i \quad [\text{W/K}] \quad (3.1)$$

gdzie:

dV_i – strumień objętości powietrza wentylacyjnego przestrzeni ogrzewanej (i) [m^3/h].

Norma PN-EN 12831 podaje uproszczony wzór na obliczanie strumienia powietrza infiltrującego do przestrzeni ogrzewanej (i):

$$dV_{\text{inf},i} = 2 \cdot V_i \cdot n_{50} \cdot e_i \cdot \varepsilon_i \quad [\text{m}^3/\text{h}] \quad (3.2)$$

gdzie:

V_i – kubatura przestrzeni ogrzewanej (i) (obliczona na podstawie wymiarów wewnętrznych [m^3],

n_{50} – krotność wymiany powietrza wewnętrznego, wynikająca z różnicy ciśnienia 50 Pa między wnętrzem a otoczeniem budynku, z uwzględnieniem wpływu nawiewników powietrza [h^{-1}],

e_i – współczynnik osłonięcia,

ε_i – współczynnik poprawkowy uwzględniający wzrost prędkości wiatru w zależności od wysokości położenia przestrzeni ogrzewanej ponad poziomem terenu.

Wartości n_{50} , e_i , oraz ε_i zostały podane w tabelach 3.2, 3.3 i 3.4.

Minimalny strumień objętości powietrza, wymagany ze względów higienicznych, dopływający do przestrzeni ogrzewanej (i) może być określony w sposób następujący:

$$dV_{\min,i} = n_{50} \cdot V_i \text{ [m}^3/\text{h]} \quad (3.3)$$

gdzie:

$n_{\min}$ – minimalna krotność wymiany powietrza na godzinę [h^{-1}];

V_i – kubatura przestrzeni ogrzewanej (i) obliczona na podstawie wym. wewnętrznych [m^3].

Tabela 2.18. Współczynnik redukcji temperatury

Przestrzeń nieogrzewana	b_u
Pomieszczenie	
tylko z 1 ścianą zewnętrzną	0,4
z przynajmniej 2 ścianami zewnętrznymi bez drzwi zewnętrznych	0,5
z przynajmniej 2 ścianami zewnętrznymi z drzwiami zewnętrznymi (np. hale, garaże)	0,6
z trzema ścianami zewnętrznymi (np. zewnętrzna klatka schodowa)	0,8
Podziemie	
bez okien/drzwi zewnętrznych	0,5
z oknami/drzwiami zewnętrznymi	0,8
Poddasze	
przestrzeń poddasza silnie wentylowana (np. pokrycie dachu z dachówek lub innych materiałów tworzących pokrycie nieciągłe) bez deskowania pokrytego papą lub płyt łączonych brzegami.	1,0
inne nieizolowane dachy	0,9
izolowany dach	0,7
Wewnętrzne przestrzenie komunikacyjne	
(bez zewnętrznych ścian, krotność wymiany powietrza mniejsza niż $0,5 \text{ h}^{-1}$)	0
Swobodnie wentylowane przestrzenie komunikacyjne	
(powierzchnia otworów/kubatura powierzchni $> 0,005 \text{ m}^2/\text{m}^3$)	1,0
Przestrzeń podpodłogowa	
(podłoga nad przestrzenią nieprzechoźną)	0,8
Przejścia lub bramy przelotowe nieogrzewane, obustronnie zamknięte	0,9

Tabela 2.19. Krotność wymiany powietrza dotycząca całego budynku

Konstrukcja	$n_{50} \text{ [h}^{-1}\text{]}$		
	Stopień szczelności obudowy budynku (jakość uszczelnień okiennych)		
	wysoki (wysoka jakość uszczelnień w oknach i drzwiach)	średni (okna z podwójnym oszkleniem, uszczelki standardowe)	niski (pojedynczo oszklone okna, bez uszczelnień)
budynki jednorodzinne	<4	4-10	>10
inne mieszkania lub budynki	< 2	2-5	>5

Tabela 2.20. Współczynnik osłonięcia

Klasy osłonięcia	e_i		
	Ilość odsłoniętych otworów w przestrzeni ogrzewanej (okna i drzwi)		
	0	1	>1
Brak osłonięcia (budynek w wietrznej przestrzeni, wysokie budynki w centrach miast)	0	0,03	0,05
Średnie osłonięcie (budynki na prowincji z drzewami lub innymi budynkami wokół nich, przedmieścia)	0	0,02	0,03
Dobrze osłonięte (budynki średniowysokie w centrach miast, budynki w lasach)	0	0,01	0,02

Tabela 2.21. Współczynnik poprawkowy ze względu na wysokość

Wysokość przestrzeni ogrzewanej ponad poziomem terenu (wysokość środka pomieszczenia ponad poziomem terenu)	ε_i
0-10 m	1,0
>10-30m	1,2
>30m	1,5

Tabela 2.22. Minimalna krotność wymiany powietrza zewnętrznego

Typ pomieszczenia	$n_{\min}[\text{h}^{-1}]$
Pomieszczenie mieszkalne (orientacyjnie)	0,5
Kuchnia lub łazienka z oknem	0,5
Pokój biurowy	10
Sala konferencyjna, sala lekcyjna	2,0

Przy obliczaniu strumienia powietrza infiltrującego do poszczególnych przestrzeni ogrzewanych w równaniu (3.2) występuje współczynnik 2, uwzględniający najbardziej niekorzystny przypadek, w którym całe infiltrujące powietrze wpływa do budynku z jednej strony. Natomiast w przypadku obliczania obciążenia cieplnego całego budynku, taka konieczność nie zachodzi, ponieważ najgorszy przypadek nie wystąpi jednocześnie w pomieszczeniach z obu stron budynku. Dlatego sumę strumieni powietrza infiltrującego do poszczególnych przestrzeni ogrzewanych należy pomnożyć przez 0,5. W związku z tym strumień powietrza infiltrującego dla budynku określa się w następujący sposób:

$$\sum dV_i = \max\left(0,5 \cdot \sum dV_{\text{inf},i}, \sum dV_{\text{min},i}\right) [\text{m}^3/\text{h}] \quad (3.4)$$

Natomiast w przypadku występowania instalacji wentylacyjnej, norma PN-EN 12831 podaje następujący sposób obliczania strumienia powietrza wentylacyjnego i-tej strefy ogrzewanej:

$$dV_i = dV_{\text{inf},i} + dV_{\text{su},i} \cdot f_{V,i} + dV_{\text{mech,inf},i} [\text{m}^3/\text{h}] \quad (3.5)$$

gdzie:

- $dV_{\text{inf},i}$ – strumień powietrza infiltrującego do przestrzeni ogrzewanej (i) [m^3/h];
- $dV_{\text{su},i}$ – strumień objętości powietrza doprowadzonego do przestrzeni ogrzewanej (i) [m^3/h];
- $f_{V,i}$ – współczynnik redukcji temperatury;
- $dV_{\text{mech,inf},i}$ – nadmiar strumienia objętości powietrza usuwanego z przestrzeni ogrzewanej (i) [m^3/h].

Obliczony w ten sposób strumień powietrza jest traktowany tak jak byłby to strumień powietrza o temperaturze zewnętrznej. Powietrze dostarczane do pomieszczenia ma zazwyczaj temperaturę wyższą od projektowej temperatury zewnętrznej. W tym przypadku należy pomnożyć strumień powietrza przez współczynnik redukcji temperatury:

$$f_{V,i} = \frac{\theta_{\text{int},i} - \theta_{\text{su},i}}{\theta_{\text{int},i} - \theta_e} \quad (3.6)$$

gdzie:

- $\theta_{\text{int},i}$ – projektowa temperatura wewnętrzna przestrzeni ogrzewanej (i) [$^{\circ}\text{C}$];
- $\theta_{\text{su},i}$ – temperatura powietrza dostarczanego do przestrzeni ogrzewanej (i) [$^{\circ}\text{C}$];
- θ_e – projektowa temperatura zewnętrzna, [$^{\circ}\text{C}$].

Współczynnik redukcji temperatury umożliwia przeliczenie strumienia objętości powietrza dostarczanego o danej temperaturze na odpowiedni strumień powietrza o temperaturze zewnętrznej, którego podgrzanie do temperatury powietrza wewnętrznego wymaga takiej samej ilości ciepła.

Jeśli stosowany jest system odzysku ciepła, temperatura $\theta_{\text{su},i}$ może być obliczona na podstawie sprawności odzysku ciepła. Jeśli przy odzysku ciepła nie zachodzi jednocześnie wymiana wilgoci oraz strumień powietrza nawiewanego równy jest strumieniowi powietrza wywiewanego, zachodzi następująca równość:

$$\theta_{\text{su},i} = \theta_e + \eta_V (\theta_{\text{int},i} - \theta_e) [\text{C}] \quad (3.7)$$

gdzie:

- η_V – sprawność odzysku ciepła. [2]

Podstawiając temperatury powietrza dostarczanego z równania (5.7) do równania (5.6) otrzymamy:

$$f_{V,i} = \frac{\theta_{\text{int},i} - \theta_e - \eta_V (\theta_{\text{int},i} - \theta_e)}{\theta_{\text{int},i} - \theta_e} \quad (3.8)$$

czyli:

$$f_{v,i} = \frac{(1-\eta_v) \cdot (\theta_{\text{int},i} - \theta_e)}{\theta_{\text{int},i} - \theta_e} \quad (3.9)$$

zatem:

$$f_{v,i} = 1 - \eta_v \quad (3.10)$$

Norma zakłada, że jeżeli strumień powietrza usuwanego z pomieszczenia jest większy od strumienia dostarczanego, to powstała różnica jest kompensowana przez strumień powietrza zewnętrznego, dopływającego przez obudowę budynku. Jeżeli nadmiar strumienia powietrza usuwanego nie jest inaczej określony, to jego wartość w odniesieniu do całego budynku można obliczyć w następujący sposób:

$$dV_{\text{mech,inf}} = \max(dV_{\text{ex}} - dV_{\text{su}}, 0) \text{ [m}^3/\text{h}] \quad (3.11)$$

gdzie:

dV_{ex} – strumień objętości powietrza usuwanego w odniesieniu do całego budynku [m^3/h],

dV_{su} – strumień objętości powietrza doprowadzonego w odniesieniu do całego budynku [m^3/h].

W budynkach mieszkalnych, strumień objętości powietrza doprowadzanego w odniesieniu do całego budynku jest często przyjmowany jako równy zeru. Wartość nadmiaru strumienia powietrza usuwanego dla całego budynku, otrzymaną wg równania (3.11), rozdziela się następnie na poszczególne przestrzenie budynku na podstawie ich przepuszczalności. Jeśli przepuszczalności nie zostały określone, rozdział strumienia powietrza zewnętrznego może być przeprowadzony w sposób uproszczony, proporcjonalnie do kubatury każdej przestrzeni:

$$dV_{\text{mech,inf},i} = dV_{\text{mech,inf}} \frac{V_i}{\sum V_i} \text{ [m}^3/\text{h}] \quad (3.12)$$

gdzie:

V_i – kubatura przestrzeni (i) [m^3].

W analogiczny sposób można rozdzielać strumień powietrza dostarczonego do całego budynku. [3]

Strumień powietrza infiltrującego dla całego budynku norma określa w następujący sposób:

$$\sum dV_I = 0,5 \cdot \sum dV_{\text{inf},i} + (1 - \eta_v) \sum dV_{\text{su},i} + dV_{\text{mech,inf},i} \text{ [m}^3/\text{h}] \quad (3.13)$$

Podobnie jak w równaniu dla wentylacji naturalnej, przed sumą strumieni powietrza infiltrującego występuje mnożnik 0,5. Wynika on z tego, że przy obliczaniu strumienia powietrza infiltrującego do poszczególnych przestrzeni ogrzewanych stosuje się współczynnik 2, uwzględniający najbardziej niekorzystny przypadek, w którym całe infiltrujące powietrze wpływa do budynku z jednej strony. Natomiast w przypadku obliczania obciążenia cieplnego całego budynku, nie zachodzi konieczność uwzględniania mnożnika 2, ponieważ wyżej opisana niekorzystna sytuacja nie wystąpi jednocześnie w pomieszczeniach z obu stron budynku. [3]

Obliczenia zapotrzebowania mocy cieplnej dla ogrzewania wymaga szeregu danych wejściowych i skomplikowanych obliczeń z uwagi na to wykonanie ich z wykorzystaniem dostępnych na rynku programów komputerowych wydaje się optymalnym rozwiązaniem.

2.1.3.2. Prognozowanie zużycia ciepła dla ogrzewania i wentylacji w nowym budynku mieszkalnym

Znacząco łatwiejszym zadaniem jest zaproponowanie zgodnej z obowiązującym prawem metody obliczania rocznego zapotrzebowania ciepła dla nowego budynku do celów ogrzewania. Takie obliczenie jest z natury rzeczy obciążone błędem, albowiem nie są znane dane meteorologiczne nadchodzącego okresu obliczeniowego. Dlatego też w obliczeniach tego typu powszechnie stosuje się uśrednione wieloletnie dane statystyczne pochodzące z obserwacji meteorologicznych poczynionych w przeszłości. Obliczenia planowanego zapotrzebowania ciepła stanowią zatem prognozę dla hipotetycznego okresu będącego „średnią statystyczną” odpowiednich okresów występujących w wieloletniej przeszłości.

W celu wyznaczenia rocznego zapotrzebowania ciepła budynku do celów ogrzewania, można wykorzystać metodologię obliczania charakterystyki energetycznej budynku wg Rozporządzenia.

Również w wypadku prognozowania zapotrzebowania na ciepło dla ogrzewania posłużyć się dostępnym oprogramowaniem pozwoli na uproszczenie analiz.

Analizę metodologii obliczenia zapotrzebowania na ciepło wg Rozporządzenia zaprezentowano w [9] do najistotniejszych problemów związanych z kształtem tej metody autorzy publikacji zaliczyli:

- brak dla istniejących budynków danych do obliczenia strat ciepła przez liniowe mostki cieplne;
- brak dla istniejących budynków danych do obliczenia strat przewodów centralnego ogrzewania;
- błędną zależność do określania strumienia powietrza V_x określającego straty ciepła na infiltrację (w niniejszej analizie wzór skorygowano);

ponad to autorzy publikacji zwracają uwagę na to, że określanie charakterystyki energetycznej w postaci wskaźników nie służy jedynie do celów informacyjnych ale ma również służyć jako dane wejściowe do analizy możliwości obniżenia zapotrzebowania ciepła dla budynków, czy też zastosowania alternatywnych i odnawialnych źródeł energii.

Rozporządzenie definiuje również sposoby obliczania zapotrzebowania na energię pomocniczą niezbędną dla ruchu systemów technicznych ogrzewania i wentylacji. Jako energia pomocnicza w budynkach mieszkalnych wykorzystywana jest zazwyczaj energia elektryczna ($E_{el,pom,H}$).

Zapotrzebowanie na energię użytkową charakteryzuje właściwości części budowlanej (systemu budowlanego) budynku mieszkalnego, dla zdefiniowania zapotrzebowania na energię służącą pokryciu tego zapotrzebowania Rozporządzenie wprowadza pojęcie rocznego zapotrzebowania na energię końcową. Energia końcowa to energia doprowadzana do graniczy bilansowej budynku:

$$Q_{K,H} = Q_{H,nd} / \eta_{H,tot} \quad [\text{kWh/rok}] \quad (3.14)$$

gdzie:

$\eta_{H,tot}$ - średnia sezonowa sprawność całkowita systemu grzewczego budynku od wytwarzania ciepła do jego przekazania w pomieszczeniu.

W sytuacji braku szczegółowych danych o budynku planowanym do realizacji prognozę wielkości zużywanej w nim energii proponuje się przyjąć w oparciu o metodę wskaźnikową. Stanowi ona znaczne uproszczenie, ale z punktu widzenia celu jakim ma być porównanie rozwiązań zaopatrzenia w ciepło z wykorzystaniem źródeł nieodnawialnych i odnawialnych wystarczającą. Właściwym wskaźnikiem zapotrzebowania na energię dla ogrzewania dla tego typu analiz jest E_{KCO} . Proponowana metodę wskaźnikową szerzej opisano w rozdziale 3.4 niniejszego opracowania.

2.1.3.3. Zużycie ciepła dla ogrzewania i wentylacji w istniejących budynkach mieszkalnym

Zapotrzebowanie na energię (ciepło) końcową do ogrzewania określić można dwiema metodami [13]:

- obliczeniowo na podstawie kalkulacji wykonywanych przy założeniu parametrów i warunków użytkowania budynku oraz klimatu zewnętrznego,
- na podstawie pomiarów ilości ciepła rzeczywiście dostarczonego do instalacji grzewczej budynku.

Aktualnie stosowane metody oceny energetycznej przedsięwzięć modernizacyjnych wykorzystują głównie pierwszą metodę. Wynika to między innymi z faktu, że metody te zostały opracowane w okresie, kiedy budynki zasilane w ciepło z sieci ciepłowniczych, stanowiące jedną z najliczniejszych grup budynków mieszkalnych wielorodzinnych, nie były powszechnie wyposażone w urządzenia pomiarowe ilości dostarczanego ciepła. Aktualnie sytuacja ta uległa zmianie, ilość ciepła dostarczanego do budynku jest mierzona, co daje możliwość zastosowania w praktyce zaleceń podawanych w normach europejskich dotyczących zapotrzebowania na energię do ogrzewania, zalecających ocenę zużycia energii w istniejącym budynku na podstawie zapisanych danych, rachunków za dostarczoną energię lub pomiarów.

Pomiarowe końcowe zużycie ciepła w istniejących budynkach różni się od obliczeniowego z następujących powodów [11]:

- innej niż zakładano w obliczeniach intensywności wentylacji pomieszczeń i temperatury wewnętrznej,
- przerw w dostawie ciepła.

Zjawiska, które wpływają na rzeczywiste zużycie energii końcowej do ogrzewania, które należy brać pod uwagę w budynkach mieszkalnych, w których wprowadzony został system indywidualnego rozliczania za ciepło zużyte do ogrzewania poszczególnych mieszkań oraz zastosowano rozwiązania umożliwiające oszczędzanie ciepła przez użytkowników mieszkań, takie jak okna o dużej szczelności,

umożliwiające zmniejszenie intensywności wentylacji do bardzo niskiego poziomu oraz termostaticzne zawory grzejnikowe, za pomocą których można dostosować dostawę ciepła do pomieszczenia do rzeczywistych potrzeb. „Oszczędzanie ciepła” przez ograniczenie wentylacji pomieszczeń jest obecnie stałą praktyką stosowaną w budynkach z indywidualnym rozliczaniem kosztów ogrzewania. Wg [11] mniejsze zużycie ciepła do ogrzewania mieszkania nie zawsze wynika z zamiaru obniżenia opłat eksploatacyjnych kosztem warunków zamieszkania, a szczególnie jakości powietrza wewnętrznego. W mieszkaniach, szczególnie w starych budynkach wzniesionych w latach 60. i 70., liczba osób mieszkających w mieszkaniu bywa niższa niż założona w obliczeniach. W takiej sytuacji ilość powietrza wentylacyjnego może być zmniejszona bez ryzyka pogorszenia jakości powietrza wewnętrznego. Również ograniczenie intensywności wentylacji w okresie nieobecności mieszkańców w mieszkaniu nie powoduje pogorszenia warunków zamieszkania. Wg [11] obniżanie temperatury wewnętrznej jest akceptowane w znacznie mniejszym stopniu niż ograniczanie wentylacji, a w dużej części mieszkań utrzymywana jest temperatura wewnętrzna wyższa od zakładanej w obliczeniach, kosztem ograniczenia intensywności wentylacji. Obniżenie temperatury wewnętrznej najczęściej stosowane jest w mieszkaniach niezamieszkałych i w czasie dłuższej nieobecności mieszkańców np. weekend, urlop.

Z uwagi na powyższe oraz mając na uwadze że najbardziej rzetelną metodą określania zapotrzebowania na energię dla ogrzewania i wentylacji w budynku w warunkach klimatycznych danej lokalizacji i danego roku jest dokonanie pomiarów zużycia energii lub jej nośnika dostarczanego do granicy budynku przyjęto tą metodę dla potrzeb określenia zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania w algorytmie.

W warunkach krajowych określenie zapotrzebowania na energię końcową dla ogrzewania dla budynku jest możliwe poprzez pomiar zużycia ciepła dostarczanego do budynku z systemów ciepłowniczych lub poprzez pomiar lub określenie zużycia nośnika energii dostarczanego do budynku i przeliczenie go na wielkości energetyczne. Pomiar zużycia energii pomocniczej dla budynku istniejącego może być wykonany analogicznie jak dla zużycia ciepła.

Tak uzyskane dane wymagają ich odniesienia do średnich warunków klimatycznych występujących w danej lokalizacji, które stanowią bazę dla obliczeń wg PN 12831 i wcześniej omówionego Rozporządzenia.

$$Q_{K,H} = Q_{K,H,pomiarowe} \cdot (Sd_{H,sr} / Sd_{H,i}) \text{ [kWh/rok]} \quad (3.15)$$

gdzie:

$Q_{K,H,pomiarowe}$ – pomiarowe zużycie ciepła dla ogrzewania w budynku [kWh/rok];

$Sd_{H,sr}$ – stopniodni grzania wyliczone na podstawie średnich wieloletnich temperatur [dzień·K/rok];

$Sd_{H,i}$ – stopniodni grzania wyliczone na podstawie danych za rok dla którego dokonano pomiaru zużycia energii [dzień·K/rok].

Dostępne dane odnośnie średnich temperatur pochodzą z okresu dość odległego historycznie, co może budzić nieufność, w zestawieniu z informacjami o systematycznym ocieplaniu się klimatu. Jednakże trzeba pamiętać, że tego rodzaju obliczenia z natury rzeczy wymagają danych pochodzących z kilkudziesięcioletniego okresu statystycznego. Oczywiście do przeprowadzenia obliczeń można użyć danych zamieszczonych na stronie internetowej Biuletynu Informacji Publicznej Ministerstwa Infrastruktury. Zostały tam opublikowane dane klimatyczne dla potrzeb analiz i symulacji energetycznych budynków, wygenerowane z bazy danych Instytutu Meteorologii i Gospodarki Wodnej. Należy jednak podkreślić, że dane źródłowe pochodziły z okresu trzydziestu lat począwszy od roku 1971, a skończywszy na roku 2000. Pełne dane źródłowe z okresu 30 lat posiadają 43 stacje, natomiast w przypadku pozostałych 19 stacji meteorologicznych dane źródłowe pochodziły z okresów krótszych niż trzydzieści lat, przy czym nie zawsze były to lata kolejne. W przypadku danych obserwacyjnych o trzygodzinnym cyklu obserwacji dokonano interpolacji, na podstawie której wyznaczono dane godzinowe. Na tej podstawie wyznaczono charakterystyki typowych lat meteorologicznych, dla większości stacji w postaci tzw. typowego roku meteorologicznego ISO. Typowy rok meteorologiczny dla obliczeń energetycznych został opracowany przez International Organization for Standardization i zaakceptowany przez CEN jako norma EN ISO 15927-4 „Hygrothermal performance of buildings – Calculation and presentation of climatic data – Part 4 Data for assessing the annual energy for cooling and heating systems”. Zgodnie z powołaną normą roczny ciąg danych pogodowych dla obliczeń energetycznych w danej lokalizacji tworzony jest z danych dotyczących 12 miesięcy wybranych z okresu minimum 10 lat obserwacji meteorologicznych. Wybór miesiąca przeprowadza się poprzez wyznaczenie z wielolecia trzech miesięcy, dla których suma statystyk Finkelsteina-Schafer’a dla natężenia całkowitego promieniowania

słonecznego, temperatury termometru suchego i wilgotności względnej jest najmniejsza, a następnie spośród tych trzech miesięcy jako najlepszy wybiera się ten, dla którego odchylenie średniej prędkości wiatru od miesięcznej średniej wieloletniej jest najmniejsze [12].

Opublikowane dane mają postać plików tekstowych zawierających liniowe rekordy z następującymi parametrami: numer godziny roku, miesiąc, dzień, czas GMT, temperatura termometru suchego, wilgotność względna, zawartość wilgoci, prędkość wiatru, kierunek wiatru w 36 sektorach, zachmurzenie ogólne, całkowite natężenie promieniowania słonecznego na powierzchnię poziomą, bezpośrednie natężenie promieniowania słonecznego na powierzchnię poziomą, rozproszone natężenie promieniowania słonecznego na powierzchnię poziomą, temperatura promieniowania nieboskłonu, całkowite natężenie promieniowania słonecznego na powierzchnię poziomą (kierunek N pochylenie 0°) oraz całkowite natężenie promieniowania słonecznego na powierzchni o orientacji N, NE, E, SE, S, SW, W, NW oraz pochyleniu do poziomu 30°, 45°, 60°, 90°. Ponadto opublikowane zostały pliki zawierające statystyki miesięczne dla 12 miesięcy typowych lat meteorologicznych, zawierające następujące rekordy dla każdej stacji meteorologicznej: miesiąc, średnia miesięczna temperatura termometru suchego, minimalna miesięczna temperatura termometru suchego, maksymalna miesięczna temperatura termometru suchego, średnia miesięczna temperatura nieboskłonu, suma całkowitego natężenia promieniowania słonecznego na powierzchnię poziomą, suma bezpośredniego natężenia promieniowania słonecznego na powierzchnię poziomą, suma rozproszonego natężenia promieniowania słonecznego na powierzchnię poziomą, suma całkowitego natężenia promieniowania słonecznego na powierzchnię poziomą (kierunek N pochylenie 0°) i sumy całkowitego natężenia promieniowania słonecznego na powierzchni o orientacji N, NE, E, SE, S, SW, W, NW oraz pochyleniu do poziomu 30°, 45°, 60°, 90°. Ponadto każdy plik zawiera następujące dane niezbędne do obliczeń strat ciepła przez grunt: średnia roczna temperatura termometru suchego, minimalna średnia miesięczna temperatura termometru suchego, maksymalna średnia miesięcznej temperatury termometru suchego i roczna amplituda średniej miesięcznej temperatury termometru suchego [12].

W sytuacji pomiaru ciepła dostarczanego do budynku na potrzeby ogrzewania i ciepłej wody użytkowej łącznie, rozdzielania tych wielkości można dokonać poprzez wyliczenie średniego zużycia ciepłej wody użytkowej w skali miesiąca na podstawie jej zużycia w miesiącach czerwiec do lipca, które zgodnie z Rozporządzeniem nie są miesiącami grzewczymi. Tak uzyskane średnie zużycie energii dla przygotowania ciepłej wody użytkowej można przyjąć jako wielkość miesięczną dla całego roku i pomniejszyć o nią sumaryczne zużycie ciepła w budynku w celu uzyskania zużycia końcowego energii na potrzeby ogrzewania.

2.1.3.4. Określenie zużycia ciepła dla ogrzewania i wentylacji w sytuacji braku danych pomiarowych

Brak danych pomiarowych odnośnie zużycia energii dla potrzeb grzewczych w budynku w sytuacji gdy w dyspozycji użytkownika algorytmu są dane inwentaryzacyjne obiektu daje możliwość wyliczenia zapotrzebowania w oparciu o metodę wg Rozporządzenia opisaną i zaprezentowaną we wcześniejszych rozdziałach opracowania.

W sytuacji braku szczegółowych danych o budynku lub wielkości zużywanej w nim energii proponuje się przyjąć dla istniejącego budownictwa metodę wskaźnikową, która stanowi znaczne uproszczenie, ale z punktu widzenia celu jakim ma być porównanie rozwiązań zaopatrzenia w ciepło z wykorzystaniem źródeł nieodnawialnych i odnawialnych wystarczająca. Właściwym wskaźnikiem zapotrzebowania na energię dla ogrzewania dla tego typu analiz jest EK_{CO} .

$$EK_{CO} = Q_{K,H,pomiarowe} / A_f \text{ [kWh/(m}^2 \text{ rok)]} \quad (3.16)$$

gdzie:

$Q_{K,H,pomiarowe}$ – pomiarowe zużycie ciepła dla ogrzewania w budynku [kWh/rok]

A_f – powierzchnia ogrzewana (o regulowanej powierzchni) budynku lub lokalu mieszkalnego [m²]

2.1.3.4.1 Analiza zapotrzebowania na energię dla centralnego ogrzewania budynków

Zapotrzebowanie jednostkowe na energię do ogrzania objętości w kWh/(m³rok) lub powierzchni ogrzewalnej w kWh/(m²rok) w warunkach polskich użytkowników jest bardzo zmienne i zależy od wielu czynników warunkujących efektywność ogrzewania budynku i wyszczególnionych w odpowiednich

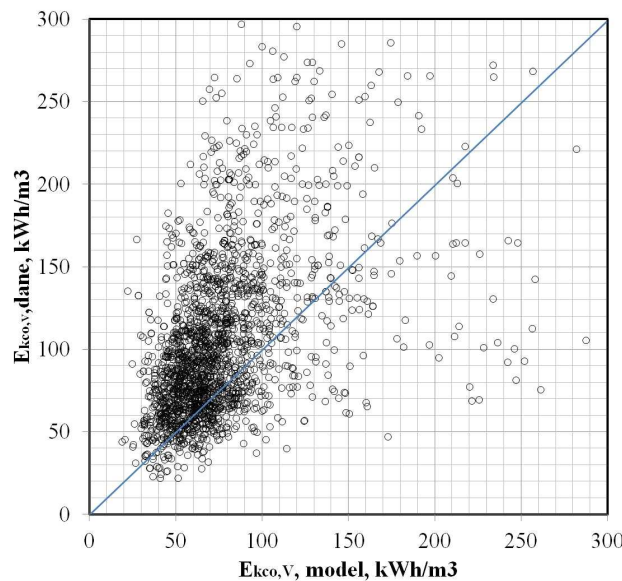
normatywach i rozporządzeniach. Z pośród głównych globalnych czynników wpływających na to zapotrzebowanie można wyróżnić takie, jak kubatura lub powierzchnia części ogrzewanej budynku, rok budowy czy strefa klimatyczna. Prezentowaną analizę przeprowadzono dla 2170 budynków wielorodzinnych wybudowanych pomiędzy rokiem 1850 a 2003.

Analizowana grupa statystyczna zamieszczona została na rysunku 1, na którym widać zbieżność dla globalnego równania korelującego zapotrzebowanie energii na potrzeby centralnego ogrzewania dla całej próby w postaci

$$E_{kco,V} = E_{km}[(2011-a)/1970]^{0.5}(V_m/V_o)^{0.5}, \quad (1)$$

w którym $E_{kco,V}$ jest średnim zapotrzebowaniem w kWh/(m³rok) określonym dla całej próby wynoszącym $E_{kco,V}=76$ kWh/m³, a jest datą oddania budynku do eksploatacji, V_m jest średnią kubaturą ogrzewaną analizowanej próby $V_m = 5842$ m³ zaś V_o kubaturą części ogrzewalnej budynku. Wyrażenie 2011-a jest wiekiem budynku.

Rys. 2.1. Porównanie wyznaczonych z równania (1) i danych eksploatacyjnych dla 2170 budynków



Jak widać na rysunku 2.1 równanie (1) charakteryzuje się zbyt małym współczynnikiem korelacji danych audytowych do danych uzyskanych z równania (1) wynoszącym $|R|=0.5$, dlatego w celu podniesienia dokładności uzyskanych przewidywań podzielono dane eksploatacyjne na następujące grupy:

- Według daty oddania do eksploatacji** – klauzulą czasową były okresy obowiązywania odpowiednich rozporządzeń związanych z ochroną cieplną budynków. Zgodnie z nimi podzielono budynki na lata: do 1945 roku; od 1946-1966; od 1967-1985; od 1986-1992 oraz od 1992 do 2003 r (ostatnią grupę rozszerzono głównie z uwagi na małą licznosc próby). Dla każdego z przedziału wyznaczono średnią algebraiczną dla wszystkich lat oddania do eksploatacji która stanowiła podstawę do dalszej analizy.
- Według kubatury** – podział opierał się na trzech grupach w zakresie: do 1000 m³ (budynki małe), od 1000 m³ do 5000 m³ (średnie) oraz od 5000 do 20000 m³ (budynki duże). W każdej z tych grup budynków wyznaczono średnią algebraiczną współczynnika $E_{kco,V}$
- Według powierzchni** - podział opierał się na trzech grupach w zakresie: do 500 m² (budynki małe), od 500 m² do 1000 m² (średnie) oraz od 1000 do 5000 m² (budynki duże). W każdej z tych grup budynków wyznaczono średnią algebraiczną współczynnika $E_{kco,A}$
- Dla budynku przed i po termomodernizacji** – dane dla budynków po termomodernizacji pochodziły głównie z bazy danych przedsięwzięć termo modernizacyjnych.

Uzyskane dane pochodziły z różnych stref klimatycznych. W celu ujednoludnienia wskaźników E_{kco} dla każdej strefy czasowej określono w danym roku liczbę stopniodni oraz poprawkę dla współczynnika E_{kco} przeliczając wartości tak jak dla strefy 3 stanowiącej największą część obszaru Polski.

Korelacje dla współczynnika $E_{kco,V}$ w kWh/(m³rok)

Dla wszystkich grup budynków uzyskano korelację w postaci:

$$E_{kco,V} = A(2011-a)^B V_o^C, \text{ kWh}/(\text{m}^3 \text{rok}) \quad (2)$$

Gdzie dla budynku przed termomodernizacją

$A = 134 \pm 28 \text{ kWh}/[\text{rok}^{B+1} \text{m}^{3(C+1)}]$, $B = 0.29 \pm 0.04$, $C = -0.18 \pm 0.02$,

- współczynnik korelacji $|R| = 0.82$

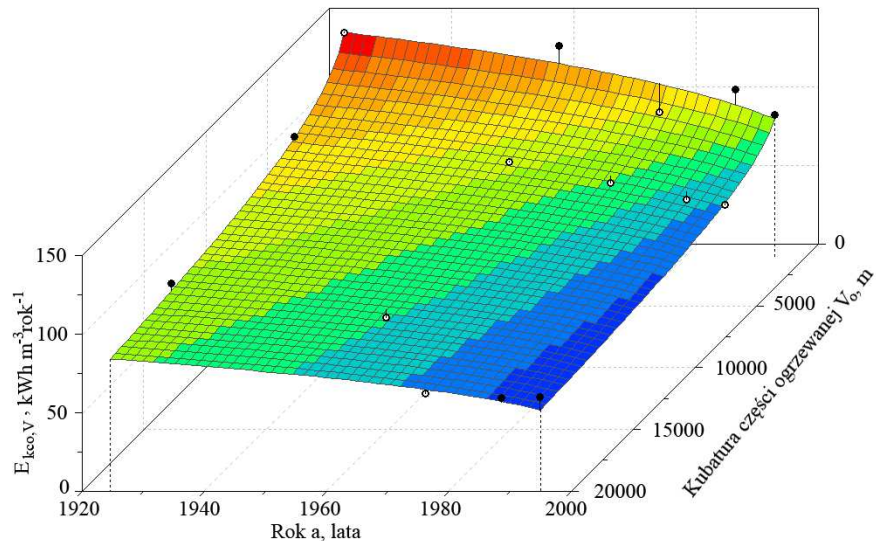
Zaś dla budynku po termomodernizacji

$A = 35 \pm 7 \text{ kWh}/[\text{rok}^{B+1} \text{m}^{3(C+1)}]$, $B = 0.3 \pm 0.04$, $C = -0.1 \pm 0.02$,

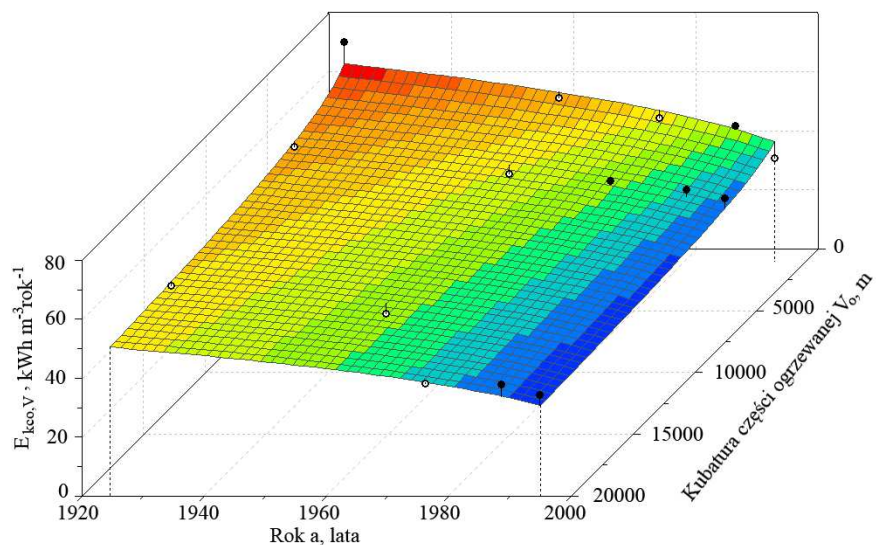
- uzyskany współczynnik korelacji $|R| = 0.84$.

Na rysunku 2.2a i b zamieszczono porównanie danych z zależnością (2)

Rys. 2.2. Porównanie zależności (2) dla budynków przed termomodernizacją (a) i po (b)



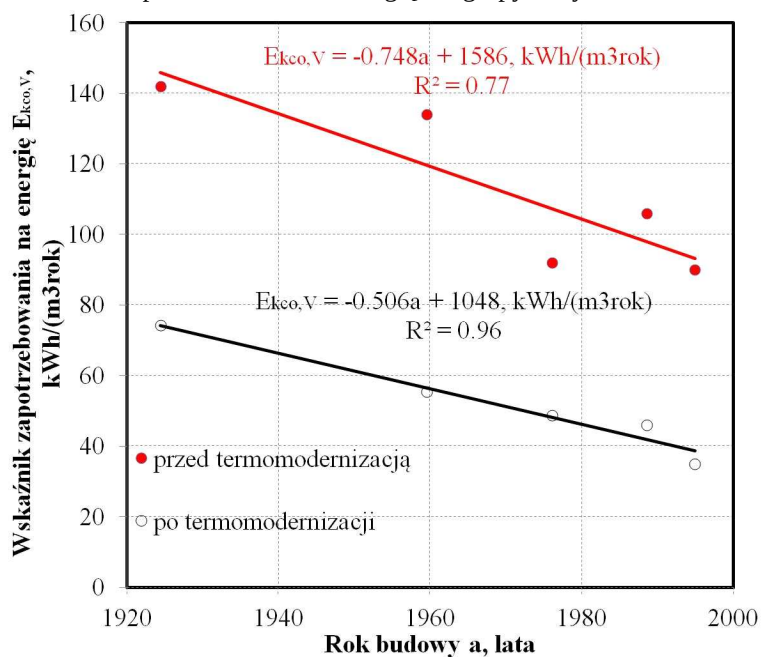
a.



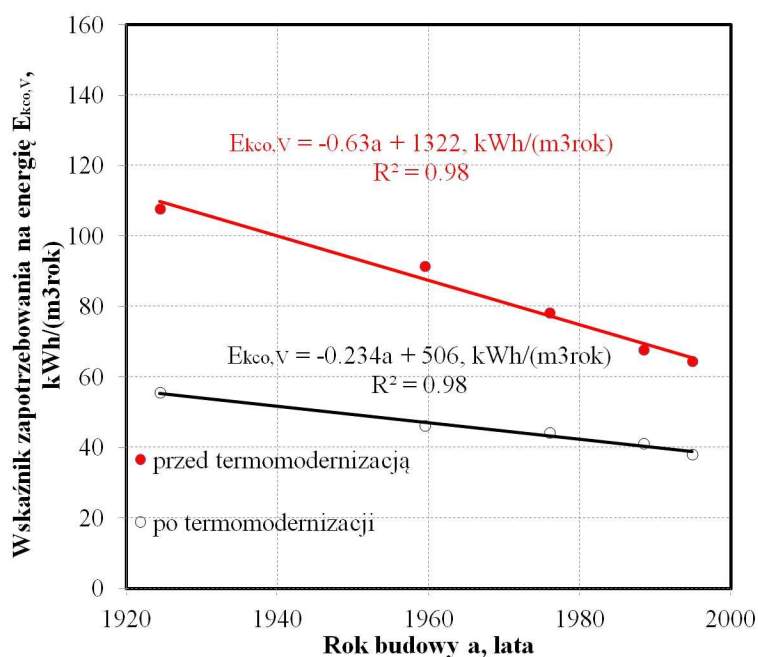
b.

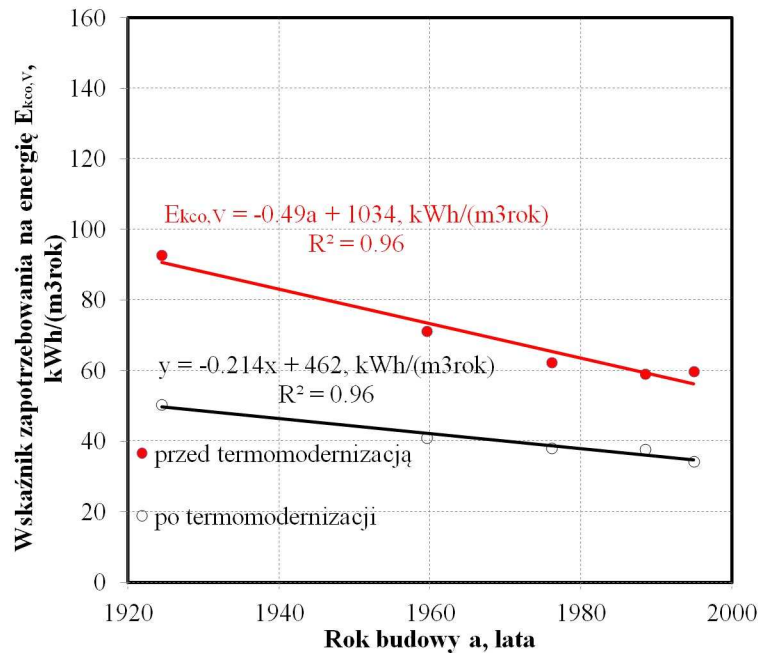
Dla celów dokładnej analizy przeprowadzono korelację funkcjami liniowymi dla każdej z grup budynków. Uzyskane rozwiązania przedstawiają rysunki 2.3-2.5. Na wykresach zamieszczono uzyskane wartości równań korelacyjnych i współczynniki korelacji.

Rys. 2.3. Wskaźnik zapotrzebowania na energię dla grupy budynków o kubaturze <1000 m³



Rys. 2.4. Wskaźnik zapotrzebowania na energię dla grupy budynków o kubaturze 1000-:-5000 m³



Rys. 2.5. Wskaźnik zapotrzebowania na energię dla grupy budynków o kubaturze 5000-20000m³

Podobne analizy przeprowadzono w odniesieniu do metra kwadratowego powierzchni ogrzewalnej i współczynnika $E_{kco,A}$.

Obliczenia dla współczynnika $E_{kco,A}$ w kWh/(m²rok)

Dla wszystkich grup budynków uzyskano korelację w postaci:

$$E_{kco,A} = D(2011-a)^E V_o^F, \text{ kWh/(m}^2\text{rok)} \quad (3)$$

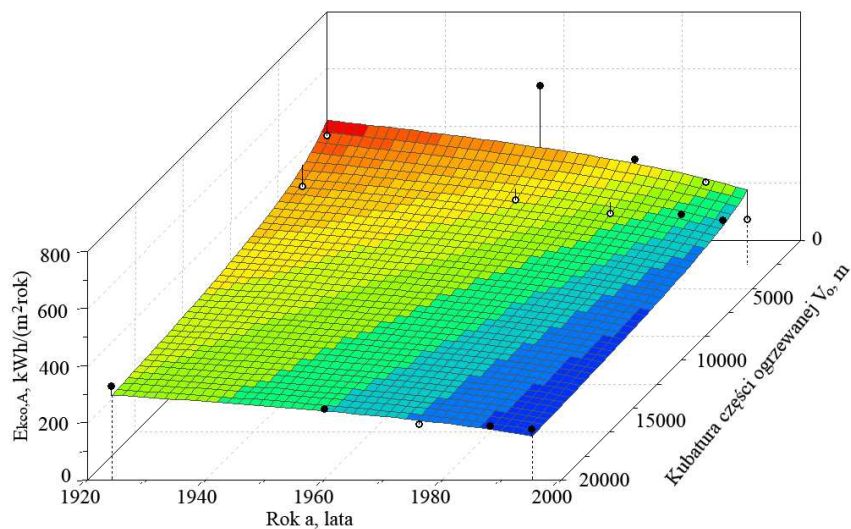
Gdzie dla budynku przed termomodernizacją: $D=370 \pm 250 \text{ kWh/}[\text{rok}^{E+1} \text{m}^{2(F+1)}]$, $B=0.39 \pm 0.11$, $C=-0.23 \pm 0.08$,

- współczynnik korelacji wynosi $|R|=0.8$

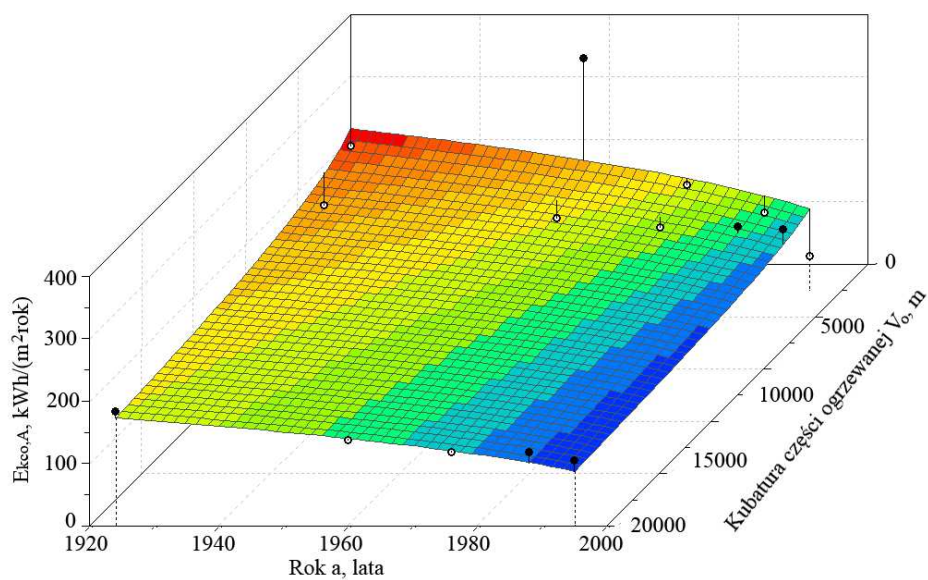
Zaś dla budynku po termomodernizacji: $D=130 \pm 120 \text{ kWh/}[\text{rok}^{E+1} \text{m}^{2(F+1)}]$, $B=0.4 \pm 0.16$, $C=-0.17 \pm 0.1$,

- współczynnik korelacji wynosi $|R|=0.67$,

Na rysunku 2.6a i b zamieszczono porównanie danych z zależnością (3)

Rys. 2.6. Rys. 6. Porównanie zależności (3) dla budynków przed termomodernizacją (a) i po (b)

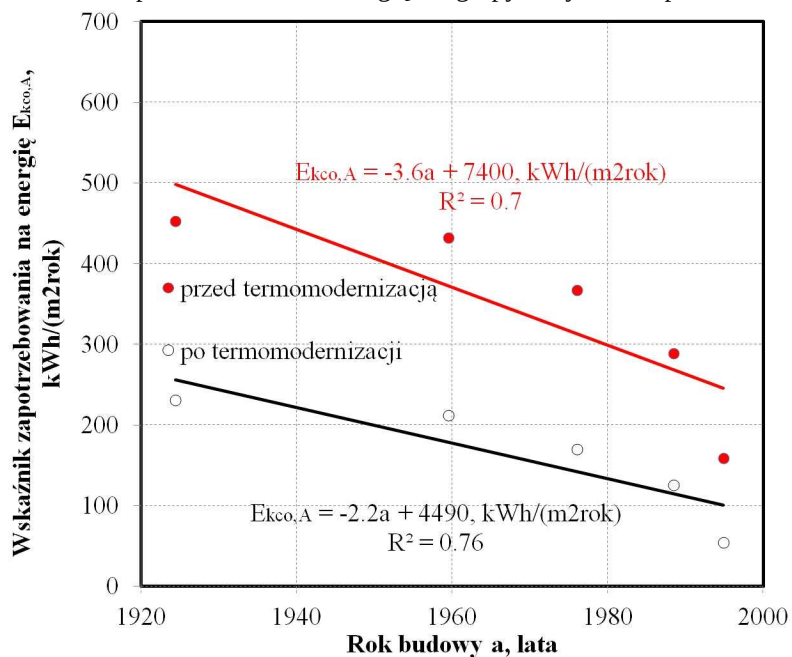
a.



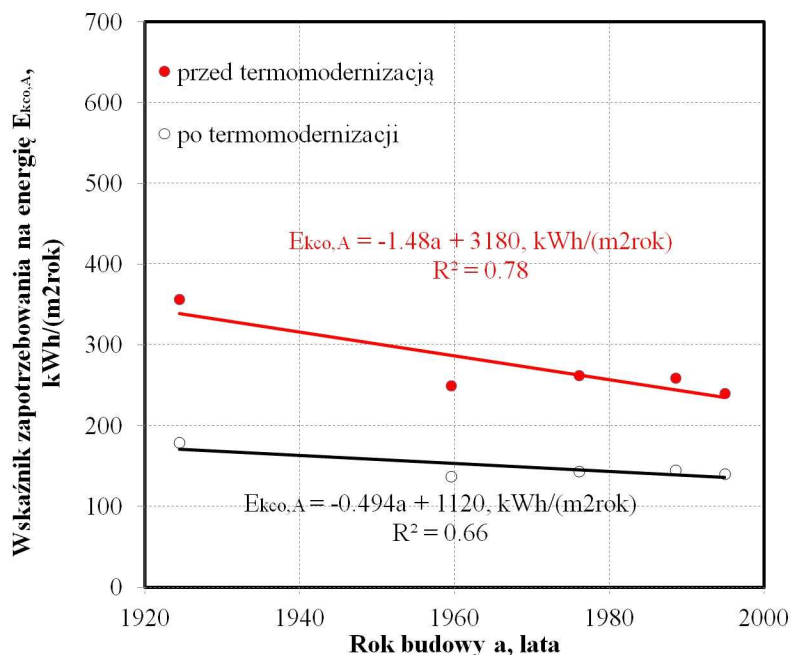
b.

Podobnie, jak w przypadku wartości $E_{kco,V}$ dla celów dokładnej analizy przeprowadzono korelację funkcjami liniowymi dla każdej z grup budynków. Uzyskane rozwiązania przedstawiają rysunki 2.7-2.9. Na wykresach zamieszczono uzyskane wartości równań korelacyjnych i współczynniki korelacji.

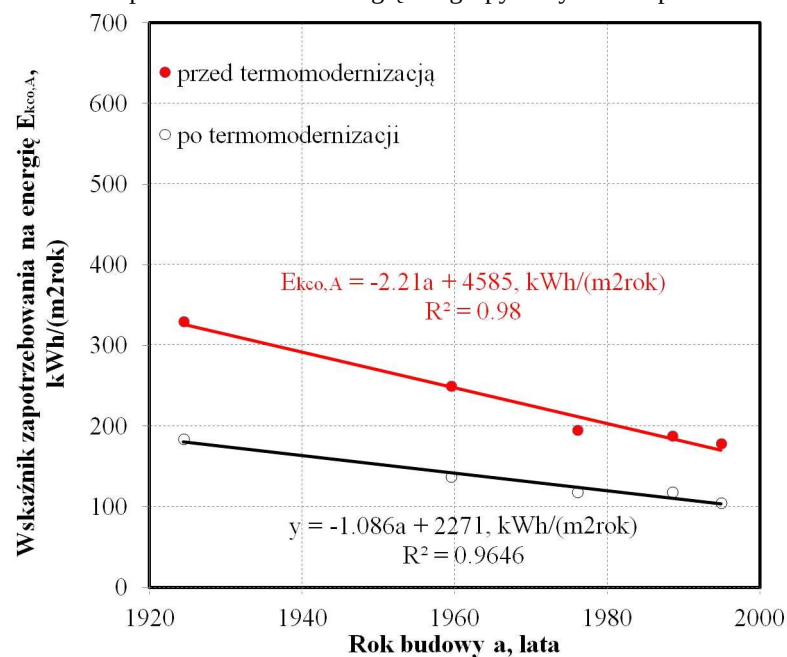
Rys. 2.7. Wskaźnik zapotrzebowania na energię dla grupy budynków o powierzchni $<500 \text{ m}^3$



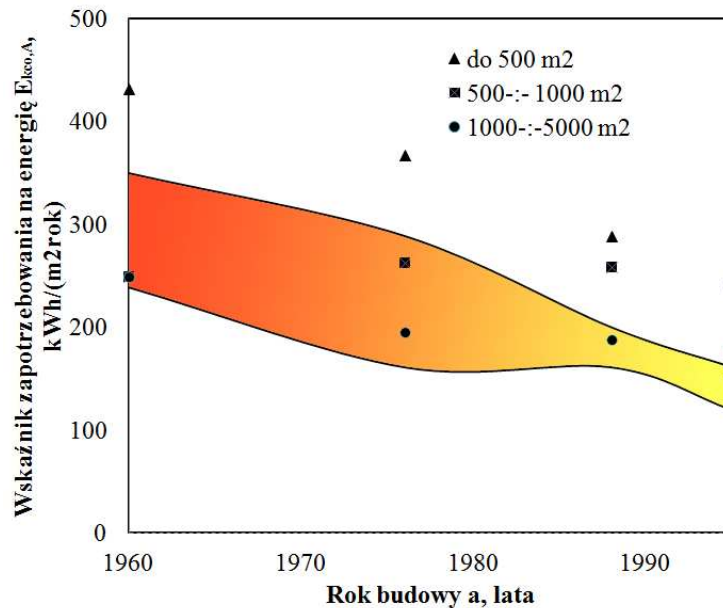
Rys. 2.8. Wskaźnik zapotrzebowania na energię dla grupy budynków o powierzchni <1000 m³



Rys. 2.9. Wskaźnik zapotrzebowania na energię dla grupy budynków o powierzchni <5000 m³



Na rysunku 2.10 zamieszczono porównanie współczynników $E_{kco,A}$ z danymi literaturowymi [1]

Rys. 2.10. Porównanie współczynnika $E_{kco,A}$ budynków o różnej powierzchni z danymi literaturowymi [1]

Szacunkowe określenie zapotrzebowania energii końcowej dla danego obiektu zostanie wyliczone w oparciu o określenie wskaźnika dla roku budowy analizowanego obiektu oraz jego wielkości wyrażonej w wielkości powierzchni ogrzewanej w m².

Powyżej zebrano możliwości racjonalnych uproszczeń, bądź to przewidzianych w aktach normatywnych, bądź też bazujących na możliwościach rozsądnego wykorzystania danych literaturowych, z długiego okresu badań statystycznych, co upoważnia do postawienia racjonalnej hipotezy, że otrzymane wyniki obliczeń będą przydatne w przypadku rozpatrywanego ich wykorzystania.

2.1.3.5. Symulacja godzinowego przebiegu zapotrzebowania ciepła grzewczego dla budynków

Wg zaproponowanego schematu obliczeniowego w dyspozycji użytkownika algorytmu dla budynku istniejącego lub nowo wznoszonego w zakresie jego ogrzewania będzie niezależnie do przyjętej metody uproszczonej roczne zapotrzebowanie na energię końcową dla ogrzewania. W celu zasymulowania godzinowego przebiegu zapotrzebowania na ciepło dla ogrzewania przyjęto założenie że godzinowe zapotrzebowanie ciepła dla ogrzewania jest wielkością proporcjonalna do stopniogodzin sezonu grzewczego.

Na potrzeby algorytmu przyjęto że stopniogodziny sezonu grzewczego dla danej lokalizacji obliczane będą jako:

$$Sg(\theta_b, \theta_{gr}) = \sum_{m=1}^{Lh} [\theta_b - \theta_h(i)] \dots \dots \dots - dla \theta_h(i) \leq \theta_{gr} \quad [h \cdot ^\circ C / rok] \quad (3.17)$$

$$Sg(\theta_b, \theta_{gr}) = 0 \dots \dots \dots - dla \theta_h(i) > \theta_{gr}$$

gdzie:

- θ_b - temperatura bazowa - średnia temperatura ogrzewanych pomieszczeń w budynku mieszkalnym [°C]
- $\theta_h(i)$ - wieloletnia temperatura godzinowa wg danych statystycznych dla danej lokalizacji [°C],
- θ_{gr} - temperatura graniczna rozumiana jako temperatura zewnętrzna poniżej której wymagane jest ogrzewanie danego budynku [°C],
- Lh - godziny ogrzewania w sezonie grzewczym (przyjmuje się ustaloną długość sezonu grzewczego wg Rozporządzenia).

Tak określone stopniogodziny ustalonego sezonu grzewczego posłużą do wyliczenia wskaźnika jednostkowego zużycia ciepła przypadającego na jedną stopniogodzinę wg wzoru poniżej:

$$w_{Sg} = \frac{Q_{K,H}}{Sg(\theta_b, \theta_{gr})} \text{ [kW/}^\circ\text{C/rok]} \quad (3.18)$$

Na podstawie wskaźnika zasymulowane zostanie chwilowe zapotrzebowanie ciepła dla kolejnych godzin ustalonego sezonu grzewczego na podstawie wzoru poniżej:

$$\begin{aligned} Q_i &= w_{Sg} \cdot [\theta_b - \theta_h(i)] \dots\dots\dots - \text{dla } \theta_h(i) \leq \theta_{gr} \text{ [kW/h]} \\ Q_i &= 0 \dots\dots\dots - \text{dla } \theta_h(i) > \theta_{gr} \end{aligned} \quad (3.19)$$

Tak przyjęta metoda pozwoli na obliczenie zasymulowanie zapotrzebowania ciepła w układzie godzinowym dla całego okresu ustalonego sezonu grzewczego. Na dalszych etapach prac zostanie przeprowadzona weryfikacja zaproponowanej metody symulacji godzinowej zapotrzebowania na ciepło dla ogrzewania z wykorzystaniem gromadzonych danych pomiarowych od przedsiębiorstw energetycznych.

Z uwagi na metodę określania temperatur godzinowych zamieszczonych na stronie Biuletynu Informacji Publicznej Ministerstwa Infrastruktury dla potrzeb analiz i symulacji energetycznych budynków przebiegi tych temperatur nie zawierają minimalnych temperatur obliczeniowych wg PN (np. dla stacji Toruń minimalna temperatura godzinowa wg tych danych wynosi -16,9 °C w sytuacji gdy temperatura obliczeniowa dla strefy w której znajduje się Toruń wynosi -18 °C) proponuje się dla potrzeb doboru źródeł pokrycia zapotrzebowania na ciepło przyjąć korektę maksymalnego godzinowego zapotrzebowania ciepła wg wzoru poniżej:

$$Q_{Sg \max} = Q_i \frac{\theta_b - \theta_{obliczeniowa}}{\theta_b - \theta_h(i)} \text{ [kW]} \quad (3.20)$$

Tak określone szczytowe zapotrzebowanie mocy rzetelniej posłuży dla potrzeb doboru źródeł pokrycia zapotrzebowania ciepła dla ogrzewania w budynku.

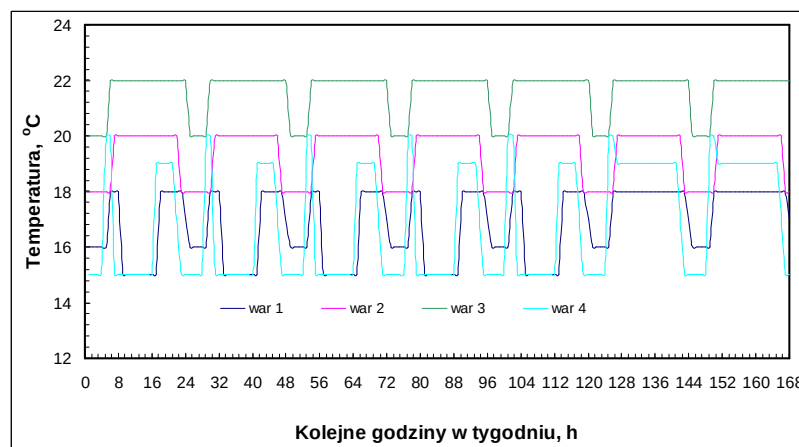
2.1.3.5.1 Procedura rozdziału godzinowego zapotrzebowania na ciepło i chłód

Model użytkownika zależy m.in. od „rodzaju” użytkownika. Użytkownik ten ma możliwość wyboru (nastawy) temperatury we wnętrzu pomieszczeń. Zmienność wartości temperatury we wnętrzu budynku można określić krzywą grzania. Krzywa ta jest uzależniona od funkcji i potrzeb użytkownika. W ramach projektu (do programu obliczeniowego) proponuje się 4 rodzaje krzywych grzania odpowiadających potrzebom:

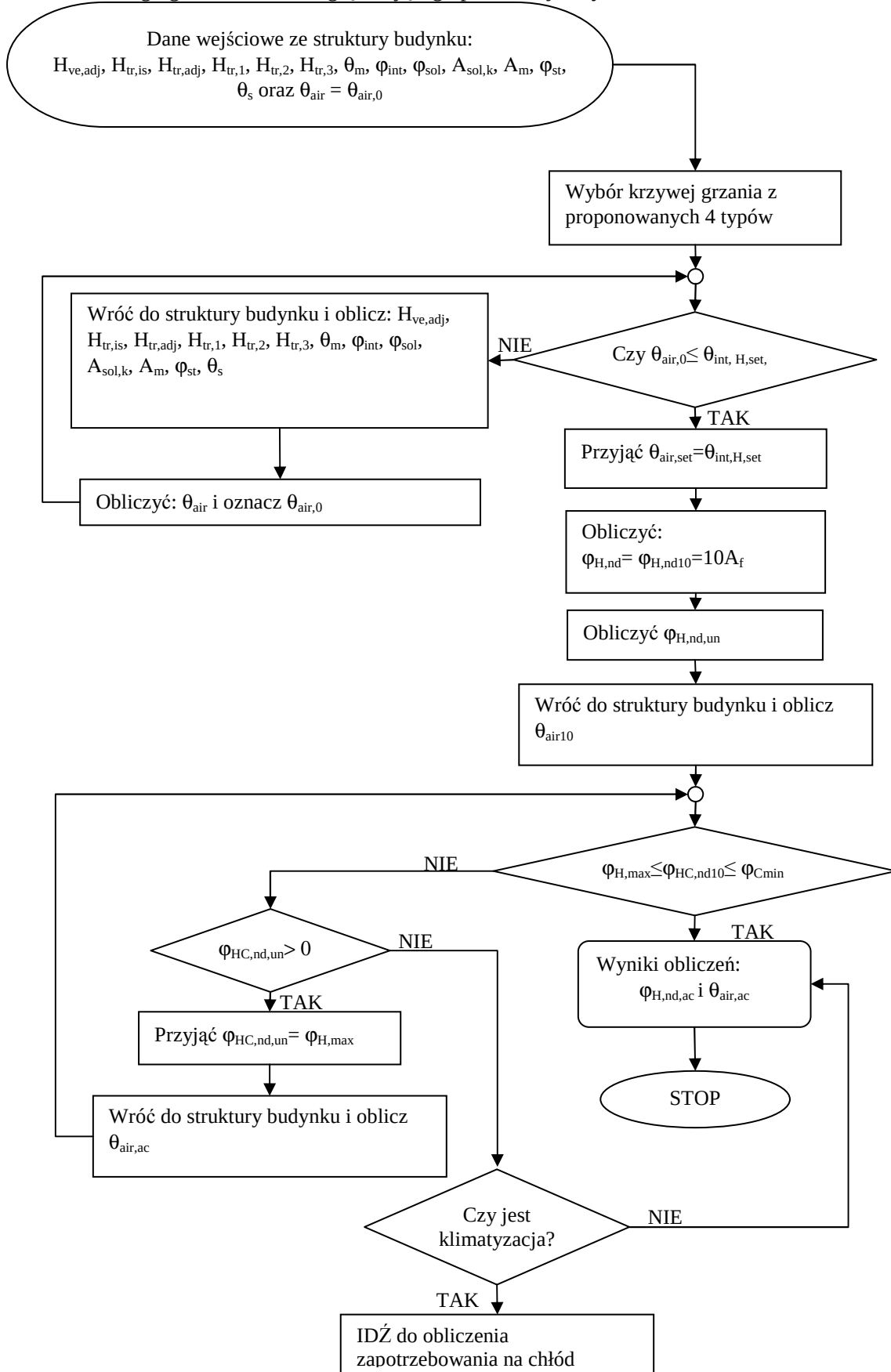
1. osób pracujących,
2. osób niepracujących,
3. osób posiadających dzieci,
4. osób posiadających niesprecyzowany tryb życia.

Na poniższym wykresie przedstawiono przykładowe krzywe grzania dla opisanych powyżej 4 grup użytkowników.

Rys. 2.11. Krzywe grzania dla 4 typów użytkowników, na przestrzeni tygodnia liczonego od poniedziałku do piątku



Natomiast na poniższym rysunku 2.12 prezentowany jest algorytm obliczenia zapotrzebowania na ogrzewania liczonego godzinowo i uwzględniającego preferencje użytkownika.



Rys. 2.12.

Godzinowe zapotrzebowanie na ogrzewanie/ chłód liczone jest wg procedury opisanej poniżej.

Procedura obliczania godzinowego zapotrzebowania na ogrzewanie wg normy EN ISO 13790:2008

Godzinowe zapotrzebowanie na energię do ogrzewania $Q_{H,nd}$ wyrażone w MJ otrzymuje się poprzez pomnożenie $\phi_{H,nd}$ (W) przez 0,036.

Określenie długości sezonu grzewczego dla prostej metody godzinowej (str. 39 normy):

- można określić na podstawie uśrednienia zapotrzebowania na ogrzewanie z poprzednich czterech tygodni. Początek i koniec sezonu określa się progową wartością 1 W/m^2 pola powierzchni podłogi.

Krok 1: Należy sprawdzić czy ogrzewanie jest potrzebne.

- przyjąć $\phi_{HC,nd}=0$
- obliczyć H_{ve} wg wzoru str. 46

$$H_{ve,adj} = \rho_a c_a \left(\sum_k b_{ve,k} q_{ve,k,mn} \right) \quad (1)$$

$\rho_a c_a$ objętościowa pojemność cieplna powietrza = $1200 \text{ J/m}^3\text{K}$

$q_{ve,k,mn}$ – średnia wartość natężenia przepływu k-tego strumienia powietrza, m^3/s

$b_{ve,k}$ – czynnik dopasowania temperatury dla k-tego strumienia powietrza,

$$q_{ve,k,mn} = f_{ve,t,k} q_{ve,k} \quad (2)$$

$f_{ve,k}$ – część czasu działania elementu strumienia powietrza k, obliczana jako część liczby godzin w dobie (pełny czas: $f_{ve,t,k}=1$),

$q_{ve,k}$ – natężenie k-tego strumienia powietrza, określona zgodnie z odpowiednią normą EN 15242 i/lub EN 15241

W prostej metodzie godzinowej, jeżeli strefa otrzymuje strumień powietrza z różnych źródeł i H_{ve} w każdej godzinie oblicza się zgodnie z równaniem (1), dostosowanie temperatury nawiewnego powietrza jest już uwzględnione w H_{ve} i wtedy $H_{ve}=H_{ve,adj}$ i $\theta_{sup}=\theta_e$.

- określić $b_{ve,k}$ wg procedury 9.3.2 str. 47
- obliczyć A_{tot} jako iloczyn A_f i Λ_{at} (Λ_{at} można przyjmować 4,5)
 A_{tot} – pole powierzchni wszystkich zwróconych do wnętrza strefy powierzchni strefy budynku, m^2 ,
 Λ_{at} – bezwymiarowy stosunek pola powierzchni wewnętrznych do pola powierzchni podłogi,
 A_f – pole powierzchni podłogi strefy klimatyzowanej, m^2 ,

obliczyć sprzęgającą przewodność cieplną $H_{tr,is}$ między węzłem powietrznym θ_{air} a powierzchniowym wg wzoru 9 str. 32:

$$H_{tr,is} = h_{is} A_{tot}, \quad \text{W/K}$$

h_{is} – współczynnik przejmowania ciepła między węzłem powietrznym θ_{air} a powierzchniowym θ_s , $= 3,45 \text{ W/m}^2\text{K}$,

obliczyć wartość całkowitego współczynnika przenikania ciepła przez przenikanie $H_{tr,adj}$ wg procedury 8.3 str 41 (odwołanie do normy ISO 13789)

$$H_{tr,adj} = H_D + H_g + H_U + H_A, \quad \text{W/K}$$

H_D – współczynnik przenoszenia ciepła przez bezpośrednie przenikanie ciepła do środowiska zewnętrznego,

H_g - współczynnik przenoszenia ciepła przez przenikanie do gruntu,

H_U - współczynnik przenoszenia ciepła przez przenikanie przez przestrzenie nieklimatyzowane,

H_A - współczynnik przenoszenia ciepła przez przenikanie do przyległych budynków.

Odpowiednio H_D , H_g , H_U , H_A składa się z trzech członów (norma ISO 13789) i ogólnie można go przedstawić za pomocą wzoru:

$$H_i = b_{tr,x} \left[\sum_i A_i U_i + \sum_k l_k \Psi_k + \sum_j \chi_j \right], \quad \text{W/K}$$

A_i – pole powierzchni elementu i obudowy budynku, m^2

U_i – współczynnik przenikania ciepła i obudowy budynku, $\text{W/m}^2\text{K}$,

l_k – długość liniowego mostka cieplnego k, m,

Ψ_k – liniowy współczynnik przenikania ciepła liniowego k-tego mostka cieplnego, W/mK ,

χ_j – punktowy współczynnik przenikania ciepła j-tego punktowego mostka cieplnego, W/K ,

$b_{tr,x}$ – czynnik korekty temperatury,

obliczyć przenoszenie ciepła przez przenikanie $H_{tr,1-3}$ wg wzorów str. 101

$$H_{tr,1} = \frac{1}{1/H_{ve} + 1/H_{tr,is}}, \quad W/K$$

$$H_{tr,2} = H_{tr,1} + H_{tr,w}, \quad W/K$$

$$H_{tr,3} = \frac{1}{1/H_{tr,2} + 1/H_{tr,m}}, \quad W/K$$

obliczyć wartość temperatury konstrukcji budynku w modelu skupionej pojemności cieplnej θ_m wg wzoru C.9 str. 101 na podstawie chwilowych wartości dla czasów t i $t-1$.

$$\theta_m = (\theta_{m,t} - \theta_{m,t-1})/2$$

obliczyć sumę strumieni ciepła od wewnętrznych źródeł ciepła w rozpatrywanej strefie budynku φ_{int} wg procedury 10.2.2 str.55

$$\varphi_{int} = \sum_k \varphi_{int,k} + \sum_l (1 - b_{tr,l}) \varphi_{int,u,l}, \quad W$$

$b_{tr,l}$ – czynnik dostosowania do przyległej przestrzeni nie klimatyzowanej z wewnętrznym źródłem ciepła l , zdefiniowany w ISO 13789

$\varphi_{int,k}$ – godzinowe natężenie strumienia ciepła od k -tego wewnętrznego źródła ciepła, W

$\varphi_{int,u,l}$ – godzinowe natężenie strumienia ciepła od l -tego wewnętrznego źródła ciepła do przyległej przestrzeni nie klimatyzowanej, W

$\varphi_{int,mn,k}$ – uśredniona w czasie wartość natężenia strumienia ciepła od wewnętrznego źródła ciepła k , W

$\varphi_{int,mn,l}$ – uśredniona w czasie wartość natężenie strumienia ciepła od l -tego wewnętrznego źródła ciepła do przyległej przestrzeni nie klimatyzowanej, W

obliczyć strumień ciepła od powietrza zewnętrznego φ_{ia} wg wzoru C.1 str 101

$$\varphi_{ia} = 0,5\varphi_{int}$$

obliczyć strumień ciepła od źródeł od nasłonecznienia w rozpatrywanej strefie budynku φ_{sol} wg procedury 11.2.2 str.61

$$\varphi_{sol} = \sum_k \varphi_{sol,k} + \sum_l (1 - b_{tr,l}) \varphi_{sol,u,l}, \quad W$$

$b_{tr,l}$ – czynnik dostosowania do przyległej przestrzeni nie klimatyzowanej z wewnętrznym źródłem ciepła l , zdefiniowany w ISO 13789

$\varphi_{sol,k}$ – strumień ciepła od źródła ciepła od nasłonecznienia k , W

$\varphi_{sol,u,l}$ – godzinowy strumień ciepła od źródła ciepła od nasłonecznienia l przyległej przestrzeni nie klimatyzowanej, W

$$\varphi_{sol,k} = F_{sh,ob,k} A_{sol,k} I_{sol,k} - F_{r,k} \varphi_{r,k}$$

$F_{sh,ob,k}$ – czynnik redukcji ze względu na zacinienie przeszkód zewnętrznych dla efektywnego pola powierzchni zbierającej promieniowanie słoneczne k ,

$A_{sol,k}$ – efektywne pole powierzchni zbierającej k z daną orientacją i kątem pochylenia, w rozpatrywanej strefie lub przestrzeni, m^2 ,

$I_{sol,k}$ – napromieniowanie słoneczne, średnia energia promieniowania słonecznego dla kroku czasowego obliczania, na metr kwadratowy pola powierzchni zbierającej k , z daną orientacją i kątem pochylenia, W/m^2 ,

$F_{r,k}$ – czynnik kierunkowy między elementem budynku a nieboskłonem,

$\varphi_{r,k}$ – dodatkowy strumień ciepła w wyniku promieniowania cieplnego do nieboskłonu od elementu budynku k , W .

11 a) obliczyć czynnik redukcji $F_{sh,ob,k}$ ze wzoru 50 str. 67 normy:

$$F_{sh,ob,k} = \frac{I_{sol,ps,mean}}{I_{sol,mean}}$$

$I_{sol,ps,mean}$ – średnie promieniowanie słoneczne rzeczywiście otrzymywane na płaszczyźnie zbierającej, zacienianej przez zewnętrzną (-e) przeszkodę (-y), podczas rozpatrywanego sezonu odpowiednio ogrzewania i chłodzenia, W/m^2 ,

$I_{sol,mean}$ – średnie promieniowanie słoneczne na płaszczyznę zbierającą bez zacienienia, W/m^2 ,

W metodzie godzinowej, na poziomie krajowym można zdecydować o sprecyzowaniu uśrednionych w czasie wartości tabelarycznych lub stosowaniu różnych wartości dla każdej godziny.

11 b) obliczyć efektywne pole powierzchni zbierającej k z daną orientacją i kątem pochylenia, w rozpatrywanej strefie lub przestrzeni $A_{sol,k}$ dla elementów oszklonych wyrażone jest wzorem 44 str. 63 normy:

$$A_{sol} = F_{sh,gl} g_{gl} (1 - F_F) A_{w,p}, \quad m^2$$

$F_{sh,gl}$ – czynnik redukcyjny ze względu na zacienienie dla ruchomych urządzeń zacieniających obliczony wg wzoru 49 str.66 normy:

$$F_{sh,gl} = \frac{[(1 - f_{sh,with}) g_{gl} + f_{sh,with} g_{gl+sh}]}{g_{gl}}$$

$f_{sh,with}$ – ważony udział czasu z użyciem osłony przeciwsłonecznej, tj. jako funkcja intensywności padającego promieniowania słonecznego (stąd zależy od klimatu, pory roku i orientacji).

g_{gl+sh} - całkowita przepuszczalność energii promieniowania słonecznego dla przezroczystej części elementu, gdy osłona przeciwsłoneczna jest stosowana,

g_{gl} – całkowita przepuszczalność energii promieniowania słonecznego dla przezroczystej części elementu, gdy osłona przeciwsłoneczna nie jest stosowana, obliczona ze wzoru 47 str.65 normy:

$$g_{gl} = F_w g_{gl,n}$$

F_w – czynnik korekcyjny dla nierozpraszającego oszklwienia, w przypadku braku wartości krajowych przyjąć wartość 0,90.

F_F – ułamek powierzchni ramy, stosunek pola powierzchni rzutu ramy do całkowitego rzutowanego pola powierzchni elementu oszklonego, określona zgodnie z normą ISO 10077-1

$A_{w,p}$ – całkowite pole powierzchni rzutu elementu oszklonego, m^2 ,

dla nieprzezroczystych elementów budynku wzorem 45 str.63 normy:

$$A_{sol} = \alpha_{s,c} \times R_{se} \times U_c \times A_c, \quad m^2$$

$\alpha_{s,c}$ – bezwymiarowy współczynnik absorpcji promieniowania słonecznego części nieprzezroczystej, uzyskany z odpowiednich źródeł krajowych,

R_{se} – zewnętrzny opór przejmowania ciepła części nieprzezroczystej, określony zgodnie z normą ISO 6946, m^2K/W ,

U_c – współczynnik przenikania ciepła części nieprzezroczystej, określony zgodnie z normą ISO 6946, W/m^2K ,

A_c – pole powierzchni rzutu części nieprzezroczystej, m^2 ,

obliczyć efektywne pole powierzchni masy A_m ze wzoru 65 str. 74 normy

$$A_m = \frac{C_m^2}{(\sum \times A_j \times \kappa_j^2)}, \quad m^2$$

C_m – wewnętrzna pojemność cieplna budynku wyrażona dana jest wzorem:

$$C_m = \sum \times \kappa_j \times A_j$$

A_j – pole powierzchni j -tego elementu, m^2

κ – wewnętrzna pojemność cieplna odniesiona do pola powierzchni j -tego elementu budynku, określona zgodnie z ISO 13786:2007, J/m^2K

obliczyć ϕ_{st} ze wzoru C.3 str. 101

$$\varphi_{st} = \left(1 - \frac{A_m}{A_t} - \frac{H_{tr,w}}{9,1A_t}\right)(0,5\varphi_{int} + \varphi_{sol})$$

obliczyć temperaturę powierzchni wewnętrznej konstrukcji budynku θ_s wg wzoru C.10 str. 101 normy

$$\theta_s = \{H_{tr,ms}\theta_m + \varphi_{st} + H_{tr,w}\theta_e + H_{tr,l}[\theta_{sup} + (\varphi_{ia} + \varphi_{HC,nd})/H_{ve}]\}/(H_{tr,ms} + H_{tr,w} + H_{tr,l})$$

obliczyć temperaturę powietrza wewnętrznego θ_{air} wg wzoru C.11 str. 102

$$\theta_{air} = (H_{tr,is}\theta_s + H_{ve}\theta_{sup} + \varphi_{ia} + \varphi_{HC,nd})/(H_{tr,is} + H_{ve})$$

Obliczoną wartość θ_{air} oznacza się jako $\theta_{air,0}$

Jeżeli $\theta_{int,H,set} \leq \theta_{air,0} \leq \theta_{int,C,set}$ to żadne ogrzewanie ani chłodzenie nie jest wymagane.

Jeżeli nie, przechodzi się do kroku 2

Nastawy temperatur określa się zgodnie z procedurą 6.3.3 str. 26

$$\theta_{int,H,set} = \frac{\sum_s A_{f,s} \theta_{int,s,H,set}}{\sum_s A_{f,s}}, \quad ^\circ\text{C}$$

$$\theta_{int,C,set} = \frac{\sum_s A_{f,s} \theta_{int,s,C,set}}{\sum_s A_{f,s}}, \quad ^\circ\text{C}$$

$A_{f,s}$ – pole powierzchni podłogi przestrzeni klimatyzowanej s , m^2 ,

$\theta_{int,H,set}$ – nastawa temperatury do ogrzewania przestrzeni s ,

$\theta_{int,C,set}$ – nastawa temperatury do chłodzenia przestrzeni klimatyzowanej s ,

Obliczanie nastawy $\theta_{int,H,set}$ i $\theta_{int,C,set}$:

Tryb A: Jeśli zmiany nastawy temperatur między normalnym ogrzewaniem lub chłodzeniem a okresami zredukowanego ogrzewania lub chłodzenia są mniejsze niż 3 K i/lub jeśli stała czasowa budynku jest mniejsza niż $x0,2$ czasu trwania najkrótszego okresu zredukowanego ogrzewania (dla ogrzewania) lub chłodzenia (dla chłodzenia) to nastawa temperatury do obliczania jest uśrednioną w czasie nastawą temperatury.

Tryb B: Jeśli stała czasowa budynku jest większa niż trzykrotny czas trwania najdłuższego okresu zredukowanego ogrzewania. Nastawa temperatury do obliczania jest nastawą temperatury dla trybu normalnego ogrzewania. Podobnie jest dla trybu normalnego chłodzenia.

Krok 2: wybranie nastawy i obliczenie zapotrzebowania na chłodzenie lub ogrzewanie.

Jeżeli $\theta_{air,0} > \theta_{int,C,set}$ przyjąć $\theta_{air,set} = \theta_{int,C,s}$

Jeżeli $\theta_{air,0} < \theta_{int,H,set}$ przyjąć $\theta_{air,set} = \theta_{int,H,s}$

Następnie przeprowadzić obliczenia opisane pkt. 2-15 przyjmując $\varphi_{HC,nd} = \varphi_{HC,nd10} = 10 \cdot A_f$.

Uzyskaną wartość θ_{air} oznacza się jako θ_{air10} , czyli otrzymujemy temperaturę powietrza dla mocy grzewczej 10 W/m^2 .

Następnie oblicza się $\varphi_{HC,nd,un}$, czyli nieograniczone zapotrzebowania na ogrzewanie lub chłodzenie do osiągnięcia wymaganej nastawy temperatury ze wzoru C.13 str. 104 normy.

$$\varphi_{HC,nd,un} = \varphi_{HC,nd10} (\theta_{air,set} - \theta_{air,0}) / (\theta_{air,10} - \theta_{air,0})$$

$\varphi_{HC,nd,un}$ przyjmuje wartości dodatnie dla ogrzewania, a ujemne dla chłodzenia.

Krok 3: sprawdzenie czy dostępna moc chłodzenia lub ogrzewania jest wystarczająca

Jeżeli $\varphi_{H,max} \leq \varphi_{HC,nd,un} \leq \varphi_{C,min}$ to należy przyjąć:

$\varphi_{HC,nd,ac} = \varphi_{HC,nd,un}$ i $\theta_{air,ac} = \theta_{int,set}$ i zakończyć obliczenia.

Jeżeli nie przechodzi się do kroku 4.

normy: obliczanie temperatury wewnętrznej.

Jeżeli $\varphi_{HC,nd,un}$ jest dodatnia, należy przyjąć $\varphi_{HC,nd,ac} = \varphi_{H,max}$, jeżeli jest ujemna, to $\varphi_{HC,nd,ac} = \varphi_{C,max}$.

Następnie obliczyć $\theta_{air,ac}$ stosując ciąg obliczeń opisanych w pkt. 2)-15).

2.1.4. Bazy danych wymagane do obliczeń z wykorzystaniem algorytmu

W zakresie wymaganych baz danych wejściowych dla obliczeń z wykorzystaniem zaproponowanej metody należy uwzględnić:

- przebiegi średnich temperatur godzinowych, dobowych, miesięcznych zewnętrznych dla różnych lokalizacji (wg średnich dla ostatnich lat jeśli jest to możliwe będą one potrzebne do analiz pozyskanych danych i określenia wskaźnika EK_{co});
- dane klimatyczne wg Biuletynu Informacji Publicznej Ministerstwa Infrastruktury dla potrzeb analiz i symulacji energetycznych budynków dla różnych lokalizacji;
- dane o badanym obiekcie dla zasilenia metody obliczeń wg Rozporządzenia;
- dane z etapu 9 jako funkcje różnych parametrów wewnętrznych i zewnętrznych budynku w funkcji zmiany zapotrzebowania na ciepło;
- bazy danych wskaźników EK_{co} dla różnych obiektów w różnej lokalizacji.

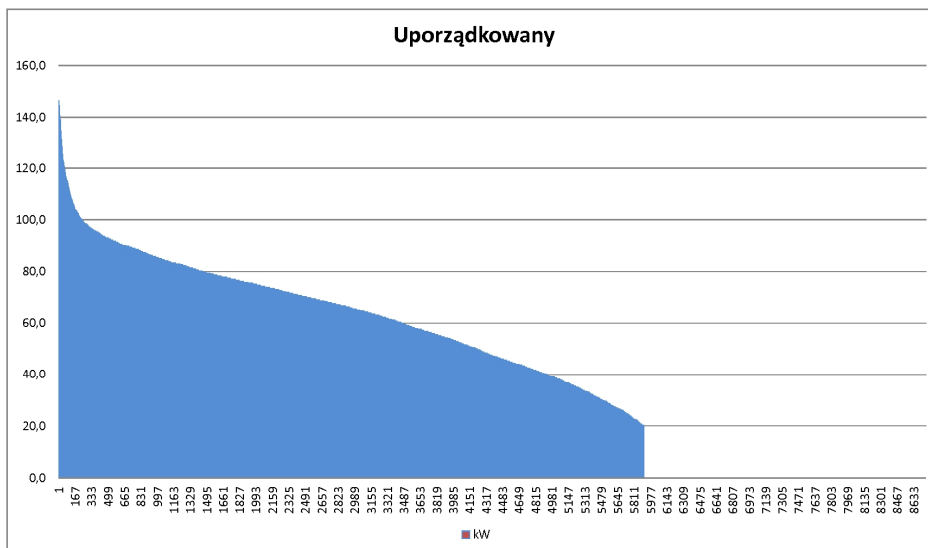
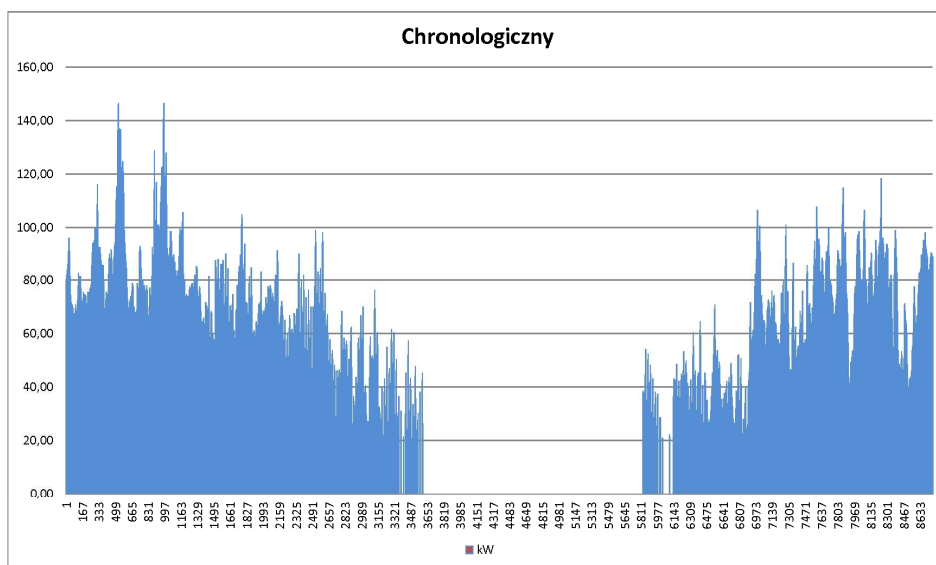
Literatura

1. Strzeszewski M.: „Norma PN-EN 12831. Nowe podejście do obliczania zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania budynków”, Ciepłownictwo Ogrzewictwo Wentylacja nr 10, Warszawa 2006.
2. Strzeszewski M.: „Obliczanie projektowego obciążenia cieplnego wg PN-EN 12831:2006”; Magazyn Instalatora Nr 103, str. 32-34, Gdańsk 2007.
3. Strzeszewski M., Wereszczyński P.: „Norma PN-EN 12831 Nowa metoda obliczania projektowego obciążenia cieplnego Poradnik”; Rettig Heating Sp. z o.o., Warszawa 2009.
4. Kossowska-Cezak U.: „Meteorologia i klimatologia. Pomiary, obserwacje, opracowania”; PWN, Warszawa-Łódź 2000.
5. Dopke J.: „Zależność zużycia gazu ziemnego na ogrzewanie pomieszczeń od liczby stopniodni grzania”
6. Stańczyk K. Ćwiężek M.: „Opracowanie algorytmu bilansowania potrzeb cieplnych i wyznaczania nakładów inwestycyjnych na termomodernizację wybranych obszarów miast/gmin”; Główny Instytut Górnictwa, Katowice 2003.
7. Robakiewicz M.: „Obliczanie zapotrzebowania na ciepło wg normy PN-EN ISO 13790”; www.fpe.org.pl
8. Wiszniewski A. Bonder L. Kwiatkowski J. Trzaski A.: „Systemy zaopatrzenia w energię w nowo wznoszonych budynkach”; Biblioteka Fundacji Poszanowania Energii; Warszawa 2009 NOWYEKSPERT
9. Panek A. Rucińska J. „Analiza obliczenia charakterystyki energetycznej budynku biurowego wyposażonego w system chłodzenia”; Ciepłownictwo Ogrzewictwo Wentylacja nr 7-8, Warszawa 2009.
10. Laskowski L. „Bilansowanie ciepła na potrzeby charakterystyki energetycznej budynków” Ciepłownictwo Ogrzewictwo Wentylacja nr 1, Warszawa 2009.
11. Kasperczak K. „Metoda oceny zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania istniejących budynków mieszkalnych” Kwartalnik „Prace Instytutu Techniki Budowlanej” 3(135) 2005r.
12. Nartowski P. „Dane klimatyczne do obliczeń energetycznych budynków” Energia i budynek 9(18) 2008
13. Panek A., Robakiewicz M. Jedrzejczuk J. „Metoda określania charakterystyki energetycznej budynków” Materiały budowlane 1(401) 2006.
14. Gil. S, Mocek.P., Bialik. W., Rozpondek. M., Grygierczyk:S. Efektywność energijna budynku energooszczędnego – studium przypadku. GlobEnergia 4(2011)48-52

Załącznik nr 1. Przykładowe obliczenia symulacyjne

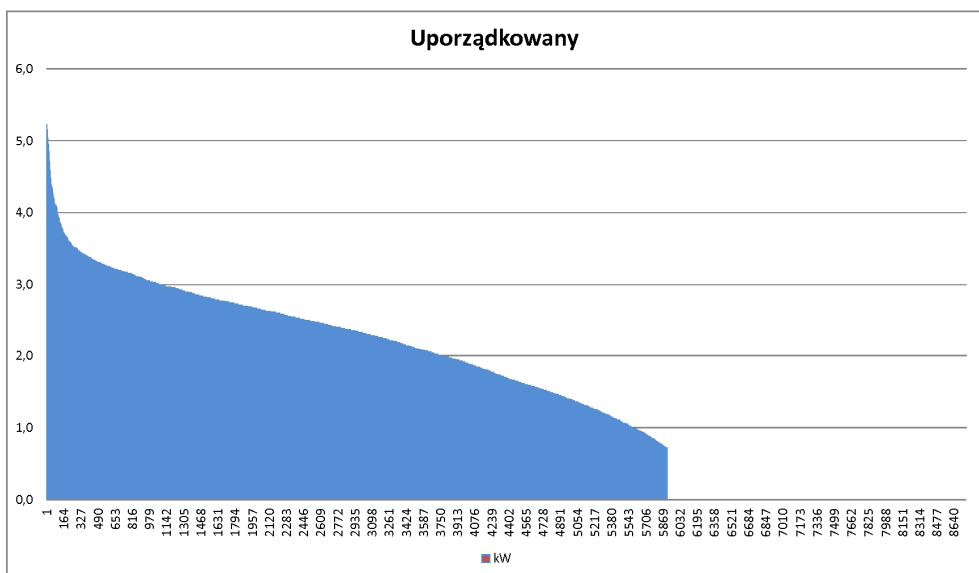
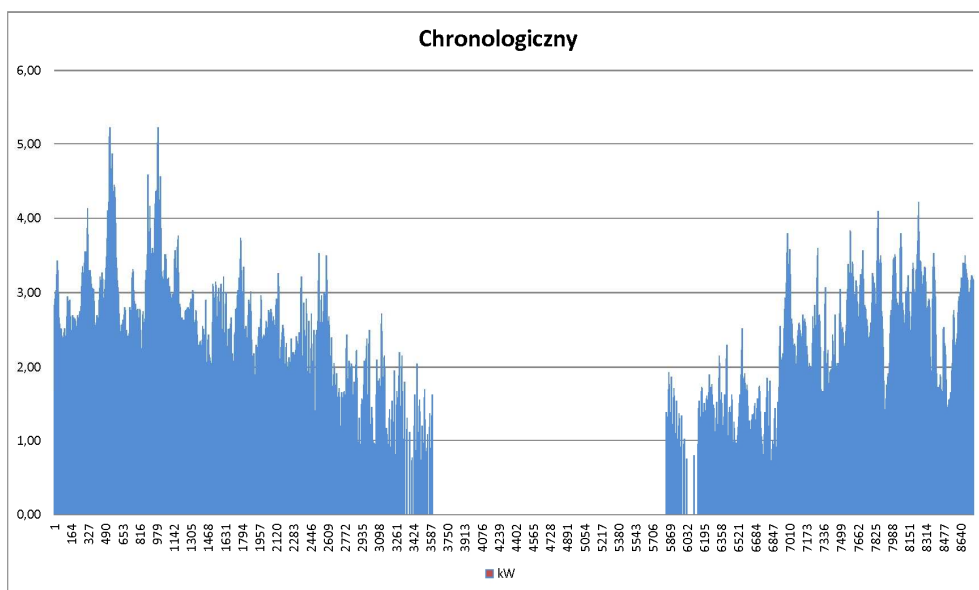
Budynek: wielorodzinny
 Lokalizacja: Bydgoszcz
 Adres: budynek 8
 Rok budowy: 1980

Θ_g	15	C°
Θ_b	20	C°
$\Theta_{obliczeniowa}$	-18	C°
$Q_{K,H}$	379051	kWh/rok
A_f	4259	m ²
EK_{co}	89	kWh/m ² /rok
S_g	95464,7	C°*h/rok
$\phi_{l,max}$	146,5	kW
$\phi_{sg,max}$	150,9	kW



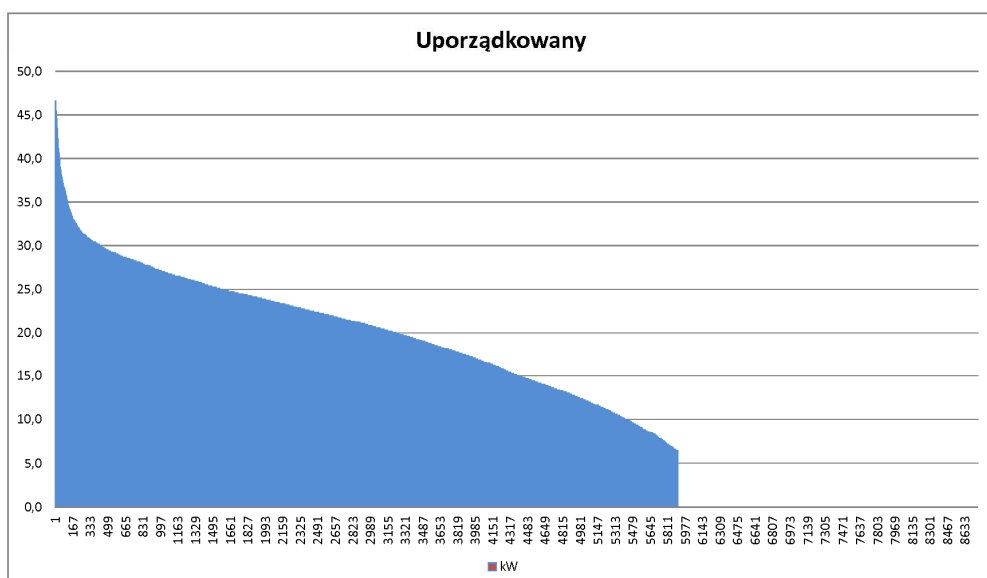
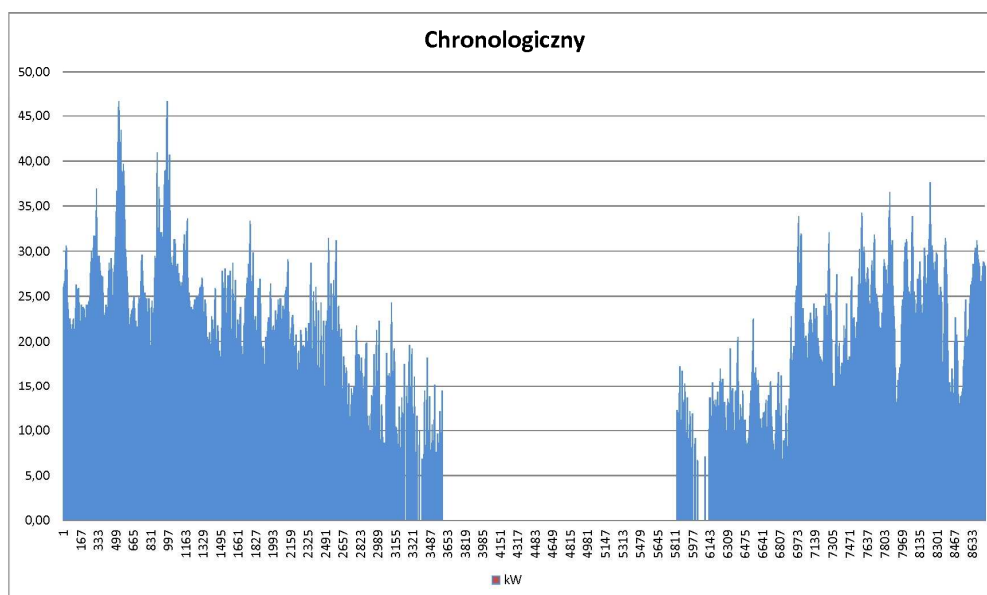
Budynek: wielorodzinny
 Lokalizacja: Bydgoszcz
 Adres: budynek 8
 Rok budowy: 1980

Θ_g	15	C°
Θ_b	20	C°
$\Theta_{obliczeniowa}$	-18	C°
$Q_{K,H}$	13502	kWh/rok
A_f	157	m ²
E_{Kco}	86	kWh/m ² /rok
S_g	95464,7	C°h/rok
$\phi_{l\max}$	5,2	kW
$\phi_{zg\max}$	5,4	kW



Budynek: grupa budynków szeregowych
 Lokalizacja: Bydgoszcz
 Adres: budynek 95-101
 Rok budowy: 1995

θ_a	15	C°
θ_b	20	C°
$\theta_{obliczeniowa}$	-18	C°
$Q_{K,H}$	120520	kWh/rok
A_f	920	m ²
EK_{co}	131	kWh/m ² /rok
S_g	95464,7	C°*h/rok
$\phi_{I,max}$	46,6	kW
$\phi_{Sg,max}$	48,0	kW



2.2. Założenia dla określenia zapotrzebowania na energię dla przygotowania ciepłej wody użytkowej w budynkach mieszkalnych

2.2.1. Przegląd i analiza metod określania zapotrzebowania na energię i moc dla przygotowania ciepłej wody użytkowej (c.w.u.) w budynku mieszkalnym

2.2.1.1. Ustawy i rozporządzenia ujmujące zagadnienia wytwarzania c.w.u.

W trosce o podniesienie efektywności wykorzystania i ograniczenie zużycia energii, Unia Europejska przyjęła Dyrektywę 2010/31/WE w sprawie charakterystyki energetycznej budynków, będącą przekształceniem Dyrektywy 2002/91/WE.

Najważniejsze z zapisów Dyrektywy 2010/31/WE:

- **Wszystkie budynki wybudowane po 31 grudnia 2020 r.** będą musiały spełniać **wysokie standardy energooszczędności** i być zasilane w dużej mierze przez energię odnawialną (budynki użyteczności publicznej po 31 grudnia 2018). **Alternatywne rozwiązania** takie jak zdecentralizowane **systemy dostaw energii**, systemy centralnego ogrzewania i chłodzenia będą musiały zostać **wzięte pod uwagę dla wszystkich nowo wznoszonych budowli**.
- Świadectwa charakterystyki energetycznej są **obowiązkowe dla budynków** (lub modułów budynków) **wznoszonych, sprzedawanych bądź wynajmowanych**. Państwa członkowskie **będą teraz musiały wymagać**, aby przy okazji wznoszenia, sprzedaży lub wynajmu budynków lub modułów budynków świadectwo charakterystyki energetycznej lub jego kopię **przedstawiano** ewentualnemu nowemu **najemcy lub kupującemu** i przekazywano ją kupującemu lub nowemu najemcy.
- **Wskaźnik charakterystyki energetycznej** podany na świadectwie będzie musiał być umieszczany w **ogłoszeniach o sprzedaży i wynajmie**.
- Świadectwa charakterystyki energetycznej staną się bardziej użyteczne ponieważ zawierać będą przydatne **wskazówki** dotyczące możliwości **poprawy efektywności energetycznej**.
- Państwa członkowskie muszą również ustanowić **niezależny system kontroli świadectw i wprowadzić kary** za nieprzestrzeganie przepisów.
- Powstaje obowiązek prowadzenia przez Państwo **publicznej bazy danych ekspertów** mających akredytację i wykonujących świadectwa charakterystyki energetycznej oraz akredytowanych **spółek wykonujących taką usługę**.
- Rola sektora **publicznego** jako dającego przykład innym jest jeszcze bardziej podkreślana poprzez wyższe wymagania dotyczące **wystawiania i ekspozowania świadectw** dla budynków należących do władz publicznych i przez wcześniejszy termin przekształcenia ich w budynki **o niskim zapotrzebowaniu na energię (w 2018 r.)**.

Wdrożenie ww. dyrektywy jest realizowane przez Ministerstwo Infrastruktury pod nadzorem Ministerstwa Gospodarki. Resort gospodarki odpowiada za całość problematyki energetycznej, w tym prowadzonej polityki w tym zakresie.

Porządek wdrażania w Polsce dyrektywy opiera się na akcie ustawowym oraz na aktach wykonawczych, o których mowa poniżej.

Ustawa z 19 września 2007 r. o zmianie ustawy – Prawo budowlane, określa zasady tworzenia systemu oceny energetycznej budynków oraz kontroli efektywności energetycznej urządzeń zainstalowanych w budynkach, regulując:

- sytuacje prawne, w których powstaje obowiązek posiadania świadectw charakterystyki energetycznej dla budynków i lokali mieszkalnych, poprzez wprowadzenie nowych obowiązków dla inwestorów, zarządców oraz właścicieli budynków,
- warunki tworzenia grupy ekspertów uprawnionych do sporządzania świadectw charakterystyki energetycznej,
- warunki okresowych kontroli kotłów i systemów klimatyzacji oraz jednorazowej kontroli instalacji ogrzewczych, w których pracują kotły o mocy cieplnej nominalnej powyżej 20 kW starsze niż 15 lat.

Ustawa z dnia 21 listopada 2008 r. o wspieraniu termomodernizacji i remontów (Dz.U. z 2008 r., nr 223, poz. 1459 ze zm.) opisuje system pomocy Państwa dla właścicieli budynków. System ten ma na celu ułatwienie sfinansowania termomodernizacji, aby w ten sposób doprowadzić do obniżenia zużycia energii oraz kosztów ogrzewania budynków i przygotowania ciepłej wody użytkowej. W ustawie określony został

poziom obniżenia rocznego zapotrzebowania na energię dla ogrzewania i przygotowania ciepłej wody, wymagany w wyniku realizacji działań remontowych.

Ustawa przewiduje możliwość finansowego wsparcia m.in. takich inwestycji jak:

- modernizacja lub wymiana urządzeń źródła ciepła oraz zainstalowanie automatyki sterującej urządzeniami,
- modernizacja lub wymiana instalacji grzewczej,
- modernizacja lub wymiana systemu zaopatrzenia w ciepłą wodę użytkową i zainstalowanie urządzeń zmniejszających zużycie wody, wprowadzenie urządzeń wykorzystujących OZE.

Podstawą włączenia przedsięwzięcia do finansowania na zasadach przewidzianych w ustawie jest audyt energetyczny. Jest to dokument zawierający analizę techniczno-ekonomiczną określającą to co należy poprawić w budynku, który ma zostać poddany modernizacji. Audyt określa jakie można przeprowadzić działania techniczne i które z planowanych działań przynieść mogą najwyższe korzyści ekonomiczne (rozwiązanie optymalne). Treść i forma audytu energetycznego, została określona w rozporządzeniu Ministra Infrastruktury z dnia 17 marca 2009 r. (o którym mowa niżej).

Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz.U. z 2002 r., nr 75, poz. 690) zmienione przez:

- Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 6 listopada 2008 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz.U. z 2008 r., nr 201, poz. 1238)
- Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 12 marca 2009 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz.U. z 2009 r., nr 56, poz. 461)
- Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 10 grudnia 2010 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz.U. z 2010 r., nr 239, poz. 1597)

Rozporządzenie to podejmuje zagadnienia dotyczące instalacji ciepłej wody użytkowej w następującym zakresie:

- **DZIAŁ IV: Wyposażenie techniczne budynków**
 - Rozdział 1 – Instalacje wodociągowe zimnej i ciepłej wody
 - § 113. Elementy jakie składają się na instalacje wodociągowe zimnej i ciepłej wody.
 - § 114. Ciśnienie wody w instalacji wodociągowej w budynku.
 - § 115. Zestaw wodomierza głównego, w połączeniu z siecią wodociagową.
 - § 116. Lokalizacja dla zestawu wodomierza głównego.
 - § 117. Warunki jakie musi spełnić pomieszczenie lub studzienka, w której jest zainstalowany zestaw wodomierza głównego.
 - § 118. Instalacja ciepłej wody.
 - § 119. Inny sposób ogrzewania wody.
 - § 120. Punkty czerpalne ciepłej wody.
 - § 121. Urządzenia do pomiaru ilości ciepła lub paliwa zużywanego do przygotowania ciepłej wody.

Zmiany Warunków technicznych, wprowadzone w 2008 roku, poza drobnymi korektami przepisów ogólnych, dotyczących wyposażenia technicznego budynków, polegały na całkowicie nowej redakcji przepisów dotyczących ochrony cieplnej budynków oraz związanej z nimi treści całego załącznika nr 2 „Wymagania izolacyjności cieplnej i inne wymagania związane z oszczędnością energii”. Zaktualizowany został również w całości załącznik nr 1 „Wykaz Polskich Norm przywołanych w rozporządzeniu”.

Zmiany przepisów Warunków technicznych, dotyczące ochrony cieplnej budynków, były spowodowane wprowadzeniem w 2008 roku do ustawy - Prawo budowlane nowych wymagań, wynikających z dyrektywy UE w sprawie sporządzania świadectw charakterystyki energetycznej budynku i lokalu mieszkalnego lub samodzielnej części budynku, związanych ze zaktualizowanymi wymaganiami w zakresie ograniczenia zużycia energii cieplnej do ich utrzymania.

Natomiast nowelizacja z 2009 r. ww. rozporządzenia, związana była z członkostwem Polski w Unii Europejskiej. Zmiany dotyczyły głównie działu "bezpieczeństwo pożarowe" oraz sytuowania budynków blisko lub na granicy z sąsiednią działką budowlaną. W roku 2010 znowelizowany został w całości załącznik nr 1 – Wykaz norm.

Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 6 listopada 2008 r. w sprawie metodologii obliczania charakterystyki energetycznej budynku i lokalu mieszkalnego lub części budynku stanowiącej samodzielną całość techniczno-użytkową oraz sposobu sporządzania i wzorów świadectw ich charakterystyki energetycznej (Dz. U. Nr 201, poz. 1240).

W rozporządzeniu określono:

- sposób sporządzania świadectwa charakterystyki energetycznej budynku, lokalu mieszkalnego lub części budynku stanowiącej samodzielną całość techniczno-użytkową,
- wzory świadectw charakterystyki energetycznej,
- oraz metodologię obliczania charakterystyki energetycznej.
- Obliczenia, które należy wykonać w ramach oceny budynku dotyczą **zapotrzebowania energii:**
- **użytkowej** (bezpośrednio wykorzystywanej)
- **końcowej** (wskaźnik EK)
- **pierwotnej** (wskaźnik EP)

W ramach ww. zapotrzebowania wykonywane są również obliczenia wielkości energii zużytej na przygotowanie ciepłej wody. Wskaźnik EP wyraża wielkość rocznego zapotrzebowania na energię pierwotną niezbędną do zaspokojenia potrzeb związanych z użytkowaniem budynku, odniesioną do 1 m² powierzchni użytkowej, podany w kWh/m² /rok. Wskaźnik EP jest to ilościowa ocena zużycia energii. Uzyskane małe wartości wskazują na wysoką efektywność i użytkowanie energii chroniące zasoby i środowisko. Świadectwo energetyczne zawiera także porównanie wskaźnika EP z wartością referencyjną (porównawczą) EP wynikającą z wymagań zawartych w przepisach techniczno-budowlanych. To porównanie wskaźnika EP obliczonego w oparciu o dane rzeczywiste ocenianego budynku z wyliczoną wartością referencyjną stanowi jakościową ocenę energetyczną budynku.

Wskaźnik EK wyrażony jest w kWh/m²/rok, i oznacza zapotrzebowanie na energię końcową dla ogrzewania, wentylacji i przygotowania ciepłej wody użytkowej. Jest to ilość energii bilansowana na granicy budynku, czyli ilość energii, która powinna być dostarczona do budynku, aby zapewnić utrzymanie obliczeniowej temperatury wewnętrznej, niezbędnej wentylacji i dostarczenie ciepłej wody użytkowej. Wskaźnik EK jest miarą efektywności energetycznej budynku i jego techniki instalacyjnej. Małe wartości EK sygnalizują niskie zapotrzebowanie energii (i niskie koszty energii) i tym samym wysoką efektywność.

Jednym z bardziej istotnych dokumentów związanych z wdrożeniem dyrektywy 2010/31/WE jest **rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 3 lipca 2003 r. w sprawie szczególnego zakresu i formy projektu budowlanego** (Dz. U. Nr 120, poz. 1133), a w szczególności jego nowelizacja z dnia 6 listopada 2008 (Dz.U. 201, poz. 1239). Nowela wprowadza obowiązek, w ramach prac projektowych, dokonywania analizy możliwości wykorzystania alternatywnych źródeł energii, na potrzeby ogrzewania lub chłodzenia czy przygotowania ciepłej wody użytkowej, w przypadku budynków nowo wznoszonych o powierzchni użytkowej przekraczającej 1000 m².

Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 17 marca 2009 r. w sprawie szczegółowego zakresu i form audytu energetycznego oraz części audytu remontowego, wzorów kart audytów, a także algorytmu oceny opłacalności przedsięwzięcia termomodernizacyjnego (Dz.U. z 2009 r., nr 43, poz. 346).

W rozporządzeniu przedstawiono nową metodykę sporządzania audytu energetycznego, u podstaw której leżą zmiany norm oraz wprowadzenie nowych przepisów. Wprowadzone zostały również powiązania przepisów dotyczących sporządzania audytów i sporządzania świadectw energetycznych. Między innymi obliczenia zapotrzebowania na ciepło do przygotowania ciepłej wody użytkowej należy obecnie wykonywać w oparciu o przepisy Polskiej Normy lub w oparciu o przepisy zawarte w rozporządzeniu o świadectwach.

2.2.1.2. Normy zalecane do stosowania

W 2007 roku został przyjęty przez CEN (Europejski Komitet Normalizacyjny) pakiet norm europejskich dotyczących obliczania zapotrzebowania na energię i sprawności instalacji wchodzących w skład budynków. Metodyki obliczeń dla instalacji ciepłej wody zawarto w wyszczególnionych poniżej arkuszach normy europejskiej. Norma ta jest już przyjęta przez Polski Komitet Normalizacyjny w wersji PN-EN przez Komitet Techniczny PKN nr KT 279 do spraw Ciepłownictwa, Ogrzewnictwa i Wentylacji.

- PN-EN 15316-3-1:2007 Heating systems in building - Method for calculation of system energy requirements and efficiencies - Part 3.1 Domestic hot water systems, characterisation of needs

(tapping requirements) (Instalacje ogrzewcze w budynkach - Metoda obliczania zapotrzebowania na energię instalacji i sprawności instalacji - Część 3.1 Instalacje centralnej ciepłej wody, charakterystyka zapotrzebowania, wymagania dotyczące rozbioru wody);

- PN-EN 15316-3-2:2007 Heating systems in building - Method for calculation of system energy requirements and efficiencies - Part 3.2 Domestic hot water systems, distribution (Instalacje ogrzewcze w budynkach - Metoda obliczania zapotrzebowania na energię instalacji i sprawności instalacji - Część 3.2 Instalacje centralnej ciepłej wody, rozprowadzanie wody);
- PN-EN 15316-3-3:2007 Heating systems in building - Method for calculation of system energy requirements and efficiencies - Part 3.3 Domestic hot water systems, generation (Instalacje ogrzewcze w budynkach - Metoda obliczania zapotrzebowania na energię instalacji i sprawności instalacji - Część 3.3 Instalacje centralnej ciepłej wody, przygotowanie wody).

W ww. normach przyjęto ogólne podejście do obliczania zapotrzebowania na energię do przygotowywania ciepłej wody z uwzględnieniem następujących kryteriów:

- obliczenie zapotrzebowania na ciepłą wodę dla pojedynczego mieszkania lub części budynku;
- obliczenie strat ciepła w systemie dystrybucji ciepłej wody uwzględniając także obiegi cyrkulacyjne;
- obliczenie strat ciepła w zasobnikach ciepłej wody, przy jej przygotowaniu lub przechowywaniu.

Metoda obliczania wymaganej ilości energii cieplnej dla centralnych instalacji wody ciepłej, zawarta w normie PN-EN 15316-3 może być stosowana dla wszystkich typów budynków wyposażonych w takie instalacje. Metodę tą można stosować do całych budynków lub do wybranych ich części.

Wymagana wielkość energii cieplnej dla instalacji ciepłej wody w budynku zależy od następujących czynników:

- wielkości zapotrzebowania na ciepłą wodę przez użytkowników i wymaganej jej temperatury. Ciepła woda dostarczana jest odbiorcom za pośrednictwem armatury czerpalnej w określonych objętościach zależnych od charakterystyki hydraulicznej zastosowanych baterii czerpalnych;
- charakterystyki strat ciepłych systemu przygotowania, przechowywania i dystrybucji ciepłej wody.

Okres obliczeniowy do określania zapotrzebowania na ciepło dla instalacji ciepłej wody przyjęto w cytowanej normie na jeden rok. Sposób określania rocznego zapotrzebowania na ciepło może być przeprowadzony dwojako:

- przy wykorzystaniu rocznych danych o pracy systemu instalacji ciepłej wody, uzyskanych na podstawie dotychczasowej jego eksploatacji – do obliczeń przyjmuje się wartości średnie (dobowe, roczne),
- poprzez podział rocznego okresu na krótsze okresy (tygodniowe, miesięczne, sezonowe) i przeprowadzeniu obliczeń dla kolejnych okresów, a następnie zsumowaniu ich i otrzymaniu wyniku dla okresu rocznego.

Do prowadzenia obliczeń dla zwymiarowania węzła ciepłej wody stosowano dotychczas często normę PN-B-01706.

2.2.1.3. Parametry wyjściowe określające wielkość zapotrzebowania na wodę i energię dla wytwarzania c.w.u.

Podstawowymi parametrami wyjściowymi dla określenia zapotrzebowania na energię i moc niezbędną dla wytwarzania c.w.u. jest ocena wielkości zapotrzebowania na wodę wodociągową, w tym udziału ciepłej wody i wskazanie rozkładu tego poboru w zależności od ilości odbiorców, charakteru zabudowy i warunków nierównomierności zarówno w układzie sezonowym, jak i tygodniowym, czy dobowym.

Według danych GUS udostępnianych w Banku Danych Lokalnych przeciętne zużycie wody wodociągowej na osobę z lat 2005 – 2009 waha się w granicach od około 25 m³/rok dla obszarów wiejskich (z tendencją rosnącą) do 36 m³/rok dla miast (z tendencją malejącą). Daje to zużycie średniodobowe maksymalnie na poziomie około 100 dm³/Md, z czego zapotrzebowania na ciepłą wodę nie przekracza 40%.

Wielkości przeciętnych norm zużycia wody na jednego mieszkańca w gospodarstwie domowym wskazane w Rozporządzeniu MI „w sprawie określenia przeciętnych norm zużycia wody” (Dz.U. z 2002 r. /8/70) [5] przy pełnym (standardowym) wyposażeniu w urządzenia poboru wody: wodociąg, ubikacja, łazienka, wynoszą odpowiednio: 80 – 100 dm³/Md dla rozwiązań z lokalnym źródłem ciepłej wody oraz

140 – 160 dm³/Md przy dostawie ciepłej wody ze źródeł centralnych (z systemu ciepłowniczego lub kotłowni lokalnej).

Rozprowadzenie wody dla różnych potrzeb ze wskazaniem zapotrzebowania na wodę zimną i ciepłą przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 2.23. Struktura zużycia wody przeznaczonej na potrzeby bytowo gospodarcze

Struktura zużycia wody	Średnie zużycie jednostkowe wody	Woda zimna	Woda ciepła
	[dm ³ /(Md)]	T = 10°C	T = 55°C
Picie i gotowanie	4	4	0
Mycie naczyń	12	6	6
Mycie ciała	12	6	6
Kąpiel	33	16,5	16,5
Splukiwanie miski ustępowej	38	38	0
Pranie	18	18	0
Sprzątanie i inne potrzeby	8	4	4
Razem	125	92,5	32,5
Udział w całkowitym zużyciu wody	100%	74%	26%

Źródło – Jarosław Chudzicki Instalacje ciepłej wody w budynkach [19]

Przy przyjęciu zaprezentowanej powyżej struktury zużycia wody, uśrednione dobowe zapotrzebowanie na c.w.u. jest na poziomie 26% dając wielkość ponad 32 dm³/Md.

Dobowe zapotrzebowanie wody na osobę określone jest również w rozporządzeniu MI 'w sprawie metodologii obliczania charakterystyki energetycznej budynku... i wzorów świadectw ich charakterystyki energetycznej' i wynosi ono:

- 35 dm³/Md dla zabudowy jednorodzinnej
- 48 dm³/Md dla zabudowy wielorodzinnej z zastrzeżeniem, że w przypadku wykorzystania do rozliczania zużycia c.w.u. indywidualnych wodomierzy wskaźnik ten należy zmniejszyć o 20% [1].

Przewiduje się, że w najbliższym czasie utrzymywać się będzie tendencja spadkowa zużycia wody wynikająca zarówno z wprowadzania indywidualnych rozliczeń za wodę, jak również stosowania instalacji o coraz wyższym standardzie technicznym. Dotyczy to w szczególności nowo powstającej zabudowy.

Cechą charakterystyczną wielkości zapotrzebowania na wodę jest jej nierównomierność, przy czym występuje ona jako zmienność zużycia w ciągu doby związana z rytmem życia mieszkańców, co odnosi się również do zmienności w cyklu tygodniowym oraz zmianom sezonowym. Zmienność ta dotyczy pojedynczego odbiorcy. Dodatkowym elementem rzutującym na dobór urządzeń i instalacji wodociągowych, w tym c.w.u. jest nierównomierność uzależniona od liczby odbiorców zaopatrywanych z danej instalacji.

Współczynnik nierównomierności dobowej N_d dla ciepłej wody waha się w granicach od 1,6 do 1,76, określając stosunek zapotrzebowania dobowego maksymalnego do średniego. Współczynnik nierównomierności godzinowej N_h mieści się na poziomie znacznie wyższym, w granicach od 2,0 do 6,0, określając stosunek zapotrzebowania godzinowego maksymalnego do średniego dobowego. Należy zwrócić uwagę, że wartości te maleją ze wzrostem liczby odbiorców wody [19].

Dla prowadzenia oceny szacunkowych potrzeb energetycznych, których celem jest np. określenie skali potrzeb i potencjalnych możliwości dostawy nośników energii dla obszaru nowej zabudowy lub zastosowania nowych rozwiązań dla zabudowy istniejącej, niezbędnym jest przyjęcie (zdefiniowanie) cech charakterystycznych dla reprezentatywnego budynku w grupie budynków jedno i wielorodzinnych. Poniżej zaproponowano przykładowe charakterystyki budynków ze wskazaniem cech istotnych ze względu na określanie zapotrzebowania na ciepłą wodę użytkową.

Charakterystyka budynku jednorodzinnego:

- powierzchnia użytkowa: 150 m²,
- ilość osób: 3 ÷ 5,
- punkty poboru c.w.u.: wanna, kabina prysznicowa, 2 umywalki, kuchnia.

Charakterystyka budynku wielorodzinnego – założenia ogólne

- średnia powierzchnia użytkowa mieszkania: 50 m²,
- średnia ilość osób na mieszkanie: 3,
- 3 punkty poboru c.w.u. na mieszkanie: wanna lub kabina prysznicowa, umywalka, kuchnia,

- rodzaj budynku:
 - typ I - 10 mieszkań – instalacja mała, do 30 punktów poboru c.w.u.
 - typ II - 10 do 30 mieszkań – instalacja średnia, 30 ÷ 100 punktów poboru c.w.u.
 - typ III - powyżej 30 mieszkań – instalacja duża, powyżej 100 punktów poboru c.w.u.

Parametry wody wodociągowej

Ciśnienie wody przed punktem czerpalnym min. 0,05 MPa, max 0,6 MPa (§114, ust. 1 rozp. MI w sprawie warunków technicznych [2])

Temperatura wody zimnej najczęściej przyjmowana do celów projektowych wynosi 10 °C. W rzeczywistości ulega ona pewnym wahaniom. W przypadku, kiedy woda do instalacji wodociągowej pobierana jest z ujęć podziemnych jej temperatura jest stabilna i waha się w granicach 7 ÷ 12 °C. Dla poboru z wód powierzchniowych wahania te są na poziomie od 3 °C w sezonie zimowym do 23 °C w sezonie letnim. Prowadzone procesy uzdatniania wody i jej przesyłu przed doprowadzeniem jej do budynku niwelują nieznacznie tę różnicę.

Temperatura wody podgrzanej - min 55 °C, max 60 °C w punktach czerpalnych (§120, ust. 2 rozp. MI w sprawie warunków technicznych... [2])

Optymalna temperatura wody zmieszanej wypływającej z wylewki baterii do kąpieli i mycia ciała wynosi około 38°C.

Przy stosowaniu układów z wykorzystaniem zasobników ciepłej wody, z uwagi na ryzyko pojawienia się w trakcie eksploatacji instalacji bakterii Legionella, urządzenia do podgrzewania ciepłej wody powinny być skonstruowane tak, aby całkowita zawartość podgrzewacza była podgrzana przynajmniej raz na dzień do temperatury 60°C.

Winien być zapewniony obieg wody na odcinkach przewodów o objętości wewnątrz przewodu powyżej 3 dm³ prowadzących do punktów czerpalnych.

2.2.1.4. Stosowane metodyki obliczeń inżynierskich

Poniżej zaprezentowano uproszczone sposoby określania zapotrzebowania na energię i moc dla przygotowania c.w.u. według obowiązujących rozporządzeń i ustaleń normowych.

Wyznaczenie rocznego zapotrzebowania na energię końcową dla potrzeb wytwarzania c.w.u. zgodnie z zapisami rozporządzenia Ministra Infrastruktury z dnia 6 listopada 2008 r. w sprawie metodologii obliczania charakterystyki energetycznej budynku i lokalu mieszkalnego lub części budynku stanowiącej samodzielną całość techniczno-użytkową oraz sposobu sporządzania i wzorów świadectw ich charakterystyki energetycznej (Dz.U. Nr 201, poz. 1240). Powołane rozporządzenie o świadectwach energetycznych wskazuje na sposób obliczania rocznego zapotrzebowania na energię końcową i pierwotną niezbędnych dla określenia wskaźników energetycznych budynku, dla których jednym z elementów składowych jest zapotrzebowanie na energię dla podgrzania ciepłej wody.

Przez zapotrzebowanie na energię końcową rozumie się roczną ilość energii, którą należy dostarczyć do budynku aby zapewnić utrzymanie obliczeniowej temperatury wewnętrznej i dostarczenie ciepłej wody użytkowej.

Przez zapotrzebowanie na nieodnawialną energię pierwotną rozumie się całkowitą energię jaką należy dostarczyć do budynku i oprócz energii końcowej obejmuje dodatkową ilość energii wymaganą na dostarczenie nośnika energii do budynku.

2.2.1.4.1 Wyznaczenie rocznego zapotrzebowania na energię pierwotną i końcową dla potrzeb c.w.u.

Energia pierwotna:

$$Q_{PW} = w_w \cdot Q_{K,W} + w_{el} \cdot E_{el,pom,W} \quad [\text{kWh/rok}]$$

$Q_{K,W}$ – roczne zapotrzebowanie na energię końcową przez system do podgrzania c.w.u. [kWh/rok],

$Q_{P,W}$ – roczne zapotrzebowanie na energię pierwotną przez system do podgrzania c.w.u. [kWh/rok],

$E_{el,pom,W}$ – roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną końcową do napędu urządzeń pomocniczych systemu c.w.u. [kWh/rok],

w_w , w_{el} – współczynniki nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej na wytworzenie i dostarczenie nośnika energii końcowej do ocenianego budynku (wg tab.1. [1])

Energia końcowa:

$$Q_{K,W} = \frac{Q_{W,nd}}{\eta_{W,tot}} \text{ [kWh/rok]}$$

$$\eta_{W,tot} = \eta_{W,g} \cdot \eta_{W,d} \cdot \eta_{W,s} \cdot \eta_{W,e}$$

gdzie:

$Q_{W,nd}$ – zapotrzebowanie ciepła użytkowego do podgrzania c.w.u. [kWh/rok],

$\eta_{W,tot}$ – średnia sezonowa sprawność wytworzenia nośnika ciepła z energii dostarczanej do granicy bilansowej budynku (energii końcowej)

$\eta_{W,g}$ – średnia sezonowa sprawność wytwarzania ciepłej wody w obrębie budynku (osłony bilansowej lub poza nią)

$\eta_{W,d}$ – średnia sezonowa sprawność transportu (dystrybucji) ciepłej wody w obrębie budynku (osłony bilansowej lub poza nią)

$\eta_{W,s}$ – średnia sezonowa sprawność akumulacji ciepłej wody w elementach pojemnościowych systemu ciepłej wody (w obrębie osłony bilansowej lub poza nią),

$\eta_{W,e}$ – średnia sezonowa sprawność wykorzystania (przyjmuje się 1,0)

Sposób wyznaczenia sprawności elementów instalacji oraz wskaźniki poddane analizie zostały w innych częściach etapu zadania badawczego.

Wybrane wskaźniki wskazano w rozporządzeniu Ministra Infrastruktury z dnia 6 listopada 2008 r. w sprawie metodologii obliczania charakterystyki energetycznej budynku i lokalu mieszkalnego lub części budynku stanowiącej samodzielną całość techniczno-użytkową oraz sposobu sporządzania i wzorów świadectw ich charakterystyki energetycznej (Dz.U. Nr 201, poz. 1240) - tab 11.1, 11.2, 12, 13.1., 13.2.

Roczne zapotrzebowanie ciepła użytkowego:

$$Q_{W,nd} = \frac{V_{CW} \cdot L_i \cdot C_w \cdot \rho_w \cdot (\theta_{CW} - \theta_o) \cdot k_t \cdot t_{UZ}}{1.000 \cdot 3.600} \text{ [kWh/rok]}$$

gdzie:

V_{CW} - jednostkowe dobowe zużycie ciepłej wody użytkowej [$\text{dm}^3/\text{osoby} \cdot \text{doba}$]

L_i – liczba osób,

t_{UZ} - czas użytkowania (miesiąc, rok - przeważnie 365 dni), czas użytkowania należy zmniejszyć o przerwy urlopowe i wyjazdy i inne uzasadnione sytuacje, średnio w ciągu roku o 10 % - dla budynków mieszkalnych [doby],

k_t - mnożnik korekcyjny dla temperatury ciepłej wody innej niż 55°C, tab 14 rozp. [1]

c_w - ciepło właściwe wody, przyjmowane jako 4,19 kJ/(kgK),

ρ_w - gęstość wody, przyjmowana jako 1.000 kg/m³,

θ_{CW} - temperatura ciepłej wody w zaworze czerpalnym, 55°C,

θ_o - temperatura wody zimnej, przyjmowana jako 10°C,

Roczne zapotrzebowanie na energię pomocniczą

$$E_{el,pom,W} = \sum_i q_{el,W,i} \cdot A_f \cdot t_{el,i} \cdot 10^{-3} \text{ [kWh/rok]}$$

gdzie:

$q_{el,W,i}$ - zapotrzebowanie mocy elektrycznej do napędu i-tego urządzenia pomocniczego w systemie przygotowania ciepłej wody, odniesione do powierzchni użytkowej (ogrzewanej) [W/m^2],

A_f – powierzchnia pomieszczeń o regulowanej temperaturze w budynku [m^2],

$t_{el,i}$ - czas działania urządzenia pomocniczego w ciągu roku, zależny od programu eksploatacji instalacji c.w.u. [h/rok],

Średnie wartości wskaźnikowe $q_{el,W,i}$ i $t_{el,i}$ wg tab 19 rozp [1]

2.2.1.4.2 Obliczenia mocy cieplnej dla określenia węzła dla centralnego przygotowania c.w.u. wg PN-B-01706:1992

Moc cieplna wymiennika Φ

$$\Phi = q \cdot c_w \cdot \rho \cdot (t_c - t_z) \text{ [kW]}$$

gdzie:

q – obliczeniowy przepływ ciepłej wody, odpowiednio do sposobu ogrzewania wody i akumulacyjności urządzeń do podgrzewania wody [dm^3/d]:

$q_{\text{dśr}}$ – średnie dobowe, $q_{\text{dśr}} = U \cdot q_c$,

$q_{\text{hśr}}$ – średnie godzinowe, $q_{\text{hśr}} = q_{\text{dśr}} / \tau$,

q_{hmax} – maksymalne godzinowe, $q_{\text{hmax}} = q_{\text{hśr}} \cdot N_h$,

U – liczba osób zaopatrywanych w c.w.u.,

q_c – dobowe zapotrzebowanie na c.w.u. na osobę,

τ – liczba godzin użytkowania instalacji c.w.u. w ciągu doby – 18 h/d – w godz. od 6⁰⁰ do 24⁰⁰,

N_h – współczynnik nierównomierności godzinowej rozbiórki wody $N_h = 9,32 \cdot U^{-0,244}$,

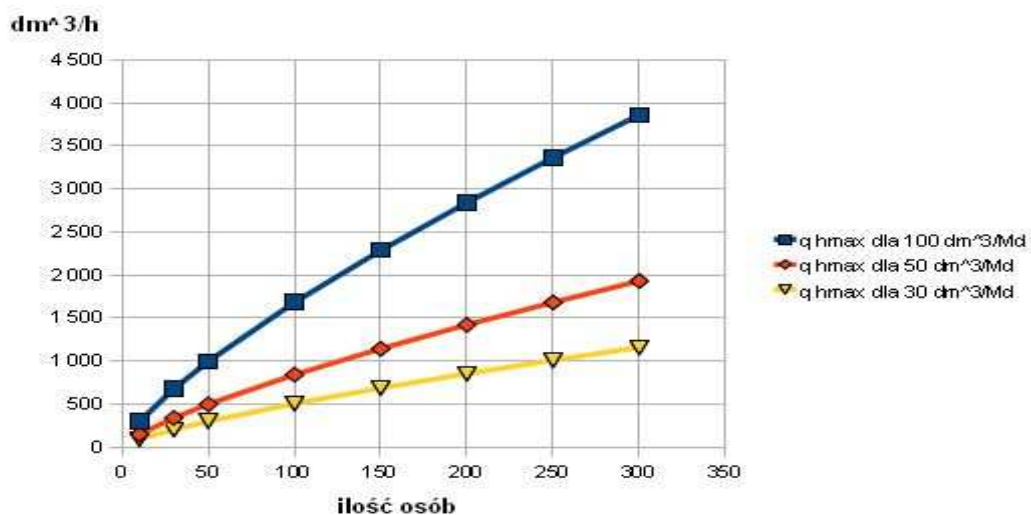
W ww. normie wskazano wielkość dobowego zapotrzebowania wody na osobę na poziomie 110 – 130 dm^3/Md dając zawyżone wyniki dla potrzeb doboru urządzeń.

O znaczeniu przyjęcia realnej wielkości tego zapotrzebowania świadczy przedstawione poniżej zestawienie obrazujące skalę zmian maksymalnego godzinowego zapotrzebowania na ciepłą wodę, przy zmiennej wielkości dobowego zapotrzebowania wody na osobę i ilości osób zaopatrywanych z systemu.

Tabela 2.24. Maksymalne godzinowe zapotrzebowanie na c.w.u. w zależności od ilości odbiorców przy toku obliczeń wg PN-B-01706

Ilość osób	10	30	50	100	150	200	250	300
N_h	5,31	4,06	3,59	3,03	2,74	2,56	2,42	2,32
Dla $q_c = 100 \text{ dm}^3/\text{Md}$								
$q_{\text{hmax}} [\text{dm}^3/\text{h}]$	295	677	997	1 683	2 287	2 843	3 365	3 862
Dla $q_c = 50 \text{ dm}^3/\text{Md}$								
$q_{\text{hmax}} [\text{dm}^3/\text{h}]$	148	339	498	842	1 144	1 421	1 683	1 931
Dla $q_c = 30 \text{ dm}^3/\text{Md}$								
$q_{\text{hmax}} [\text{dm}^3/\text{h}]$	89	203	299	505	686	853	1 010	1 159

Rys. 2.13. Skala zmian maksymalnego godzinowego zapotrzebowania na c.w.u.



2.2.1.4.3 Tok obliczeń – uwarunkowania wg PN-EN 15316-3 [14], [15], [16]

Norma PN-EN 15316-3-1 określa sposób obliczania energii użytkowej niezbędnej do wytworzenia c.w.u. dla mieszkania, budynku lub strefy budynku. Wskazane są cztery uproszczone metody obliczeń zapotrzebowania energii.

Metoda „programu kroczącego” - oparta na określeniu zapotrzebowania energii w poszczególnych porach dnia dla gospodarstwa domowego jedno, lub wieloosobowego. Zestawienia tabelaryczne zapotrzebowania energii wskazano w załączniku do ww. normy (Annex A). Wskazane tam wielkości dobowego zapotrzebowania zbliżone są do wartości średniodobowego zużycia wody według rozporządzenia Ministra Infrastruktury z dnia 6 listopada 2008 r. w sprawie metodologii obliczania charakterystyki energetycznej budynku i lokalu mieszkalnego lub części budynku stanowiącej samodzielną całość techniczno-użytkową oraz sposobu sporządzania i wzorów świadectw ich charakterystyki energetycznej (Dz.U. Nr 201, poz. 1240) i uśrednionych danych GUS dla miast i przedstawiają się następująco:

- | | | |
|--------------------------|--------------------------|-------------|
| • gospodarstwo 1 osobowe | - 36 dm ³ /d | 7 560 MJ/d |
| • gospodarstwo o zużyciu | - 100 dm ³ /d | 21 042 MJ/d |
| • gospodarstwo 3 osobowe | - 200 dm ³ /d | 41 958 MJ/d |

Metoda bazująca na określeniu wymagań dobowej objętości wody gorącej określonej w zależności od rodzaju budynku i sposobu użytkowania jako:

$$V_{wd} = V_{W \cdot f \cdot d} \cdot f$$

gdzie :

- $V_{W \cdot f \cdot d}$ - litrów wody na jednostkę (osobę) na dobę o wymaganym przyroście temperatury,
 f – liczba jednostek, do których odniesione są obliczenia

Dla pojedynczych mieszkań wielkości te mogą być przyjmowane według wskaźników krajowych lub wskazanych w prezentowanej normie. Dopuszcza się przeprowadzenie oddzielnych obliczeń dla zapotrzebowania w kuchni i łazience. Przykładem takiego podejścia jest sposób wyznaczania mocy cieplnej według normy niemieckiej DIN 4708 [8], [9], gdzie uwzględnia się wyposażenie mieszkań w wersji standardowej i komfortowej.

Metoda bazująca na założeniu liniowej zależności pomiędzy wielkością zapotrzebowania na energię dla wytworzenia c.w.u. a powierzchnią całkowitą lub użytkową pomieszczeń budynku – (wskaźniki według załączników krajowych).

Metoda zawiera tabelaryczne ujęcie wskaźników dziennego zapotrzebowania na energię dla wytworzenia c.w.u. w zależności od rodzaju budynku i prowadzonej działalności, z zastrzeżeniem, że tabele te będą wprowadzone jako załączniki krajowe

Norma PN-EN 15316-3-2 określa metody wyznaczania:

- strat ciepła występujące w systemie dystrybucji c.w.u. w obrębie budynku, z niezależnie traktowanym systemem rozprzodzenia wody i systemu obiegów cyrkulacyjnych,
- możliwych do odzyskania strat ciepła podsystemu rozdziału c.w.u.,
- niezbędnej energii pomocniczej podsystemu rozdziału c.w.u.

Norma PN-EN 15316-3-3 określa wymagania dotyczące podsystemu wytwarzania c.w.u., gdzie na całkowitą energię niezbędną do wytworzenia ciepłej wody składa się:

- energia użytkowa niezbędna do wytworzenia c.w.u. (wyznaczana wg PN-EN 15316-3-1),
- straty ciepła systemu dystrybucji (rozprzodzenia) c.w.u. (wyznaczane wg PN-EN 15316-3-2),
- straty ciepła zasobnika wody - jeśli występuje (wyznaczane wg PN-EN 15316-3-3),
- straty ciepła na rurociągu głównym - jeśli występuje.

2.2.2. Czynniki wpływające na ograniczenie energii dla c.w.u.

Dążenie do znaczącego ograniczenia zapotrzebowania na ciepło dla pokrycia potrzeb grzewczych budynku powoduje znaczący wzrost udziału, w całkowitym bilansie potrzeb energetycznych budynku energii, niezbędnej dla wytworzenia ciepłej wody użytkowej. Celowym jest więc maksymalne ograniczenie zarówno poziomu zużycia ciepłej wody, jak i strat ciepła w instalacji c.w.u. Składa się na to optymalizacja doboru instalacji i urządzeń wytwarzania i dostarczania c.w.u. z dostosowaniem do przewidywanej liczby punktów czerpalnych i ilości odbiorców oraz zastosowanie wyposażenia o rozwiązaniach konstrukcyjnych umożliwiających zminimalizowanie poboru wody.

2.2.2.1. Ograniczenie przepływu wody – możliwości oszczędzania c.w.u.

Ograniczenie zużycia wody możliwe będzie przy zastosowaniu baterii czerpalnych minimalizujących przepływ wody, przy czym nieodłącznym i niezbędnym elementem winna być zmiana nawyków użytkowników na rzecz oszczędnego korzystania z c.w.u.

Perlatory

Perlator to element mocowany na końcu wylewki baterii, zwiększający strumień wody przez jego napowietrzenie. Jego zastosowanie nie wpływa w żaden sposób na skuteczność mycia, a jednocześnie pozwala na zużywanie minimum o ok. 15% mniej wody. Problemem w przypadku tradycyjnych perlatorów, których konstrukcja oparta jest na zastosowaniu komory mieszania i odpowiednich siatek, jest osadzający się na nich kamień, ograniczający – a nawet zatykający – wypływ wody z wylewki. Należy wówczas zdjąć urządzenie i wyczyścić je. O wiele łatwiejszy w utrzymaniu czystości jest perlator kaskadowy, taki jak Kludi s-pointer. Opatentowany system kaskadowy napowietrza strumień wody, pozbawiony jest zbędnych siatek. Dzięki temu, nie osadza się w nim kamień, zaś sam perlator jest łatwiejszy w czyszczeniu. Jednak najważniejszą zaletą s-pointera jest możliwość regulacji kąta strumienia wypływającej wody, który można dopasować do upodobań lub po prostu do wielkości umywalki. Regulacja odbywa się bezpośrednio przy wylewce baterii, bez dodatkowego przegubu kulowego i nieestetycznych zmian w wyglądzie baterii [22].

Z kolei perlator kaskadowy Eco, pozwala na znaczne zmniejszenie zużycia wody. Wyposażony jest w specjalną membranę zmniejszającą swój przekrój przy wzrastającym ciśnieniu wody i w ten sposób regulującą przepływ wody. Niezależnie od ciśnienia wody przepływ jest ograniczony do 8 l/min.

Baterie jednouchwytowe i jednouchwytowe z eko-przyciskiem

Konstrukcja mieszacza w baterii jednouchwytowej umożliwia szybkie uzyskanie i utrzymanie pożądanej temperatury wypływającej wody. Eko-przycisk ogranicza strumień wody. Przycisk od razu po uruchomieniu baterii ustawia siłę strumienia na ekonomicznym poziomie.

Baterie bezdotykowe

Zabudowane sensory automatycznie sterują włączaniem i wyłączaniem przepływu wody w wyniku zbliżenia rąk do baterii. Wielkość przepływu wody i jej temperatura może być ustawiona jednorazowo. Zainstalowany w baterii regulator przepływu zapewnia stały wypływ wody, niezależnie od ciśnienia wody zasilającej baterię

Baterie termostatyczne

Stosowane głównie jako baterie wannowe i prysznicowe, utrzymują stałą temperaturę wypływającej wody niezależnie od zmian temperatury i ciśnienia wypływającej wody. Częścią baterii jest termostat, którego zasada działania umożliwia szybkie, w ciągu kilku sekund mieszanie ciepłej i zimnej wody we właściwych proporcjach dla osiągnięcia wymaganej temperatury np. 38°C. Stosowanie baterii termostatycznych sprzyja więc znacznym oszczędnościom - zużycie wody zmniejsza się blisko o ok. 40%, a koszt energii nawet do 50%.

Ograniczniki wypływu

Wstępnie ograniczają strumień wypływającej wody do 60% maksymalnego wypływu i/lub wstępnie ograniczają wypływ ciepłej wody tak aby szybko uzyskać temperaturę wody wypływającej najczęściej używanej tj. na poziomie około 38°C

Wypożenie sanitarne mieszkań

Czynnikiem zwiększającym pobór wody może być niedostateczne wyposażenie sanitarne mieszkań np. brak umywalki w łazience wymusza korzystanie z baterii wannowej przy myciu rąk. Wydajność baterii wannowej jest prawie dwukrotnie większa, przy utrzymaniu wymaganego komfortu mycia. Poniżej zestawiono korzyści wynikające z zastosowania przedstawionych powyżej rozwiązań w stosunku do zastosowania tradycyjnej baterii dwuuchwytowej.

Tabela 2.25. Obniżenie zużycia wody w odniesieniu do tradycyjnej baterii dwuuchwytowej

Wyszczególnienie	Bateria dwuuchwytowa z tradycyjną wylewką	Perlator	Bateria jednouchwytowa	Bateria jednouchwytowa z eko-przyciskiem	Bateria bezdotykowa	Bateria termostatyczna	Ogranicznik (regulator wypływu)

Bateria wannowa, prysznicowa	-	od 20% do 60% **	25% *	40 * - 45%	50 - 60% *	40 - 45% *	Wstępne ograniczenie do 60% max wypływu *
Bateria umywalkowa	50% w stosunku do b.wannowej		25% *	45%	40 - 50% *		

Źródło: * - Chudzicki J. „Instalacje ciepłej wody w budynkach” Biblioteka Fundacji Poszanowania Energii Warszawa – Poznań 2008

** - katalogi producentów (np. Ferro S.A. ul. Przemysłowa 7 32-050 Skawina)

2.2.2.2. Obniżenie zapotrzebowania energii na wytworzenie c.w.u.

2.2.2.2.1 Sprawność przesyłania c.w.u. i izolowanie instalacji

Obecnie przewody instalacji wodociągowych wykonywane są z tworzyw sztucznych, oraz z rur miedzianych (instalacje wewnętrzne w budynku). Elementem obniżającym wielkość strat energii na przesył ciepłej wody jest stosowanie izolacji zarówno na przewodach doprowadzających, jak i przewodach obiegów cyrkulacyjnych. Dodatkowo celowym jest zastosowanie izolacji na przewodach wody zimnej dla zabezpieczenia przed skraplaniem pary wodnej (roszeniem) na zewnętrznych powierzchniach przewodów.

Do izolowania instalacji wodociągowych stosować można wszystkie rodzaje materiałów izolacyjnych dopuszczonych do stosowania w budownictwie. Minimalne grubości warstwy izolacji na przewodach instalacji c.w.u. prowadzonych w różnych pomieszczeniach określa norma PN-B-02421:2000 [21], np. dla przewodu $\leq$ DN 20 instalacji ciepłej wody wymagana grubość izolacji wynosi co najmniej 20 mm.

Sprawność przesyłu c.w.u. w zależności rodzaju instalacji (miejscowe lub centralne przygotowanie c.w.u., z obiegiem cyrkulacyjnym lub bez) oraz jej wielkości wskazana jest w rozporządzeniu Ministra Infrastruktury z dnia 6 listopada 2008 r. w sprawie metodologii obliczania charakterystyki energetycznej budynku i lokalu mieszkalnego lub części budynku stanowiącej samodzielną całość techniczno-użytkową oraz sposobu sporządzania i wzorów świadectw ich charakterystyki energetycznej (Dz.U. Nr 201, poz. 1240) - tabela 13.1.[1] do wykorzystania przy prowadzeniu obliczeń szacunkowych i braku informacji o rozwiązaniach szczegółowych instalacji.

2.2.2.2.2 Akumulacja energii w systemie c.w.u.

O akumulacji energii w systemie podawania c.w.u. można mówić w przypadku zastosowania systemów centralnych z zastosowaniem zasobników i rozbudowanej instalacji rozprowadzającej. Rozwiązania takie dają co prawda dostępność do ciepłej wody praktycznie w każdej chwili przy relatywnie niskim lecz stałym doprowadzeniu energii do systemu, generuje jednakże znaczące straty ciepła. W rozporządzeniu Ministra Infrastruktury z dnia 6 listopada 2008 r. w sprawie metodologii obliczania charakterystyki energetycznej budynku i lokalu mieszkalnego lub części budynku stanowiącej samodzielną całość techniczno-użytkową oraz sposobu sporządzania i wzorów świadectw ich charakterystyki energetycznej (Dz.U. Nr 201, poz. 1240) określone są one w postaci sprawności akumulacji ciepła w systemie ciepłej wody w zależności od standardu budynku. Dla uproszczenia w rozporządzeniu jako „standard” wskazano rok budowy wynikający z obowiązujących w danym okresie standardów izolacyjności i stosowanych rozwiązań technicznych instalacji.

Tabela 2.26. Sprawności akumulacji ciepła w systemie ciepłej wody n_w

Lp.	Parametry zasobnika c.w.u. i jego usytuowanie	η_w
1	Zasobnik w systemie wg standardu z lat 1970-tych	0,30 – 0,59
2	Zasobnik w systemie wg standardu z lat 1977 - 1995	0,55 – 0,69
3	Zasobnik w systemie wg standardu z lat 1995 - 2000	0,60 – 0,74
4	Zasobnik w systemie wg standardu budynku niskoenergetycznego	0,83 – 0,86

Źródło - rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 6 listopada 2008 r. w sprawie metodologii obliczania charakterystyki energetycznej budynku i lokalu mieszkalnego lub części budynku stanowiącej samodzielną całość techniczno-użytkową oraz sposobu sporządzania i wzorów świadectw ich charakterystyki energetycznej (Dz.U. Nr 201, poz. 1240)- tab.13.2. [1]

2.2.2.2.3 Obiegi cyrkulacyjne

Często systemy rozprowadzania ciepłej wody są wyposażone w systemy cyrkulacyjne wraz z pompami cyrkulacyjnymi. Zapewniają one stały obieg ciepłej wody w systemie, tak że nawet w najbardziej odległych punktach czerpalnych woda jest dostępna natychmiast. Zapewniają one komfort w korzystaniu z ciepłej wody. Należy jednak pamiętać, że pompy te zużywają energię elektryczną. Ponadto krążąca bez potrzeby ciepła woda ochładza się podczas przepływu przez rury i w efekcie musi zostać ponownie podgrzana. Celowym jest więc zastosowanie systemu okresowego wyłączania obiegów cyrkulacyjnych i np. nastawiania indywidualnych programów czasowych za pomocą dodatkowych zegarów sterujących, w które można wyposażać wiele pomp cyrkulacyjnych.

Rozwiązaniem alternatywnym do układów cyrkulacyjnych jest zastosowanie instalacji ogrzewania towarzyszącego, które może być zrealizowane np. w postaci taśm grzewczych wykonanych z przewodów oporowych poprowadzonych wzdłuż przewodów c.w.u. Rozwiązanie to można stosować dla przewodów wykonanych z rur miedzianych.

2.3. Propozycja uproszczonej metody określania zapotrzebowania na moc i energię dla przygotowania ciepłej wody użytkowej

Wyznaczanie zapotrzebowania na energię dla wytworzenia ciepłej wody użytkowej realizowane wino być w trzech krokach obejmujących:

1. Wyznaczenie zapotrzebowania na ciepłą wodę – zapotrzebowanie roczne, zapotrzebowania dobowe, maksymalne zapotrzebowania godzinowe,
2. Wyznaczenie rocznego zapotrzebowania na energię,
3. Zapotrzebowania mocy szczytowej według wariantów rozwiązań

Poniżej przedstawiono dwa schematy obliczania zapotrzebowania mocy i energii na wytworzenie c.w.u. w zależności od rodzaju budynku – dla budynku jednorodzinnego I wielorodzinnego.

Tabela 2.27. Tok obliczeń dla budynku jednorodzinnego

Krok	Tok obliczeń	Wielkość / sposób obliczenia	Jednostka
1	Liczba użytkowników	$L = 3 \div 5$	Ilość osób
2	Dobowe zapotrzebowanie na c.w.u. dla 1 użytkownika	$V_{CW} = 35$	dm ³ /Md
3	Współczynnik godzinowy nierównomierności rozbiór c.w.u.	$N_h = 9,32 \cdot L^{-0,244}$	-
4	Średnie godzinowe zapotrzebowanie na c.w.u. w budynku	$V_{hsr} = V_{dsr} / 18$	dm ³ /h
5	Maksymalne godzinowe zapotrzebowanie na c.w.u. w budynku	$V_{CW MAX} = V_{hsr} \cdot N_h$	dm ³ /h
6	Roczne zużycie c.w.u. w budynku	$V_R = 365 \cdot V_{CW} \cdot L$	m ³ / rok
7	Zapotrzebowanie na ciepło użytkowe	$Q_{CWU} = V_R \cdot c_w \cdot \rho_w \cdot (t_c - t_z) / 10^6$	GJ / rok
8	Zapotrzebowanie na ciepło budynku	$Q_{CWU b} = V_R \cdot c_w \cdot \rho_w \cdot (t_c - t_z) / (\eta_w \cdot \eta_p \cdot 10^6)$	GJ / rok
9	Mocy użyteczna dla centralnego przygotowania c.w.u.	$\Phi_{max,h} = V_{CW MAX} \cdot c_w \cdot \rho_w \cdot (t_c - t_z)$	kW
10	Maksymalny pobór mocy przy zastosowaniu instalacji:		
10.1.	- z miejscowym przygotowaniem c.w.u. (przepływowe podgrzewacze)	$\Phi_{max b} = 24 - 30 / \eta_w$	kW
10.2.	- z centralnym przygotowaniem c.w.u.	$\Phi_{max,h,b} = V_{CW MAX} \cdot c_w \cdot \rho_w \cdot (t_c - t_z) / (\eta_w \cdot \eta_p)$	kW

Stosowane oznaczenia:

V_{CW} – dobowe zużycie c.w.u. na osobę [dm³/M d],

V_R – roczne zużycie c.w.u. na osobę [m³/M a],

$V_{CW MAX}$ – maksymalne szczytowe zapotrzebowanie c.w.u.

L – ilość osób,

c_w – ciepło właściwe wody - 4,19 [kJ/(kgK)],

ρ_w – gęstość wody - 1000 [kg/m³],

t_c – temperatura ciepłej wody na wypływie z zaworu czerpalnego - 55 [°C],

t_z – temperatura wody zimnej - 10 [°C],

η_w – sprawność źródła ciepła stosowanego dla przygotowania c.w.u.,

η_p – sprawność przesyłu c.w.u. w instalacji budynku

Q_{CWU} – roczne zapotrzebowanie na energię użyteczną dla wytworzenia c.w.u. [GJ/rok],

$Q_{CWU b}$ – roczne zapotrzebowanie na energię użyteczną dla wytworzenia c.w.u. [GJ/rok],

Φ_{max} – zapotrzebowania mocy użytecznej dla wytworzenia c.w.u., [kW]

$\Phi_{max b}$ – zapotrzebowania mocy dla wytworzenia c.w.u. budynku, [kW]

$\Phi_{max h}$ – maksymalne godzinowe zapotrzebowanie mocy dla wytworzenia c.w.u. [kW].

$\Phi_{max h,b}$ – maksymalne godzinowe zapotrzebowanie mocy dla wytworzenia c.w.u. budynku [kW].

Tabela 2.28. Tok obliczeń dla budynku wielorodzinnego

Krok	Tok obliczeń	Wielkość / sposób obliczenia			Jednostka
1	Rodzaj instalacji	Mała	Średnia	Duża	
2	Liczba mieszkań M =	Do 10	10 - 30	Powyżej 30	Ilość
3	Liczba punktów poboru ciepłej wody N =	Do 30	30 - 100	Powyżej 100	ilość
4	Liczba użytkowników L =	60 - 90	60 - 300	Powyżej 250	ilość osób
5	Dobowe zapotrzebowanie na c.w.u. dla 1 użytkownika	$V_{CW} = 38 - 48$			dm ³ /Md
6	Współczynnik godzinowy nierównomierności rozbioru c.w.u.	$N_h = 9,32 \cdot L^{-0,244}$			-
7	Średnie godzinowe zapotrzebowanie na c.w.u. w budynku	$V_{hsr} = V_{dsr} / 18$			dm ³ /h
8	Maksymalne godzinowe zapotrzebowanie na c.w.u. w budynku	$V_{CW MAX} = V_{hsr} \cdot N_h$			dm ³ /h
9	Roczne zużycie c.w.u. w budynku	$V_R = 365 \cdot V_{CW} \cdot L$			m ³ / rok
10	Zapotrzebowanie na ciepło użytkowe	$Q_{cwu} = V_R \cdot c_w \cdot \rho_w \cdot (t_c - t_z) / 10^6$			GJ / rok
11	Zapotrzebowanie na ciepło dla budynku	$Q_{cwu b} = V_R \cdot c_w \cdot \rho_w \cdot (t_c - t_z) / (\eta_w \cdot \eta_p \cdot n_A \cdot 10^6)$			GJ / rok
12	Maksymalny godzinowy pobór mocy użytkowej	$\Phi_{max,h} = V_{CW MAX} \cdot c_w \cdot \rho_w \cdot (t_c - t_z)$			kW
	Sprawność przesyłu c.w.u. - η_p	0,6 - 0,8	0,5 - 0,7	0,4 - 0,6	
13	Maksymalny godzinowy pobór mocy dla budynku	$\Phi_{max,h,b} = V_{CW MAX} \cdot c_w \cdot \rho_w \cdot (t_c - t_z) / (\eta_w \cdot \eta_p)$			kW

Stosowane oznaczenia:

V_{CW} – dobowe zużycie c.w.u. na osobę [dm³/Md],

V_R – roczne zużycie c.w.u. na osobę [m³/Ma],

$V_{CW MAX}$ – maksymalne szczytowe zapotrzebowanie c.w.u.

L – ilość osób,

M – liczba mieszkań,

N – ilość punktów poboru ciepłej wody

c_w – ciepło właściwe wody - 4,19 [kJ/(kgK)],

ρ_w – gęstość wody - 1000 [kg/m³],

t_c – temperatura ciepłej wody na wypływie z zaworu czerpalnego - 55 [°C],

t_z – temperatura wody zimnej - 10 [°C],

η_w – sprawność źródła ciepła stosowanego dla przygotowania c.w.u. (tab 12 wg rozp w sprawie metodologii...) [1]),

η_p – sprawność przesyłu c.w.u. w instalacji budynku

n_A – sprawność akumulacji (tab 13.2. [1])

Q_{cwu} – roczne zapotrzebowanie na energię użytkową dla wytworzenia c.w.u. [GJ/rok],

$Q_{cwu b}$ – roczne zapotrzebowanie na energię użytkową dla wytworzenia c.w.u. [GJ/rok],

Φ_{max} – zapotrzebowania mocy użytkowej dla wytworzenia c.w.u. [kW],

$\Phi_{max b}$ – zapotrzebowania mocy dla wytworzenia c.w.u. budynku [kW],

$\Phi_{max h}$ – maksymalne godzinowe zapotrzebowanie mocy dla wytworzenia c.w.u. [kW],

$\Phi_{max h, b}$ – maksymalne godzinowe zapotrzebowanie mocy dla wytworzenia c.w.u. budynku [kW].

2.3.1.1. Prognozowanie zużycia ciepła dla przygotowania ciepłej wody użytkowej w nowym budynku mieszkalnym

Wyznaczenia rocznego zapotrzebowania ciepła dla przygotowania ciepłej wody użytkowej w budynku mieszkalnym, biorąc pod uwagę obowiązujące akty prawne wykonać należy w oparciu o metodę obliczania charakterystyki energetycznej budynku wg rozporządzenia [1] na której oparto zaproponowane powyżej toki obliczeń, w wypadku ciepłej wody użytkowej posłużyć się dostępnym oprogramowaniem pozwoli na skrócenie czasu obliczeń obliczeń.

Analizę metodologii obliczenia zapotrzebowania na ciepło wg rozporządzenia zaprezentowano we wcześniejszych rozdziałach opracowania do najistotniejszych problemów związanych z kształtem tej metody autorzy publikacji [26] zaliczyli brak uwzględnienia cyklu dezynfekcji, mając na uwadze uproszczony charakter obliczeń brak ten nie wnosi do porównania rozwiązań zaopatrzenia z wykorzystaniem nośników odnawialnych i nie odnawialnych istotnych ograniczeń. Autorzy publikacji [26] zwracają uwagę na to, że określanie charakterystyki energetycznej w postaci wskaźników nie służy jedynie do celów informacyjnych ale ma również służyć jako dane wejściowe do analizy możliwości obniżenia zapotrzebowania ciepła dla budynków, czy też zastosowania alternatywnych i odnawialnych źródeł energii.

Rozporządzenie definiuje również sposoby obliczania zapotrzebowania na energię pomocniczą niezbędną dla ruchu systemów technicznych ciepłej wody użytkowej. Jako energia pomocnicza w budynkach mieszkalnych wykorzystywana jest zazwyczaj energia elektryczna ($E_{el,pom,w}$).

Zapotrzebowanie na energię użytkową dla przygotowania ciepłej wody użytkowej charakteryzuje właściwości instalacji ciepłej wody użytkowej i zależy od ilości punktów czerpalnych i/lub ilości mieszkańców. Rozporządzenie wprowadza pojęcie rocznego zapotrzebowania na energię końcową dla

przygotowania ciepłej wody użytkowej. Energia końcowa to energia doprowadzana do granicy bilansowej budynku:

$$Q_{K,W} = \frac{Q_{W,nd}}{\eta_{W,tot}} \text{ [kWh/rok]}$$

gdzie:

$\eta_{W,tot}$ - średnia sezonowa sprawność całkowita systemu ciepłej wody użytkowej budynku od wytwarzania ciepła do jego przekazania w punkcie czerpalnym.

W sytuacji braku szczegółowych danych o budynku planowanym do realizacji prognozę wielkości zużywanej w nim energii na potrzeby przygotowania ciepłej wody użytkowej proponuje się przyjąć w oparciu o metodę wskaźnikową. Stanowi ona znaczne uproszczenie, ale z punktu widzenia celu jakim ma być porównanie rozwiązań zaopatrzenia w ciepło dla przygotowania ciepłej wody użytkowej z wykorzystaniem źródeł nieodnawialnych i odnawialnych wystarczającą. Właściwym wskaźnikiem zapotrzebowania na energię dla ogrzewania dla tego typu analiz jest EK_{CWU} . Proponowana metodą wskaźnikową szerzej opisano w rozdziale 3.4 niniejszego opracowania.

2.3.1.2. Prognozowanie zużycia ciepła dla przygotowania ciepłej wody użytkowej w istniejących budynkach mieszkalnym

Zapotrzebowanie na energię (ciepło) końcowe dla przygotowania ciepłej wody użytkowej określić można dwiema metodami [13]:

- obliczeniowo na podstawie kalkulacji wykonywanych przy założeniu parametrów i warunków użytkowania budynku oraz liczby mieszkańców,
- na podstawie pomiarów ilości ciepła rzeczywiście dostarczonego do instalacji ciepłej wody użytkowej budynku.

Aktualnie stosowane metody oceny energetycznej przedsięwzięć modernizacyjnych wykorzystują głównie pierwszą metodę. Wynika to między innymi z faktu, że metody te zostały opracowane w okresie, kiedy budynki zasilane w ciepło z sieci ciepłowniczych, stanowiące jedną z najliczniejszych grup budynków mieszkalnych wielorodzinnych, nie były powszechnie wyposażone w urządzenia pomiarowe ilości dostarczanego ciepła. Aktualnie sytuacja ta uległa zmianie, ilość ciepła dostarczanego do budynku jest mierzona, co daje możliwość zastosowania w praktyce zaleceń podawanych w normach europejskich dotyczących zapotrzebowania na energię, zalecających ocenę zużycia energii w istniejącym budynku na podstawie zapisanych danych, rachunków za dostarczoną energię lub pomiarów.

Z uwagi na powyższe oraz mając na uwadze że najbardziej rzetelną metodą określania zapotrzebowania na energię dla przygotowania ciepłej wody użytkowej w budynku mieszkalnym w warunkach danej lokalizacji i danego roku jest dokonanie pomiarów zużycia energii lub jej nośnika dostarczanego do granicy budynku, przyjęto tą metodę dla potrzeb określenia zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania w algorytmie.

W warunkach krajowych określenie zapotrzebowania na energię końcową dla przygotowania ciepłej wody użytkowej dla budynku jest możliwe poprzez pomiar zużycia ciepła dostarczanego do budynku z systemów ciepłowniczych lub poprzez pomiar lub określenie zużycia nośnika energii dostarczanego do budynku i przeliczenie go na wielkości energetyczne. Pomiar zużycia energii pomocniczej dla budynku istniejącego może być wykonany analogicznie jak dla zużycia ciepła.

W sytuacji pomiaru ciepła dostarczanego do budynku na potrzeby ogrzewania i ciepłej wody użytkowej łącznie, rozdzielenia tych wielkości można dokonać poprzez wyliczenie średniego zużycia ciepłej wody użytkowej w skali miesiąca na podstawie jej zużycia w miesiącach od czerwca do lipca, które zgodnie z praktyką eksploatacyjną i rozporządzeniem [1] nie są miesiącami grzewczymi. Tak uzyskane średnie zużycie energii dla przygotowania ciepłej wody użytkowej można przyjąć jako wielkość miesięczną dla całego roku.

2.3.1.3. Określenie zużycia ciepła dla przygotowania ciepłej wody użytkowej w sytuacji braku danych pomiarowych

Brak danych pomiarowych odnośnie zużycia energii dla potrzeb przygotowania ciepłej wody użytkowej w budynku w sytuacji gdy w dyspozycji użytkownika algorytmu są dane inwentaryzacyjne

obiektu daje możliwość wyliczenia zapotrzebowania w oparciu o metodę wg rozporządzenia z uproszczeniami jw. opisaną i zaprezentowaną we wcześniejszych rozdziałach opracowania.

W sytuacji braku szczegółowych danych o budynku lub wielkości zużywanej w nim energii proponuje się przyjąć dla istniejącego budownictwa metodę wskaźnikową, która stanowi znaczne uproszczenie, ale z punktu widzenia celu jakim ma być porównanie rozwiązań zaopatrzenia w ciepłą wodę użytkową z wykorzystaniem źródeł nieodnawialnych i odnawialnych wystarczająca. Właściwym wskaźnikiem zapotrzebowania na energię dla ogrzewania dla tego typu analiz jest EK_w .

$$EK_w = \frac{Q_{K,W, \text{pomiarowe}}}{A_f} \text{ [kWh/(m}^2 \text{ rok)]}$$

$Q_{K,W, \text{pomiarowe}}$ – pomiarowe zużycie ciepła dla ogrzewania w budynku [kWh/rok]

A_f – powierzchnia ogrzewana (o regulowanej powierzchni) budynku lub lokalu mieszkalnego [m²]

Wyznaczenie jego poziomu dla różnego rodzaju budynków (budynki: jednorodzinne, jednorodzinne szeregowe, wielorodzinne wysokie i niskie, grupy budynków), w zniesionych w różnych okresach i z różnym zaawansowaniem działań termomodernizacyjnych wykonać należy na podstawie danych pomiarowych. Pod uwagę należy wziąć przy analizie, lokalizację budynku, liczbę mieszkańców dla roku wykonania pomiaru, cechy charakterystyczne budynku np. stosunek kubatury do powierzchni liczbę mieszkań i punktów czerpalnych. W celu określenia wskaźników EK_w dla różnych typów budynków zgromadzone zostaną dane o zużyciu ciepła dla ciepłej wody użytkowej z przedsiębiorstw energetycznych zaopatrujących budynki w ciepło lub nośniki energii dla jego produkcji na potrzeby przygotowania ciepłej wody użytkowej z różnych rejonów kraju. Dane zostaną poddane analizie w celu postawienia wniosków odnośnie wielkości wskaźnika zapotrzebowania dla różnych obiektów. W analizie zostaną również uwzględnione dane literaturowe odnośnie wielkości wskaźnika zapotrzebowania na energię końcową.

Szacunkowe określenie zapotrzebowania energii końcowej dla danego obiektu zostanie wyliczone w oparciu o założenie wytypowania wskaźnika dla obiektu o zbliżonych parametrach do badanego.

Powyżej zebrano możliwości racjonalnych uproszczeń, bądź to przewidzianych w aktach normatywnych, bądź też bazujących na możliwościach rozsądnego wykorzystania danych literaturowych, co upoważnia do postawienia racjonalnej hipotezy, że otrzymane wyniki obliczeń będą przydatne w przypadku rozpatrywanego ich wykorzystania.

2.3.1.4. Symulacja godzinowego przebiegu zapotrzebowania ciepła grzewczego dla budynków

Wg zaproponowanego schematu obliczeniowego w dyspozycji użytkownika algorytmu dla budynku istniejącego lub nowo wznoszonego w zakresie jego zaopatrzenia w ciepło dla przygotowania ciepłej wody użytkowej będzie niezależnie do przyjętej metody uproszczonej roczne zapotrzebowanie na energię końcową dla przygotowania ciepłej wody użytkowej. W celu zasymulowania godzinowego przebiegu zapotrzebowania na ciepło dla przygotowania ciepłej wody użytkowej należy określić charakterystyki godzinowe jego zapotrzebowania. Charakterystyki te może określić użytkownik algorytmu lub mogą zostać dobrane przez niego na podstawie cech funkcjonalnych budynku spośród zaproponowanych jako typowe. **W celu określenia typowych charakterystyk zapotrzebowania ciepła dla przygotowania ciepłej wody użytkowej w budynku zgromadzono dane odnośnie godzinowych przebiegów zużycia ciepła od przedsiębiorstw energetycznych i wg danych literaturowych.**

Tak określone pomiarowe zapotrzebowanie ciepła dla przygotowania ciepłej wody użytkowej posłuży do wyliczenia wskaźnika jednostkowego ciepłej wody użytkowej przypadającego na każdą godzinę roku i mieszkańca wg wzoru poniżej:

$$v_w(t) = \frac{Q_{K,W}(t)}{Q_{K,W} * Lm}$$

Tak wyliczone wartości wskaźnika $v_{i,w}$ utworzą charakterystyki roczne dla różnych typów budynków, które na podstawie $Q_{K,W}$ oraz liczby mieszkańców (Lm) dla badanego budynku pozwolą na zasymulowanie chwilowego godzinowego zapotrzebowania ciepła dla przygotowania ciepłej wody użytkowej w budynku. Na podstawie wskaźnika zasymulowane zostanie chwilowe zapotrzebowanie ciepła dla kolejnych godzin roku na podstawie wzoru poniżej:

$$Q_{K,W}(t) = v_w(t) * Q_{K,W} * Lm \text{ [kW/h]}$$

Tak przyjęta metoda pozwoli na obliczenie zasymulowanie zapotrzebowania ciepła w układzie godzinowym dla całego roku. Na dalszych etapach prac zostanie przeprowadzona weryfikacja zaproponowanej metody symulacji godzinowej zapotrzebowania na ciepło dla ogrzewania z wykorzystaniem gromadzonych danych pomiarowych od przedsiębiorstw energetycznych.

2.3.1.5. Procedura określania godzinowego zapotrzebowania na ciepłą wodę użytkową

W wyniku przeprowadzonych analiz opracowano procedurę mającą na celu określenie godzinowego zapotrzebowania na ciepłą wodę użytkową (CWU) dla budynku jednorodzinnego i budynków wielorodzinnych. Metodologia opiera się na dopasowaniu krzywych rozkładu godzinowego (oznaczonych jako $V170_{cw,h(t)}$, $V330_{cw,h(t)}$ i $V500_{cw,h(t)}$) uzyskanego dla danych pomiarowych pochodzących od trzech grup odbiorców o średnim zapotrzebowaniu dobowym wynoszącym 170 dm³/24h, 330 dm³/24h i 500 dm³/24h. Dane pomiarowe pochodziły od konkretnej grupy i nie można ich traktować jako reprezentatywne dla każdego typu odbiorców lecz przykładowe, pozwalające w przybliżeniu odtwarzać jeden z możliwych rozkładów poboru dobowego wody ciepłej. W oparciu o te dane sporządzone zostały rozkłady poboru godzinowego dla dnia roboczego i dni wolnych. Rozkład zapotrzebowania dobowego dla dnia roboczego danego miesiąca jest oparty o analizę średniego zapotrzebowania w miesiącu (średnia wyznaczona jako suma zmierzonych zapotrzebowań dla każdej godziny dnia roboczego i osobno dni wolnych podzielona przez liczbę dni roboczych, a w przypadku dni wolnych przez liczbę dni wolnych).

W przedstawionej analizie dla każdego przebiegu dobowego zastosowano korelację za pomocą dwóch funkcji:

- stałej w okresie nocnym – opisany długością trwania (parametr t_1),
- funkcji nieliniowej dla okresu dziennego ($24-t_1$).

Zwykle analizy zapotrzebowania prowadzone są nie w oparciu o funkcje rozkładu dobowego, lecz z wykorzystaniem skumulowanych dystrybuant tego rozkładu. Z takiej metodologii zrezygnowano, z uwagi, iż w większości przypadków uzyskane funkcje opisujące dystrybuantę zaniżają wartości maksymalne rozkładów dobowych.

W przypadku budynków wielorodzinnych poza dopasowaniem rozkładu do zapotrzebowania dobowego należy również uwzględnić większą liczbę odbiorców i nierównomierność poboru wody w danym dniu. Z uwagi na brak danych pozwalających przeprowadzić pełną analizę statystyczną oraz na częściowo stochastyczne właściwości poboru – szczególnie w przypadku większej grupy lokatorów w celu dopasowania funkcji zapotrzebowania wykorzystana została wartość współczynnika jednoczesności poboru ϕ . Procedura postępowania w przypadku budynków wielorodzinnych została opisana w punkcie 3.5.2 Tok postępowania w tym przypadku składa się z dopasowania funkcji rozkładu każdorazowo dla pojedynczego użytkownika a następnie obliczenia parametrów rozkładu dla całego budynku.

W punkcie 3.5.3. zamieszczony został schemat blokowy obliczeń. W poszczególnych etapach w nawiasie umieszczono odwołania do punktów procedury.

Gdziekolwiek w tekście podane parametry są oznaczone informacją (opcja zakres zmienności) oznacza to, iż w programie należy wprowadzić możliwość wyboru wskazanego zakresu parametrów we odpowiednich ramach ograniczeń.

Poniżej zestawiono spis oznaczeń zastosowanych w procedurze.

Spis oznaczeń

- c_w - pojemność cieplna właściwa wody, J/(kgK)
- i - kolejna „i-ta” godzina,
- j - kolejne „j- te” mieszkanie,
- L - liczba pomieszczeń,
- $L(N)$ - liczba pomieszczeń dla każdego mieszkań,
- N - liczba mieszkań,
- Q - dobowe zapotrzebowanie na ciepło, J
- Q_{hmax} - maksymalne godzinowe zapotrzebowanie na ciepło, J
- Q_h - zapotrzebowanie godzinowe na ciepło, J.
- t - bieżąca godzina użytkowania, h

- t_1 – godzina zakończenia okresu nocnego, h
 T_{CW} – temperatura ciepłej wody na zaworze czerpalnym, K
 T_{ZW} – temperatura zimnej wody, K
 U – liczba mieszkańców,
 $U(N)$ – liczba mieszkańców dla każdego mieszkania budynku istniejącego,
 $V_{cw,Ud}$ – jednostkowe dobowe zużycie ciepłej wody na mieszkańca, $\text{dm}^3/(\text{osoba} \cdot 24\text{h})$
 $V_{cw,md}$ – jednostkowe dobowe zużycie ciepłej wody na mieszkanie, $\text{dm}^3/24\text{h}$
 $V_{cw,mp}$ – jednostkowe dobowe zużycie ciepłej wody - pranie, $\text{dm}^3/24\text{h}$
 $V_{cw,hm}$ – godzinowe zużycie ciepłej wody na mieszkanie, dm^3/h
 $V_{cw,hmax}$ – maksymalne godzinowe zużycie ciepłej wody na mieszkanie, dm^3/h
 $V_{cw,hb}$ – godzinowe zużycie ciepłej wody na budynek, dm^3/h
 $V_{cw,hbmax}$ – maksymalne godzinowe zużycie ciepłej wody na budynek, dm^3/h
 $V_{cw,d}$ – dobowe zużycie ciepłej wody na budynek, $\text{dm}^3/24\text{h}$
 $V_{170cw,h}(t)$, – funkcja zużycia godzinowego dla odbiorcy o zapotrzebowaniu $170 \text{ dm}^3/\text{h}$,
 $V_{200cw,h}(t)$, – -:- $330 \text{ dm}^3/\text{h}$,
 $V_{300cw,h}(t)$, – -:- $500 \text{ dm}^3/\text{h}$
 τ – czas użytkowania, h
 ρ – gęstość wody, kg/dm^3
 φ – współczynnik jednoczesności.

2.3.1.5.1 Opis procedury w przypadku budynków jednorodzinnych

Budynek nowy

Dane wejściowe

Dla obliczeń projektowanego budynku o nieznaney ilości mieszkańców podstawową informacją jest liczba pokoi L , przyjmuje się na podstawie normy wartość U zgodnie z tablicą 2.29.

Tabela 2.29. Normatyw liczby osób w zależności od liczby pomieszczeń

Liczba pomieszczeń	U, liczba osób
1	1
2	2
3	2,7
4	3,5
5	4,3
6	5
7	5,6

Przyjąć również:

- temperaturę obliczeniową CWU $T_{CW}=45^\circ\text{C}$ (opcja od $40 - 55^\circ\text{C}$),
- temperaturę zimnej wody $T_{ZW}=5^\circ\text{C}$ (opcja od 5 do 10°C),
- jednostkowe dobowe zużycie ciepłej wody na mieszkańca, $V_{cw,Ud}=35 \text{ dm}^3/(\text{osoba} \cdot 24\text{h})$ (opcja od 25 do $60 \text{ dm}^3/(\text{osoba} \cdot 24\text{h})$)
- jednostkowe dobowe zużycie ciepłej wody - pranie, $V_{cw,mp}=16 \text{ dm}^3/24\text{h}$,
- gęstość wody $\rho=1 \text{ kg}/\text{dm}^3$,
- pojemność cieplna właściwą wody $c_w=4189 \text{ J}/(\text{kgK})$

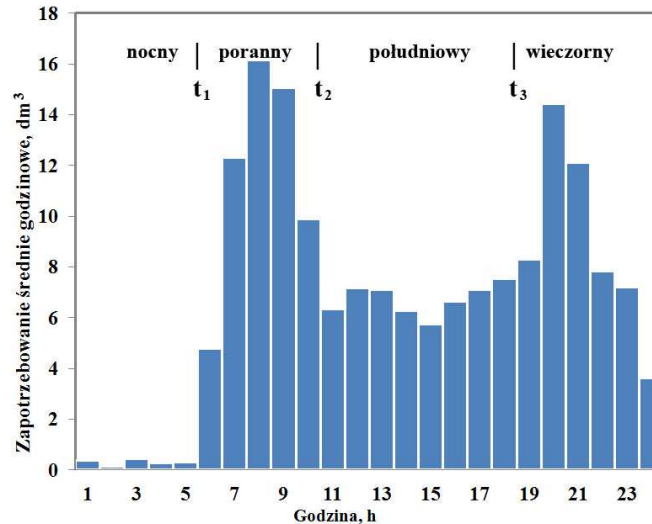
Obliczenie zapotrzebowania dobowego na CWU

Zapotrzebowanie to wynika ze związku

$$V_{cw,md} = U \cdot V_{cw,Ud} + V_{cw,mp}, \text{ dm}^3/24\text{h} \quad (1)$$

Dobór dystrybuanty rozkładu godzinowego dla określonego zapotrzebowania

Analiza statystyki rozkładów zapotrzebowania dobowego ciepłej wody użytkowej przeprowadzona dla dostępnych danych pomiarowych pozwoliła ustalić typowe cechy takiego rozkładu dla trzech rodzajów odbiorców w okresach podzielonych na miesiące i dni wolne. W cyklu dobowym rozkład taki ma cztery charakterystyczne obszary przedstawione na rysunku 2.14.

Rys. 2.14. Średnia roczna dla zapotrzebowania godzinowego odbiorcy indywidualnego z zaznaczonymi typowymi strefami dobowymi

W cyklu rocznym pory zapotrzebowania ulegają między innymi typowemu przesunięciu wynikającemu ze zmian czasu letniego/zimowego. Zmiany czasu wpływają głównie na okres t_1 . Pomiędzy okresem t_1 a czasem użytkowania τ zachodzi związek

$$\tau = 24 - t_1 \quad (2)$$

W bazie danych zawarte są charakterystyki dla trzech typów odbiorców o różnych średnich dobowych (wyznaczonych dla okresu rocznego) zapotrzebowaniach i funkcjach zapotrzebowania godzinowego $V_{icw,h}(t)$, gdzie $i = 170, 330$ lub $500 \text{ dm}^3/24\text{h}$, w sposób syntetyczny opisanych dla dwóch przedziałów. W okresie nocnym – funkcją stałą

$$V_{icw,h}(t) = a_0 \text{ dla } 0 < t \leq t_1, \quad (3)$$

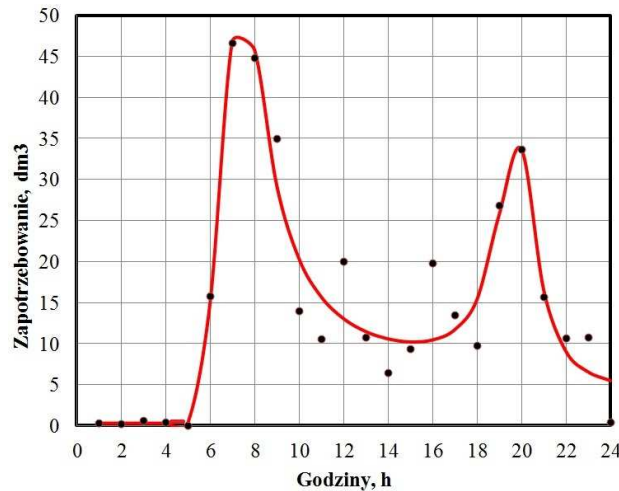
Oraz dla pozostałych okresów zastosowano następującą korelację

$$V_{icw,h}(t) = (a_2 + ct^{0.5} + et + gt^{1.5} + it^2) / (1 + bt^{0.5} + dt + ft^{1.5} + ht^2) \text{ dla } 24 \geq t > t_1 \quad (4)$$

Uzyskane parametry składowej funkcji sklejanej pozwalającej opisać rozkład godzinowego zapotrzebowania podano w tablicach 2-4. W każdym przypadku funkcją celu poza maksimum współczynnika korelacji było uzyskanie wymagania równości sumy zapotrzebowań godzinowych z dobowym

$$\sum_{t=1}^{24} V_{icw,h}(t) = V_{cw,md} \quad (5)$$

Na rysunku 2.15. zamieszczono porównanie dopasowania dystrybucyj podanej równaniami (2) i (3) do danych dla jednego z rozpatrywanych miesięcy

Rys. 2.15. Dopasowanie funkcji zapotrzebowania dla jednego z rozpatrywanych miesięcy

Godzina t_1 wynosi

$t_1=5$ w miesiącach styczeń-marzec i listopad-grudzień,

$t_1=6$ w pozostałych oraz w dni wolne.

Tabela 2.30. Tablica 3.3.. Parametry funkcji (2) dla odbiorcy o zapotrzebowaniu średnim $170 \text{ dm}^3/24\text{h}$

Wsp.	styczeń	luty	marzec	kwiecień	maj	czerwiec	lipiec	sierpień	wrzesień	październik
$a_0, \text{dm}^3/\text{h}$	0.24	0.38	0.37	0.27	0.23	0.4	0.3	0.2	0.25	0.2
$a, \text{dm}^3/\text{h}$	0.0760921	0.438528899	0.459865765	-0.59490412	0.999744231	0.228631645	-0.53505795	0.309738948	0.183879046	0.183879046
$b, \text{h}^{-0.5}$	-1.2110951	-1.19585771	-1.13729859	-1.11286488	-1.21445287	-1.12630027	-1.13217985	-0.99835353	-1.13876513	-1.13876513
$c, \text{dm}^3/\text{h}^{1.5}$	-0.4905066	-0.65555373	-0.45453687	0.738535808	-1.6621147	-0.4629371	0.525297181	-0.10987737	-0.44604231	-0.44604231
d, h^{-1}	0.5402693	0.52494167	0.483459029	0.462785608	0.548893907	0.468192438	0.479443937	0.378715239	0.478570281	0.478570281
$e, \text{dm}^3/\text{h}^2$	0.4143464	0.354450753	0.21948252	-0.29649046	0.965648253	0.286127194	-0.13752781	0.003572865	0.28766887	0.28766887
$f, \text{h}^{-1.5}$	-0.1046626	-0.10002198	-0.09040814	-0.08595224	-0.10923067	-0.08492187	-0.09008032	-0.06419816	-0.08775909	-0.08775909
$g, \text{dm}^3/\text{h}^{2.5}$	-0.1149	-0.07867766	-0.05022243	0.039217654	-0.23474901	-0.06798642	0.000947432	0.001238267	-0.06910444	-0.06910444
h, h^{-2}	0.0074305	0.006992729	0.006258653	0.006107384	0.008072724	0.005673031	0.006353918	0.004081827	0.005927804	0.005927804
$i, \text{dm}^3/\text{h}^3$	0.0102748	0.006169359	0.004201794	0	0.02041172	0.005507161	0.002334673	0	0.00560697	0.00560697

Tabela 2.31. Tablica 3.4. Parametry funkcji (2) dla odbiorcy o zapotrzebowaniu średnim $330 \text{ dm}^3/24\text{h}$

Wsp.	styczeń	luty	marzec	kwiecień	maj	czerwiec	lipiec	sierpień	wrzesień	październik
$a_0, \text{dm}^3/\text{h}$	0.79	0.72	0.87	0.91	0.45	0.79	0.52	0.60	0.96	0.95
$a, \text{dm}^3/\text{h}$	1.602571581	0.365418219	0.622388596	-0.88353349	-0.53931031	0.058152639	-0.03212379	0.130851788	0.264512987	-0.239251788
$b, \text{h}^{-0.5}$	-1.12968636	-1.19200422	-1.1622873	-1.137964	-1.28001318	-1.09407707	-1.123555	-1.1282956	-1.11932417	-1.121991788
$c, \text{dm}^3/\text{h}^{1.5}$	-1.39181648	-0.90035048	-0.52857297	0.789258431	-0.4163364	-0.36473338	0.06554628	-0.07705003	-0.27882747	0.2331033
d, h^{-1}	0.466358621	0.522986088	0.495516531	0.478251924	0.62462776	0.466016233	0.464935836	0.469497707	0.460893209	0.464217192
$e, \text{dm}^3/\text{h}^2$	0.357611892	0.619392268	0.140651333	-0.21736552	0.929153094	0.600992427	-0.04489693	0.019686829	0.099283752	-0.062217192
$f, \text{h}^{-1.5}$	-0.0831445	-0.09984359	-0.09159695	-0.08782094	-0.13799567	-0.09746747	-0.08385912	-0.08524363	-0.08260757	-0.08377192
$g, \text{dm}^3/\text{h}^{2.5}$	-0.0110478	-0.15782276	-0.00420458	0.019363494	-0.39897851	-0.32998735	0.014296739	-0.00192508	-0.01075638	0.005191788
h, h^{-2}	0.005417594	0.007004235	0.006207056	0.005950185	0.011659869	0.008961992	0.005571067	0.005701978	0.005446176	0.005569178
$i, \text{dm}^3/\text{h}^3$	-0.0035856	0.013501037	-0.00156722	0	0.051945775	0.057881025	-0.00151099	0	0	0

Tabela 2.32. Parametry funkcji (2) dla odbiorcy o zapotrzebowaniu średnim $500 \text{ dm}^3/24\text{h}$

Wsp.	styczeń	luty	marzec	kwiecień	maj	czerwiec	lipiec	sierpień	wrzesień	październik
$a_0, \text{dm}^3/\text{h}$	0.79	0.72	0.87	0.91	0.45	0.79	0.52	0.60	0.96	0.95
$a, \text{dm}^3/\text{h}$	1.535967276	0.920419761	1.3415392	3.548602473	0.286690061	0.838923691	-0.43472854	-0.77853596	2.182900795	1.470131788
$b, \text{h}^{-0.5}$	-1.14776848	-1.19816934	-1.20447863	-1.14617789	-1.09684295	-1.10921339	-1.14114753	-1.13937538	-1.12630993	-1.13729859
$c, \text{dm}^3/\text{h}^{1.5}$	-1.43458741	-1.84862726	-2.3850687	-4.82282106	-0.21206311	-1.05113291	-0.31447837	0.666338305	-2.67358355	-2.17301648
d, h^{-1}	0.483520652	0.527818328	0.534283478	0.485348115	0.44164889	0.448760677	0.480348165	0.478252899	0.467003818	0.476217192
$e, \text{dm}^3/\text{h}^2$	0.455522701	1.169682287	1.433742919	2.375912125	0.017519652	0.402805886	0.48947873	-0.17570823	1.187543534	1.133061788
$f, \text{h}^{-1.5}$	-0.08838725	-0.10106031	-0.10312191	-0.08984293	-0.07718985	-0.07819697	-0.0881397	-0.08748022	-0.08434554	-0.08681788
$g, \text{dm}^3/\text{h}^{2.5}$	-0.0461254	-0.2860602	-0.34454741	-0.49843122	0.020215783	-0.04517616	-0.15008433	0.014773808	-0.22294671	-0.24291788
h, h^{-2}	0.005928479	0.007103996	0.00731258	0.006138147	0.004950668	0.004965752	0.005950653	0.00588816	0.005606148	0.005821788
$i, \text{dm}^3/\text{h}^3$	0	0.023909739	0.028762333	0.037766071	-0.00349526	0	0.013708637	0	0.015022206	0.018351788

W oparciu o dane tablicowe i równania (3), (4) oblicza się rozkład dobowy zapotrzebowania godzinowego $V_{cw, \text{hm}}$. Rozkład ten wyznacza się dla każdego miesiąca osobno dla dni roboczych i dni wolnych od pracy.

Dopasowanie rozkładu do indywidualnego zapotrzebowania

Uzyskany godzinowy rozkład $V_{cw, \text{hm}}$ podany jest dla trzech wartości zapotrzebowania będących średnimi rocznymi. W przypadku, gdy średnie dobowe zapotrzebowanie odbiorcy mieści się poza wartościami tablicowymi 170, 330 i $500 \text{ dm}^3/24\text{h}$ można zastosować interpolację liniową wartości. Dla zapotrzebowania dobowego $V_{cw, \text{md}} < 170 \text{ dm}^3/24\text{h}$ stosujemy w tym celu zależność dla i -tej godziny jako iloczyn z godzinowym zapotrzebowaniem $V_{170cw, \text{h}}(t)$ podzielonym przez średnie dobowe zapotrzebowanie ($170 \text{ dm}^3/24\text{h}$)

$$V_{cw,hmi} = V_{170cw,h}(t) \cdot V_{cw,md}/170. \quad (6)$$

Dla zapotrzebowania dobowego w zakresie $170 < V_{cw,md} < 330$ stosuje się zależność

$$V_{cw,hmi} = V_{170cw,h}(t) + [V_{330cw,h}(t) - V_{170cw,h}(t)](V_{cw,md} - 170)/(330 - 170), \quad (7)$$

Podobnie dla zapotrzebowania $330 < V_{cw,md} < 500$

$$V_{cw,hmi} = V_{330cw,h}(t) + [V_{500cw,h}(t) - V_{330cw,h}(t)](V_{cw,md} - 330)/170. \quad (8)$$

Dla zapotrzebowania większego niż $500 \text{ dm}^3/24\text{h}$ proponuje się przeliczenie proporcjonalne w postaci

$$V_{cw,hmi} = V_{300cw,h}(t) \cdot V_{cw,md}/300. \quad (9)$$

Obliczanie zapotrzebowania godzinowego na energię CWU

Korzysta się w tym celu ze zależności

$$Q_{hi} = V_{cw,hmi} \rho_{cw} (T_{CW} - T_{ZW}). \quad (10)$$

Maksymalne dobowe zapotrzebowanie na ciepło wyznacza się w oparciu o znajomość maksymalnego godzinowego zapotrzebowania w postaci

$$Q_{hmax} = V_{cw,hm} \rho_{cw} (T_{CW} - T_{ZW}). \quad (11)$$

Dobowe zapotrzebowanie jest sumą zapotrzebowań godzinowych

$$Q = \sum_{i=1}^{24} Q_{hi}. \quad (12)$$

Budynek eksploatowany (istniejący)

Dane wejściowe rozszerzone są o następujące informacje

U – liczba mieszkańców.

Pozostałe czynności – jak dla budynku nowego.

2.3.1.5.2 Opis procedury w przypadku budynków wielorodzinnych

Budynek nowy

Dane wejściowe

Dla obliczeń projektowanego budynku o nieznannej ilości mieszkańców podstawową informacją jest liczba pokoi **L** i liczba mieszkań **N**, przyjmuje się na podstawie normy wartość **U** zgodnie z tablicą 3.2.

Należy przyjąć również:

- temperaturę obliczeniową CWU $T_{CW}=45^\circ\text{C}$ (opcja od $40 - 55^\circ\text{C}$),
- temperaturę zimnej wody $T_{ZW}=5^\circ\text{C}$ (opcja od 5 do 10°C),
- jednostkowe dobowe zużycie ciepłej wody na mieszkańca, $V_{cw,Ud}=48 \text{ dm}^3/(\text{osoba} \cdot 24\text{h})$ (opcja od 25 do $60 \text{ dm}^3/(\text{osoba} \cdot 24\text{h})$)
- jednostkowe dobowe zużycie ciepłej wody - pranie, $V_{cw,mp}=16 \text{ dm}^3/24\text{h}$,
- gęstość wody $\rho=1 \text{ kg/dm}^3$,

Obliczenie zapotrzebowania dobowego na CWU dla mieszkania

Wynika ze związku (1) dla każdego z mieszkań obliczane jest osobno.

Obliczenie zapotrzebowania dobowego na CWU dla budynku

Oblicza się je sumując j danych ze wszystkich **N** mieszkań

$$V_{cw,d} = \sum_{j=1}^N (U \cdot V_{cw,Ud} + V_{cw,mp}), \text{ dm}^3/24\text{h}. \quad (13)$$

Obliczenie maksymalnego zapotrzebowania dobowego budynku

Dla wielu mieszkań wartość ta zależna jest od dobowego rozproszenia użytkowania wody. Wyznaczyć ją można znając współczynnik jednoczesności ϕ . W oparciu o dane literaturowe współczynnik ten można przybliżyć równaniem

$$\phi = 1.15 / (1 + 0.62 \ln N). \quad (14)$$

Na podstawie znajomości tej wielkości można dla **N** mieszkań wyznaczyć maksymalne godzinowe zapotrzebowanie na ciepłą wodę

$$V_{cw,hbmax} = \varphi \sum_{j=1}^N V_{icw,hmax}(t), \text{ dm}^3/\text{h} \quad (15)$$

oraz maksymalne zapotrzebowanie na ciepło

$$Q_{hmax} = V_{cw,hbmax} \rho c_w (T_{CW} - T_{ZW}). \quad (16)$$

Wartości Q_h i Q oblicza się zgodnie ze zależnościami 11 i 12.

Określenie krzywej zapotrzebowania dla budynku

Dla wielu odbiorców nie można rozkładów godzinowego zapotrzebowania wprost sumować, należy przyjąć, że uzyskane w punkcie 2.1.4 wartości maksymalne są punktem odniesienia a następnie przeskalować funkcję rozkładu. Na podstawie takiego postępowania można określić funkcję godzinowego zapotrzebowania, która składa się z dwóch części:

- pora nocna dla $t \leq t_1$ – sumowanie w każdej godzinie dla każdego mieszkania

$$V_{cw,hbi} = \sum_{j=1}^N V_{jcw,h}(t), \text{ dm}^3/\text{h} \quad (16)$$

- dzień dla $t_1 < t \leq 24$ sumowanie z uwzględnieniem współczynnika jednoczesności

$$V_{cw,hbi} = \frac{\left[\sum_{j=1}^N (V_{CW,hm} - \sum_{i=1}^{t_1} V_{jcw,h}(t)) \right] (1-\varphi)}{24-t_1} + \varphi \sum_{j=1}^N (V_{CW,bi} - V_{CW,bi-1}), \text{ dm}^3/\text{h} \quad (17)$$

dla tej wartości zapotrzebowania godzinowego wyznacza się zapotrzebowanie na ciepło dla i-tej godziny

$$Q_h = V_{cw,hbi} \rho c_w (T_{CW} - T_{ZW}). \quad (18)$$

Budynek istniejący

Dane wejściowe rozszerzone są o następujące informacje

$U(N)$ – liczba mieszkańców w każdym mieszkaniu

N - Liczba mieszkań

Pozostałe czynności – jak w punktach budynku wielorodzinnego nowego.

2.3.1.5.3 Przykład obliczeniowy dla budynku nowego – 6 izbowego

Dane

$$T_{CW} = 50^\circ \text{C}$$

$$T_{ZW} = 5^\circ \text{C}$$

$$V_{cw,ud} = 35 \text{ dm}^3/24\text{h}$$

$$V_{cw,mp} = 16 \text{ dm}^3/24\text{h}$$

$$\rho = 1 \text{ kg/dm}^3$$

Odczytano z tablicy 1 liczbę mieszkańców $U=5$

Zapotrzebowanie dobowe CWU

$$V_{cw,md} = U \cdot V_{cw,ud} + V_{cw,mp} = 5 \cdot 35 + 16 = 191, \text{ dm}^3/24\text{h}$$

Dobór rozkładu miesięcznego

Dla każdego miesiąca, dni roboczych i dni wolnych z tablicy 2 i 3 dobrano funkcje zapotrzebowania godzinowego. Dla każdego punktu zastosowano interpolację liniową w postaci

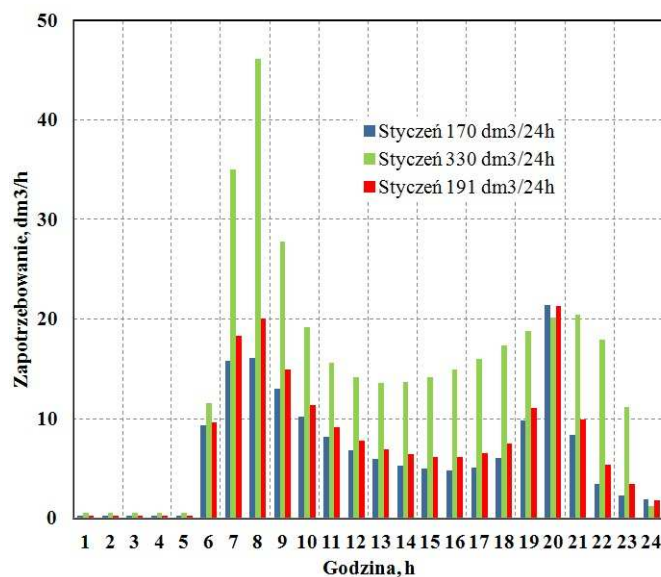
$$qV_{191,CWh} = V_{170,CWh} + (V_{330,CWh} - V_{170,CWh}) \cdot (191-170)/(330-170), \text{ dm}^3/\text{h}$$

Przykładowo dla miesiąca stycznia w godzinach nocnych w dni robocze $V_{170,CWh} = 0.24 \text{ dm}^3/\text{h}$, z kolei $V_{330,CWh} = 0.55 \text{ dm}^3/\text{h}$, co daje wartość godzinowego zapotrzebowania budynku dla godzin 1 - 5

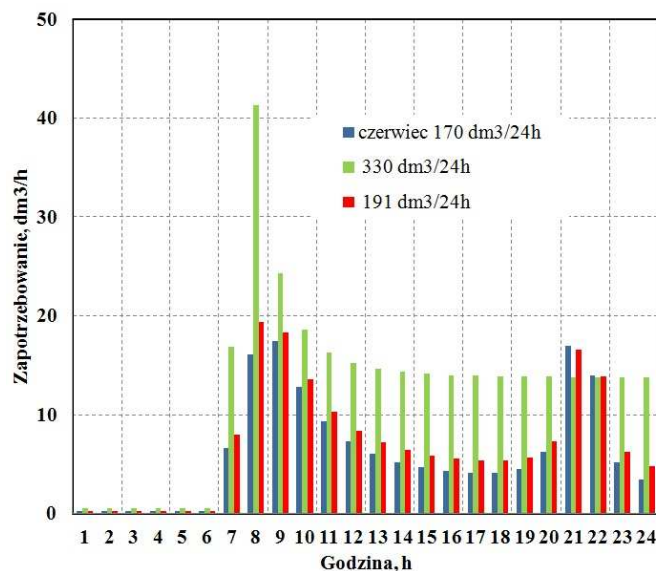
$$V_{191,CWh} = 0.24 + (0.55 - 0.24)(191-170)/(330-170) = 0.281, \text{ dm}^3/\text{h}$$

W podobny sposób postąpiono dla każdej godziny. Uzyskane rezultaty dla dni roboczych w styczniu i czerwcu oraz dla dni wolnych zamieszczono na rysunkach 2.16-2.18.

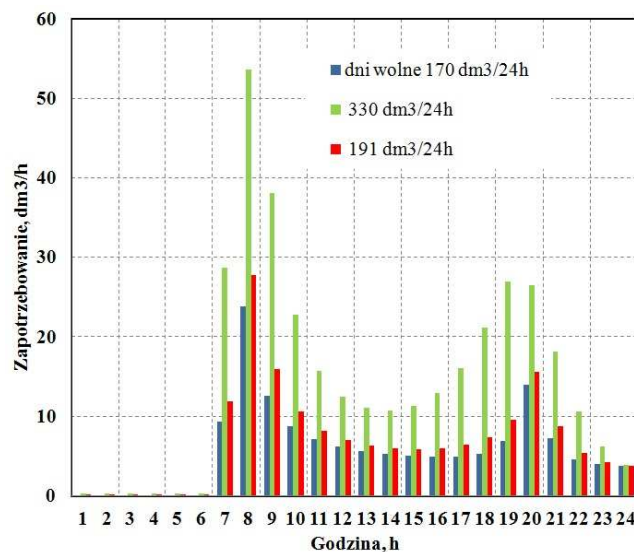
Rys. 2.16. Zapotrzebowanie na CWU dla budynku w dni robocze dla stycznia



Rys. 2.17. Zapotrzebowanie na CWU dla budynku w dni robocze dla czerwca



Rys. 2.18. Zapotrzebowanie na CWU dla budynku w dni robocze dla dni wolnych



Obliczenie zapotrzebowania na ciepło

Godzinowe zapotrzebowanie na ciepło jest proporcjonalne do zapotrzebowania na CWU zgodnie z zależnością 10. Dla przyjętych danych styczniu dla dni roboczych pomiędzy godziną 1 a 5 wynosi przykładowo

$$Q_{hi} = 0.281 \cdot 1 \cdot 4189 \cdot 45 / 0.87 = 60.88 \text{ kJ} = 16.9 \text{ Wh},$$

gdzie $i \in (1-5)$.

Zapotrzebowanie dobowe jest sumą wszystkich zapotrzebowań godzinowych, dla danych zaprezentowanych na rysunkach 3 – 5 określono zapotrzebowania dobowe:

- dla stycznia - w dni robocze

$$Q = (185 \cdot 1 \cdot 4189 \cdot 45 / 0.87) = 11.14 \text{ kWh}$$

- dla czerwca

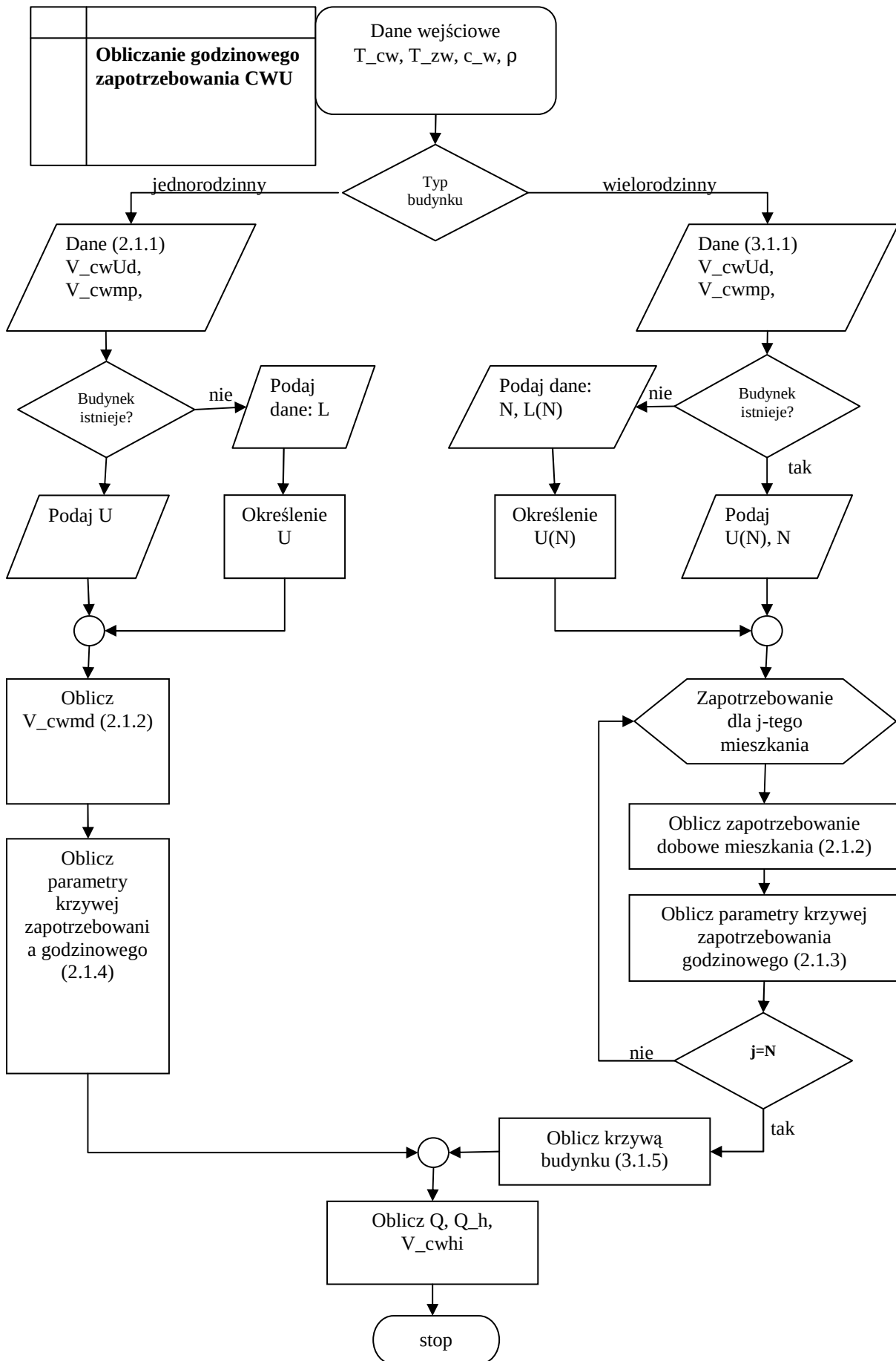
$$Q = (170 \cdot 1 \cdot 4189 \cdot 45 / 0.87) = 10.23 \text{ kWh}$$

- dla przyjętych rozkładów zapotrzebowania w dni wolne

$$Q = (140 \cdot 1 \cdot 4189 \cdot 45 / 0.87) = 8.43 \text{ kWh}$$

2.3.1.5.4 Schemat blokowy

Poniżej przedstawiono schemat blokowy postępowania w procedurze, która ujęta będzie w przewidywanym programie komputerowym analizującym możliwość zastosowania OZE w procesie wytwarzania cwu w budynkach



Literatura

1. Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 6 listopada 2008 r. w sprawie metodologii obliczania charakterystyki energetycznej budynku i lokalu mieszkalnego lub części budynku stanowiącej samodzielną całość techniczno-użytkową oraz sposobu sporządzania i wzorów świadectw ich charakterystyki energetycznej.
2. Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie.
3. Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 3 lipca 2003 r. w sprawie szczegółowego zakresu i formy projektu budowlanego (z późniejszymi zmianami).
4. Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 17 marca 2009 r. w sprawie szczegółowego zakresu i form audytu energetycznego oraz części audytu remontowego, wzorów kart audytów, a także algorytmu oceny opłacalności przedsięwzięcia termo modernizacyjnego.
5. Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 14 stycznia 2002 r. w sprawie określenia przeciętnych norm zużycia wody (Dz. U. 2002/8/70).
6. PN-B-01706:1992 – Instalacje wodociągowe w budynkach.
7. PN-B-10420 – Urządzenia ciepłej wody w budynkach.
8. DIN 4708-1 - Centralne urządzenia do przygotowania ciepłej wody: Pojęcia i podstawy obliczeń.
9. DIN 4708-2 - Centralne urządzenia do przygotowania ciepłej wody: Zasady ustalania zapotrzebowania na ciepło do podgrzewania wody w budynkach mieszkalnych.
10. PN-EN 13203-1:2006 - Domowe urządzenia wytwarzające gorącą wodę opalane gazem - Urządzenia o obciążeniu cieplnym nieprzekraczającym 70 kW i o pojemności zasobnika wody wynoszącej 300 litrów - Część 1: Ocena wydajności wytwarzania gorącej wody (oryg.).
11. PN-EN 13203-2:2006 - Domowe urządzenia wytwarzające gorącą wodę opalane gazem -- Urządzenia o obciążeniu cieplnym nieprzekraczającym 70 kW i o pojemności zasobnika wody wynoszącej 300 litrów - Część 2: Ocena zużycia energii (oryg.).
12. PN-EN 13203-3:2010 - Domowe urządzenia wytwarzające gorącą wodę opalane gazem, wspomagane kolektorem słonecznym -- Urządzenia o obciążeniu cieplnym nieprzekraczającym 70 kW i o pojemności zasobnika wody wynoszącej 500 litrów -- Część 3: Ocena zużycia energii (oryg.).
13. PN-EN 15316-1:2009 Systemy ogrzewcze w budynkach - Metoda obliczania zapotrzebowania na energię i sprawności systemów – Część 1: Wymagania ogólne.
14. PN-EN 15316-3-1:2007 Instalacje ogrzewcze w budynkach - Metoda obliczania zapotrzebowania na energię instalacji i sprawności instalacji - Część 3.1 Instalacje centralnej ciepłej wody, charakterystyka zapotrzebowania, wymagania dotyczące rozbiórki wody.
15. PN-EN 15316-3-2:2007 Instalacje ogrzewcze w budynkach - Metoda obliczania zapotrzebowania na energię instalacji i sprawności instalacji - Część 3.2 Instalacje centralnej ciepłej wody, rozprowadzanie wody.
16. PN-EN 15316-3-3:2007 Instalacje ogrzewcze w budynkach - Metoda obliczania zapotrzebowania na energię instalacji i sprawności instalacji - Część 3.3 Instalacje centralnej ciepłej wody, przygotowanie wody.
17. Czekalski D., Obstawski P.: Wydajność hybrydowego pozyskiwania energii ze źródeł odnawialnych w warunkach eksploatacyjnych, Ciepłownictwa, Ogrzewnictwa Wentylacji Nr 2/2006.
18. Chudzicki J.: Ocena energetyczna instalacji ciepłej wody, Materiały Budowlane Nr 1/2006.
19. Chudzicki J. „Instalacje ciepłej wody w budynkach” Biblioteka Fundacji Poszanowania Energii Warszawa – Poznań 2008.
20. Projektowanie budynków niskoenergetycznych i pasywnych – A. Panek, S. Firląg - Biblioteka Fundacji Poszanowania Energii.
21. Wykorzystanie energii odnawialnych w budynkach – zespół A. Wiszniewski, A. Trzaski, M. Idczak, J. Kwiatkowski - Biblioteka Fundacji Poszanowania Energii.
22. FERRO Spółka Akcyjna - Katalogi + Cennik 2010.
23. Junkers www.junkers.com.pl – katalogi + Cennik Junkers 01.01.2011 r.
24. Vaillant www.vaillant.pl katalogi + Cennik Vaillant 17.05.2010 r. z zastrzeżeniem zmian.
25. Logotermia – System grzewczy nowej generacji – Meibes Sp. z o.o Leszno www.logotermia.pl – informacje techniczne i projektowe.
26. Panek A. Rucińska J. „Analiza obliczenia charakterystyki energetycznej budynku biurowego wyposażonego w system chłodzenia”; Ciepłownictwo Ogrzewictwo Wentylacja nr 7-8, Warszawa 2009.
27. Panek A., Robakiewicz M. Jedrzejczuk J. „Metoda określania charakterystyki energetycznej budynków” Materiały budowlane 1(401) 2006.

3. ANALIZA I OKREŚLENIE BAZY DANYCH LOKALNYCH UWARUNKOWAŃ W ZAKRESIE ZAOPATRZENIA W ENERGIĘ NIEODNAWIALNĄ BUDOWNICTWA MIESZKANIOWEGO

3.1. Wstęp – dostępne nieodnawialne źródła i nośniki energii w Polsce Znakomita większość potrzeb energetycznych budownictwa mieszkaniowego w Polsce pokrywana jest z wykorzystaniem nieodnawialnej energii i jej nośników. Nieodnawialnymi nośnikami energii są przede wszystkim, w polskich warunkach, paliwa kopalne:

- węgiel kamienny,
- węgiel brunatny,
- gaz ziemny.

Zaopatrzenie w energię nieodnawialną winno być realizowane na warunkach rynkowych. Przez rynek energii rozumieć należy rynek, na którym przedmiotem handlu jest energia i jej nośniki. W Polsce podmioty działające na tym rynku działają w oparciu o przepisy Ustawy Prawo Energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 r. Instytucją regulującą pewne aspekty funkcjonowania na rynku jest w Polsce Urząd Regulacji Energetyki (URE) [3].

Większość użytkowanej w Polsce energii pochodzi ze źródeł nieodnawialnych, a w szczególności węgla kamiennego, który wykorzystywany jest m. in. do ogrzewania budynków, w tym mieszkalnych. Udział węgla w produkcji energii (94% [1]) jest jednym z najwyższych spośród krajów UE. Udział gazu zwiększa się, pozostając jednak nadal na relatywnie niskim poziomie. Drobną część energii pochodzi także z ropy naftowej i źródeł odnawialnych. Uczestnikami rynku energii w Polsce są: wytwórcy energii, podmioty zajmujące się przesyłem energii, dystrybutorzy energii oraz spółki obrotu energią.

3.2. Energia i jej nośnik dostarczane sieciowo lub nie sieciowo dla budownictwa mieszkaniowego

Energia i jej nośniki mogą być dostarczane do budynków mieszkalnych:

- sieciowo, za pomocą stałej infrastruktury poprzez sieci lub rurociągi (dotyczy energii elektrycznej, ciepła którego nośnikiem jest najczęściej gorąca woda oraz nośnika energii gazu ziemnego;
- nie sieciowo, za pomocą różnych środków transportu (dotyczy węgla, produktów ropopochodnych i gazu), nieodnawialne, nie sieciowe nośniki energii mogą być magazynowane w budynkach mieszkalnych lub w ich bezpośrednim sąsiedztwie.

3.2.1. Energia elektryczna

Energia elektryczna w pełnym zakresie w Polsce jest przedmiotem obrotu na rynku od 2007 roku. Elementem składowym końcowej ceny rynkowej energii elektrycznej jest opłata za energię i usługi jej przesyłu. Możliwości magazynowania energii elektrycznej są ograniczone. Ta właściwość energii elektrycznej decyduje o tym, że zapotrzebowanie na energię elektryczną wynika z jego bieżącego wykorzystania. Tym samym koszty zmienne produkcji energii elektrycznej są ściśle uzależnione od zapotrzebowania na energię elektryczną. Cena zależy od kosztów wytworzenia energii.

3.2.1.1. Rynek energii – ogólna sytuacja w aspekcie użytkownika jakim jest budynek mieszkalnych

Rynek detaliczny energii elektrycznej jest to rynek odbiorcy końcowego dokonującego zakupu paliw i energii na własny użytek. Uczestnikami rynku detalicznego, obok odbiorców końcowych (w gospodarstwach domowych oraz w przedsiębiorstwach), są przedsiębiorstwa zarządzające siecią dystrybucyjną (OSD) i sprzedawcy energii elektrycznej (przedsiębiorstwa obrotu energią).

Największy udział w sprzedaży energii elektrycznej mają sprzedawcy „zasiedziali”, którzy pozostali po wyodrębnieniu operatorów sieci dystrybucyjnej (14 podmiotów), jako strona umów kompleksowych, tj. umów łączących w sobie postanowienia umowy kupna - sprzedaży i umowy dystrybucji energii z odbiorcami. Pełnią oni funkcję sprzedawców z urzędu względem odbiorców w gospodarstwach domowych, którzy nie zdecydowali się na wybór nowego sprzedawcy. Na rynku energii elektrycznej

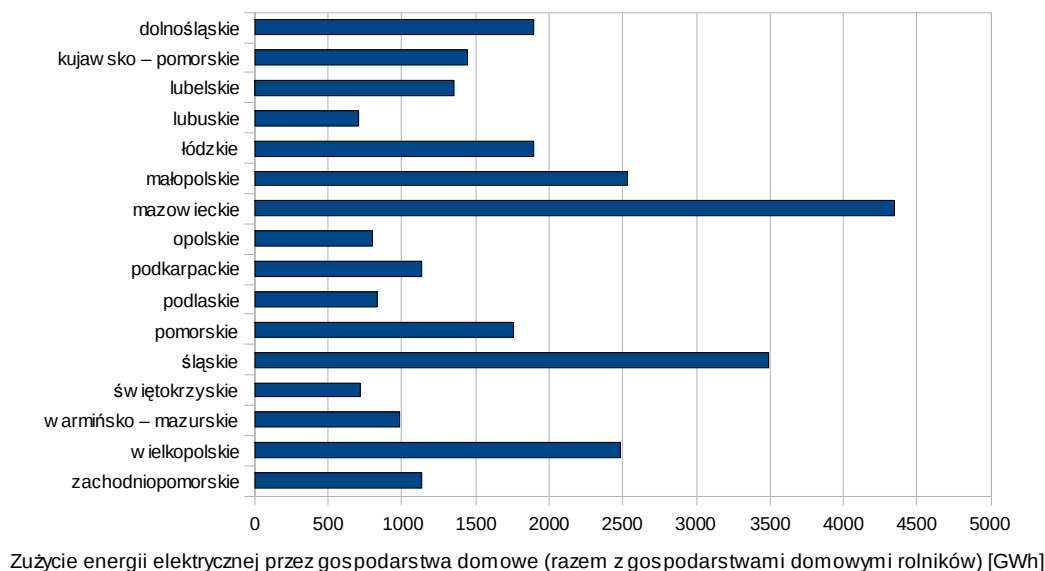
działają także inni sprzedawcy (około 20 uczestników), nie wywodzący się ze struktur dawnych spółek dystrybucyjnych. Około 200 innych sprzedawców to pionowo zintegrowane przedsiębiorstwa energetyki przemysłowej, realizujące zarówno sprzedaż, jak i usługę dystrybucyjną. Ogólna liczba podmiotów posiadających koncesję na obrót energią elektryczną wynosi około 310.

Po stronie popytowej rynku detalicznego energii elektrycznej znajdują się konsumenci - odbiorcy końcowi, których jest około 16 mln, z czego około 85% stanowią gospodarstwa domowe. Wolumen sprzedaży energii dla tej grupy nie jest wysoki i stanowi około 24% całkowitej sprzedaży energii elektrycznej.

W dalszym ciągu na rynku utrzymuje się sytuacja „przywiązania” konsumentów do dotychczasowych sprzedawców pomimo, że prawo wyboru sprzedawcy (ang. TPA) przysługuje wszystkim grupom odbiorców od 1 lipca 2007 r. Zaledwie 0,02% odbiorców skorzystało do tej pory z możliwości zmiany sprzedawcy. Korzystanie z prawa TPA było w kraju rozłożone nierównomierne. Największa liczba odbiorców, którzy podjęli decyzję o zmianie sprzedawcy, wśród gospodarstw domowych występuje w województwie podlaskim. Opłaty za energię elektryczną, stosowane wobec odbiorców grupy taryfowej G, którzy nie skorzystali z prawa wyboru sprzedawcy, wzrosły pomiędzy IV kwartałem 2008 r. a IV kwartałem 2009 r. o 24% [2].

Według informacji GUS w 2009 roku gospodarstwa domowe (wraz z gospodarstwami domowymi rolników) zużyły około 24 534 GWh energii elektrycznej (co stanowi około 20,48% zużycia ogółem). Poniższy wykres prezentuje zużycie energii elektrycznej w podziale na województwa.

Rys. 3.1. Zużycie energii elektrycznej przez gospodarstwa domowe.



Źródło: Na podstawie opracowania pt. Zużycie paliw i nośników energii w 2009 r., GUS, Warszawa 2010.

Z wykresu wynika, że największe zużycie energii elektrycznej przez gospodarstwa domowe występuje w województwie mazowieckim (4346 GWh) i śląskim (3492 GWh), a najmniej w województwie lubuskim (702 GWh).

3.2.1.2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw elektroenergetycznych (taryfy i warunki ich kształtowania, ceny energii i przyłączy do sieci dla budownictwa mieszkaniowego)

Taryfa to zbiór stawek opłat oraz warunków ich stosowania opracowany przez Operatora i wprowadzony, jako obowiązujący dla określonych w nim odbiorców oraz innych podmiotów w trybie określonym ustawą. Grupa taryfowa to grupa odbiorców pobierających energię elektryczną lub korzystających z usługi dystrybucji energii elektrycznej albo usługi kompleksowej, dla których stosuje się jeden zestaw stawek opłat i warunków ich stosowania.

Taryfa w zakresie dostarczania energii elektrycznej zawiera: grupy taryfowe i szczegółowe kryteria kwalifikowania Odbiorców do tych grup, sposób ustalenia opłat za przyłączenie do sieci Operatora, zaś w przypadku przyłączenia do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV także ryczałtowe stawki

opłat, stawki opłat za świadczenie usług dystrybucji i warunki ich stosowania, sposób ustalenia bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi Odbiorców, sposób ustalenia opłat za pobór energii biernej, przekroczenia mocy umownej, nielegalny pobór energii elektrycznej, opłaty za usługi wykonywane na dodatkowe zlecenie Odbiorcy.

Oznaczenia grup taryfowych dla gospodarstw domowych: **G11, G12**.

Obecnie, podobnie jak w latach ubiegłych, utrzymany został obowiązek przekładania taryf do zatwierdzenia dla przedsiębiorstw obrotu, w odniesieniu do odbiorców komunalno – bytowych. Regulacji taryfowej podlega natomiast działalność przedsiębiorstw zajmujących się przesyłaniem oraz dystrybucją energii elektrycznej. Oznacza to, że taryfy stanowiące zbiór stawek opłat oraz warunków ich stosowania obowiązują odbiorców wszystkich grup taryfowych..

3.2.1.3. Warunki przyłączenia do sieci

Zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. 2007, Nr 93, poz.623, z późniejszymi zmianami), podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci, zwany dalej „wnioskodawcą”, składa wniosek o określenie warunków przyłączenia w przedsiębiorstwie energetycznym zajmującym się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, do którego sieci ubiega się o podłączenie. Wzór wniosku ustala oraz udostępnia przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej. Warunki przyłączenia przekazywane są wnioskodawcy wraz z projektem umowy o przyłączenie do sieci i są ważne dwa lata od dnia ich określenia.

Zasady ustalenia opłat za przyłączenie podmiotów do sieci określone zostały w taryfach poszczególnych przedsiębiorstw.

3.2.1.4. Warunki sprzedaży energii elektrycznej produkowanej w budynkach z wykorzystaniem źródeł OZE

Istnieją odpowiednie regulacje określające możliwość sprzedaży energii pochodzącej ze źródła odnawialnego. Przyłączenie urządzeń wykorzystujących OZE do sieci to na ogół żmudny proces, związany przeważnie z wysokimi kosztami, oparty dodatkowo o załatwianie wielu formalności prawno - urzędowych. Przede wszystkim należy skontaktować się z lokalnym operatorem sieci energetycznej, aby uzyskać informacje o możliwości przyłączenia instalacji do sieci. Ponieważ zapotrzebowanie na „zieloną” energię jest w Polsce wysokie, ze sprzedażą energii nie powinno być kłopotów.

Procedura przyłączenia do sieci [10]

1. Inwestor (osoba fizyczna lub firma) wytwarzający energię z OZE składa wniosek o określenie warunków przyłączenia. Na stronach internetowych poszczególnych Operatorów znajdują się wzory wniosków o przyłączenie instalacji do sieci oraz potrzebne dokumenty i załączniki. Są to m.in.:
 - dokument potwierdzający tytuł prawny Wnioskodawcy do korzystania z obiektu (nieruchomości), w którym będą używane przyłączone urządzenia, instalacje lub sieci elektryczne należące do Wnioskodawcy,
 - plan zabudowy określający usytuowanie przyłączonego obiektu względem istniejącej sieci oraz usytuowanie sąsiednich obiektów,
 - wypis i wyrys z miejscowego zagospodarowania przestrzennego lub decyzja o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu dla nieruchomości określonej we wniosku,
 - karty katalogowe przewidywanych do zabudowy urządzeń wytwórczych wraz z certyfikatami, atestami, znakami bezpieczeństwa, legalizacji i homologacji,
 - planowany elektryczny i topograficzny schemat obiektu
 - dodatkowe wymagania Wnioskodawcy dotyczące przyłączenia.
2. Operator przekazuje, ubiegającemu się o przyłączenie, formularz wniosku o określenie warunków przyłączenia oraz informacje o konieczności wykonania ekspertyzy przyłączeniowej, czyli wpływu przyłączanego urządzenia na system elektroenergetyczny (dotyczy wyłącznie urządzeń o łącznej mocy przyłączeniowej powyżej 2 MW, nie dotyczy małych instalacji).
3. Wykonawca Ekspertyzy składa Operatorowi następujące dokumenty (dotyczy wyłącznie urządzeń o łącznej mocy przyłączeniowej powyżej 2 MW, nie dotyczy małych instalacji):

- wystawione przez Inwestora upoważnienie do wystąpienia do Operatora w sprawie otrzymania danych niezbędnych do wykonania ekspertyzy,
 - oświadczenie o zachowaniu poufności danych, otrzymanych podczas ekspertyzy.
4. Operator zapoznaje się dokładnie z ekspertyzą i jeżeli nie stwierdzi żadnych uchybień Inwestor uzyskuje warunki przyłączenia.
 5. Po uzyskaniu warunków przyłączenia następuje zawarcie Umowy Przyłączeniowej pomiędzy Operatorem a Inwestorem (wytwórcą OZE), w której zawarte są warunki techniczne przyłączenia, termin realizacji oraz koszty.
 6. Koszty przyłączenia do sieci elektroenergetycznej określa się następująco:

Zgodnie z art. 7 ust. 8 pkt 3 ustawy Prawo energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 r.:

za przyłączenie źródeł współpracujących z siecią oraz sieci przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii pobiera się opłatę ustaloną na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia, z wyłączeniem odnawialnych źródeł energii o mocy elektrycznej zainstalowanej nie wyższej niż 5 MW oraz jednostek kogeneracji o mocy elektrycznej zainstalowanej poniżej 1 MW, za których przyłączenie pobiera się połowę opłaty ustalonej na podstawie rzeczywistych nakładów¹.

Koszt przyłączenia do sieci zależy od lokalizacji urządzenia wytwórczego.

Dodatkowo Inwestor jest zmuszony wraz z wnioskiem o przyłączenie wpłacić zaliczkę 30 zł za każdy kW (zaliczka nie będzie mogła być wyższa niż 3 mln zł).

Uzyskanie koncesji

Zgodnie z art. 32 ust. 1 pkt 1 ustawy Prawo energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 r.: *Uzyskania koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania paliw lub energii, z wyłączeniem wytwarzania: paliw stałych lub paliw gazowych, energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie przekraczającej 50 MW nie zaliczanych do odnawialnych źródeł energii lub do źródeł wytwarzających energię elektryczną w kogeneracji z wyłączeniem wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego, wytwarzania ciepła w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej cieplnej nie przekraczającej 5 MW.*

Zgodnie z treścią ustawy obowiązkowe jest koncesjonowanie każdej działalności gospodarczej w zakresie produkowania (także sprzedaży do Operatora) energii z OZE, bez względu na wielkość mocy źródła. Koncesja nie dotyczy wytwórców energii z OZE dla zaspokojenia własnych potrzeb.

Koncesje, zgodnie z ustawą, wydaje Urząd Regulacji Energetyki (URE). Warunkiem jest:

- posiadanie siedziby lub miejsca zamieszkania na terytorium państwa członkowskiego Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej lub państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu,
- dysponowanie środkami finansowymi gwarantującymi prawidłowe wykonywanie działalności,
- możliwości techniczne gwarantujące prawidłowe wykonywanie działalności,
- zatrudnienia osób o właściwych kwalifikacjach zawodowych,
- uzyskanie decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu.

Wniosek o udzielenie koncesji powinien zawierać:

- oznaczenie wnioskodawcy,
- określenie przedmiotu oraz zakresu prowadzonej działalności, na którą ma być wydana koncesja,
- informacje o dotychczasowej działalności gospodarczej wnioskodawcy,
- określenie czasu, na jaki koncesja ma być udzielona, wraz ze wskazaniem daty rozpoczęcia działalności,
- określenie środków, jakimi dysponuje podmiot ubiegający się o koncesję,
- numer w rejestrze przedsiębiorców albo ewidencji działalności gospodarczej.

¹ Do dnia 31 grudnia 2011 r. opłatę za przyłączenie, w odniesieniu do przyłączenia do sieci elektroenergetycznej jednostek kogeneracji o mocy elektrycznej zainstalowanej nie wyższej niż 5 MW, pobiera się w wysokości połowy obliczonej opłaty.

Opłaty za uzyskanie koncesji ustala URE. Przedsiębiorcy zajmujący się wytwarzaniem energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii o łącznej mocy elektrycznej nieprzekraczającej 5 MW zwolnieni są z wnoszenia: opłaty skarbowej za wydanie koncesji, zgodnie z art. 9e ust 18 pkt 3 ustawy Prawo energetyczne.

Świadectwo Pochodzenia

Świadectwa Pochodzenia OZE określają źródło na jakiego bazie została wytworzona energia oraz datę i miejsce produkcji. Dokument ten jest przedmiotem obrotu na sesyjnym rynku giełdowym TGE (Towarowa Giełda Energii) oraz stanowi podstawę do możliwości sprzedaży energii elektrycznej Operatorowi. Świadectwa pochodzenia „zielonej” energii wystawia URE po wcześniejszym złożeniu wniosku przez Inwestora za pośrednictwem Operatora systemu oraz po potwierdzeniu wpłynięcia określonej ilości energii elektrycznej do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE).

Świadectwo Pochodzenia zawiera:

- nazwę i adres przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się wytwarzaniem energii elektrycznej w OZE,
- określenie lokalizacji, rodzaju i mocy OZE, w którym energia elektryczna została wytworzona,
- dane dotyczące ilości energii elektrycznej wytworzonej w OZE,
- określenie okresu, w którym energia elektryczna została wytworzona.

Cena sprzedaży energii pochodzącej z OZE

Sprzedaż energii elektrycznej odbywa się po średniej cenie na rynku konkurencyjnym w roku poprzedzającym rok sprzedaży energii, która w 2009 roku wynosiła 155,44 zł za 1 MWh. Dodatkowym źródłem dochodu może być sprzedaż praw majątkowych Świadectw Pochodzenia zielonej energii na giełdzie, które w 2008 roku kosztowały maksymalnie 241,05 zł za 1 MWh.

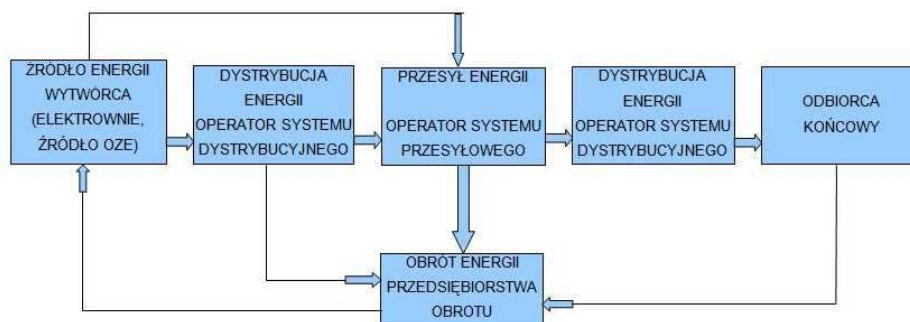
Integracja z siecią energetyczną na przykładzie systemu fotowoltaicznego

Systemy fotowoltaiczne połączone z siecią energetyczną wymagają dopasowania ich funkcjonowania do jej charakterystyki. Jest to niezbędne, gdy planuje się sprzedaż energii elektrycznej lokalnemu dystrybutorowi energii. Do zmiany prądu stałego, uzyskanego z modułów fotowoltaicznych na prąd zmienny o charakterystyce prądu sieciowego służy falownik, który jest jednym z elementów wchodzących w skład całego systemu fotowoltaicznego. Nowoczesne falowniki automatycznie „skanują” parametry sieci elektroenergetycznej dopasowując się do jej parametrów. Wydajność systemu uzależniona jest przede wszystkim od nasłonecznienia uzyskanego w skali roku w miejscu montażu instalacji. Im większa ilość słonecznych dni i mocniejsze promieniowanie tym więcej możemy uzyskać energii elektrycznej z instalacji. W celu uzyskania pożądanej wartości mocy należy ogniwa fotowoltaiczne połączyć równolegle lub szeregowo w tzw. panele lub moduły.

Odpowiednie regulacje umożliwiające sprzedaż lokalnemu operatorowi energii pochodzącej ze źródła odnawialnego, jakim jest energia słoneczna zostały opisane powyżej w procedurze przyłączenia do sieci.

3.2.1.5. Dostawcy krajowi i obszary ich działania

Ogólny schemat blokowy systemu elektroenergetycznego



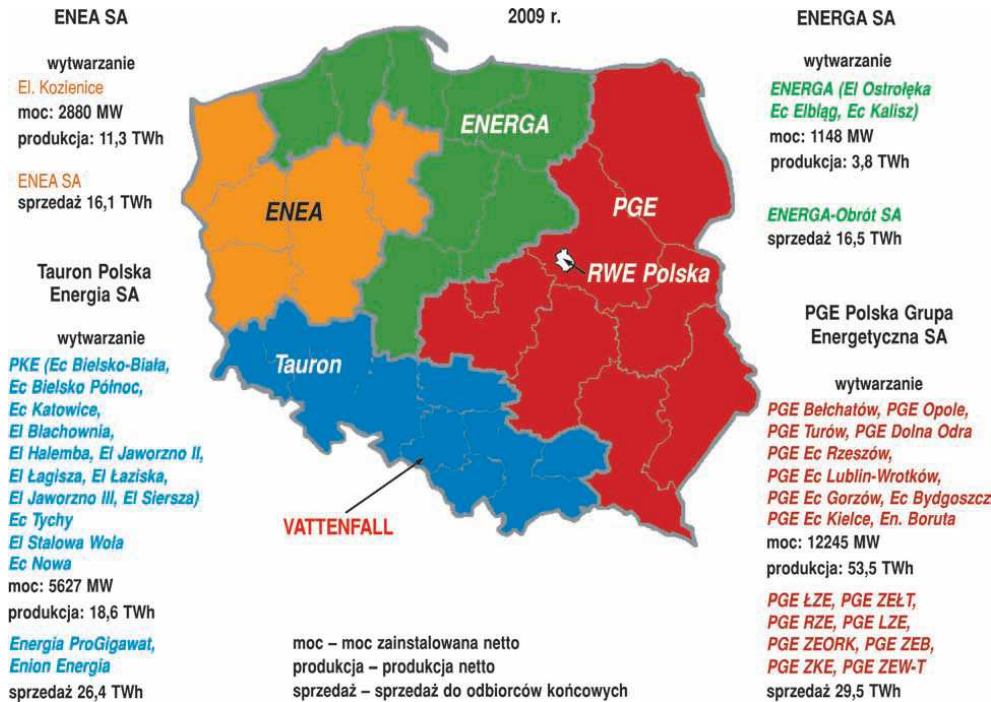
W chwili obecnej na terenie Polski działa:

- 1095 wytwórców energii elektrycznej, m.in.: Energa (El. Ostrołęka, Ec. Elbląg, Ec. Kalisz), El. Kozienice, PKE (Ec. Bielsko – Biała, Ec. Bielsko Północ, Ec. Katowice, El. Blachownia, El. Halemba, El. Jaworzno II, El. Łagisza, El. Łaziska, El. Jaworzno III, El. Siersza), Ec. Tychy, El.

Stalowa Wola, Ec. Nowa, PGE Bełchatów, PGE Opole, PGE Turów, PGE Dolna Odra, PGE Ec. Rzeszów, PGE Ec. Lublin – Wrotków, PGE Ec. Gorzów, Ec. Bydgoszcz, PGE Ec. Kielce, En. Boruta,

- 1 Operator systemu przesyłowego (OSP) - PSE Operator S.A.,
- 33 Operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD), w tym do największych skonsolidowanych grup energetycznych należą: ENERGA S.A., ENEA S.A. Tauron Polska Energia S.A., PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., VATTENFALL, RWE Polska.

Rys. 3.2. Skonsolidowane grupy energetyczne: zasięg terytorialny, struktura podmiotowa, przedmiot działalności * (źródło: URE na podstawie danych ARE S.A.).



W mocy i produkcji poszczególnych grup energetycznych uwzględniono również: Elektrownie Wodne Sp. z o.o. (ENEA SA), Tauron Ekoenergia Sp. z o.o. – Jelenia Góra (Tauron Polska Energia SA), ENERGA Kogeneracja Sp. z o.o. – Elektrownie Wodne, ENERGA Elektrownie Łyna SA, ENERGA Elektrownie Słupsk Sp. z o.o., ENERGA Elektrownie Straszyn Sp. z o.o. – El. Przemyśl, ENERGA Elektrownie Straszyn Sp. z o.o. – El. Włocławek, ENERGA Elektrownie Straszyn Sp. z o.o. – El. Żydowo, ENERGA Elektrownie w Koszalinie Sp. z o.o. (ENERGA SA), Zespół Elektrowni Wodnych Dychów SA, Zespół Elektrowni Wodnych Porąbka Żar SA, Zespół Elektrowni Wodnych Solina-Myczkowce SA (PGE Polska Grupa Energetyczna SA).

Rys. 3.3. Operatorzy systemów dystrybucyjnych (źródło: URE)



3.2.1.6. Idea Smart Grid a rynek energii

Wobec pojawiających się zagrożeń w zakresie deficytu pierwotnych zasobów energii oraz zbyt niskiej efektywności jej wytwarzania, przesyłu, rozdziału i użytkowania narasta przekonanie o potrzebie wprowadzenia nowej jakości do sieci elektroenergetycznych – stworzenia inteligentnych systemów dostawy energii, tzw. „Smart Grids”. Termin ten oznacza dostarczanie odbiorcom energii elektrycznej (usług energetycznych) z wykorzystaniem środków IT, zapewniających obniżenie kosztów i zwiększenie efektywności oraz zintegrowanie rozproszonych źródeł energii (także odnawialnej). Ideą Smart Grid jest komunikacja pomiędzy wszystkimi uczestnikami rynku energii. Sieć integruje elektrownie oraz odbiorców energii, dzięki czemu identyfikuje gdzie i kiedy powstaje największy popyt na energię i przekierowuje nadwyżki energii tam gdzie zostanie ona z pożytkiem wykorzystana.

Do najważniejszych czynników sprzyjających rozwojowi tej dziedziny wiedzy i techniki można zaliczyć:

- zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego poprzez eliminację przerw w dostarczaniu odbiorcom usług energetycznych oraz maksymalizację efektywności przepływu energii od źródła jej wytwarzania do odbiorcy końcowego,
- minimalizację kosztów usług elektroenergetycznych poprzez optymalną i ciągłą integrację przyjaznych środowisku lokalnych zasobów energii,
- zapewnienie zróżnicowania i zindywidualizowania poziomów jakości dostarczanej energii poprzez zastosowanie zaawansowanych układów energoelektronicznych,
- rozszerzenie funkcjonalności usług świadczonych przez dostawcę na rzecz odbiorcy tj. inteligentne opomiarowanie i fakturowanie, zarządzanie energią oraz monitorowanie warunków jej dostawy itp.,
- integrację rozproszonych źródeł odnawialnych o ograniczonej dyspozycyjności mocy i energii, generacja małej i średniej skali (panele fotowoltaiczne, małe turbiny wiatrowe, małe elektrownie wodne, łączone niekiedy z siecią na zasadzie plug-and-play), wykorzystująca zasoby lokalne, zintegrowana z budynkiem/mieszkaniami oraz zdolna do współpracy z siecią kreuje nowe pojęcie tzw. „inteligentny dom”, autonomiczny energetycznie, zdolny do przekazywania nadmiaru wytwarzanej energii i traktujący sieć jako źródło rezerwowe,
- konieczność restrukturyzacji istniejących sieci zasilających.

Koncepcja inteligentnych sieci obejmuje również cały szereg działań o charakterze pozatechnicznym związanych z analizą zasadności ekonomicznej podejmowanych przedsięwzięć, poszukiwaniem potencjalnych zwrotów poniesionych nakładów oraz wykorzystaniem do tego celu odpowiednich mechanizmów rynkowych, kontraktowania i inżynierii finansowej. Istotne są także aspekty społeczne, kulturowe oraz kreowane nowymi warunkami dostawy energii elektrycznej.

3.2.2. Paliwa gazowe

Gaz sieciowy jest nośnikiem energii doprowadzanym bezpośrednio do odbiorców końcowych i przetwarzany na energię loco odbiorcą. Sieć gazowa w Polsce obejmuje swoim zasięgiem niemal cały obszar kraju.

3.2.2.1. Rynek paliw gazowych – ogólna sytuacja w aspekcie użytkownika jakim jest budynek mieszkalny

Wydobywaniem, przesyłem i sprzedażą gazu ziemnego na terenie Polski zajmuje się GK PGNiG. W skład GK PGNiG wchodzi m. in. przedsiębiorstwo PGNiG S.A., zajmujące się obrotem gazem ziemnym (także na poziomie sprzedaży detalicznej) i będące dominującym sprzedawcą (rynek detaliczny gazu w 2009 r. zdominowany w 98%) oraz sześciu operatorów dystrybucyjnych, którzy odpowiadają za transport gazu do odbiorców domowych, przemysłowych i hurtowych, jak również za eksploatację, remonty oraz rozbudowę gazociągów.

Na rynku detalicznym funkcjonuje również pewna liczba podmiotów, których udział w rynku detalicznym wynosi zaledwie 2%. Przedsiębiorstwa te prowadzą działalność polegającą na odsprzedaży gazu ziemnego, nabywanego od PGNiG S.A., odbiorcom końcowym, głównie za pośrednictwem własnych, lokalnych sieci dystrybucyjnych. Podmioty te stanowią lokalne monopole wewnątrz obsługiwanych przez siebie własnych sieci, łącząc działalność dystrybucyjną i obrotu. Największymi pod

względem wolumenu sprzedaży, są: EWE energia Sp. z o.o., G.EN. Gaz Energia SA, ENESTA SA, KRI SA. W 2008 r. nastąpiła fuzja spółek Media Odra Warta Sp. z o.o. z siedzibą w Międzyrzeczu oraz EWE energia Sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu. Od maja 2009 r., ze względu na poszerzony obszar działania, połączone spółki funkcjonują wyłącznie pod nazwą EWE Energia. Spółka oprócz działalności na terenie województwa lubuskiego, dostarcza także gaz mieszkańcom województw: dolnośląskiego, opolskiego, świętokrzyskiego i lubelskiego i stale poszerza zasięg swojego działania. W 2009 r. zwiększa sprzedaż gazu sprzedając ponad 70 mln m³ gazu.

Analizując rynek sprzedaży detalicznej gazu ziemnego stwierdza się, że najliczniejszą grupę (97,17% ogółu odbiorców) stanowią gospodarstwa domowe, natomiast wolumen sprzedaży tej grupy odbiorców w 2009 r. wyniósł jedynie 28,03%.

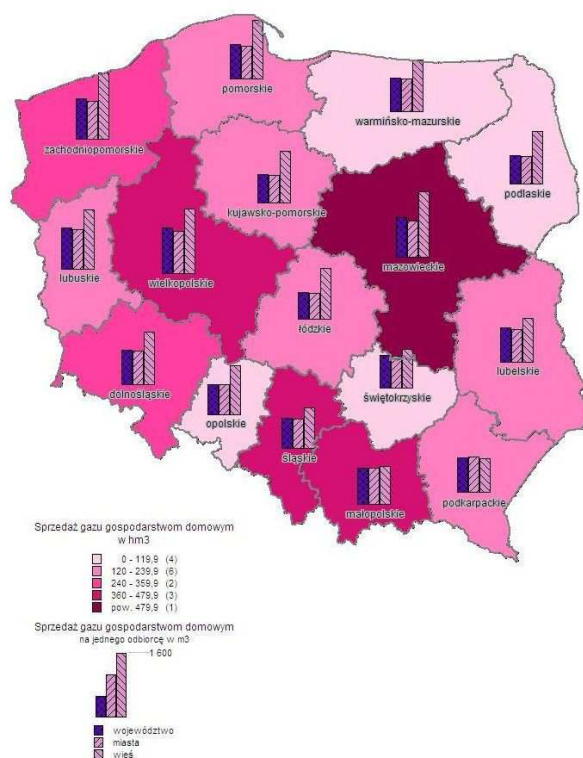
PGNiG SA sprzedaje również gaz do OGP Gaz-System S.A. i operatorów systemów dystrybucyjnych GK PGNiG na potrzeby własne i bilansowania systemu.

W 2009 r. tylko jeden podmiot, nie posiadający sieci, prowadził działalność realizując sprzedaż gazu ziemnego z wykorzystaniem zasady TPA.

Realizacja wariantu centralizacji obrotu detalicznego (z jednoczesnym utrzymaniem działalności poszukiwawczej i wydobywczej w ramach GK PGNiG) oznacza utrzymanie status quo i wzmocnienie pozycji monopolistycznej przez PGNiG S.A., ograniczającej rozwój konkurencji oraz fakt, że sprzedaż gazu z wykorzystaniem zasady TPA ma charakter incydentalny [2].

Według informacji GUS w 2009 roku około 56,5% ogółu mieszkań w Polsce podłączone było do instalacji gazowej z sieci. Największe zużycie gazu z sieci przez gospodarstwa domowe (w przeliczeniu na 1 odbiorcę) odnotowano w województwie wielkopolskim (816,5 m³), a najniższe w województwie łódzkim (339,3 m³). Patrz rysunek poniżej.

Rys. 3.4. Sprzedaż gazu według województw w 2009 roku.



Źródło: Infrastruktura komunalna w 2009 roku, Główny Urząd Statystyczny, Warszawa 2010

3.2.2.2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw gazowniczych (taryfy i warunki ich kształtowania, ceny energii i przyłączy do sieci dla budownictwa mieszkaniowego)

Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych zawiera: ceny paliw gazowych, grupy taryfowe i szczegółowe kryteria kwalifikowania Odbiorców do tych grup, sposób ustalenia opłaty za przekroczenie Mocy umownej, sposób ustalenia bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych paliw gazowych

oraz standardów jakościowych obsługi Odbiorców, stawki opłat sieciowych, stawki opłat abonamentowych, stawki opłat za dostarczanie paliwa gazowego na podstawie umów krótkoterminowych oraz odpowiednie ich rodzaje, wysokości i warunki stosowania.

Oznaczenie grup taryfowych dla gospodarstw domowych: **W1, W2, W3, W4**.

Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 6 lutego 2008 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. 2008, Nr 28, poz. 165), zwane dalej „rozporządzeniem taryfowym”, umożliwia zatwierdzenie przedsiębiorstwu gazowniczemu działającemu w nowym kształcie² ustalonych przez nie taryf. Rozporządzenie określa szczegółowe zasady kształtowania taryf dla paliw gazowych, kalkulacji cen i stawek oraz rozliczeń z odbiorcami i pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi.

Stawki za świadczenie usług siecią należącą do EuRoPol-u były stawkami dystansowymi, zaś stawki przesyłowe Gaz-Systemu oraz stawki dystrybucyjne pozostały stawkami grupowymi. W 2009 r. przychód regulowany spółek gazowniczych ustalany był metodą kosztową.

Podstawą kalkulacji taryf przedsiębiorstw gazowniczych w 2009 r. były planowane koszty uzasadnione, tj. koszty, które ze względów techniczno-organizacyjnych lub ekonomicznych przedsiębiorstwa musiały ponieść dla sprawnego prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie objętym koncesją oraz marża lub zwrot z kapitału zaangażowanego w działalność związaną z przesyłaniem, dystrybucją lub magazynowaniem.

Taryfa PGNiG S.A. ma znaczenie kluczowe z punktu widzenia odbiorców, gdyż właśnie to przedsiębiorstwo dostarcza paliwa gazowe do 98% odbiorców w Polsce na podstawie umów kompleksowych, co oznacza, że PGNiG S.A. na rzecz tych odbiorców zakupuje usługi przesyłowe i dystrybucyjne oraz magazynuje gaz w swoich instalacjach na potrzeby sezonowego ich poboru [2].

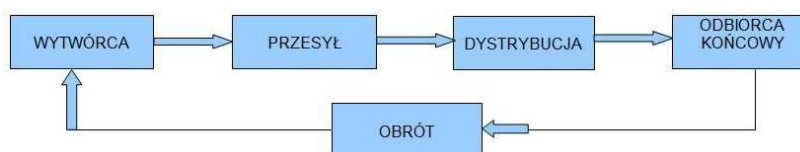
Warunki przyłączenia do sieci

Zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz. U. 2010, Nr 133, poz.891), podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci, zwany dalej „wnioskodawcą”, składa wniosek o określenie warunków przyłączenia w przedsiębiorstwie energetycznym zajmującym się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych, do którego sieci ubiega się o podłączenie. Wzór wniosku ustala oraz udostępnia przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych.

Zasady ustalenia opłat za przyłączenie podmiotów do sieci określone zostały w taryfach poszczególnych Operatorów.

3.2.2.3. Dostawcy krajowi i obszary ich działania

Ogólny schemat blokowy systemu gazowniczego



Operator systemu przesyłowego (OSP)

Przesyłaniem paliw gazowych na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej (obejmuje sieci, do których Przedsiębiorca posiada tytuł prawny) zajmuje się Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. z siedzibą w Warszawie.

Ponadto Przedsiębiorcy SGT EuRoPol GAZ S.A. z siedzibą w Warszawie wykonują funkcję operatora na odcinku gazociągu przesyłowego Jamał-Europa Zachodnia znajdującym się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i przebiegającym przez następujące województwa: podlaskie, mazowieckie, kujawsko-pomorskie, wielkopolskie i lubuskie, w celu ich dostarczenia do sieci przesyłowych odbiorcy.

² W którym brak jest związków umownych między SGT EuRoPol-Gaz SA a OGP Gaz-System SA, między Gaz-System SA a operatorami systemów dystrybucyjnych GK PGNiG, a PGNiG są na rzecz wszystkich odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnych. GK PGNiG świadczy usługi kompleksowe w zakresie dostaw paliw gazowych.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD)

Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Zabrzu, wyznaczony OSD w dniu 30 czerwca 2007 r., z późn. zm. na okres od 1 lipca 2007 r. do 10 maja 2011. Obszar działania obejmuje województwa: śląskie i opolskie oraz częściowo województwa: łódzkie, małopolskie i świętokrzyskie.

Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą we Wrocławiu, wyznaczony OSD w dniu 30 czerwca 2008 r. z późn. zm. na okres od 1 lipca 2008 r. do 1 stycznia 2013 r. Obszar działania obejmuje częściowo województwa: dolnośląskie, wielkopolskie i lubuskie.

Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie, wyznaczony OSD w dniu 30 grudnia 2008 r. na okres od 1 stycznia 2009 r. do 20 maja 2011 r. Obszar działania obejmuje województwa: mazowieckie i podlaskie oraz częściowo województwa warmińsko – mazurskie, łódzkie, lubelskie, świętokrzyskie.

Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Gdańsku, wyznaczony OSD w dniu 30 czerwca 2008 r. z późn. zm. na okres od 1 lipca 2008 r. do 1 stycznia 2013 r. Obszar działania obejmuje województwa pomorskie i kujawsko – pomorskie oraz częściowo województwa warmińsko – mazurskie, zachodniopomorskie i mazowieckie.

Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu, wyznaczony OSD w dniu 30 czerwca 2008 r. na okres od 1 lipca 2008 r. do 10 maja 2011 r. Obszar działania obejmuje częściowo województwa: wielkopolskie, zachodniopomorskie, lubuskie, łódzkie, dolnośląskie oraz pomorskie.

Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Tarnowie, wyznaczony OSD w dniu 30 czerwca 2008 r. z późn. zm. na okres od 1 lipca 2008 r. do 10 maja 2011 r. Obszar działania obejmuje województwo podkarpackie oraz częściowo województwa: świętokrzyskie, lubelskie i małopolskie.

3.2.3. Ciepłownictwo

Podstawową cechą sektora usług ciepłowniczych jest lokalny zasięg ich działalności, gdyż poszczególne źródła i sieci ciepłownicze działają w obszarze jednej miejscowości lub aglomeracji, co powoduje, że nie występuje jeden rynek ciepła w skali kraju. Ciepło dostarczane jest do odbiorców za pośrednictwem nośnika ciepła – gorącej wody lub pary.

Sektor usług ciepłowniczych wykorzystuje scentralizowane i rozproszone systemy zaopatrzenia w ciepło, co oznacza, że potrzeby cieplne odbiorców w zakresie ogrzewania i ciepłej wody użytkowej są pokrywane ciepłem wytwarzanym w scentralizowanych źródłach ciepła i dostarczany za pośrednictwem sieci ciepłowniczych do wielu odbiorców oraz ciepłem wytwarzanym w lokalnych źródłach, indywidualnie dla poszczególnych odbiorców lub np. w kotłowniach osiedlowych dla niewielkich grup odbiorców (systemy rozproszone).

3.2.3.1. Rynek ciepła – ogólna sytuacja w aspekcie użytkownika jakim jest budynek mieszkalny

Podstawową cechą sektora usług ciepłowniczych jest lokalny zasięg ich działalności, gdyż poszczególne źródła i sieci ciepłownicze działają w obszarze jednej miejscowości lub aglomeracji, co powoduje, że nie występuje jeden rynek ciepła w skali kraju. Ciepło dostarczane jest do odbiorców za pośrednictwem nośnika ciepła – gorącej wody lub pary.

Sektor usług ciepłowniczych wykorzystuje scentralizowane i rozproszone systemy zaopatrzenia w ciepło, co oznacza, że potrzeby cieplne odbiorców w zakresie ogrzewania i ciepłej wody użytkowej są pokrywane ciepłem wytwarzanym w scentralizowanych źródłach ciepła i dostarczany za pośrednictwem sieci ciepłowniczych do wielu odbiorców oraz ciepłem wytwarzanym w lokalnych źródłach, indywidualnie dla poszczególnych odbiorców lub np. w kotłowniach osiedlowych dla niewielkich grup odbiorców (systemy rozproszone).

Na lokalnym rynku ciepła odbiorca nie ma możliwości wyboru przedsiębiorstwa dostarczającego mu nośnik ciepła o określonych parametrach za pomocą sieci, a dostawca ma ograniczone możliwości pozyskiwania odbiorców, wynikające z uwarunkowań technicznych i ekonomicznych. Odbiorca ma natomiast teoretyczne możliwości wyboru źródła, z którego może zakupić ciepło dostarczane do niego siecią ciepłowniczą. Wybór ten jest jednak ograniczony uwarunkowaniami technicznymi (m.in. układem sieci ciepłowniczej i zdolnością przesyłową poszczególnych jej odcinków).

3.2.3.2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych (taryfy i warunki ich kształtowania, ceny ciepła i przyłączy do systemu dla budynku mieszkalnego)

Taryfa za ciepło to zbiór cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania, opracowany przez przedsiębiorstwo energetyczne i wprowadzany jako obowiązujący dla określonych w nim odbiorców w trybie określonym ustawą. Ciepłownicza **grupa taryfowa** to grupa odbiorców korzystających z usług związanych z zaopatrzeniem w ciepło, z którymi rozliczenia są prowadzone na podstawie tych samych cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania.

W ostatnich latach większość przedsiębiorstw energetycznych, prowadzących działalność koncesjonowaną w zakresie dostarczania ciepła do odbiorców, odnotowała postępujący spadek sprzedaży ciepła, co miało wpływ na wielkość sprzedaży ciepła planowaną na pierwszy rok stosowania taryf zatwierdzanych w 2009 r., a w konsekwencji także na wzrost cen dostarczania ciepła do odbiorców. Istotnym elementem kształtowania taryf dla ciepła w ostatnim czasie były zmiany cen zakupu węgla. Tendencjom zmian kosztów paliw i wielkości sprzedaży ciepła towarzyszy wzrost kosztów pracy, wynikających w decydującej części z podwyżek wynagrodzeń oraz wzrost kosztów usług obcych (w tym usług remontowych). Pomimo stosowania jednolitych kryteriów oceny wniosków o zatwierdzenie taryf dla ciepła, dynamika i poziom cen i stawek opłat za ciepło determinowane są warunkami panującymi na danym lokalnym rynku ciepła.

Warunki przyłączenia do sieci

Zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 15 stycznia 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemów ciepłowniczych (Dz. U. 2007, Nr 16, poz.92), podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci ciepłowniczej, zwany dalej „wnioskodawcą”, składa wniosek o określenie warunków przyłączenia w przedsiębiorstwie ciepłowniczym lub u dystrybutora ciepła, do którego sieci ubiega się o podłączenie. Wzór wniosku ustala oraz udostępnia przedsiębiorstwo ciepłownicze lub dystrybutor ciepła. Warunki przyłączenia przekazywane są wnioskodawcy wraz z projektem umowy o przyłączenie do sieci i są ważne dwa lata od dnia ich określenia.

Zasady ustalenia opłat za przyłączenie podmiotów do sieci określone zostały w taryfach poszczególnych przedsiębiorstw.

3.2.3.3. Dostawcy krajowi i obszary ich działania

Przedsiębiorstwa działające w obszarze zaopatrywania odbiorców w ciepło można podzielić na trzy zasadnicze grupy:

1. Grupa przedsiębiorstw ciepłownictwa zawodowego (klasa 40.30 według Polskiej Klasyfikacji Działalności – 71,8%), w skład której wchodzi:
 - zintegrowane pionowo przedsiębiorstwa produkcyjno – dystrybucyjne, zajmujące się dostarczaniem do odbiorców ciepła produkowanego we własnych ciepłowniach i elektrociepłowniach oraz ciepła kupowanego od innych producentów,
 - przedsiębiorstwa z dominującym jednym rodzajem działalności ciepłowniczej – wytwórcy bądź dystrybutorzy ciepła.
2. Grupa przedsiębiorstw elektroenergetyki zawodowej (klasa PKD 40.10 – 6,8%), zajmująca się przede wszystkim wytwarzaniem i dystrybucją energii elektrycznej, a produkcja ciepła jest dla nich działalnością dodatkową.
3. Grupa przedsiębiorstw (pozostałe klasy PKD – 21,4%), obejmująca elektrociepłownie oraz ciepłownie należące do małych, średnich i dużych jednostek przemysłowych oraz usługowych, a więc podmioty, dla których działalność ciepłownicza to zaledwie ułamek całej wykonywanej przez nie działalności gospodarczej.

Przedsiębiorstwa ciepłownicze, z uwagi na strukturę własności w Polsce, dzielimy na:

- przedsiębiorstwa państwowe – 0,8%,
- spółki z ograniczoną odpowiedzialnością – 70,1%,
- spółki akcyjne – 19,5%,
- przedsiębiorstwa komunalne, gminne zakłady budżetowe, spółdzielnie mieszkaniowe oraz podmioty prywatne – 9,6%.

Przedsiębiorstwa ciepłownicze w większości przypadków są zintegrowane pionowo i posiadają koncesje na różne rodzaje działalności ciepłowniczej. Ponad 65% z nich łączy wytwarzanie z

przesyłaniem i dystrybucją ciepła, a około 25% oprócz wytwarzania i dystrybucji ciepła zajmuje się również obrotem. Ponad 1/3 potencjału wytwórczego ciepłownictwa skupiona jest w dwóch województwach: śląskim i mazowieckim.

3.2.4. Nośniki energii niesieciowe (węgiel, olej opałowy, LPG)

W przypadku, gdy nie ma możliwości podłączenia się do miejskiego systemu ciepłowniczego, do ogrzewania budynków, wody oraz przygotowania posiłków stosuje się rozwiązania indywidualne, nie sieciowe, przy wykorzystaniu następujących paliw: węgla, oleju opałowego, LPG, itp. Przy wyborze paliwa należy kierować się przede wszystkim wygodą użytkownika oraz wysokością opłat za ogrzewanie, które stanowi największą pozycję w kosztach utrzymania gospodarstw domowych.

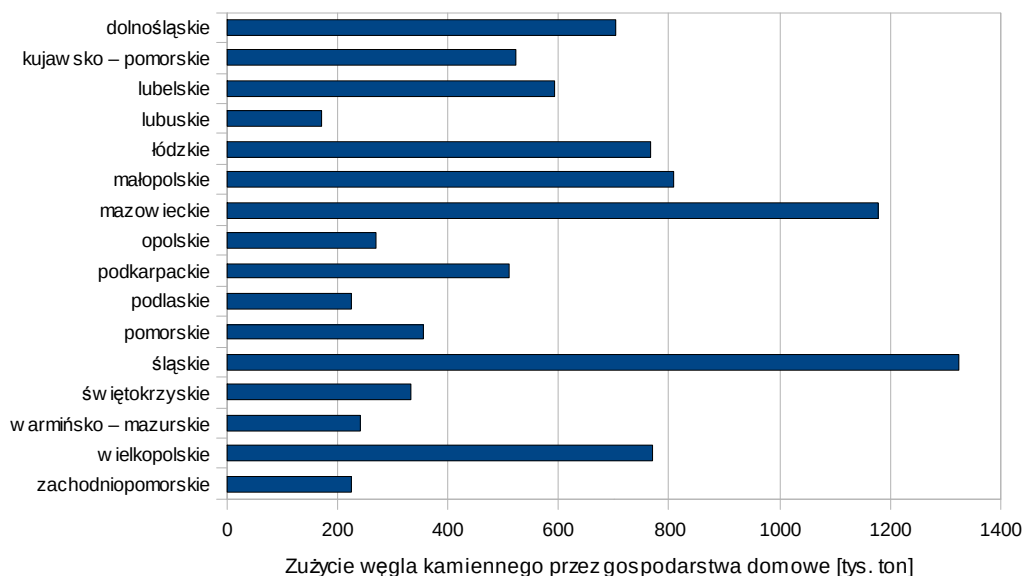
3.2.4.1. Rynek nie sieciowy nośników energii – ogólna sytuacja w aspekcie użytkownika jakim jest budynek mieszkalny

Węgiel

Węgiel kamienny jest najczęściej stosowanym nośnikiem energii w kraju. W gospodarstwach domowych używany jest głównie do ogrzewania pomieszczeń (instalacje centralnego ogrzewania, piece kaflowe) oraz sporadycznie do przygotowania posiłków (piec lub kuchnia węglowa).

Według informacji GUS w 2009 roku gospodarstwa domowe zużyły około 9 000 tys. ton węgla kamiennego (co stanowi około 12,19% zużycia ogółem) wytwarzając 234 000 TJ ciepła. Poniższy wykres prezentuje zużycie węgla kamiennego w podziale na województwa.

Rys. 3.6. Zużycie węgla kamiennego.



Źródło: Na podstawie opracowania pt. Zużycie paliw i nośników energii w 2009 r., GUS, Warszawa 2010.

Z wykresu wynika, że największe zużycie węgla kamiennego przez gospodarstwa domowe występuje w województwie śląskim (1 323 tys. ton) i mazowieckim (1 178 tys. ton), a najmniej w województwie lubuskim (171 tys. ton).

Węgiel kamienny swoją popularność zawdzięcza stosunkowo niskiej cenie. Im lepszy węgiel, tym więcej ciepła można uzyskać w wyniku jego spalania, ale i więcej trzeba za niego zapłacić.

Węgiel kamienny jest sprzedawany w wielu odmianach o różnej zawartości siarki i popiołu oraz wielkości ziaren. W najprostszych kotłach pali się tak zwanym orzechem (ziarna mają 25-80 mm), w nowoczesnych z automatycznymi podajnikami – ekogroszkiem (specjalnie wyselekcjonowanym gatunkiem węgla o ziarnach wielkości 5-25 mm oraz niskiej zawartości siarki i popiołu). W specjalnych kotłach można spalać miał węglowy, tańszy, ale mniej kaloryczny niż inne odmiany węgla i pozostawiający po spaleniu dużo popiołu.

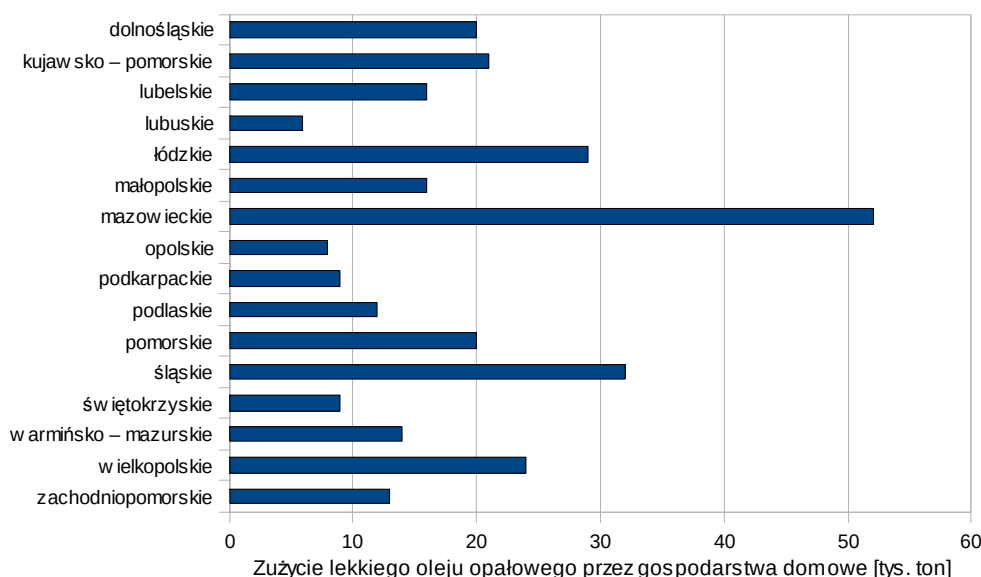
Kotły na paliwo stałe są najtańsze w eksploatacji ze wszystkich dostępnych urządzeń grzewczych. W ostatnim czasie wzrosło zainteresowanie tym rodzajem kotłów ze względu na rosnące ceny innych paliw nieodnawialnych.

Olej opałowy

Olej opałowy jest produktem pochodnym ropy naftowej. Możemy podzielić go na 3 podstawowe rodzaje: olej opałowy ciężki, olej opałowy średni i olej opałowy lekki. Ten ostatni wykorzystywany jest w gospodarstwach domowych, w kotłowniach przydomowych do ogrzewania pomieszczeń.

Według informacji GUS w 2009 roku gospodarstwa domowe zużyły około 300 tys. ton lekkiego oleju opałowego (co stanowi około 27,47% zużycia ogółem), wytwarzając 13 121 TJ ciepła. Poniższy wykres prezentuje zużycie lekkiego oleju opałowego w podziale na województwa.

Rys. 3.7. Zużycie lekkiego oleju opałowego.



Źródło: Na podstawie opracowania pt. Zużycie paliw i nośników energii w 2009 r., GUS, Warszawa 2010.

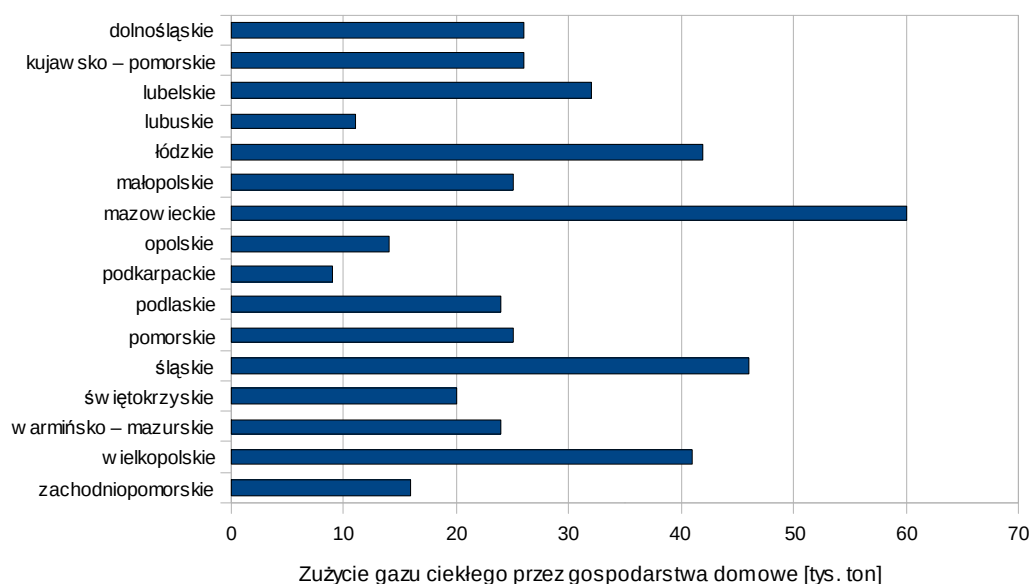
Z wykresu wynika, że największe zużycie oleju opałowego przez gospodarstwa domowe występuje w województwie mazowieckim (52 tys. ton) i śląskim (32 tys. ton), a najmniej w województwie lubuskim (6 tys. ton).

Zbiorniki na olej opałowy najwygodniej umieścić jest w budynku w pobliżu kotła, uwzględniając przepisy ochrony pożarowej i zabezpieczając pomieszczenie na wypadek wycieku oleju. Można też, ustawić zbiornik olejowy na zewnątrz domu, ale wtedy nie będzie to już element wyposażenia kotłowni, ale odrębna instalacja. Kotły zasilane olejem opałowym są w pełni zautomatyzowane i bezobsługowe, a więc wygodne w eksploatacji. Występują w wersji stojącej i wiszącej, mogą być jedno- i dwufunkcyjne oraz tradycyjne i kondensacyjne.

Gaz płynny LPG

Gaz płynny jest czystym ekologicznie źródłem paliwa, zwłaszcza tam, gdzie nie ma dostępu do gazu ziemnego (gazu sieciowego). Głównym konsumentem LPG są gospodarstwa domowe, które wykorzystują gaz przede wszystkim do gotowania (kuchenki gazowe) i ogrzewania (instalacje zbiornikowe na gaz płynny, przenośne ogrzewacze na butle gazowe, podgrzewacze wody).

Według informacji GUS w 2009 roku gospodarstwa domowe zużyły około 440 tys. ton gazu ciepłego LNG (około 60% ogółu zużycia), wytwarzając 20 812 TJ ciepła.

Rys. 3.8. Zużycie gazu ciekłego (zużycie stacjonarne, bez pojazdów).

Źródło: Na podstawie opracowania pt. Zużycie paliw i nośników energii w 2009 r., GUS, Warszawa 2010.

Z wykresu wynika, że największe zużycie gazu ciekłego przez gospodarstwa domowe występuje w województwie mazowieckim (60 tys. ton) i śląskim (46 tys. ton), a najmniej w województwie podkarpackim (9 tys. ton) i lubuskim (11 tys. ton).

Obecnie około 40% gospodarstw domowych korzysta w Polsce z kuchenek zasilanych gazem płynnym z butli. W wyniku rozwoju sieci gazu ziemnego w dużej części kraju, kuchnie na butle gazowe zastąpione zostały kuchenkami na gaz z sieci. Wielu użytkowników wybiera również kuchnie elektryczne. Najpopularniejsze na polskim rynku są butle gazowe o pojemności 11 kg gazu propan - butan, jednak ostatnio na popularności zyskują również butle o pojemności 10 kg gazu propan, które wykorzystywane są zwłaszcza do piecyków gazowych i promienników ze względu na właściwości propanu (propan - butan zamarza w temperaturze 0 °C, a czystego propanu można używać do -40 °C).

Nowoczesne systemy grzewcze powinny spełniać podstawowe funkcje użytkowe, jak również zapewniać wygodę, komfort i optymalne koszty eksploatacji. Nieprawidłowo wykonana instalacja gazowa może być przyczyną groźnego wypadku. Przepisy prawa budowlanego oraz warunki techniczne dokładnie określają, jak należy przeprowadzać jej montaż, aby była bezpieczna.

Gaz płynny powinien być umieszczony w szczelnie zamkniętych pojemnikach specjalnie do tego celu przeznaczonych. Najczęściej doprowadzany jest giętkimi rurami polietylenowymi.

W kotłach grzewczych, spala się propan techniczny lub propan - butan. Oba gazy w ciekłej postaci należy przechowywać w zbiorniku, pierwszy w ustawionym na działce lub podziemnym, drugi – ze względu na wyższą temperaturę parowania – koniecznie w podziemnym. Trzeba też za kilka tysięcy złotych wybudować instalację zbiornikową i przyłącze, którym gaz ze zbiornika będzie dostarczany do domu. Zbiorniki napełnia się przeważnie dwa razy w roku, płacąc z góry za dostarczoną ilość gazu. Coraz częściej jednak dostawcy gazu płynnego proponują użytkownikom rozliczenie na podstawie faktycznego zużycia, czyli podobnie jak za gaz ziemny czy energię elektryczną. Warunkiem jest zamontowanie w domu specjalnego urządzenia do monitorowania zużycia gazu i sygnalizacji opróżnienia zbiornika. Dzięki temu można ogrzewać dom prawie tak samo wygodnie jak gazem ziemnym, niestety ze względu na wysoką cenę gazu płynnego mniej więcej dwa razy drożej.

3.2.4.2. Dostawcy krajowi i obszary ich działania

Na terenie całego kraju działa ogromna ilość dostawców paliw stałych, ciekłych i gazowych. Oferty firm różnią się w zależności od rodzaju dostarczanego paliwa oraz miejsca jego dostarczenia. Związane jest to również z ceną paliw.

Dostawcy paliw:

- stałych to m.in.: Katowicki Holding Węglowy S.A., Kopalnia Węgla Kamiennego Kazimierz Juliusz Sp z o.o., Jastrzębska Spółka Węglowa S.A.,

- ciekłych to m.in.: Orlen S.A., PROARP Sp. z o.o., Pol – Oil - Corporation Sp. z o.o.,
- gazowych (LPG) to m.in.: Gaspol, AmeriGas, Aversana Gas SRL, GAL-GAZ Sp. j.

3.3. Ceny i koszty nieodnawialnej energii i jej nośników w latach 2008-2011

3.3.1. Ciepło sieciowe

Taryfa dla ciepła według Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 9 października 2006 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło (Dz. U. z 2006 r. Nr 193, poz. 1423) przewiduje następujące składniki, które łącznie stanowią całkowity koszt ciepła zużytego na potrzeby budynku mieszkalnego:

- cena za zamówioną moc cieplną [zł/MW/rok lub zł/MW/m-c],
- cena ciepła [zł/GJ],
- opłata stała za usługi przesyłowe [zł/MW/rok lub zł/MW/m-c],
- stawka opłaty zmiennej za usługi przesyłowe [zł/GJ],
- cena nośnika ciepła

Dla zobrazowania kosztów ciepła sieciowego na terenie kraju przeprowadzono analizę wybranych systemów ciepłowniczych.

Analiza cen ciepła dla odbiorców jakimi są gospodarstwa domowe została przeprowadzona według następujących założeń:

- badaniu poddano koszt ciepła w 20 miastach Polski,
- miasta zostały podzielone na dwie grupy ze względu na liczbę mieszkańców,
- wyselekcjonowano 10 miast, w których liczba ludności przekracza 200 000 oraz 10 miast gdzie wskaźnik ten mieści się w przedziale 50 000 – 200 000,
- koszt ciepła został obliczony 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”,
- w celu porównania kosztów ciepła dla przedsiębiorstw energetycznych z różnych miast, analizie 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 7 000 GJ;
 - nie uwzględniono ceny nośnika ciepła.
- w analizie uwzględniono podatek VAT w wysokości 23%.

Na obszarze objętym niniejszym opracowaniem koncesjonowaną działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji i obrotu ciepłem prowadzą następujące przedsiębiorstwa przedstawione w poniższej tabeli.

Tabela 3.1. Przedsiębiorstwa ciepłownicze poddane analizie w niniejszym opracowaniu

Miasto	Przedsiębiorstwo
Powyżej 200 000 mieszkańców	
Łódź	Dalkia Łódź S.A.
Warszawa	Stołeczne Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A.
Poznań	Dalkia Poznań S.A.
Katowice	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Katowice S.A.
Radom	Radomskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej "RADPEC" S.A.
Białystok	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Białymstoku
Wrocław	Fortum Wrocław S.A.
Bydgoszcz	Komunalne Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.
Gdańsk	Gdańskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej sp. z o.o.
Kraków	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A.
50 000 - 200 000 mieszkańców	
Gorzów Wlkp.	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Gorzów Sp. z o.o.
Kędzierzyn-Koźle	Miejski Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.
Pabianice	Zakład Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Pabianicach
Suwałki	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Suwałkach Sp. z o.o.
Bytom	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.

Koszalin	Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o.
Opole	Energetyka Ciepła Opolszczyzny S.A.
Grudziądz	Okręgowe Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.
Zielona Góra	Elektrociepłownia "Zielona Góra" S.A.
Rzeszów	Miejskiego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej MPEC-Rzeszów Sp. z o.o.

Przedsiębiorstwa posiadają aktualne taryfy dla ciepła zatwierdzone decyzjami Prezesa URE.

Z uwagi na znaczną liczbę wytwórców ciepła w wyselekcjonowanych miastach w analizie nie podano nazw źródeł ciepła wytwarzanego na terenie danego miasta

W poniższych tabelach zamieszczono zestawienia kosztów ciepła w analizowanych miastach w podziale na uśredniony koszt ciepła za usługi przesyłowe, uśredniony koszt w źródle oraz koszty łączne u odbiorcy. Ceny zawierają podatek VAT w wysokości 23%.

Tabela 3.2. Uśrednione ceny za ciepło do węzła odbiorcy uszeregowane wg ceny ciepła w źródle

Miasto/Przedsiębiorstwo	Uśredniona cena w źródle zł/GJ
Powyżej 200 000 mieszkańców	
Kraków	28,37
Warszawa	30,55
Katowice	33,05
Gdańsk	33,74
Łódź	35,73
Wrocław	36,58
Białystok	37,86
Bydgoszcz	38,79
Radom	41,85
Poznań	63,74
50 000 - 200 000 mieszkańców	
Bytom	31,57
Gorzów Wlkp.	31,59
Rzeszów	36,02
Suwałki	37,43
Kędzierzyn-Koźle	37,69
Opole	40,62
Zielona Góra	41,25
Koszalin	41,43
Grudziądz	42,71
Pabianice	45,85

Tabela 3.3. Uśrednione ceny za ciepło do węzła odbiorcy uszeregowane wg ceny ciepła za przesył

Miasto/Przedsiębiorstwo	Uśredniona cena za przesył zł/GJ
Powyżej 200 000 mieszkańców	
Łódź	10,63
Poznań	11,41
Warszawa	12,53
Katowice	15,67
Radom	16,30
Kraków	16,61
Białystok	16,68
Wrocław	16,86
Bydgoszcz	17,16
Gdańsk	26,69
50 000 - 200 000 mieszkańców	
Kędzierzyn-Koźle	9,91
Pabianice	10,13
Koszalin	11,78
Suwałki	11,82
Bytom	12,96
Opole	14,40
Grudziądz	16,48
Zielona Góra	16,49
Rzeszów	16,52
Gorzów Wlkp.	21,65

Tabela 3.4. Uśrednione ceny za ciepło uszeregowane wg ceny ciepła u odbiorcy

Miasto/Przedsiębiorstwo	Uśredniona cena ciepła u odbiorcy zł/GJ
Powyżej 200 000 mieszkańców	
Warszawa	43,08
Kraków	44,99
Łódź	46,36
Katowice	48,72
Wrocław	53,44
Białystok	54,54
Bydgoszcz	55,95
Radom	58,15
Gdańsk	60,43
Poznań	75,15
50 000 - 200 000 mieszkańców	
Kędzierzyn-Koźle	47,59
Suwałki	49,25
Rzeszów	52,54
Gorzów Wlkp.	53,24
Koszalin	54,23
Opole	55,02
Bytom	55,65
Pabianice	55,98
Zielona Góra	57,74
Grudziądz	59,20

Przeprowadzona analiza kosztów ciepła w miastach liczących powyżej 200 000 mieszkańców wykazała że najniższą wartością tego wskaźnika charakteryzuje się ciepło wykorzystywane w budownictwie mieszkaniowym na terenie Warszawy. Uśredniony koszt ciepła u odbiorcy finalnego w Warszawie wynosi obecnie 43,08 zł/GJ. Najwyższym uśrednionym kosztem ciepła u odbiorcy charakteryzuje się ciepło wykorzystywane na terenie miasta Poznania i wynosi on 75,15 zł/GJ, co oznacza iż stawka ta jest o ponad 32 zł/GJ wyższa niż w Warszawie.

Wśród miast liczących 50 000 – 200 000 mieszkańców najniższym uśrednionym kosztem ciepła u odbiorcy charakteryzuje się ciepło dostarczane do budynków mieszkalnych w Kędzierzynie-Koźlu. Koszt ten wynosi 47,59 zł/GJ i jest niższy o ponad 11,61 zł/GJ od kosztu ciepła w najdroższym pod tym względem mieście poddanym analizie czyli w Grudziądzu gdzie uśredniona cena 1 GJ ciepła u odbiorcy wynosi 59,20 zł/GJ.

Zaprezentowane wyniki analizy obrazują znaczne zróżnicowanie kosztów ciepła sieciowego.

3.3.1.1. Kalkulator kosztów ciepła sieciowego w warunkach krajowych

Użytkownik budynku mieszkalnego może samodzielnie obliczyć koszt zużytego ciepła sieciowego za pomocą następującego wzoru:

$$O = (S_{StP} + S_{ZmP}) * N * T + (S_N + S_Q) * Q \quad [3.1]$$

gdzie:

O – opłata za zużycie ciepła [zł],

S_{StP} – stawka opłaty stałej za usługi przesyłowe [zł/MW/m-c],

S_{ZmP} – stawka opłaty za zamówioną moc cieplną [zł/(MW*M-c)],

N – zamówiona moc cieplna [MW],

T – liczba miesięcy,

S_N – stawka opłaty zmiennej za usługi przesyłowe [zł/GJ],

S_Q – stawka opłaty za ciepło [zł/GJ],

Q – zużycie ciepła [GJ],

Analiza kosztów ciepła w rozdziale 1.1 przeprowadzona została przy założeniu że odbiorcy zaopatrywani są w ciepło w postaci ciepłej wody siecią ciepłowniczą sprzedawcy, do węzła cieplnego należącego do odbiorcy. W przypadku taryf dla ciepła obecnie nie funkcjonują ujednolicone nazwy grup taryfowych jak to jest w przypadku taryf dla energii elektrycznej oraz paliw gazowych. W związku z tym

przy obliczaniu kosztów ciepła dla konkretnego systemu ciepłowniczego należy zapoznać z opisem grup taryfowych, na które podzieleni zostali odbiorcy.

Po zidentyfikowaniu grupy taryfowej, w której znajduje się odbiorca można przystąpić do wyliczenia kosztów ciepła. W tym celu można wykorzystać powyższy wzór, do którego wstawić należy odpowiednie stawki cen.

3.3.2. Energia elektryczna

Odbiorcy za dostarczoną energię elektryczną i świadczone usługi przesyłowe rozliczani są według cen i stawek opłat właściwych dla grup taryfowych, do których przynależą. Podział odbiorców na grupy taryfowe dokonywany jest ze szczególnym uwzględnieniem takich kryteriów jak: poziom napięcia sieci w miejscu dostarczenia energii, wartości mocy umownej, systemu rozliczeń, zużycia rocznego energii i liczby stref czasowych. Kryteria te zostały określone w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 2 lipca 2007r. (Dz.U. z 2007 r. Nr 128, poz. 895) w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną.

Gospodarstwa domowe zgodnie z przyjętymi zasadami objęte są taryfami z grup G11 i G12. Klienci przedsiębiorstw dystrybucyjnych mają wybór, z której taryfy będą korzystać.

Taryfy G11 i G12 przewidują następujące składniki, brane pod uwagę w trakcie obliczania kosztów zużycia energii elektrycznej:

- stawka jakościowa wyrażona w zł/kWh,
- składnik zmienny stawki sieciowej wyrażony w zł/kWh:
- jednostrefowy w przypadku grupy G11,
- dzienny i nocny w przypadku grupy G12,
- składnik stały stawki sieciowej dla instalacji 1 lub 3-fazowej wyrażony w zł/m-c,
- stawka opłaty abonamentowej wyrażona w zł/okres rozliczeniowy, a płatna w zależności od sposobu rozliczania energii elektrycznej przez użytkownika,
- stawka opłaty przejściowej wyrażona w zł/m-c i uzależniona od wysokości zużycia,
- cena za energię elektryczną wyrażona w zł/kWh.

Poniższa tabela zawiera wykaz przedsiębiorstw dystrybucji oraz przedsiębiorstw obrotu energią elektryczną poddanych analizie w niniejszym rozdziale.

Tabela 3.5. Wykaz przedsiębiorstw dystrybucji i obrotu energią elektryczną poddanych w niniejszej analizie (wg stanu na dzień 31.07.2011 r.)

Przedsiębiorstwa dystrybucyjne	Przedsiębiorstwa obrotu
ENION S.A.	TAURON Sprzedaż sp. z o.o.
Energia Pro S.A.	EnergiaPro Gigawat Sp. z o.o.
VATTENFALL Distribution Poland S.A.	Vattenfall Sales Poland Sp. z o.o.
ENERGA - Operator S.A.	Energia - OBRÓT S.A.
ENEA Operator Sp. z o.o.	ENEA S.A.
RWE STOEN Operator Sp. z o.o.	RWE Polska S.A.
PGE Dystrybucja S.A. o. W-wa Teren	PGE OBRÓT S.A.
PGE Dystrybucja S.A. o. Białystok	PGE OBRÓT S.A.
PGE Dystrybucja S.A. o. Lublin	PGE OBRÓT S.A.
PGE Dystrybucja S.A. o. Zamość	PGE OBRÓT S.A.
PGE Dystrybucja S.A. o. Rzeszów	PGE OBRÓT S.A.
PGE Dystrybucja S.A. o. ZEORK	PGE OBRÓT S.A.
PGE Dystrybucja S.A. o. Łódź Teren	PGE OBRÓT S.A.
PGE Dystrybucja S.A. o. Łódź Miasto	PGE OBRÓT S.A.
PKP Energetyka S.A.	PKP Energetyka S.A.

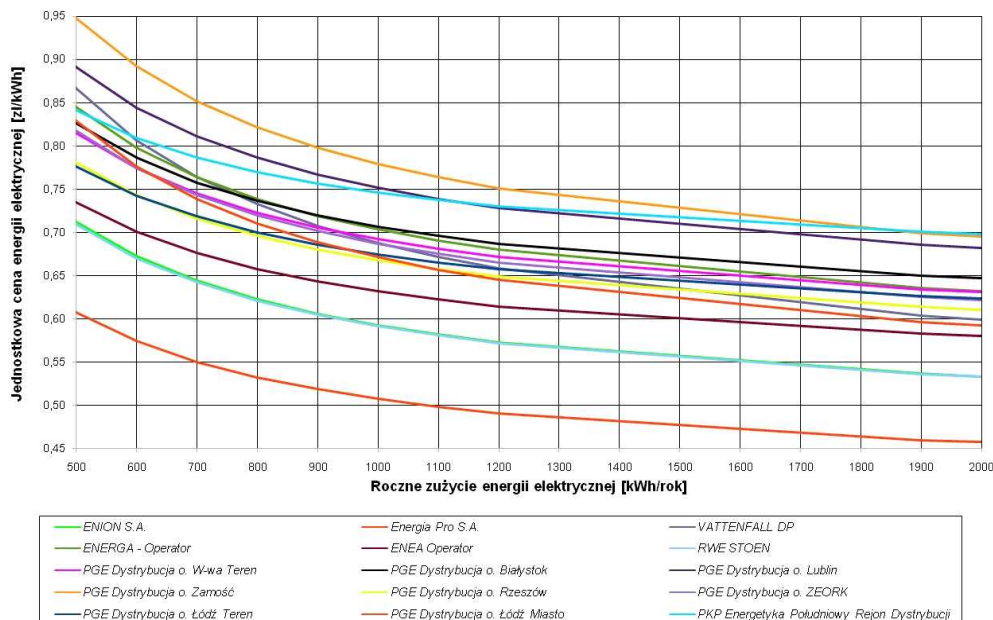
Klienci jakimi są gospodarstwa domowe zgodnie z obowiązującymi przepisami mają być zaopatrywani w energię elektryczną na następujących zasadach:

- dla klientów korzystających z dostaw energii elektrycznej w ramach umowy kompleksowej przedsiębiorstwo dystrybucyjne dostarcza energię sprzedawaną przez odpowiednią spółkę obrotu wchodzącą w skład grupy kapitałowej przedsiębiorstwa dystrybucyjnego,
- klienci niekorzystający z umowy kompleksowej mogą swobodnie wybierać wśród przedsiębiorstw obrotu energią elektryczną funkcjonujących na terenie Polski.

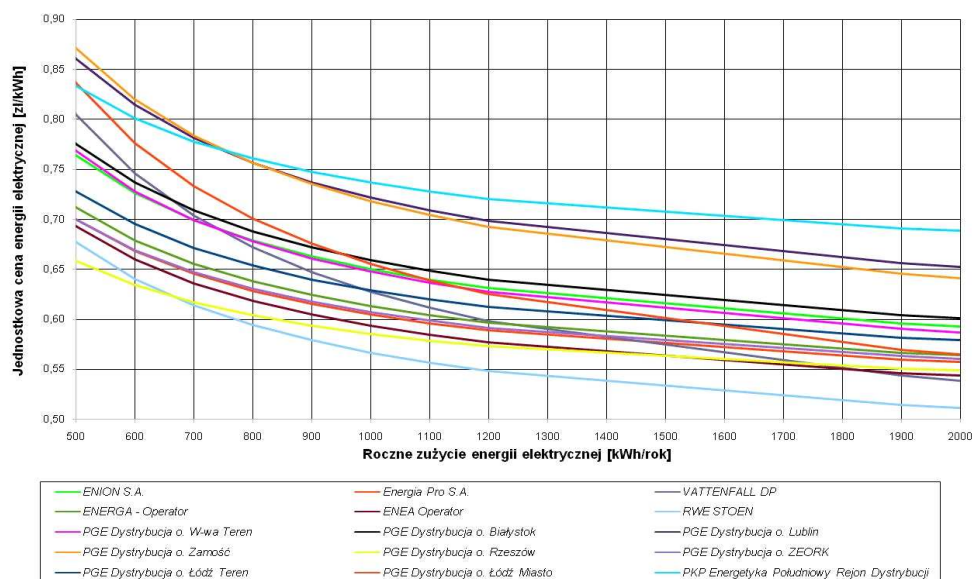
Wyżej wymienione przedsiębiorstwa dystrybucyjne posiadają zatwierdzone decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki taryfy dla dystrybucji energii elektrycznej z grudnia 2010 roku.

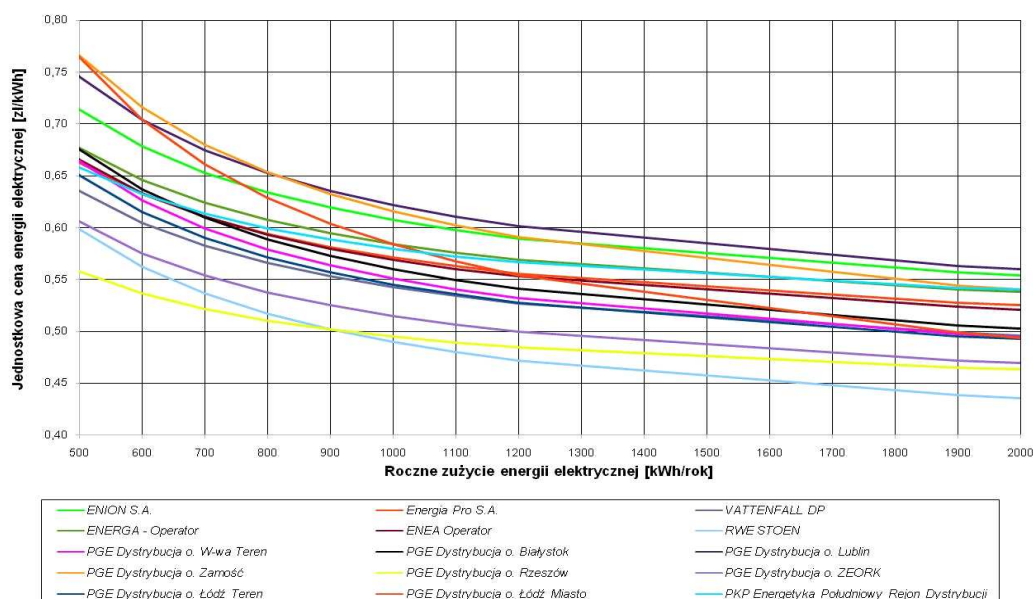
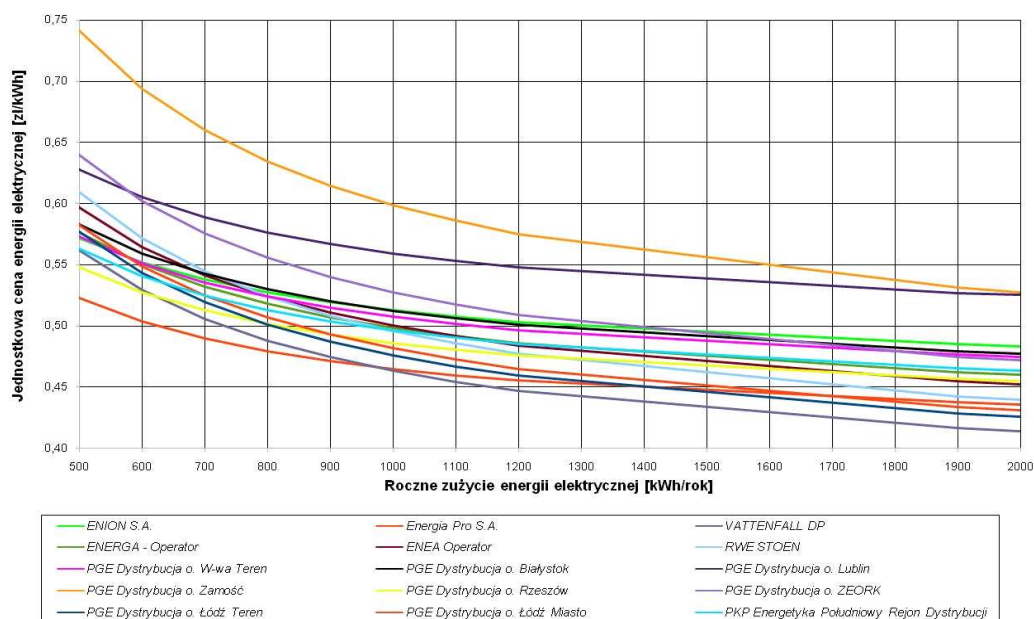
Na poniższych wykresach przedstawiono jednostkowe koszty energii elektrycznej brutto w grupie taryfowej G11 (układ 1-faz. bezpośredni) przy danym rocznym zużyciu w latach 2008-2009 dla przedsiębiorstw dystrybucyjnych świadczących usługi na terenie Polski.

Rys. 3.9. Porównanie jednostkowych kosztów brutto energii elektrycznej w grupie taryfowej G11 w roku 2011



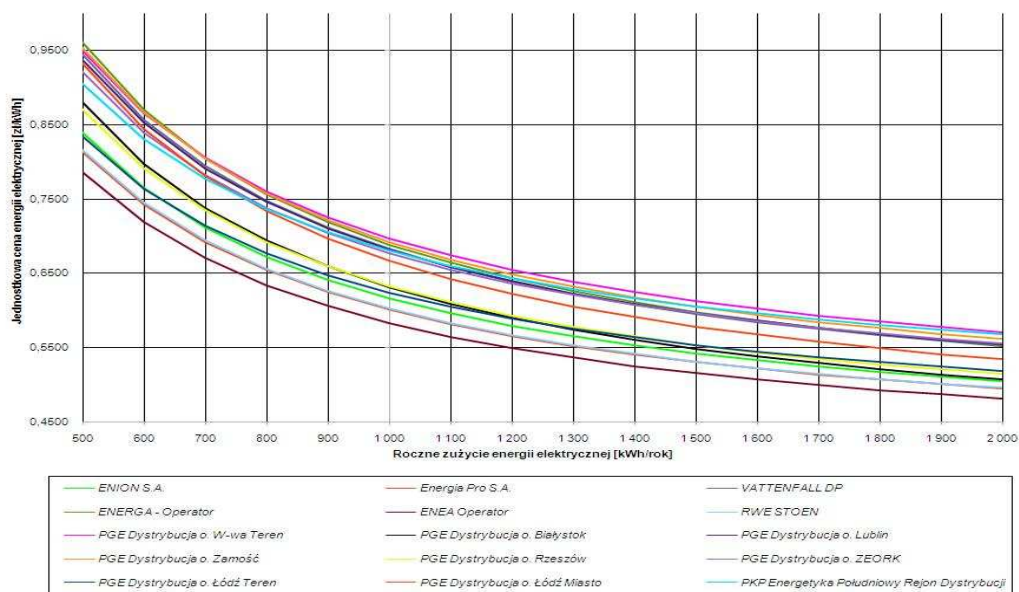
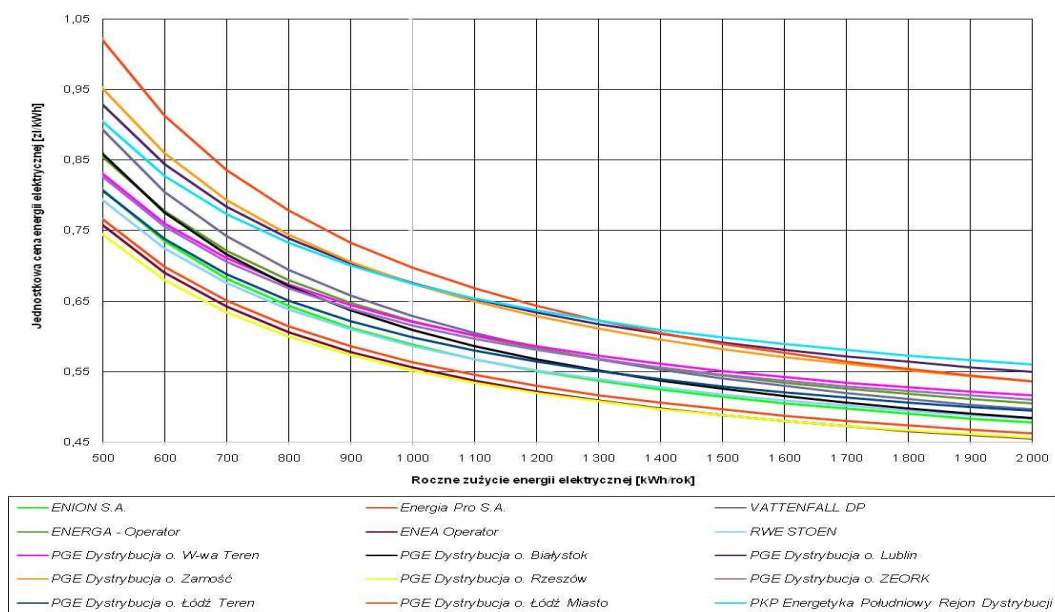
Rys. 3.10. Porównanie jednostkowych kosztów brutto energii elektrycznej w grupie taryfowej G11 w roku 2010

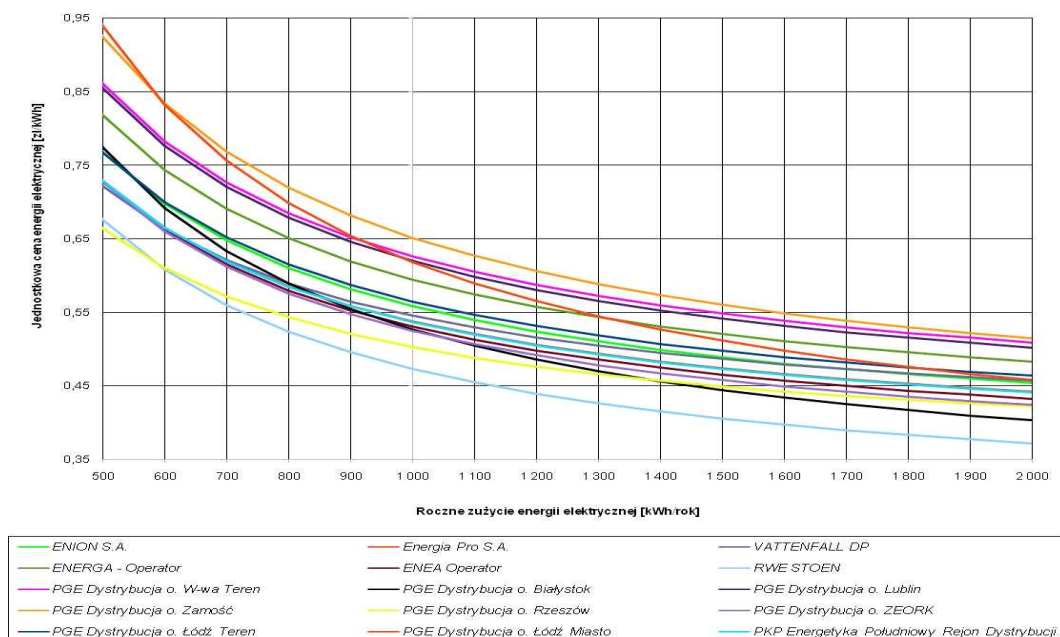
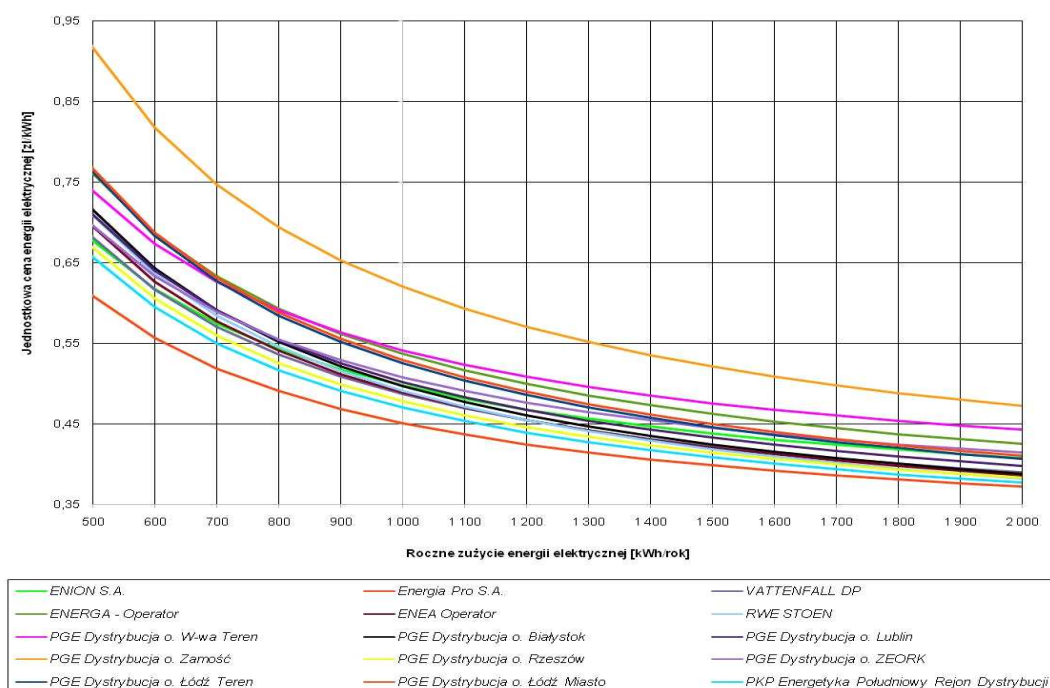


Rys. 3.11. Porównanie jednostkowych kosztów brutto energii elektrycznej w grupie taryfowej G11 w roku 2009**Rys. 3.12.** Porównanie jednostkowych kosztów brutto energii elektrycznej w grupie taryfowej G11 w roku 2008

Obserwując powyższe wykresy można zauważyć systematyczny wzrost jednostkowego kosztu kWh w latach 2008-2011. Średnioroczny wzrost wynosił ok. 5,5%, przy czym ponad 20% wzrost nastąpił w roku 2009. Wzrost kosztu 1 kWh w stosunku do roku 2001 wyniósł ok. 60%.

Poniżej przedstawiono zmiany jednostkowego kosztu energii elektrycznej brutto w grupie taryfowej G12 (układ 3-faz. bezpośredni) przy danym rocznym zużyciu w latach 2008-2011 dla przedsiębiorstw dystrybucyjnych świadczących usługi na terenie Polski.

Rys. 3.13. Porównanie jednostkowych kosztów brutto energii elektrycznej w grupie taryfowej G12 w roku 2011**Rys. 3.14.** Porównanie jednostkowych kosztów brutto energii elektrycznej w grupie taryfowej G12 w roku 2010

Rys. 3.15. Porównanie jednostkowych kosztów brutto energii elektrycznej w grupie taryfowej G12 w roku 2009**Rys. 3.16.** Porównanie jednostkowych kosztów brutto energii elektrycznej w grupie taryfowej G12 w roku 2008

W grupie taryfowej G12 w latach 2008-2011 można zaobserwować podobny trend jak w grupie G11, tj. systematyczny wzrost kosztów w tym okresie

Analizując widoczne wzrosty kosztów energii elektrycznej, można przypuszczać, iż w przyszłości koszty energii elektrycznej nadal będą rosnąć, ze względu na zwiększające się wymagania ekologiczne wynikające z dyrektyw UE w zakresie ograniczania emisji CO₂ oraz stosowania odnawialnych źródeł energii.

3.3.2.1. Kalkulator kosztów energii elektrycznej w warunkach krajowych

Użytkownik budynku mieszkalnego może samodzielnie obliczyć roczny koszt zużytej energii elektrycznej za pomocą następującego wzoru:

$$O = S_{StSiec} * P_i + S_{ZmSiec} * E + S_J * E + S_{OP} * P_i + O_A + C_{EE} * E \quad [3.2]$$

gdzie:

- O – opłata za energię elektryczną [zł],
- S_{StSiec} - składnik stały stawki sieciowej [zł/kW/m-c],
- P_i - liczba miesięcy,
- S_{ZmSiec} - składnik zmienny stawki sieciowej [zł/kW/m-c],
- E - ilość energii elektrycznej pobranej z sieci [kWh],
- S_J - stawka jakościowa [zł/kWh],
- S_{OP} - stawka opłaty przejściowej [zł/m-c],
- O_A - opłata abonamentowa [zł],
- C_{EE} - cena energii elektrycznej [zł/kWh]

Powyższe składowe kosztu energii elektrycznej znajdują się w taryfach odpowiednich przedsiębiorstw dystrybucji oraz obrotu energią elektryczną w grupach taryfowych G11 i G12 w zależności od grupy taryfowej, z której korzysta odbiorca.

3.3.3. Paliwa gazowe

Taryfa dla paliw gazowych przewiduje następujące składniki, które łącznie stanowią całkowity koszt gazu pobieranego na potrzeby budynku mieszkalnego:

- opłaty za pobrane paliwo, będącej iloczynem faktycznego poboru i ceny za paliwo gazowe (w zł/Nm³);
- opłaty stałej za usługę przesyłową:
 - dla odbiorców z grup W-1 do W-4 jest ona stała i określona w złotych za miesiąc;
 - dla odbiorców z grup W-5 do W-7 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 (w zł/Nm³);
- miesięcznej stałej opłaty abonamentowej (w zł/m-c).

Na terytorium RP odbiorcy gazu ziemnego zaopatrywani są w gaz ziemny przez następujące przedsiębiorstwa dystrybucyjne:

- Górnośląską Spółkę Gazowniczą Sp. z o.o. (dalej GSG),
- Dolnośląską Spółkę Gazowniczą Sp. z o.o. (dalej DSG),
- Karpacką Spółkę Gazowniczą Sp. z o.o. (dalej KSG),
- Mazowiecką Spółkę Gazowniczą Sp. z o.o. (dalej MSG),
- Pomorską Spółkę Gazowniczą Sp. z o.o. (dalej PSG),
- Wielkopolską Spółkę Gazowniczą Sp. z o.o. (dalej WSG),

natomiast handlową obsługą klientów zajmuje się dział handlowy PGNiG S.A.

Aktualną wysokość opłat za gaz ziemny wysokometanowy dla grup taryfowych W-1 do W-4 przedstawiono w poniższej tabeli, gdzie podano wyciąg z Taryfy PGNiG SA dla paliw gazowych Nr 14/2010, obowiązującej do 31 marca 2011 r. Taryfa określa ceny gazu oraz stawki opłat za usługi przesyłowe w ramach tzw. umowy kompleksowej.

Do podanych w tabeli cen i stawek opłat przedsiębiorstwo dolicza podatek od towarów i usług (VAT) w wysokości 23%.

W związku z tym, iż taryfy od W-1 do W-4 skierowane są dla odbiorców jakimi są gospodarstwa domowe, w poniższej tabeli jak i całym opracowaniu analizie poddano jedynie koszt gazu zakupionego w tych taryfach.

Tabela 3.6. Wyciąg z Taryfy PGNiG S.A. (dla odbiorców gazu ziemnego wysokometanowego z sieci dystrybucyjnych spółek gazowniczych prowadzących działalność na terenie RP)

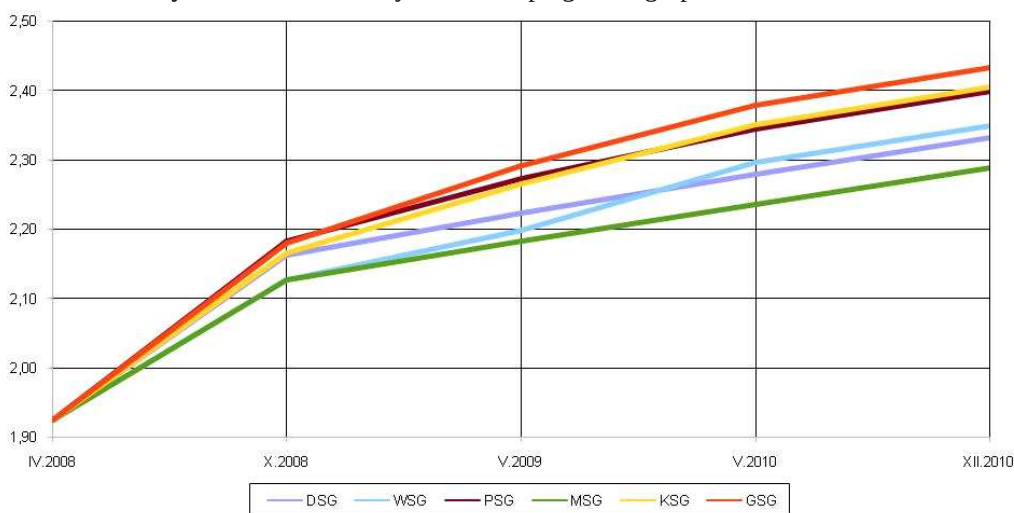
Dystrybutor	Grupa taryfowa	Ceny za gaz	Stawki opłat abonamentowych	Stawki opłat za usługi dystrybucji	
		[zł/Nm ³]		stała	zmienna
			[zł/m-c]	[zł/m-c]	[zł/Nm ³]
GSG	W-1	1,2275	5,29	5,29	0,7471
	W-2	1,2103	8,67	13,71	0,6565
	W-3	1,1931	10,09	43,05	0,5668

	W-4	1,1876	25,46	294,52	0,4975
DSG	W-1	1,2275	5,29	6,03	0,6178
	W-2	1,2103	8,67	15,93	0,5520
	W-3	1,1931	10,09	55,10	0,5102
	W-4	1,1876	25,46	312,60	0,5025
KSG	W-1	1,2275	5,29	4,74	0,7416
	W-2	1,2103	8,67	13,59	0,5898
	W-3	1,1931	10,09	53,32	0,4357
	W-4	1,1876	25,46	304,79	0,4322
MSG	W-1	1,2275	5,29	4,92	0,6182
	W-2	1,2103	8,67	16,85	0,4414
	W-3	1,1931	10,09	59,41	0,3740
	W-4	1,1876	25,46	329,27	0,3587
PSG	W-1	1,2275	5,29	5,04	0,7235
	W-2	1,2103	8,67	15,31	0,6027
	W-3	1,1931	10,09	52,46	0,5058
	W-4	1,1876	25,46	292,00	0,4765
WSG	W-1	1,2275	5,29	5,54	0,6542
	W-2	1,2103	8,67	15,38	0,5365
	W-3	1,1931	10,09	53,44	0,5059
	W-4	1,1876	25,46	310,94	0,4818

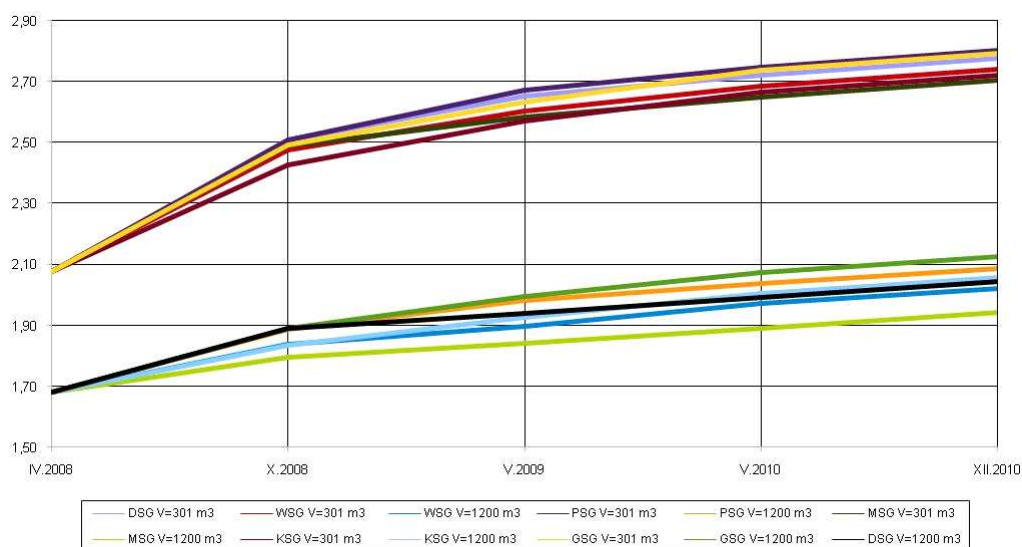
Na poniższych wykresach przedstawiono jednostkowy koszt zakupu gazu (w zł/Nm³) od roku 2008 dla grup taryfowych W-1 do W-4 dla wartości granicznych rocznego zużycia gazu w poszczególnych grupach. Na osi „X” zaznaczono miesiące, od których obowiązywały kolejne zmiany taryfy.

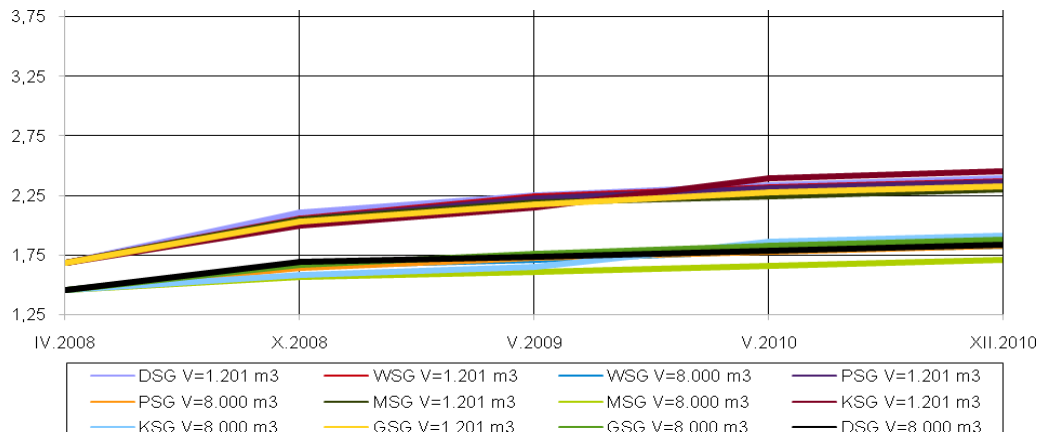
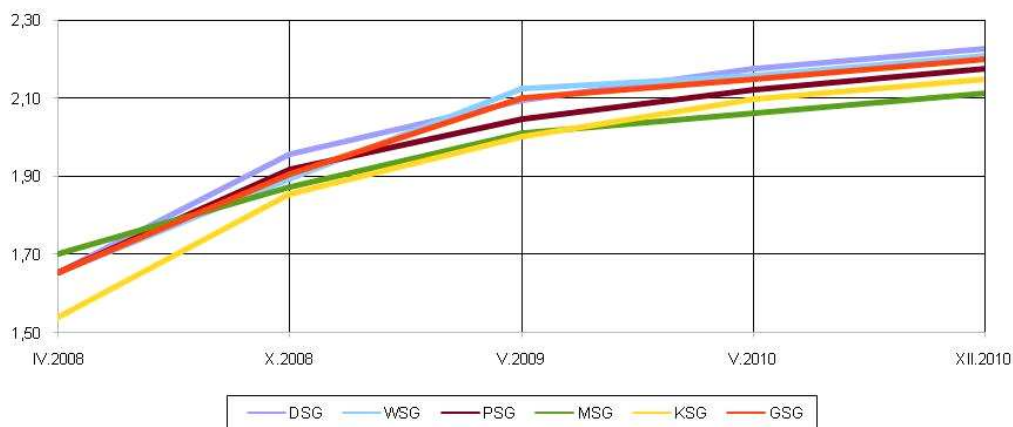
Wartości na wykresach uwzględniają podatek od towarów i usług VAT.

Rys. 3.17. Jednostkowy koszt zakupu gazu w grupie W-1 [zł/Nm³]



Rys. 3.18. Jednostkowy koszt zakupu gazu w grupie W-2 [zł/Nm³]



Rys. 3.19. Jednostkowy koszt zakupu gazu w grupie W-3 [zł/Nm³]**Rys. 3.20.** Jednostkowy koszt zakupu gazu w taryfie W-4 [zł/Nm³]

Powyższe wykresy odzwierciedlają obserwowany w ostatnich latach wzrost kosztów za paliwa gazowe - wynika z nich, że jednostkowy koszt gazu wzrósł w rozpatrywanym okresie średnio o ok. 43% - od 15% dla maksymalnego zużycia w grupie W-2 w taryfie MSG do 129% dla minimalnego zużycia w grupie W-3 w taryfie DSG. Skumulowana inflacja w tym czasie wyniosła niespełna 15%.

Kolejnym wnioskiem nasuwającym się po analizie powyżej przedstawionych wykresów jest zauważalna różnica w opłatach za gaz przez odbiorców, którzy znajdują się „na granicy” grup taryfowych - np. odbiorca będący w grupie taryfowej W-3 i zużywający rocznie 8.000 Nm³ gazu zapłaci średnio rocznie ok. 2 783 zł mniej (brutto) niż odbiorca z grupy W-4 zużywający 8.001 Nm³ gazu.

Zasadnym jest więc, aby odbiorcy gazu, którzy rocznie zużywają taką ilość gazu, że znajdują się „na granicy” grup taryfowych, dokładnie przeanalizowali swoje zużycie i - jeżeli jest taka możliwość, tak je ograniczyli, by znaleźć się w niższej grupie taryfowej.

3.3.3.1. Kalkulator kosztów paliw gazowych w warunkach krajowych

Użytkownik budynku mieszkalnego może samodzielnie obliczyć koszt zużytego paliwa gazowego za pomocą następującego wzoru:

$$O = (S_S + S_A) * T + (C_{PG} + S_{ZmP}) * Q \quad [3.3]$$

gdzie:

- O – opłata za zużycie ciepła [zł],
- S_S - stawka sieciowa opłaty stałej [zł/miesiąc],
- S_Q - stawka opłaty abonamentowej [zł/miesiąc],
- C_{PG} – cena paliwa gazowego [zł/m³],
- S_{ZmP} - stawka sieciowa opłaty zmiennej [zł/m³],
- Q – zużycie paliwa gazowego [m³],
- T – liczba miesięcy,

W celu obliczenia kosztów zużycia paliwa gazowego należy wykorzystać stawki za gaz oraz opłaty abonamentowej zgodnie z taryfą PGNiG S.A. oraz stawki opłat za usługi dystrybucyjne zgodnie z taryfą spółki gazowniczej prowadzącej działalność na terytorium, w którym funkcjonuje odbiorca. Następnie odpowiednie stawki należy wstawić do powyższego wzoru.

3.3.4. Węgiel, olej opałowy itd.

W budownictwie mieszkaniowym oprócz scharakteryzowanych we wcześniejszych rozdziałach nośników energii dostarczanych sieciowo, w dalszym ciągu na szeroką skalę wykorzystuje się paliwa kopalne, do których zaliczyć można węgiel, olej opałowy oraz ich pochodne.

Powyższe nośniki energii służą głównie do wytwarzania energii cieplnej w kotłach olejowych oraz węglowych, których popularność w dalszym ciągu jest relatywnie wysoka.

Poniższa tabela przedstawia porównanie kosztów brutto energii cieplej wytwarzanej z różnych paliw.

Tabela 3.7. Porównanie kosztów brutto energii cieplej z różnych paliw (z uwzględnieniem średniorocznej sprawności urządzeń przetwarzających).

Nośnik energii	Cena paliw	Wartość opałowa	Sprawność	Koszt energii
	zł/Mg	GJ/Mg	%	zł/GJ
węgiel groszek I/II drobny	570,00	27	80	26,39
węgiel 31.2 M II A 18-30-10	490,00	23	75	28,41
węgiel kostka I/II	750,00	29	75	34,48
brykiet opałowy	740,00	19,5	75	50,60
gaz płynny	2 710,00	46	90	65,46
olej opałowy ciężki C3	2 760,00	39	85	83,26
olej opałowy lekki	3 446,00	43	85	94,28

Źródło: Opracowanie własne wg stanu na dzień 31.07.2011 r.

Jak widać z powyższego zestawienia istnieje duża rozbieżność pomiędzy jednostkowymi kosztami energii (w zł/GJ) uzyskanych z poszczególnych nośników energii.

3.3.5. Podsumowanie

Oszacowanie kosztów eksploatacyjnych opiera się przede wszystkim o stawki opłat za poszczególne nośniki energii. W zależności od rodzaju nośnika informacje dotyczące aktualnych kosztów znajdują się w przypadku nośników sieciowych w taryfie danego operatora, zaś w przypadku pozostałych nośników cena wprowadzana do bazy danych będzie wynikiem rozeznania rynku pośród lokalnych dostawców. Istotnym jest aby cena nośnika zawierała wszystkie koszty związane z jego zakupem w tym także koszty dostawy/transportu.

Źródłem informacji dotyczących aktualnych taryf przedsiębiorstw energetycznych zwyczajowo jest strona internetowa spółki lub też Dzienniki Urzędowe Województwa w przypadku ciepła oraz publikacje Urzędu Regulacji Energetyki w przypadku energii elektrycznej lub gazu ziemnego.

Taryfa przedsiębiorstwa energetycznego zawiera wszystkie składniki

Koszty poszczególnych nośników uzależnione są od lokalizacji obiektu oraz spółek dystrybucyjnych działających na danym obszarze.

Oczywistym jest, że aby dokonać obliczeń dotyczących kosztów eksploatacyjnych związanych z zaopatrzeniem budynku lub grupy budynków w energię konieczne jest szacunek energii końcowej wykorzystywanej w obiekcie.

Poniżej w tabeli przedstawiono koszty 1 GJ ciepła dla wybranych nośników energii dla przykładowego zapotrzebowania energii użytkowej na poziomie $Q_{h,nd} = 700$ GJ, zaś zapotrzebowania mocy $Q_H = 100$ kW. Energię końcową budynku $Q_{K,H}$ wyliczono przy założeniu sprawności całkowitej instalacji ogrzewania (η_{tot}) będącą iloczynem sprawności poszczególnych podsystemów instalacji, przyjętych zgodnie z rozporządzeniem o certyfikacji energetycznej budynków [12].

Energia końcowa zdefiniowana została wg wzoru:

$$Q_{K,H} = Q_{h,nd} / \eta_{tot}$$

i jest różna w zależności od wybranego rodzaju zaopatrzenia budynku w ciepło.

Koszty ogrzewania gazem przedstawiono dla grup taryfowych W-4 przy zużyciu rocznym na poziomie ok. 25 tys. m³, natomiast koszty ogrzewania energią elektryczną przedstawiono dla taryf G-12 (przy założeniu że 30% energii wykorzystana została w dzień, a 70% w nocy) dla rocznego zużycia na poziomie 200 tys. kWh. Koszty 1 GJ ogrzewania ciepłem zostały skalkulowane na „wysokim parametrze” tj. dla grupy taryfowej gdzie węzeł cieplny należy do odbiorcy.

Tabela 3.8 przedstawia zbiorcze podsumowanie otrzymanych wyników, przy założonej sprawności całkowitej instalacji ogrzewania. Co do zasady, koszt wytworzenia 1 GJ ciepła jest najniższy przy wykorzystaniu węgla, zaś najwyższy przy wykorzystaniu energii elektrycznej. Ranking pozostałych nośników energii uzależniony jest od lokalizacji budynku, ze względu na zróżnicowane stawki opłat poszczególnych operatorów systemu dystrybucyjnego.

Tabela 3.8. Porównanie ogólnych kosztów ogrzewania dla wybranych nośników energii.

Miasto	Ciepło sieciowe	Gaz ziemny W-4	Energia elektryczna G-12	Olej opałowy lekki	Węgiel ekogroszek
Energia użytkowa $Q_{H,nd}$	700 GJ	700 GJ	700 GJ	700 GJ	700 GJ
Sprawność podsystemu instalacji regulacji i wykorzystania energii $\eta_{H,e}$	0,90	0,90	0,98	0,90	0,90
Sprawność podsystemu instalacji transportu i magazynowania $\eta_{H,d}$	0,97	1,00	1,00	1,00	1,00
Sprawność podsystemu instalacji bufora akumulacyjnego $\eta_{H,s}$	0,95	0,95	1,00	0,95	0,95
Sprawność podsystemu instalacji wytwarzania nośnika ciepła $\eta_{H,g}$	0,99	0,94	0,99	0,94	0,82
Sprawność całkowita instalacji η_{tot}	0,82	0,80	0,97	0,80	0,70
Energia końcowa $Q_{K,H}$	854 GJ	875 GJ	722 GJ	875 GJ	1000 GJ
Warszawa	37,61 zł/GJ	49,40 zł/GJ	108,41 zł/GJ	93,86 zł/GJ	25,00 zł/GJ
Kraków	43,15 zł/GJ	51,54 zł/GJ	109,72 zł/GJ	92,74 zł/GJ	34,58 zł/GJ
Łódź	43,86 zł/GJ	49,40 zł/GJ	111,88 zł/GJ	93,02 zł/GJ	37,50 zł/GJ
Katowice	45,21 zł/GJ	52,83 zł/GJ	117,36 zł/GJ	92,46 zł/GJ	26,25 zł/GJ
Wrocław	51,42 zł/GJ	53,09 zł/GJ	108,36 zł/GJ	92,46 zł/GJ	33,33 zł/GJ
Gorzów Wlkp.	32,54 zł/GJ	52,61 zł/GJ	105,84 zł/GJ	94,70 zł/GJ	30,42 zł/GJ
Kędzierzyn-Koźle	45,10 zł/GJ	52,83 zł/GJ	108,36 zł/GJ	93,30 zł/GJ	29,17 zł/GJ
Suwałki	46,31 zł/GJ	52,21 zł/GJ	116,04 zł/GJ	93,86 zł/GJ	29,58 zł/GJ
Rzeszów	49,94 zł/GJ	51,54 zł/GJ	110,13 zł/GJ	94,70 zł/GJ	28,33 zł/GJ
Bytom	50,30 zł/GJ	52,83 zł/GJ	117,36 zł/GJ	92,46 zł/GJ	26,25 zł/GJ

Aktualną informacją dotyczącą kosztów eksploatacyjnych w zakresie związanym z dostarczeniem energii będzie kalkulacja bieżących stawek opłat pozyskana na podstawie powszechnie udostępnianych informacji oraz zapotrzebowania budynku na energię końcową. Schemat wyliczenia kosztów za poszczególne nośniki energii został przedstawiony w punktach wcześniejszych nie niniejszego opracowania dotyczących kalkulowania kosztów zaopatrzenia budynków w energię.

Dokonanie wyliczeń kosztów eksploatacyjnych każdorazowo poprzedzone musi być aktualizacją stawek opłat za poszczególne nośniki energii, ze względu na częste wahania cenowe.

Literatura

1. Urząd Regulacji Energetyki – oficjalna strona internetowa
2. Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki, nr 3(71) 4 maja 2010
3. Ustawa Prawo Energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 r.
4. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r (Dz. U. 2007, Nr 93, poz. 623 z późn. zm.) w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu energetycznego
5. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r (Dz. U. 2010, Nr 133, poz. 891) w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego
6. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 15 stycznia 2007 r (Dz. U. 2007, Nr 16, poz. 92) w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemów ciepłowniczych
7. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 6 lutego 2008 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. 2008, Nr 28, poz. 165)
8. www.stat.gov.pl
9. www.enerad.pl
10. www.oze.szczecin.pl
11. www.murator.pl/instalacje
12. Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 6 listopada 2008 r. w sprawie metodologii obliczania charakterystyki energetycznej budynku i lokalu mieszkalnego lub części budynku stanowiącej samodzielną całość techniczno-użytkową oraz sposobu sporządzania i wzorów świadectw ich charakterystyki energetycznej

4. PRZEGLĄD INSTALACJI ZAOPATRZENIA UŻYTKOWNIKA W ENERGIĘ

4.1. Przegląd rozwiązań technicznych z dziedziny technologii i urządzeń grzewczych

4.1.1. Przegląd rozwiązań technicznych instalacji grzewczych

Poniżej przedstawiono skrócony przegląd rozwiązań technicznych z dziedziny technologii i urządzeń grzewczych dostępnych i stosowanych na rynku polskim. Skupiono się na zasygnalizowaniu dostępnych technologii i trendów rynkowych, co winno umożliwić potencjalnemu czytelnikowi nabycie ogólnego rozeznania wśród podstawowych rozwiązań w dziedzinie techniki grzewczej stosowanych w polskim budownictwie.

4.1.1.1. Źródła ciepła i elementy instalacji centralnego ogrzewania

Generalnie instalacje grzewcze w budynkach można podzielić na: indywidualne urządzenia grzewcze, służące do ogrzania danego pomieszczenia, oraz instalacje centralnego ogrzewania, w których wytwarzanie ciepła następuje w jednym źródle, z którego ciepło transportowane jest do poszczególnych pomieszczeń za pomocą nośnika, takiego jak woda, para, powietrze, względnie inne płyny. [1] Współcześnie najczęściej stosowanym nośnikiem umożliwiającym dostarczanie ciepła do elementów grzejnych zlokalizowanych w poszczególnych pomieszczeniach odbiorczych jest gorąca woda. Zastosowany system grzewczy może swoim zasięgiem obejmować zarówno jedno mieszkanie lub budynek, poprzez zespół budynków, dzielnicę, aż po całe miasta, a nawet obszar położony w granicach administracyjnych kilku miast. Jeszcze do niedawna rozległe systemy zdalaczynnej dostawy ciepła były uważane za rozwiązanie najbardziej korzystne pod względem ekologicznym i ekonomicznym, głównie ze względu na możliwość wytwarzania ciepła, nierzadko w warunkach kogeneracji z jednoczesnym wytwarzaniem energii elektrycznej [2]. W najbliższej przyszłości, w dobie powszechnej maksymalizacji efektywności energetycznej urządzeń i minimalizacji zużycia paliw pierwotnych, pogląd ten może ulec zmianie, zważywszy na fakt, że nieodrodną cechą takich systemów są nieuniknione straty ciepła w przesyłach, których wielkość w przypadku rozległych systemów może przyjmować wartości stosunkowo znaczące.

4.1.1.1.1 Węzły cieplne

W przypadku budynku wyposażonego w instalację centralnego ogrzewania istnieją zatem zasadniczo dwa rodzaje urządzeń umożliwiających zasilanie takiej instalacji w ciepło: lokalny węzeł cieplny przyłączony do sieci zasilanej z pobliskiej kotłowni względnie systemu zdalaczynnej dostawy ciepła lub indywidualne źródło zasilania instalacji, najczęściej w postaci kotła wodnego [3]. Obecnie zdecydowanie odchodzi się od stosowanej niegdyś technologii tzw. grupowych węzłów cieplnych zasilających stosunkowo rozległe sieci tzw. niskiego parametru, zaś stosowane współcześnie węzły cieplne uległy znacznej miniaturyzacji, umożliwiając zasilanie poszczególnego mieszkania lub domu jednorodzinnego i są najczęściej typu wymiennikowego. Woda zasilająca centralne ogrzewanie ogrzewana jest w wymienniku ciepła przez wodę z sieci ciepłowniczej, a następnie płynie do odbiorników ciepła jakimi są grzejniki.

Fot. 4.1. Współczesne węzły ciepłne (Frese, Giacomini)

4.1.1.1.2 Kotły na paliwa płynne i gazowe

Rozwiązaniem alternatywnym dla zdalaczynnej dostawy jest indywidualny kocioł centralnego ogrzewania. Obecnie na rynku oferowana jest duża ilość typów i odmian kotłów tego rodzaju, wytwarzana przez wielu producentów i możliwa do opalania szerokim wachlarzem paliw. Zasadniczo kotły te można podzielić na: dwufunkcyjne i jednofunkcyjne. W przypadku zastosowania kotła jednofunkcyjnego w celu wytwarzania ciepłej wody użytkowej instalację należy uzupełnić o zasobnik ciepłej wody.

Ze względu na komfort obsługi, tam, gdzie dostępna jest sieć gazociągowa warto rozpatrzenia jest zastosowanie kotła gazowego. [4] Wśród producentów kotłów gazowych można wymienić firmy: Ariston, Beretta, Buderus, DeDietrich, Ferroli, Immergas, Junkers, Saunier Duval, Ulrich, Vaillant, Viessmann, Wolf i wiele innych. Do najprostszych należą stalowe lub żeliwne kotły z palnikiem atmosferycznym lub modułowanym, w których gaz spala się w otwartej komorze spalania, zaś tlen niezbędny do podtrzymywania tego procesu jest dostarczany z bezpośredniego otoczenia. W przypadku kotłów z zamkniętą komorą spalania tlen niezbędny do spalania doprowadzony jest specjalnych przewodem z zewnątrz, a urządzenia te często na wlocie powietrza do komory spalania lub na wylocie spalin mają zamontowany wentylator wspomagający ciąg. Nieco wyższą sprawnością niż standardowe kotły z zamkniętą komorą spalania, cechują się kotły z palnikiem wentylatorowym, w których powietrze do spalania zostaje już wstępnie zmieszane z gazem przy pomocy wentylatora. Na rynku oferowane są także gazowe kotły kondensacyjne, które umożliwiają osiąganie sprawności energetycznej przekazywania energii chemicznej paliwa nośnikowi ciepła na poziomie ok. 104÷109% (w stosunku do wartości opałowej doprowadzonego paliwa). Kocioł kondensacyjny wykorzystuje ciepło kondensacji, czyli skraplania pary wodnej zawartej w spalinach, które w kotłach typu tradycyjnego zwiększa stratę wylotową. W wyniku schłodzenia spalin poniżej punktu rosy zawarta w nich para wodna skrapla się, oddając ciepło parowania czynnikowi grzejnemu, a odebrana w tym procesie energia dodatkowo podgrzewa wodę kotłową. Skropliny powstające w trakcie kondensacji pary wodnej odprowadzane są do kanalizacji. Ze względu na konieczność schłodzenia spalin do niskiej temperatury, kotły kondensacyjne osiągają najwyższe sprawności przy niskich parametrach temperatury obiegu czynnika grzewczego (np. 40/30°C), albowiem w celu odpowiedniego schłodzenia spalin konieczne jest aby temperatura wody powracającej do kotła była jak najniższa. [5].

Technologia kondensacyjna dostępna jest również w przypadku kotłów opalanych olejem opałowym, jednak ich sprawność jest mniejsza o kilka punktów procentowych od sprawności kondensacyjnych kotłów gazowych. Związane jest to z niższym udziałem pary wodnej w spalinach wytwarzanych przy spalaniu oleju niż w przypadku spalania gazu. Kotły kondensacyjne są droższe od tradycyjnych. Zwiększone nakłady inwestycyjne rekompensowane są przez wyższą o kilkanaście procent sprawność, skutkującą zmniejszeniem zużycia paliwa w okresie eksploatacji kotła.

4.1.1.1.3 Kotły na paliwo stałe

Paliwa stałe, takie jak węgiel i drewno, zawsze były uważane za najtańsze. Kotły opalane tymi paliwami są w związku z tym w dalszym ciągu popularne, a na rynku pojawiają się wciąż nowi ich producenci. Sprzyja temu technologiczna łatwość wykonania, szczególnie kotła stalowego. Rzadziej

spotykane są trudniejsze do wyprodukowania kotły żeliwne, najlepiej z konstrukcją członową, w przypadku której ewentualnie przepalony element żeliwny jest łatwy do wymiany. Kotły żeliwne z reguły wymagają niskopopiołowego paliwa lepszego gatunku, jakim na przykład jest koks. Wykonanie kotła stalowego z blachy i rur kotłowych jest stosunkowo łatwiejsze i powstała niezwykła mnogość zakładów, które je produkują. Wśród producentów kotłów na paliwa stałe można wymienić: Cichewicz, Dakon, Defro, Dozamet Sp. z o. o., Galmet, Hef, ISKO Sp. z o. o. (marka handlowa Taurus), Jaroslav Cankar a Syn (marka handlowa Atmos), Junkers, Klimosz, Kostrzewa, Moderator sp. z o. o., SMO Ogniwo, Per-Eko Sp. z o. o., Sas, Stal-Max, Stalmark, TERMOEKO, TERMO-TECH Sp. z o. o., Viadrus i Zębic SA. Sposób doprowadzenia powietrza do spalania i miejsce spalania opału decydują o podziale kotłów na kotły z tak zwanym spalaniem górnym i kotły ze spalaniem dolnym, a także łączące oba te sposoby.

Kotły ze spalaniem górnym są najprostszą odmianą kotłów na paliwa stałe, w której komora spalania jest połączona z komorą zasypową. Nadają się przede wszystkim do spalania koksu, ewentualnie węgla. Nowocześniejszą i bardziej sprawną odmianą kotłów na paliwa stałe są kotły ze spalaniem dolnym. Nadają się do spalania węgla i drewna opałowego, a także zrębków, wiórów i różnego rodzaju odpadów bioorganicznych. Kotły tego typu mają dwa lub trzy ciągi spalinowe, dzięki czemu następuje dopalenie cząstek paliwa, które w kotłach ze spalaniem górnym od razu ulatują do komina. Spalanie dolne umożliwia sterowanie procesem spalania i regulację wydajności kotła przez dozowanie powietrza do paleniska. Ich sprawność podczas palenia węglem, a zwłaszcza drewnem, jest większa, dzięki czemu zużywają o kilkanaście procent mniej paliwa. Kotły na paliwa stałe są produkowane w wersjach z nadmuchem i bez nadmuchu oraz ewentualnie z automatycznym podajnikiem tłokowym lub ślimakowym. W przypadku kotłów niewyposażonych w podajnik często możliwe jest spalanie oprócz węgla o różnych sortymentach również paliw zastępczych jak np. drewno. Współczesne kotły na paliwo stałe cechują się sprawnością nominalną do 85%, co w połączeniu z niższą ceną tych paliw sprawia, że koszty ogrzewania (bez uwzględnienia kosztów ekologicznych) są niższe w porównaniu do wykorzystania gazu ziemnego oraz oleju opałowego. W przypadku zastosowania podajników zostaje uproszczona obsługa, która sprowadza się do uzupełniania paliwa (zasypianie zbiornika co kilka dni) oraz okresowego czyszczenia kotła.

4.1.1.1.4 Kominki

Nowoczesne kominki mają niewiele wspólnego z niskosprawnymi poprzednikami, posiadają: zamykane palenisko niejednokrotnie z tzw. "zimną szybą", co zwiększa efektywność spalania i bezpieczeństwo oraz wyposażone są w system odprowadzania ciepła, czasem z obiegiem wymuszonym, co umożliwia zmniejszenie strumienia ciepła uchodzącego do atmosfery ze spalinami. Spotykane są urządzenia wyposażone w elektroniczne sterowanie procesu spalania. Często kominek z płaszczem wodnym współpracuje z tradycyjną grzejnikową instalacją centralnego ogrzewania. Spaliny w takim kominku nie ogrzewają powietrza, ale wodę stanowiącą nośnik ciepła. Moc cieplna takich kominków wynosi od kilkunastu do 40 kW. Zastosowanie płaszcza wodnego w kominku umożliwia wykorzystanie go do przygotowania ciepłej wody użytkowej w zasobniku. Ponadto spotykane są rozwiązania, w których ciepło z kominka jest wykorzystywane do ogrzewania całego domu, za pomocą systemu rozprowadzającego ciepłe powietrze do wszystkich pomieszczeń. Instalacje złożone z wkładu kominkowego i sieci kanałów powietrznych określane są mianem systemów dystrybucji gorącego powietrza. Systemy dystrybucji gorącego powietrza wykonywane są z naturalnym obiegiem powietrza, bądź obiegiem wymuszonym za pomocą wentylatorów. Do wad należy zaliczyć konieczność częstego dokładania paliwa oraz trudności w optymalnej regulacji takiego ogrzewania.

4.1.1.1.5 Agregaty kogeneracyjne

Idea skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła umożliwia obecnie najbardziej efektywne wykorzystanie energii chemicznej, zawartej w paliwach kopalnych. Obecnie energia elektryczna może być wytwarzana w skojarzeniu z produkcją ciepła użytkowego w różnych układach technologicznych, w zależności od wymaganej, możliwej do zagospodarowania mocy cieplnej, której wielkość stanowi najczęściej jedno z głównych kryteriów doboru wielkości i rodzaju układu. Co prawda oferta rynkowa tego rodzaju urządzeń o małej mocy cieplnej, możliwej do wykorzystania przy zasilaniu pojedynczych budynków lub stosunkowo małych grup budynków, nie jest obecnie zbyt szeroka, jednakże należy wspomnieć o agregatach kogeneracyjnych produkowanych przez niemiecką firmę ESS i dostępnych w

sieci handlowej koncernu Viessmann, pod nazwą handlową Vitobloc. Zakres dostępnej mocy cieplnej tych urządzeń zawiera się w przedziale od 36 do około 550 kW, przy zasilaniu gazem ziemnym. W budownictwie wiejskim mogą znaleźć zastosowanie urządzenia zasilane biogazem, o mocach od 66 do około 450 kW.

4.1.1.1.6 Grzejniki i ogrzewanie powierzchniowe

W instalacji centralnego ogrzewania ciepło rozprowadzone do poszczególnych pomieszczeń jest oddawane za pomocą grzejników, będących najczęściej, wymiennikami ciepła typu woda-powietrze. Klasycznym rozwiązaniem były grzejniki żebrów, których w najczęstszych rozwiązaniach modułowa konstrukcja pozwalała na zastosowanie mniejszej lub większej ilości żeber, co umożliwiało łatwe dostosowanie wielkości powierzchni grzejnika do lokalnego zapotrzebowania. Obecnie stosowane są również grzejniki płytowe zbudowane ze zgrzewanych płyt stalowych. Do największych dostawców grzejników na rynek polski należą: Brugman, Buderus, Ferroli, Fondital, Immergas, Kermi, Rettig, Vasco, Viessmann, Vogel & Noot Wärmetechnik, Zehnder. Wśród krajowych producentów na uwagę zasługują: Extreme Sp. z o. o. (właściciel marki Convector), Instal Projekt, Krakowska Fabryka Armatur SA, Luxrad, REGULUS oraz Terma Technologie. Ponadto pojawiają się marki producentów chińskich np. Diamond. Wachlarz oferowanych rozwiązań konstrukcyjnych jest bardzo szeroki. Jak już wspomniano oferowane są najczęściej grzejniki stalowe płytowe, jednakże nie brak i innych rozwiązań, od grzejników odlewanych z materiałów klasycznych poprzez grzejniki członowe odlewane ze stopów aluminiowych, po wyrafinowane rozwiązania z węzownicami miedzianymi i żebrami aluminiowym, jak np. Convector.

Alternatywnym sposobem wykorzystania centralnego ogrzewania jest zastosowanie w miejsce grzejników ogrzewania powierzchniowego – podłogowego lub ściennego, względnie obu tych rodzajów. Cechą charakterystyczną takiego typu ogrzewania jest emisja ciepła z całej powierzchni odpowiednio: podłogi oraz ścian. Zastosowanie ogrzewania podłogowego uważane jest za szczególnie korzystny sposób dostarczania ciepła do pomieszczeń, gdyż zapobiega to powstawaniu cieplejszych warstw powietrza w górnej części pomieszczenia i zapewnia profil temperatury w pomieszczeniu najbardziej zbliżony do teoretycznego profilu idealnego. Ogrzewanie takie początkowo było stosowane w łazienkach, a obecnie w nowych budynkach coraz częściej jest stosowane na całej powierzchni użytkowej. Woda dostarczana jest z klasycznej instalacji centralnego ogrzewania, z tym, że konieczne jest zastosowanie mieszacza w celu obniżenia temperatury wody, względnie zastosowanie niskotemperaturowego źródła ciepła, takiego jak kocioł kondensacyjny, pompa ciepła lub instalacja kolektorów solarnych. Wspomniana możliwość wykorzystania alternatywnych niskotemperaturowych źródeł ciepła stanowi zresztą cenną zaletę instalacji powierzchniowych. [7] Istotną cechą pozytywną jest również utrzymanie temperatury powietrza w ogrzewanym pomieszczeniu na poziomie niższym o ok. 2°C niż w przypadku ogrzewania grzejnikami, przy zachowaniu tego samego odczucia komfortu cieplnego, co w końcowym rozrachunku umożliwia zmniejszenie strat ciepłych pomieszczenia.

Rys. 4.1. Ogrzewanie ścienne i podłogowe (Stallaerts)



Zastosowanie ogrzewania podłogowego nie jest jednak wszędzie możliwe. Ogrzewanie powierzchniowe posiada ogromną bezwładność cieplną, co stanowi jego bardzo istotną wadę. Możliwa do uzyskania maksymalna wydajność ogrzewania podłogowego pod dużymi przeszkleniami jest niewystarczająca, by skutecznie zabezpieczyć potrzeby cieplne tej części pomieszczeń przy większych spadkach temperatury. Wspomniana bezwładność cieplna powoduje, że ogrzewanie powierzchniowe jest zdecydowanie mniej ekonomiczne w okresach przejściowych (wiosna-jesień). Ponadto względnym przeciwwskazaniem zastosowania ogrzewania powierzchniowego jest pokrycie podłogi lub ścian wykładzinami charakteryzującymi się dużym oporem cieplnym, co ogranicza wachlarz możliwych rozwiązań estetycznych. Alternatywą są grzejniki umieszczone w podłogowym kanale grzewczym. Grzejniki kanałowe mogą ogrzewać pomieszczenie samodzielnie, mogą funkcjonować w charakterze elementu dogrzewającego, zabudowanego wzdłuż otworów ściennych lub w innych miejscach o zwiększonych miejscowych stratach cieplnych, mogą też jako element znacznie szybciej rozgrzewający pomieszczenie wspomagać klasyczne ogrzewanie podłogowe, eliminując jego podstawową wadę w postaci znacznej bezwładności cieplnej. Grzejniki kanałowe mogą być też zasilane w tym samym obiegu co ogrzewanie podłogowe, na nieco wyższych parametrach. Po przejściu przez wymiennik kanałowy, schłodzony czynnik może zasilać ogrzewanie podłogowe.

4.1.1.1.7 Osprzęt, armatura i układy regulacji

Oprócz źródła ciepła i grzejników instalacja centralnego ogrzewania składa się z przewodów oraz niezbędnego osprzętu i armatury. Szczególnie ważnym aspektem jest zapewnienie właściwej regulacji, co w warunkach polskich najczęściej sprowadza się do regulacji lokalnej przy pomocy zaworu z głowicą termostaticzną zabudowanego na grzejniku. Zawór taki reguluje przepływ nośnika ciepła przez grzejnik do poziomu gwarantującego utrzymanie wymaganej temperatury. Oczywiście skuteczna regulacja wymaga również regulacji w źródle – kotle lub węźle cieplnym, gdyż samo przymknięcie zaworu z głowicą termostaticzną odcina dopływ czynnika grzewczego wyłącznie do samego grzejnika, zwiększając przepływ przez rury instalacji, co intensyfikuje bezpośrednią wymianę ciepła z tychże rur oraz teoretycznie i praktycznie umożliwia przegrzanie pomieszczeń pomimo zamknięcia zaworów regulacyjnych przy grzejnikach. [8] Również w przypadku instalacji zasilanych przez zewnętrznych dostawców ciepła stałemu rozszerzeniu ulega wachlarz osprzętu sterującego, od termostatów sterujących ogrzewanie podłogowe, poprzez zegary sterujące umożliwiające wyłączenie instalacji grzewczej w okresie letnim, po urządzenia przedpłatowe, umożliwiające sterowanie systemem grzewczym stosownie do możliwości finansowych końcowego odbiorcy ciepła.

Fot. 4.2. Elementy sterujące instalacji centralnego ogrzewania zasilanych zdalaczynne, od lewej: zawór termostaticzny, termostat sterujący ogrzewaniem powierzchniowym, zegar sterujący z wyłącznikiem obwodu grzejnego, sterownik przedpłatowy



4.1.1.2. Miejscowe urządzenia grzewcze

4.1.1.2.1 Piece kamienne i ceramiczne

Piece kaflowe w wykonaniu tradycyjnym uważane są za kłopotliwe w eksploatacji, z uwagi na konieczność dostarczenia ciężkiego paliwa oraz ciągłego nadzoru w trakcie procesu palenia. Rozwiązaniem może być montaż w tych piecach specjalnych grzałek elektrycznych, po uprzednim

doprowadzeniu zasilania trójfazowego. Załączanie jednej do kilku grzałek w zależności od zewnętrznych warunków meteorologicznych umożliwia kilkustopniową regulację wydajności grzania. Przy zastosowaniu zegara sterującego i rozliczaniu zużycia energii elektrycznej w tańszej strefie taryfy dwustrefowej, rozwiązanie takie jest dla wielu odbiorców ekonomicznie akceptowalne, biorąc pod uwagę zwiększony komfort użytkowania pieca, jakkolwiek piece takie rozgrzewają się wolniej niż w przypadku opalania węglem, a co gorsze, są one rozgrzewane w nocy, kiedy użytkownicy nie potrzebują tak znacznych ilości ciepła, po rozgrzaniu nad ranem, często w okresie kiedy użytkownicy przebywają poza lokalem np. oddają się pracy zawodowej, emitują duże ilości ciepła, zaś wieczorne niedogrzenie pomieszczeń jest często spotykaną wadą tego sposobu ogrzewania.

4.1.1.2.2 Ogrzewacze na paliwa płynne i gazowe

Kolejną technologią, stosunkowo rzadko stosowaną do ogrzewania pomieszczeń mieszkalnych są ogrzewacze gazowe. W większości rozwiązań powietrze potrzebne do spalania najczęściej jest zasysane z zewnątrz ogrzewanego pomieszczenia przewodem powietrzno-spalinowym. Tym samym przewodem odprowadzane są spaliny. Przewód taki składa się z dwóch współśrodkowych rur (tzw. układ „rura w rurze”), wychodzących przez ścianę budynku i szczelnie połączonych z komorą spalania ogrzewacza. W ten sposób powietrze zewnętrzne – zanim jeszcze dopłynie do komory spalania – jest ogrzewane ciepłem wypływających spalin, co zmniejsza straty ciepła uchodzącego wraz ze spalinami. Spalanie następuje w zamkniętej komorze spalania, której ścianki są nagrzewane spalinami, a nagrzewające się od ścianek komory spalania powietrze jest wyprowadzane przez odpowiednio wyprofilowane szczeliny w celu ogrzania pomieszczenia. Ogrzewacze takie mogą być opalane gazem ziemnym lub płynnym. Często są wyposażone w kilkustopniowy system regulacji mocy bądź termoregulator, który steruje pracą urządzenia zależnie od zadanej temperatury wymaganej w pomieszczeniu. W celu polepszenia cyrkulacji powietrza grzewczego, urządzenia są często wyposażone w wentylator powietrza. Ogrzewacze gazowe wyposażone są w zabezpieczenia, które odcinają dopływ gazu z chwilą, gdy zgaśnie płomień palnika. Zasadniczo pracują bezgłośnie, jedynie w przypadku modeli wyposażonych w wentylatory generując nieznaczny szum. Opisywane ogrzewacze mogą być umieszczone pod oknami, podobnie jak tradycyjne grzejniki, doprowadzając do każdego przewód instalacji gazowej w miejsce tradycyjnej instalacji c.o. Do zasadniczych wad należą: silne nagrzewanie się powierzchni grzejnika, a co za tym idzie możliwość poparzenia, szybkie stygnięcie po zgaszeniu gazu i nierównomierny rozkład temperatury w pomieszczeniu, cechujący się wysoką temperaturą w bezpośrednim pobliżu grzejnika.

Do doraźnego ogrzewania pomieszczeń bywają wykorzystywane też ogrzewacze opalane paliwem ciekłym, w tym gazem LPG. Stanowią one alternatywę dla przenośnego grzejnika elektrycznego w przypadku konieczności dogrzania pomieszczenia, konkurując z popularnymi grzejnikami elektrycznymi przede wszystkim kosztami eksploatacji. Przenośne ogrzewacze pomieszczeń mogą być przystosowane do spalania nafty lub gazu propan-butan. Powietrze do spalania pobierają z pomieszczenia, w którym są ustawione, co powoduje konieczność zapewnienia prawidłowo działającej wentylacji nawiewno-wywiewnej. Nowoczesne urządzenia wyposażone są w zabezpieczenia, podobnie jak ogrzewacze z odprowadzeniem spalin. W przypadku wypływu niespalonego gazu, lub przekroczenia dopuszczalnego poziomu zawartości dwutlenku węgla w powietrzu, dopływ paliwa zostaje odcięty. Stosowane są palniki ceramiczne, a ponadto często stosowanym rozwiązaniem są palniki katalityczne, pozwalające na wstępne oczyszczenie spalin. Zapłon na skutek powstania iskry elektrycznej zapewnia wbudowany zapalnik piezoelektryczny. Zależnie od modelu ogrzewacze mają stopniową regulację mocy lub są wyposażone w termoregulator. Butla z gazem zasilającym umieszczona jest wewnątrz obudowy ogrzewacza, dzięki czemu nie zajmuje miejsca w pomieszczeniu.

Fot. 4.3. Ogrzewacze na paliwo ciekłe (DuraHeat, AGNI, Sengoku)

Wśród technologii ogrzewania z zasilaniem gazem nie sposób pominąć gazowych grzejników akumulacyjnych. Może to być np. piec kaflowy, wyposażony w palnik gazowy w miejsce paleniska węglowego. Także istnieją grzejniki żeliwne wyposażone w cegłę szamotową, która zapewnia właściwości akumulacyjne. Nagrzewanie pomieszczeń w przypadku tej technologii jest wolniejsze, ale rozkład temperatury w pomieszczeniu jest bardziej równomierny, a ponadto występuje długie utrzymywanie się ciepła, nawet po wyłączeniu palnika.

4.1.1.2.3 Elektryczne urządzenia grzewcze

Ten sposób ogrzewania cechuje się znacznym komfortem eksploatacji, pozostając ekonomicznie uzasadnionym w rejonach o niskiej gęstości zabudowy, gdzie doprowadzenie sieci gazowej, a tym bardziej zdalaczynnej sieci ciepłej byłoby rozwiązaniem zbyt kosztownym. Z punktu widzenia użytkownika elektrycznej instalacji grzewczej niewątpliwą zaletą jest fakt, że w miejscu użytkowania ciepła nie powstają żadne produkty spalania, jakie tworzą się w przypadku wytworzenia tej samej ilości ciepła w gospodarstwach domowych ogrzewanych za pomocą lokalnych instalacji grzewczych opalanych olejem opałowym, węglem, gazem czy drewnem. Do zalet ogrzewania elektrycznego należy również zaliczyć stosunkowo niski koszt zabudowy systemu grzewczego, albowiem nie są wymagane pomieszczenia na kotłownię, składowanie opału, budowa komina spalinowego, dodatkowych przyłączy ani kosztownej instalacji c.o.

Najbardziej rozpowszechnionym sposobem wykorzystywania energii elektrycznej do ogrzewania pomieszczeń było wykorzystanie tzw. pieców akumulacyjnych, umożliwiających redukcję kosztów ogrzewania, poprzez wykorzystanie tańszej energii elektrycznej pobieranej w okresach zmniejszonego zapotrzebowania. Na rynku oferowana jest szeroka gama pieców akumulacyjnych, począwszy od pieców dynamicznych z obiegiem powietrza wymuszonym za pomocą wentylatora, przez piece statyczne, w których ciepło oddawane jest poprzez obudowę z ewentualną regulacją poprzez otwarcie specjalnej przepustnicy, po najnowszej konstrukcji łączące w sobie zalety pieca akumulacyjnego oraz inteligentnego zarządzania poborem energii.

Tak zwane konwektory elektryczne są grzejnikami oddającymi wytworzone ciepło na zasadzie konwekcji, bezpośrednio lub z krótkim opóźnieniem. Grzejniki takie mogą być stacjonarne - montowane na ścianie, lub przenośne - wolnostojące. Grzejniki konwekcyjne ogrzewają pomieszczenie w wyniku grawitacyjnego przepływu masy powietrza wewnątrz grzejnika, w wyniku czego następuje jego ogrzanie. Przepływ grawitacyjny powstaje w wyniku różnicy gęstości powietrza ze zmianą jego temperatury, co powoduje cyrkulację powietrza w pomieszczeniu. W przypadku zastosowania ogrzewaczy konwekcyjnych możliwość sterowania kosztami zakupu energii elektrycznej jest ograniczona możliwościami akumulacyjnymi pomieszczenia i najczęściej występuje konieczność poboru energii, poza podszczytowymi strefami czasowymi. Dlatego też ogrzewacze te są dobrym rozwiązaniem przede wszystkim w celu doraźnego dogrzewania pomieszczeń.

Kolejną grupą elektrycznych urządzeń grzewczych są różnego rodzaju dmuchawy i nagrzewnice, pracujące na zasadzie wdmuchiwanie do pomieszczenia powietrza nagrzanego od elementów grzejnych urządzenia. Tego typu urządzenia uchodzą za najbardziej efektywny sposób ogrzewania pomieszczeń o dużej kubaturze. Umożliwiają one szybkie nagrzewanie pomieszczeń na skutek intensywnej cyrkulacji i

szybkiego ruchu powietrza, a także możliwość ogrzewania pożądanej przestrzeni na skutek skierowania nadmuchu do odpowiedniej strefy pomieszczenia. Do immanentnych cech tego typu urządzeń należą ponadto: hałas generowany przez wentylator oraz szybki spadek temperatury po wyłączeniu urządzenia.

Systemy grzewcze oparte o promienniki charakteryzują się minimalną bezwładnością, co powoduje że promienniki należą do najchętniej obecnie stosowanych urządzeń grzewczych, zwłaszcza w przypadku dużych obiektów budowlanych. Dzięki technologii wykorzystującej długofalowe promieniowanie podczerwone, grzejniki promiennikowe wyposażone w ceramiczne elementy grzewcze zapewniają ciepło nie wytwarzając promieniowania świetlnego. Mogą być instalowane zarówno w pomieszczeniach, jak i na zewnątrz, stanowiąc doskonały sposób ogrzewania wybranych stref. Szczególnie nowoczesną formą promiennikowych ogrzewaczy elektrycznych są promienniki kwarcowe i halogenowe, które idealnie nadają się do pomieszczeń, których ogrzanie w tradycyjny sposób, często uznaje się za niemożliwe lub ekonomicznie nieuzasadnione np. werandy i tarasy w domach mieszkalnych. Liczba możliwych zastosowań dla ogrzewania halogenowego jest praktycznie nieograniczona. Promienniki halogenowe działają, dostarczając silnie ukierunkowany promień ciepła, przy czym krótka długość fal za pomocą których transmitowana jest energia, powoduje, że ciepło przenika przez powietrze znacznie efektywniej niż w przypadku grzejników tradycyjnych. W rezultacie czas potrzebny na ogrzanie pomieszczenia jest dużo krótszy, a zakres zastosowań szerszy niż w przypadku grzejników tradycyjnych [10].

Jak wyżej wspomniano, rozpowszechnione jest przekonanie, że ogrzewanie podłogowe zapewnia obecnie najwyższy poziom komfortu cieplnego. W tej sytuacji nie może na rynku zabraknąć urządzeń i materiałów umożliwiających realizację tego typu ogrzewania jako ogrzewania elektrycznego. Realizacja ogrzewania podłogowego zasilanego energią elektryczną jest stosunkowo prosta i polega na rozmieszczeniu pod podłogą elektrycznych elementów grzejnych w postaci kabli lub mat wraz z odpowiednią instalacją regulacyjną i zasilającą.

Należy wspomnieć i o tym, że w miejscach, gdzie niemożliwe lub nieopłacalne jest zastosowanie innej technologii grzewczej, np. gdzie nie ma gazu ziemnego i nie ma miejsca na zbiornik gazu płynnego czy oleju opałowego lub nie ma miejsca na kotłownię, teoretycznie możliwe jest zastosowanie kotła elektrycznego, podgrzewającego nośnik rozprowadzający ciepło do poszczególnych pomieszczeń przy pomocy instalacji zbliżonej do wcześniej opisanych instalacji c.o.

4.1.1.3. Odnawialne źródła ciepła

Zgodnie z definicją określoną w ustawie Prawo energetyczne odnawialne źródło energii jest to źródło wykorzystujące w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu wysypiskowego, a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątków roślinnych i zwierzęcych. Racjonalne wykorzystanie energii ze źródeł odnawialnych jest jednym z istotnych elementów zrównoważonego rozwoju, który przynosi wymierne efekty ekologiczno - energetyczne. Odnawialne źródła energii powinny stanowić istotny udział w ogólnym bilansie energetycznym kraju. Przyczynią się one również do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego regionu, a zwłaszcza do poprawy zaopatrzenia w energię na terenach o słabo rozwiniętej infrastrukturze energetycznej.

Obecnie na całym świecie obserwuje się wzrost wykorzystania odnawialnych źródeł energii. Wpływa na to wiele czynników, związanych przede wszystkim z problemem globalnego ocieplenia klimatu, rozwojem świadomości społecznej i propagowaniem zasad zrównoważonego rozwoju. Stale rosnącemu światowemu zapotrzebowaniu na energię towarzyszy wzrost cen paliw kopalnych. Stwarza to polityczne i ekonomiczne przesłanki dla coraz szybszego rozwoju technologii w dziedzinie odnawialnych źródeł energii. Również w sektorze budownictwa konieczne jest rozszerzenie stosowania energii ze źródeł odnawialnych, albowiem zużycie energii na potrzeby ogrzewania pomieszczeń stanowi znaczący udział w wolumenie energii paliw pierwotnych wykorzystywanych w bilansie energetycznym kraju.

4.1.1.3.1 Biomasa

Jednym z najprostszych sposobów pozyskania ciepła do ogrzewania pomieszczeń z paliw odnawialnych jest energetyczne wykorzystanie biomasy. Spalanie jest najbardziej rozpowszechnioną, a zarazem najprostszą formą energetycznego wykorzystania biomasy. Efektywne energetycznie, ekonomicznie oraz ekologicznie spalanie biomasy wymaga zastosowania odpowiednich technologii.

Specyficzne właściwości fizyko-chemiczne biomasy wymagają stosowania rozwiązań technologicznych, dostosowanych do tego paliwa. Efektywne spalanie tego typu paliw wymaga specjalnych technik i kotłów, zapewniających warunki dynamiczno-termiczne niezbędne dla pełnego spalania lotnych produktów rozkładu termicznego biomasy. Kotły na biomasę oferowane są między innymi przez następujących producentów: Cichewicz, DEFRO, Ecovarm Sp. z o. o. (marka handlowa Vigas), Hef, Jarosław Cankar a Syn Atmos, Klimosz, Kostrzewa, Moderator sp. z o. o., Viadrus. Powszechnie dostępny zakres mocy zawiera się w przedziale od 10 kW do 300 kW. Na typowe palenisko składa się komora spalania wyłożona zwykle odpornym na wysoką temperaturę materiałem ceramicznym oraz ruszt. Rozwiązania konstrukcyjne rusztów obejmują ruszty stałe, ruszty mechaniczne płaskie oraz schodkowe.

Szczególną kategorię kotłów opalanych biomasą stanowią kotły pirolityczne, pracujące w oparciu o zasadę zgazowania paliwa stałego, wytwarzane np. przez: ATTACK, Ecovarm Sp. z o. o., HDG Bavaria, Jarosław Cankar a Syn Atmos, KLIMOSZ i Viadrus. Proces spalania jest w nich automatycznie regulowany, tak aby w komorze wstępnej paleniska, przy ograniczonym dostępie powietrza, drewno żarzyło się bezpłomieniowo i ulegało pirolizie z wydzieleniem składników gazowych, które następnie kierowane są do drugiej komory paleniska, do której dopływa również powietrze wtórne umożliwiające spalanie gazu. Kotły do spalania biomasy mogą być wyposażone w automatykę oraz wymuszony nawiew powietrza. Systemy podające to zwykle przenośniki ślimakowe.

4.1.1.3.2 Pompy ciepła

W technice grzewczej wykorzystywane są również urządzenia znane jako pompy ciepła, wymuszające przepływ ciepła z obszaru o niższej temperaturze (otoczenie) do obszaru o temperaturze wyższej. Proces ten przebiega wbrew naturalnemu kierunkowi przepływu ciepła i zachodzi dzięki dostarczonej z zewnątrz energii mechanicznej (w pompach ciepła sprężarkowych) lub energii cieplnej (w pompach absorpcyjnych i adsorpcyjnych). Pompa ciepła zastosowana do ogrzewania pomieszczeń "wypompowuje" ciepło z otoczenia o niskiej temperaturze (z ziemi, wody lub powietrza) i po podniesieniu temperatury czynnika roboczego oddaje ciepło do ogrzewanego pomieszczenia. Pompy ciepła wykorzystują ciepło niskotemperaturowe trudne do innego praktycznego wykorzystania. Do scharakteryzowania pomp ciepła nie używa się typowego pojęcia sprawności lecz współczynnika wydajności pompy ciepła, tzw. COP (z ang.: Coefficient of Performance), który jest stosunkiem oddanej mocy grzewczej do wkładu energii elektrycznej lub gazu dla określonego źródła i temperatury przy wylocie. Współczynnik ten może przyjmować w praktyce wartości od około 1,2 do 5,0, co oznacza dużą oszczędność energii napędowej w porównaniu do instalacji „konwencjonalnych”, gdzie np. w zwykłym grzejniku elektrycznym stosunek oddanego ciepła do pobranej energii elektrycznej jest bliski jedności. Pompy ciepła mają dużą efektywność przy małej różnicy temperatur, a tracą ją szybko wraz ze wzrostem tej różnicy.

Pompy ciepła zgodnie z europejską definicją energii uważane są często za odnawialne źródło energii, ponieważ wprowadzają do przestrzeni ogrzewanej znacznie większą ilość energii cieplnej od zużywanej energii napędowej, zaś dolne źródło ciepła stanowi w najczęstszym przypadku otaczające powietrze, woda lub grunt.

4.1.1.3.3 Instalacje solarne

Docierające do Ziemi promieniowanie Słońca sprawia, że możliwe jest wykorzystywanie energii słonecznej do zaspokojenia potrzeb grzewczych budynków. Oprócz generacji energii elektrycznej niepełna lista zastosowań energii słonecznej obejmuje m.in.: ogrzewanie i chłodzenie pomieszczeń, oświetlenie słoneczne oraz podgrzewanie wody.

Konwersję fototermiczną energii promieniowania słonecznego wykorzystuje się do bezpośredniej produkcji ciepła dwoma sposobami: sposobem pasywnym (biernym) i sposobem aktywnym (czynnym). W systemach pasywnych konwersja energii promieniowania słonecznego w ciepło zachodzi w sposób naturalny w istniejących lub specjalnie zaprojektowanych elementach struktury budynków pełniących rolę absorberów. W systemach aktywnych transmisja zaabsorbowanej energii słonecznej do odbiorników odbywa się w specjalnych instalacjach. Technologie pasywne obejmują właściwą orientację obiektów architektonicznych względem słońca, dobór materiałów o odpowiedniej pojemności cieplnej i właściwościach rozpraszających, jak również projektowanie systemów naturalnego oświetlenia i naturalnej cyrkulacji powietrza. Technologie aktywne wpływają zatem na zwiększenie ilości

wykorzystywanej energii, podczas gdy technologie pasywne dążąc do najefektywniejszego wykorzystania zasobów, redukują raczej zapotrzebowanie na dodatkowe dostawy energii.

Funkcjonowanie kolektora słonecznego jest związane z podgrzewaniem przepływającego przez absorber czynnika roboczego, który przenosi i oddaje ciepło w części odbiorczej instalacji grzewczej. W instalacjach solarnych najczęściej wykorzystuje się próżniowe kolektory rurowe lub płaskie kolektory płytowe. Najbardziej rozpowszechnionym typem kolektorów zdają się być płaskie kolektory płytowe.

Urządzenia niezbędne do wykonania kompletnej instalacji solarnych znajdują się obecnie w ofercie wszystkich poważnych dostawców kompletnych systemów grzewczych, takich jak chociażby np.: Buderus, Immergas, Junkers, Vaillant, Viessmann i Watt. Ponadto dostępna jest oferta kolektorów słonecznych oferowanych przez niezliczonych producentów chińskich i europejskich, a także wytwórców krajowych, jak np. Makroterm i Heliosin.

Możliwości wykorzystania energii słonecznej jako jedyne źródła energii do ogrzewania budynku mieszkalnego są w warunkach polskich istotnie ograniczone, ponieważ podaż energii słonecznej przypada głównie w ciągu lata oraz wiosną i jesienią. W okresie szczytowych potrzeb grzewczych podaż tej energii jest znacznie ograniczona, wskutek krótkiego czasu trwania dnia i wydłużenia nocy, co w praktyce implikuje konieczność zastosowania dodatkowego źródła szczytowego w postaci np. kotła gazowego. Kolektory słoneczne będą zatem stosowane raczej wyłącznie do produkcji ciepłej wody użytkowej, oraz ewentualnego wspomagania niskotemperaturowych systemów centralnego ogrzewania. Wyjątek od tej zasady może mieć miejsce w przypadku realizacji domu pasywnego lub innych budynków o niemal zerowym zużyciu energii.

Na rysunku 1.1 przedstawiono w sposób poglądowy zakres wykorzystania najbardziej typowych i najczęściej stosowanych technik grzewczych. Jak widać, dostępny jest w tym zakresie niezwykle szeroki wachlarz rozwiązań technicznych, począwszy od kominków i pieców kaflowych, po nowoczesne pompy ciepła i systemy solarne. Możliwe jest wykorzystanie różnorodnych paliw, co w konsekwencji umożliwia szeroką optymalizację systemu grzewczego i jego dostosowanie do indywidualnych wymagań użytkowników budynku. Należy zaznaczyć, że komfort korzystania z oferowanych rozwiązań technicznych może być dodatkowo powiększony, dzięki wykorzystaniu coraz to bardziej nowoczesnych systemów regulacji, umożliwiających zarówno optymalizację punktu pracy urządzeń i instalacji grzewczych, jak również coraz doskonalsze dotrzymywanie czynników komfortu termicznego pomieszczenia z punktu widzenia subiektywnych wymagań użytkownika.

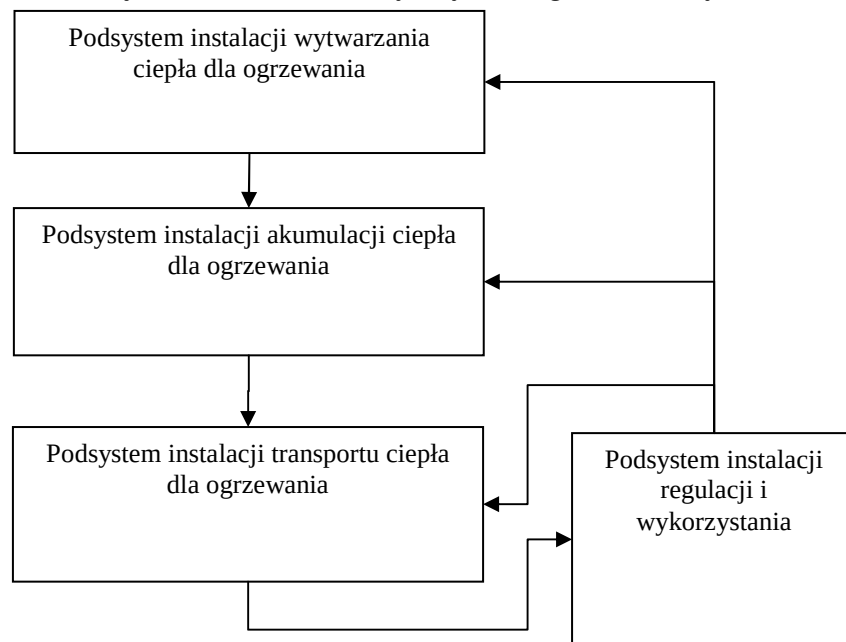
Rys. 4.2. Przegląd najczęściej spotykanych technik grzewczych

System ogrzewania:	Rodzaj ogrzewania		Typ źródła	Nośnik ciepła:	
centralne ogrzewanie	zbiłaczynne	lokalne	węzeł cieplny	para	
				woda	
	na paliwo stałe				kocioł
	gazowe				
	konwencjonalne				
		kondensacyjne			
	paliwo stałe lub biomasa	kominiek	powietrze		
				piec ceramiczny	
paliwo płynne	ogrzewacze na paliwo ciekłe	brak			
			nafta (benzyna)		
LPG (LNG)	ogrzewacz z zamkniętą komorą				
gaz					
gaz	ogrzewacz akumulacyjny				
energia elektryczna			z rozładowaniem statycznym		
energia elektryczna				z rozładowaniem dynamicznym	
energia elektryczna	grawitacyjny		elektryczny ogrzewacz konwekcyjny		
energia elektryczna				nagrzewnice	
energia elektryczna	promienniki elektryczne				
energia elektryczna	podłogowe		elektryczne ogrzewanie powierzchniowe		
energia elektryczna	ścienne				
energia elektryczna	miejscowy		klimatyzator		
	split				
energia elektryczna	Pompa grzewcza				
inne					
energia słoneczna	kolektory solarne	Instalacja solarne	woda, specjalny płyn		

4.2. Składowe systemu grzewczego

W przypadku centralnych instalacji grzewczych dobór urządzeń na potrzeby systemu ogrzewania budynku wymaga rozważenia problemów związanych z funkcjonowaniem urządzeń realizujących poszczególne funkcje w ramach instalacji. W strukturze systemu grzewczego możemy zatem wyróżnić: podsystem instalacji wytwarzania ciepła lub nośnika ciepła, podsystem instalacji rozdziału i transportu, podsystem instalacji akumulacji ciepła, podsystem regulacji i wykorzystania ciepła. Schematycznie strukturę systemu ogrzewania budynku przedstawiono na rysunku 4.3. Modelowanie systemu instalacji grzewczej budynku wymaga określenia dla każdego podsystemu parametrów energetycznych w odniesieniu do nośników energii w danym podsystemie występujących (nośnik ciepła, energia elektryczna - pomocnicza). Model taki stanowi zwykle sprawność przetwarzania nośnika i zużycie energii dla urządzeń pomocniczych oraz sterowania i regulacji. Istotnym parametrem podsystemu jest również koszt inwestycyjny urządzeń w ramach danego podsystemu.

Rys. 4.3. Schemat składowych systemu ogrzewania budynku.



Ogólnie sprawność energetyczną η podsystemu wg normy EN 15316-1:2007 zdefiniowano jako:

$$\eta_i = \frac{Q_{i,out} + f_i \cdot E_{el,i,out}}{f_y \cdot Q_{i,in} + f_z \cdot W_{i,aux}} \quad (2.1)$$

gdzie:

$f_{j,y,z}$ wskaźnik (lub współczynnik) konwersji j, y, z;

wskaźnik ten powinien zostać ustalony na poziomie krajowym. Instrukcje podano w prEN 15603.

$E_{el,i,out}$ energia elektryczna odprowadzana z podsystemu i;

$Q_{i,out}$ ciepło odprowadzane z podsystemu i;

$Q_{i,in}$ ciepło doprowadzane do podsystemu i;

UWAGA 1 Q ulega zamianie na E, gdy energią doprowadzaną nie jest ciepło (np. energia z generatora).

$W_{i,aux}$ energia pomocnicza podsystemu i.

Równanie (3.1) ma charakter bardzo ogólny. Nie wszystkie wielkości mają zastosowanie do każdego rodzaju podsystemu. Te same wskaźniki przemiany energii mogą występować zarówno w liczniku jak i w mianowniku.

Wyznaczanie sprawności elementów instalacji wg Rozporządzenia w sprawie metodologii charakterystyki energetycznej budynków wymaga informacji odnośnie uśrednionych strat ciepła dla poszczególnych podsystemów instalacji i stanowi uproszczone podejście w kwestji modelowania instalacji wewnętrznej budynku.

$$\eta_{e,d,s,g} = \frac{Q_{H,nd}}{Q_{H,nd} + \Delta Q_{H,e,d,s,g}} \quad (2.2)$$

$\eta_{e,d,s,g}$ - sprawność regulacji i przekazywania, transportu, akumulacji, wytwarzania podsystemu ogrzewania;

$Q_{H,W,C,nd}$ - zapotrzebowanie na energię użytkową ogrzewania;

$\Delta Q_{H,W,C,e,d,s,g}$ - uśrednione sezonowe straty ciepła w wyniku niedoskonałej regulacji i przekazywania, transportu, akumulacji, wytwarzania ciepła dla ogrzewania;

Wartości sprawności można obliczać w odniesieniu do podsystemu (np. sprawność rozdziału, sprawność przekazywania, sprawność wytwarzania). Zaleca się obliczanie całkowitej sprawności całego systemu po zsumowaniu strat ciepła systemu i wartości energii doprowadzanej do wszystkich związanych podsystemów. Średnioroczne sprawności poszczególnych podsystemów instalacji grzewczej zostały określone w Rozporządzeniu jw.

Literatura

1. Byrne D.: „A Detailed Guide to Home Heating Systems”; Sustainable Energy Ireland, Dublin 2006.
2. Kamler W.: „Ciepłownictwo”; Państwowe Wydawnictwo Naukowe, Warszawa 1979.
3. Mielnicki J. S.: „Centralne ogrzewanie. Regulacja i eksploatacja”; Arkady, Warszawa 1985.
4. Recknagel, Sprenger, Hönnmann: „Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik”; R. Oldenbourg Verlag GmbH, München 1993.
5. Kowalski C: Kotły gazowe centralnego ogrzewania wodne niskotemperaturowe; WNT, Warszawa 1992
6. Zieliński Z.: „Maszyny i urządzenia ciepłne i energetyczne”; Wydawnictwa Szkolne i Pedagogiczne, Warszawa 1976.
7. E.J.A. Roijen et al.: “Minewater as an energy source for Piaski real estate in Czeladz, Poland Case study for CONCERTO Remining-lowex”, Cauberg-Huygen Raadgevende Ingenieurs BV, Maastricht 2009;
8. Bach H, Baumgarth S.: „Regelungstechnik in der Versorgungstechnik”; Verlag C.F. Müller, Karlsruhe 1988.
9. E.J.A. Roijen, K.C.W.K. Ruber: „Feasibility studies minewater energy application in Czeladz, Poland Method and case studies for CONCERTO Remining-lowex”; Cauberg-Huygen Raadgevende Ingenieurs BV, Maastricht 2009;
10. R. Kane, H. Sell: “Revolution in lamps: a chronicle of 50 years of progress”; The Fairmont Press Inc., Lilburn, GA 2001

4.3. Przegląd rozwiązań instalacji przygotowania ciepłej wody w budynkach mieszkalnych

4.3.1. Przegląd rozwiązań technicznych wytwarzania ciepłej wody użytkowej (c.w.u.)

Systemy zaopatrzenia w ciepłą wodę użytkową można podzielić:

- ze względu na źródło wytwarzania na:
 - systemy (instalacje) zasilane ze źródeł centralnych – nośnikiem jest woda gorąca lub para wodna, wytwarzane w zdalaczynnych systemach ciepłowniczych lub kotłowniach lokalnych,
 - instalacje według rozwiązań indywidualnych, dla których nośnik energii (gaz, energia elektryczna itp.) doprowadzany jest do odbiorcy (mieszkania, budynku),
- ze względu na doprowadzony nośnik energii.

4.3.1.1. Instalacje zasilane ze źródeł centralnych

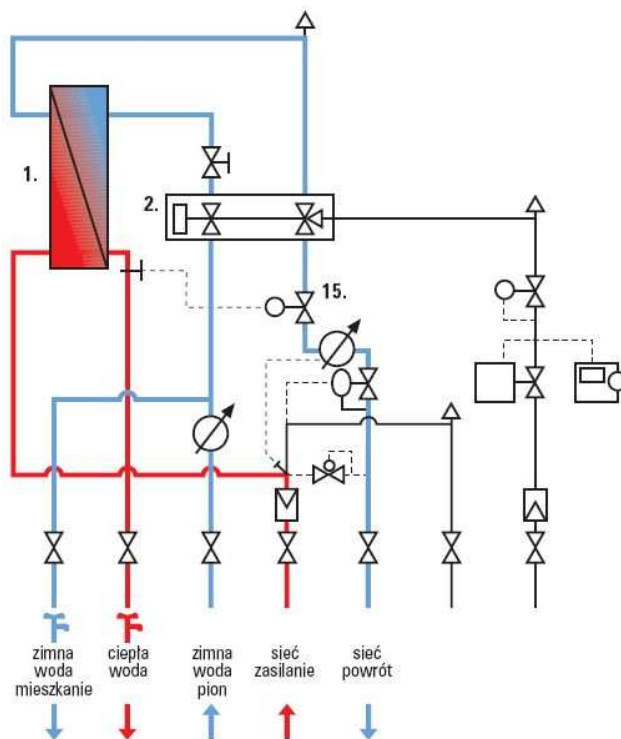
Dostarczanie energii dla przygotowania c.w.u. może być realizowane z centralnego systemu ciepłowniczego za pośrednictwem:

- grupowego węzła ciepłowniczego – w tym przypadku wyprowadzana jest sieć ciepłna niskoparametrowa + sieć c.w.u. z obiegiem cyrkulacyjnym, sieć c.w.u. w budynku przewody rozprowadzające, piony instalacyjne – rozwiązanie to jest systematycznie wycofywane przez działania modernizacyjne prowadzone na systemach ciepłowniczych, obejmujące wymianę grupowych węzłów ciepłowniczych na indywidualne;
- indywidualnego węzła ciepłowniczego – sieć c.w.u. w budynku przewody rozprowadzające, piony instalacyjne;
- mieszkaniowego węzła ciepłowniczego (Logoterma) – który stanowi: stacja ciepła zasilająca indywidualnie jedno mieszkanie w ciepło dla celów grzewczych (centralne ogrzewanie) i przygotowania ciepłej wody użytkowej. Źródłem ciepła może być węzeł cieplny zasilany z centralnego systemu ciepłowniczego lub kotłownia lokalna. W budynku rozprowadzana jest instalacja centralnego ogrzewania – piony zasilania i powrotu oraz piony rozprowadzania zimnej wody.

Schemat zasilania mieszkaniowego węzła ciepłowniczego przedstawiono na rysunku 4.4.

Nośnikiem ciepła dla c.w.u. jest gorąca woda instalacji c.o. Wymiana ciepła dla ogrzania wody wodociągowej odbywa się w wymienniku płytowym. Pełny priorytet przygotowania c.w.u. realizowany jest poprzez hydrauliczny regulator przepływu. Na tym zaworze odbywa się również proporcjonalne dawkowanie czynnika grzewczego (na wymiennik) w stosunku do ilości pobieranej w danej chwili porcji ciepłej wody użytkowej. Poprzez zastosowanie systemu krzywek osadzonych na wspólnej osi uzyskiwane są stałe parametry temperatury niezależnie od ilości pobieranej ciepłej wody. Powyższe rozwiązania stosuje się głównie dla zabudowy mieszkaniowej wielorodzinnej.

Rys. 4.4. Schemat przygotowania c.w.u. w indywidualnej stacji mieszkaniowej
Oznaczenia: (1) – wymiennik płytowy; (2) – hydrauliczny regulator przepływu



Źródło – folder techniczny Thematic [25]

4.3.1.2. Gazowe instalacje indywidualne

Poniżej wskazano rozwiązania wytwarzania c.w.u. z wykorzystaniem gazu, jako nośnika energii, stosowane głównie przez odbiorców indywidualnych w budynkach jednorodzinnych lub w mieszkaniach zabudowy wielorodzinnej. W przypadku, gdy źródłem energii jest gazowa kotłownia lokalna zabezpieczająca kompleksowo potrzeby energetyczne budynku wielorodzinnego lub grupy budynków, sposoby przygotowanie c.w.u. dla odbiorcy są analogiczne jak dla rozwiązań ze źródeł centralnych, gdzie nośnikiem energii jest gorąca woda.

Podstawowymi grupami urządzeń dla wytwarzania c.w.u. z wykorzystaniem gazu ze względu na skalę oddziaływania są:

- jednofunkcyjne piece gazowe jedno- lub wieloczerpalne – podgrzewacze wody stosowane wyłącznie do podgrzewania c.w.u., produkowane są jako: przepływowe i pojemnościowe;
- dwufunkcyjne piece gazowe stosowane dla rozwiązań indywidualnych, wytwarzania ciepła niezbędnego dla ogrzewania budynku i wytwarzania c.w.u.

4.3.1.2.1 Gazowe przepływowe podgrzewacze wody

Gazowe przepływowe podgrzewacze wody wykonywane są jako:

- termy gazowe – o niskiej wydajności dla pojedynczego odbioru (punktu czerpalnego ciepłej wody). Spaliny mogą być odprowadzane przez wentylację grawitacyjną,
- piece gazowe wieloczerpalne, umożliwiające podgrzanie wody dla zapewnienia równoczesnego poboru ciepłej wody przez kilka odbiorów – punktów czerpalnych. Spaliny winny być odprowadzane do kanału spalinowego, którym wyprowadzane są ponad dach budynku. Mogą być zlokalizowane w łazience pod następującymi warunkami: kubatura pomieszczenia $\geq 8 \text{ m}^3$, wentylacja grawitacyjna z dopływem powietrza przez otwór w drzwiach o wymiarach 400x100 mm, drzwi otwierane na zewnątrz.

Tabela 4.1. Gazowe, przepływowe podgrzewacze wody – charakterystyka, przykładowe parametry pracy

Podgrzewacze wody przepływowe				
Cechy charakterystyczne	Przepływ przy $t=30/60^{\circ}\text{C}$	Moc cieplna nom/max	Nom. obciążenie cieplne	Uwagi
	[l/min]	[kW]	[kW]	
Terma gazowa		9,6 – 19,2		- dla pojedynczego odbioru c.w.u.
Z płomieniem dyżurnym	5	19,2	21,8	- straty energii w okresach przerw w poborze wody
Zasilanie z baterii - elektroniczny zapłon sterowany otwarciem automatu wodnego		19,2 23,6 30,5	21,8 27,2 35,2	- niezbędny okres oczekiwania na wymaganą temperaturę wody po dłuższej przerwie w poborze ciepłej wody
Zasilanie z hydrogeneratora *		19,2 23,6	21,8 27,2	
Z zamkniętą komorą spalania **	14	23,8	27	+ możliwość zainstalowania niezależnie od warunków wentylacyjnych w pomieszczeniu, + regulacja temperatury z dokładnością do $\pm 1^{\circ}\text{C}$
Z zamkniętą komorą spalania + pilot - zdalne sterowanie temp. wody przy pomocy hermetycznego i wodoodpornego pilota				

* hydrogenerator zastępuje stosowanie baterii. Element włączony jest w obieg wody pomiędzy automatem wodnym, a nagrzewnicą. Wyposażony jest w turbinę, której ruch wywołany jest przepływem wody, a następnie przenoszony jest na elektryczny generator zasilający zapłon palnika. Wartość elektrycznego napięcia, który wytwarza hydrogenerator, mieści się w zakresie 1,1 do 1,7 V.

** gazowe podgrzewacze przepływowe wody z zamkniętą komorą spalania zapewniają przede wszystkim bezpieczeństwo pracy urządzenia w warunkach niezależnych od wymiany powietrza w pomieszczeniu. Daje możliwość stosowania w szczelnych mieszkaniach, przy złym ciągu kominowym lub przy braku komina. Zamknięta komora spalania oraz wentylator zapewniają właściwe odprowadzanie spalin i pobór powietrza do spalania z zewnątrz budynku.

4.3.1.2.2 Gazowe podgrzewacze pojemnościowe wody

Gazowe podgrzewacze pojemnościowe ciepłej wody są to urządzenia z podgrzewaniem bezpośrednim (własny palnik), przystosowane do zasilania wszystkimi rodzajami gazu, z zasobnikiem ciśnieniowym dla zasilania kilku punktów czerpalnych. Urządzenia te utrzymują stały zapas wody o temperaturze od 40 do 75°C. Dostępne pojemności od 100 dm³ do 200 dm³ (z pojemnościami pośrednimi w zależności od producenta) gwarantują optymalny wybór dla każdego z użytkowników indywidualnych. Podgrzewacze zapewniają szybkie przygotowanie ciepłej wody oraz równomierne zaopatrywanie w kilku punktach czerpalnych.

Posiadają zabezpieczenie w postaci czujnika spalin, przerywacza ciągu kominowego, termiczno-elektrycznego zabezpieczenia zapłonu, regulatora temperatury oraz regulatora ciśnienia gazu.

Stosowane obecnie rozwiązania konstrukcyjne często umożliwiają współpracę przedstawionych rozwiązań z układem solarnym.

4.3.1.3. Elektryczne instalacje indywidualne

Przygotowanie c.w.u. z wykorzystaniem energii elektrycznej może zostać wykonane w podgrzewaczu wody: pojemnościowym lub przepływowym.

Tabela 4.2. Charakterystyka elektrycznych podgrzewaczy wody

Rozwiązanie	Charakterystyka	Wady	Zalety
Podgrzewacze pojemnościowe - bojery	Dla mieszkania lub domu jednorodzinnego Pojemność: 30 – 150 l, Moc grzałki: 1,5 – 2,2 kW, Inne: 200 l – 2,2 kW 300 l – 3,0 kW	- straty ciepła na zbiorniku - konieczność przeprowadzania okresowych przegrzewów instalacji c.w.u.	- zapewnienie optymalnej temperatury c.w.u.
Podgrzewacze przepływowe	Zakres mocy [kW]: 12, 18, 21, 24, 27	duży chwilowy pobór mocy – konieczność trójfazowego zasilania instalacji elektrycznej	- zużycie energii tylko w momencie poboru ciepłej wody, wyeliminowanie strat energii związanych z cyrkulacją, - zapewnienie optymalnej temperatury c.w.u., - wyeliminowanie warunków sprzyjających wtórnemu zanieczyszczeniu (np. bakteriami typu legionella)

Podgrzewacze przepływowe zasilane są prądem trójfazowym 3x400 V, wykonywane są w wersjach ze sterowaniem hydraulicznym lub ze sterowaniem elektronicznym (bezstopniowo), umożliwiają płynną regulację temperatury wody w zakresie 30–60 °C, wysoką dokładność utrzymania temperatury (do 1°C) również przy wahaniami ciśnienia wody wpływającej. Większość obecnie wprowadzanych na rynek podgrzewaczy posiada możliwość współpracy z instalacją solarną. Producenci – Atlantic, Stiebel Eltron.

4.3.1.4. Zastosowanie OZE w instalacjach ciepłej wody

4.3.1.4.1 Wykorzystanie kolektorów słonecznych

Kolektor słoneczny – urządzenie do konwersji energii promieniowania słonecznego na ciepło. Energia docierająca do kolektora zamieniana jest na energię cieplną nośnika ciepła, którym może być ciecz (glikol, woda) lub gaz (np. powietrze).

Najbardziej rozpowszechnionym zastosowaniem kolektorów słonecznych jest wykorzystanie ich dla przygotowania ciepłej wody użytkowej, może też być włączony w układ wspomagania centralnego ogrzewania.

Z uwagi na charakterystykę dostępności promieniowania słonecznego, gdzie średnio możliwe do uzyskania jest pokrycie 50÷60% rocznego zapotrzebowania na energię dla wytworzenia c.w.u., w sezonie letnim (maj – sierpień) 90%, muszą one być wspomagane przez dodatkowe źródło ciepła, którym może być rozwiązanie wykorzystujące każde z wyżej wymienionych źródeł ciepła, jak również współpraca z pompą ciepła lub np. kominkiem z płaszczem grzewczym. Układy takie, w zależności od przyjętego rozwiązania składają się z następujących elementów:

- układ z wykorzystaniem energii elektrycznej: kolektor słoneczny, regulator solarny, układ pompy cyrkulacyjnej, zasobnik ciepłej wody z podgrzewaczem solarnym i grzałką elektryczną,
- układ współpracujący z kotłem gazowym (olejowym lub z wykorzystaniem innego paliwa):
 - wariant 1: kolektor słoneczny, regulator solarny, układ pompy cyrkulacyjnej, zasobnik ciepłej wody z podgrzewaczem solarnym i wężownicą kotła, kocioł, regulator kotła, instalacja grzewcza budynku,
 - wariant 2: kolektor słoneczny, regulator solarny, układ pompy cyrkulacyjnej, wymiennik ciepła, zasobnik ciepłej wody z wężownicą dodatkowego źródła ciepła, kocioł, regulator kotła, instalacja grzewcza budynku,
- jw. z niezależnymi zasobnikami – solarnym zasobnikiem ciepła i zasobnikiem ciepłej wody z wężownicą z dodatkowego źródła ciepła. [21]

Rozwiązania technologiczne kolektorów generalnie dzieli się na:

- Kolektory słoneczne płaskie (gazowe, cieczowe, dwufazowe) składające się z: przezroczystego pokrycia, absorbera (najczęściej blachy miedzianej pokrytej powłoką selektywną), wymiennika ciepła (najczęściej rurki miedziane przylutowane do absorbera), izolacji, którą przeważnie jest wełna mineralna lub pianka poliuretanowa).
- Kolektory próżniowe, w których element zbierający ciepło, tzw. absorber, znajduje się w próżni, co znacznie poprawia działanie kolektora. Absorpcja ciepła słonecznego jest mniej uzależniona od temperatury zewnętrznej. Niektóre z kolektorów posiadają zwierciadło, dodatkowo doświetlające absorber ze strony odsłonecznej.

Tabela 4.3. Porównanie cech użytkowych kolektorów słonecznych

Kolektory słoneczne płaskie	Kolektory próżniowe
- krótki okres rozruchowy	- długi okres rozruchowy (do 30 minut),
- większa wydajność w okresie letnim	- większy uzysk energii, ale tylko w okresie zimowym i przejściowym
- wymagają większej powierzchni całkowitej kolektora, aby uzyskać tą samą moc	
- bardzo rzadkie uszkodzenia prowadzą jednak do wymiany całego lustra kolektora	- łatwość przeprowadzania napraw i konserwacji, - duża kruchość i skłonności do pęknięcia pod wpływem szoku termicznego
- w przypadku zasypiania kolektora śniegiem lub oszronienia, słońce jest w stanie stopić powłokę przysyłającą - dzięki czemu tylko ten typ kolektora pracuje całą zimę poprawnie	- zimą w przypadku zasypiania kolektora śniegiem lub oszronienia wymagają oczyszczenia
- są dwukrotnie tańsze od kolektorów próżniowych	

4.3.1.4.2 Wykorzystanie pompy ciepła

Pompa ciepła to urządzenie, które umożliwia odbiór **energii cieplnej** z tzw. dolnego źródła, którym mogą być ciepło z gruntu lub wody gruntowej, lub np. ciepło odpadowe z układów wentylacji. Proces transformacji i wymiany ciepła realizowany jest w zamkniętym obiegu na drodze **przemian termodynamicznych** czynnika roboczego. Zasadniczymi elementami **pompy ciepła** są: sprężarka, dwa wymienniki ciepła - parownik i skraplacz oraz zawór rozprężający.

Z reguły pompy ciepła stosowane są jako źródło energii pokrywające zarówno potrzeby grzewcze obiektu, jak i potrzeby przygotowania ciepłej wody użytkowej. Możliwe są następujące systemy pracy instalacji grzewczej, wykorzystującej jako źródło ciepła pompę ciepła:

- system monowalentny - pompa ciepła jest jedynym źródłem ciepła, pokrywającym w każdej sytuacji 100% zapotrzebowania;
- system monoenergetyczny - pompy ciepła w okresach szczytowego zapotrzebowania wspomaga np. grzałka elektryczna;
- system biwalentny - pompa ciepła uzupełniana jest w eksploatacji dodatkowym źródłem w postaci zazwyczaj kotła gazowego lub olejowego.

Istotnym elementem układów dwu lub wielosystemowych są zasobniki ciepłej wody użytkowej z podgrzewaczami o różnych konstrukcjach w zależności od systemu do którego zostały zastosowane. Mogą to być konstrukcje, których podstawowe elementy stanowią zbiornik magazynujący c.w.u. z wężownicami lub płaszcami grzejnymi, z możliwością zastosowania grzałki elektrycznej dla wspomagania podgrzewu c.w.u.

W układach instalacji dwufunkcyjnej (c.o. + c.w.u.) istotne jest zintegrowanie zasobnika z instalacją c.o. przy priorytetowym zapewnieniu dostawy c.w.u. oraz przy zastosowaniu kilku źródeł ciepła. Dla zapewnienia efektywnej pracy urządzenia istotne jest zapewnienie wysokiej jakości izolacji termicznej ograniczającej do minimum straty ciepła oraz zabezpieczenie przed korozją elektrochemiczną realizowane przez ochronę bierną tj. pokrywanie emalią wewnętrznych powierzchni stalowych oraz ochronę czynną za pomocą anod magnezowych.

4.3.2. Struktura instalacji ciepłej wody

Urządzenia do wytwarzania c.w.u. mogą podlegać klasyfikacji jakości określonej przez komfort podawania c.w.u. (norma PN-EN 13203), sprawności urządzeń, w tym np. sprawności spalania – dla kotłów opalanych paliwami ciekłymi lub gazowymi (Dyrektywa 92/42/CEE).

Norma PN-EN 13203 określa kryteria dla oceny komfortu poboru ciepłej wody, na końcową ocenę tego komfortu wpływa kombinacja następujących 6-ciu cech charakterystycznych:

- **czas oczekiwania na c.w.u.** - czas liczony od chwili rozpoczęcia poboru do osiągnięcia temperatury 50 C przez wodę wypływającą z urządzenia (***<5s, **<35s, *<120s),
- **odchylenie temperatury przy stałym poborze wody** – wielkość odchylenia temperatury c.w.u. od wartości zadanej przy określonej wielkości wypływu (5 l/min i 7 l/min) i ośmiominutowym czasie trwania pomiaru (***<2K, **<3K, *<5K),
- **odchylenia temperatury przy zmianie poboru wody** - (***<2K, **<5K, *<10K),
- **czas potrzebny dla stabilizacji temperatury c.w.u. przy zmianie poboru** - (***<10s, **<30s, *<60s),
- **odchylenia temperatury przy kolejnych poborach** – kilka kolejnych poborów z różnymi czasami oczekiwania, w odstępach 10-cio sekundowych, uwzględnia się największe podniesienie temperatury (***<5K, **<10K, *<20K),
- **minimalne natężenie przepływu c.w.u.** - minimalny pobór c.w.u., przy którym urządzenie wyreguluje temperaturę wypływu do wartości zadanej, z dokładnością w zakresie +/-5K (***<2 l/min, **<4 l/min, *<6 l/min),

gdzie:

*** najwyższy poziom komfortu,

** wyższy poziom ,

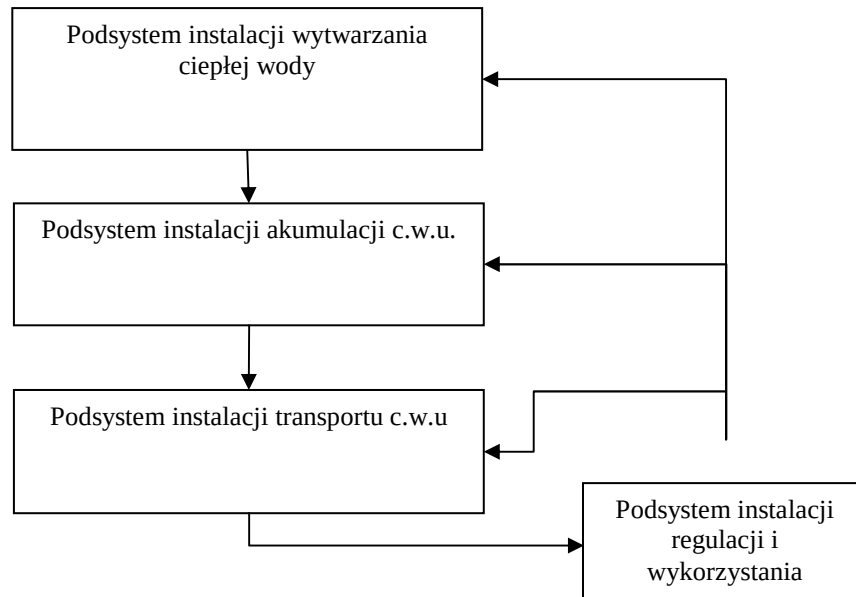
* najniższy poziom.

Metodyka doboru instalacji i urządzeń do wytwarzania ciepłej wody użytkowej uzależniona jest od szeregu elementów - parametrów wyjściowych, do których w szczególności należą:

- określenie rodzaju (typu) budynku (grupy budynków), dla którego zastosowane mają być obliczenia,
- określenie „osłony bilansowej”, dla której realizowany będzie dobór instalacji i urządzeń – cały budynek wielorodzinny, mieszkanie, budynek jednorodzinny,
- wybór sposobu przygotowania c.w.u., w tym:
 - indywidualne lub centralne przygotowanie c.w.u.,
 - zastosowany nośnik energii (gorąca woda z systemu, energia elektryczna, paliwa gazowe, OZE, układy dwusystemowe),
 - we współpracy z systemem centralnego ogrzewania,
- wymagany stopień dokładności obliczeń (koncepcja, projekt techniczny).

Dwa pierwsze wymienione elementy zdefiniowane są jednoznacznie jako charakteryzujące obiekt, dla którego przeprowadzane są obliczenia i dobór urządzeń, kolejne określone mogą być wariantowo dla przyjęcia optymalnego rozwiązania w funkcji dostępnych nośników energii, komfortu pozyskania c.w.u., kosztu inwestycji i kosztów eksploatacyjnych.

W przypadku centralnych instalacji przygotowania ciepłej wody użytkowej dobór urządzeń na potrzeby takiego systemu budynku wymaga rozważenia problemów związanych z funkcjonowaniem urządzeń realizujących poszczególne funkcje w ramach instalacji. W strukturze systemu przygotowania ciepłej wody użytkowej możemy wyróżnić: podsystem instalacji wytwarzania ciepłej wody., podsystem instalacji transportu ciepłej wody, podsystem akumulacji i zasobnika ciepłej wody, podsystem instalacji regulacji i poboru ciepłej wody użytkowej. Schematycznie strukturę systemu ogrzewania budynku przedstawiono na rysunku 4.5.

Rys. 4.5. Schemat struktury podsystemu przygotowania ciepłej wody użytkowej.

Przedstawiona na rysunku struktura obejmuje również podsystem instalacji regulacji i automatyki. Modelowanie systemu instalacji grzewczej budynku wymaga określenia dla każdego podsystemu parametrów energetycznych w odniesieniu do nośników energii w danym podsystemie występujących (nośnik ciepła, energia elektryczna - pomocnicza). Model taki może stanowić sprawność przetwarzania nośnika w instalacji i zużycie energii dla urządzeń pomocniczych oraz sterowania i regulacji.

Sprawność energetyczną η podsystemu ciepłej wody wg normy EN 15316-1:2007 ma analogiczną postać jak w wypadku systemu ogrzewania.

Wyznaczanie sprawności elementów instalacji wg Rozporządzenia w sprawie metodologii charakterystyki energetycznej budynków wymaga informacji odnośnie uśrednionych strat ciepła dla poszczególnych podsystemów instalacji.

$$\eta_{e,d,s,g} = \frac{Q_{W,nd}}{Q_{W,nd} + \Delta Q_{W,e,d,s,g}}$$

$\eta_{e,d,s,g}$ sprawność regulacji i przekazywania, transportu, akumulacji, wytwarzania podsystemu ciepłej wody użytkowej;

$Q_{H,W,C,nd}$ zapotrzebowanie na energię użytkowa przygotowania ciepłej wody użytkowej;

$\Delta Q_{H,W,C,e,d,s,g}$ uśrednione sezonowe straty ciepła w wyniku niedoskonałej regulacji i wykorzystania, transportu, akumulacji, wytwarzania ciepła dla przygotowania ciepłej wody użytkowej;

Wartości sprawności należy obliczać w odniesieniu do poszczególnych podsystemów (np. sprawność transportu, sprawność akumulacji, sprawność wytwarzania). Zaleca się podobnie jak wypadku systemu ogrzewania obliczanie całkowitej sprawności całego systemu po zsumowaniu strat ciepła systemu i wartości energii doprowadzanej do wszystkich związanych podsystemów. Średnioroczne sprawności poszczególnych podsystemów instalacji grzewczej zostały określone w Rozporządzeniu jw.

Literatura

1. Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 6 listopada 2008 r. w sprawie metodologii obliczania charakterystyki energetycznej budynku i lokalu mieszkalnego lub części budynku stanowiącej samodzielną całość techniczno-użytkową oraz sposobu sporządzania i wzorów świadectw ich charakterystyki energetycznej.
2. Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie.
3. Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 3 lipca 2003 r. w sprawie szczegółowego zakresu i formy projektu budowlanego.
4. Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 17 marca 2009 r. w sprawie szczegółowego zakresu i form audytu

energetycznego oraz części audytu remontowego, wzorów kart audytów, a także algorytmu oceny opłacalności przedsięwzięcia termo modernizacyjnego.

5. Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 14 stycznia 2002 r. w sprawie określenia przeciętnych norm zużycia wody (Dz. U. 2002/8/70).
6. PN-B-01706:1992 – Instalacje wodociągowe w budynkach.
7. PN-B-10420 – Urządzenia ciepłej wody w budynkach.
8. DIN 4708-1 - Centralne urządzenia do przygotowania ciepłej wody: Pojęcia i podstawy obliczeń.
9. DIN 4708-2 - Centralne urządzenia do przygotowania ciepłej wody: Zasady ustalania zapotrzebowania na ciepło do podgrzewania wody w budynkach mieszkalnych.
10. PN-EN 13203-1:2006 - Domowe urządzenia wytwarzające gorącą wodę opalane gazem - Urządzenia o obciążeniu cieplnym nieprzekraczającym 70 kW i o pojemności zasobnika wody wynoszącej 300 litrów - Część 1: Ocena wydajności wytwarzania gorącej wody (oryg.).
11. PN-EN 13203-2:2006 - Domowe urządzenia wytwarzające gorącą wodę opalane gazem -- Urządzenia o obciążeniu cieplnym nieprzekraczającym 70 kW i o pojemności zasobnika wody wynoszącej 300 litrów - Część 2: Ocena zużycia energii (oryg.).
12. PN-EN 13203-3:2010 - Domowe urządzenia wytwarzające gorącą wodę opalane gazem, wspomagane kolektorem słonecznym -- Urządzenia o obciążeniu cieplnym nieprzekraczającym 70 kW i o pojemności zasobnika wody wynoszącej 500 litrów -- Część 3: Ocena zużycia energii (oryg.).
13. PN-EN 15316-1:2009 Systemy ogrzewcze w budynkach - Metoda obliczania zapotrzebowania na energię i sprawności systemów – Część 1: Wymagania ogólne.
14. PN-EN 15316-3-1:2007 Instalacje ogrzewcze w budynkach - Metoda obliczania zapotrzebowania na energię instalacji i sprawności instalacji - Część 3.1 Instalacje centralnej ciepłej wody, charakterystyka zapotrzebowania, wymagania dotyczące rozbioru wody.
15. PN-EN 15316-3-2:2007 Instalacje ogrzewcze w budynkach - Metoda obliczania zapotrzebowania na energię instalacji i sprawności instalacji - Część 3.2 Instalacje centralnej ciepłej wody, rozprowadzanie wody.
16. PN-EN 15316-3-3:2007 Instalacje ogrzewcze w budynkach - Metoda obliczania zapotrzebowania na energię instalacji i sprawności instalacji - Część 3.3 Instalacje centralnej ciepłej wody, przygotowanie wody.
17. Czekalski D., Obstawski P.: Wydajność hybrydowego pozyskiwania energii ze źródeł odnawialnych w warunkach eksploatacyjnych, Ciepłownictwa, Ogrzewnictwa Wentylacji Nr 2/2006.
18. Chudzik J.: Ocena energetyczna instalacji ciepłej wody, Materiały Budowlane Nr 1/2006.
19. Chudzik J. „Instalacje ciepłej wody w budynkach” Biblioteka Fundacji Poszanowania Energii Warszawa – Poznań 2008.
20. Projektowanie budynków niskoenergetycznych i pasywnych – A. Panek, S. Firląg - Biblioteka Fundacji Poszanowania Energii.
21. Wykorzystanie energii odnawialnych w budynkach – zespół A. Wiszniewski, A. Trzaski, M. Idczak, J. Kwiatkowski - Biblioteka Fundacji Poszanowania Energii.
22. FERRO Spółka Akcyjna - Katalogi + Cennik 2010.
23. Junkers www.junkers.com.pl – katalogi + Cennik Junkers 01.01.2011 r.
24. Vaillant www.vaillant.pl katalogi + Cennik Vaillant 17.05.2010 r. z zastrzeżeniem zmian.
25. Logotherma – System grzewczy nowej generacji – Meibes Sp. z o.o Leszno www.logothermy.pl – informacje techniczne i projektowe.

4.4. Określenie zasad doboru rozwiązań zaopatrzenia użytkownika w energię

4.4.1. Modelowanie obciążeń odbiorców energii elektrycznej zasilanych z sieci niskiego napięcia

4.4.1.1. Metodyka stosowana w kraju i za granicą

Metody modelowania obciążeń odbiorców stosowane dotychczas w kraju i za granicą dzielą się zasadniczo na dwie grupy: metody deterministyczne i metody probabilistyczne. Do pierwszej grupy zalicza się metodę Energoprojektu Poznań powszechnie stosowaną w kraju do projektowania sieci rozdzielczych. Wykorzystuje się w niej wskaźniki zapotrzebowania na energię i moc odniesione do różnych jednostek w zależności od charakteru użytkownika energii, np. dla zabudowy mieszkalnej wskaźniki są odniesione do 1 m² powierzchni użytkowej lub na mieszkańca. Do określenia obciążeń większej liczby odbiorców wykorzystuje się współczynniki jednoczesności. Jest to metoda stosunkowo prosta. Nie wymaga dużej liczby danych wejściowych. Nie pozwala ona jednak określać dobowej czy sezonowej zmienności obciążenia. Identyfikuje praktycznie tylko sumaryczne roczne zapotrzebowanie na energię oraz moc szczytową na danym poziomie zasilania.

Bardziej zaawansowane metody, mające już charakter metod probabilistycznych, były przedmiotem badań nie istniejącego już Zakładu Sieci Rozdzielczych Instytutu Energetyki oraz w późniejszym czasie Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej.

Obydwa ośrodki koncentrowały się na określeniu modeli dobowego przebiegu obciążenia odbiorcy w charakterystycznych okresach. Prace prowadzone w ZSR IE doprowadziły do utworzenia katalogu odbiorców, w którym poszczególnych klasom przypisano typowy grafik dobowego obciążenia pojedynczego odbiorcy dla zimy i lata. Przejście na większą liczbę odbiorców odbywało się poprzez współczynniki jednoczesności podawane dla każdego przedziału czasowego w ciągu doby. Prace PTPiREE zaowocowały również utworzeniem katalogu odbiorców w którym poszczególne klasy odbiorców są reprezentowane przez wykres średni. Model ten nadaje się więc dobrze do określania obciążeń dla dużej liczby odbiorców. Jest on wykorzystywany przez operatorów sieci dystrybucyjnych do prognozowania zapotrzebowania, strat itp. Typowe profile obciążeń są podawane przez operatorów w Instrukcjach Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych.

Przedstawiony w ramach opracowania model bazuje na metodyce stosowanej zarówno przez ZSR IE jak i PTPiREE i jest rozwinięciem obydwu przedstawionych powyżej modeli. Także wiele modeli stosowanych za granicą bazuje na podobnej metodyce.

Przykładem prac badawczych prowadzonych za granicą, w których zastosowano nieco inne podejście, jest poświęcony zintegrowanym z budynkami systemom małej kogeneracji projekt badawczy Energy Conservation in Buildings and Community Systems Programme The Simulation of Buildings –Integrated Fuel Cell and Other Cogeneration Systems (Annex 42) prowadzony w latach 2003 – 2007. W projekcie tym (nazywanym dalej skrótowo „Annex 42”) model odbiorcy energii elektrycznej oparto na doświadczeniach europejskich oraz kanadyjskich.

Modelowanie odbiorcy energii elektrycznej w budownictwie mieszkaniowym (z wyłączeniem potrzeb w zakresie energii zużywanej przez systemy grzewcze, wentylację oraz klimatyzację, ang. non-HVAC) zwykle odbywa się między innymi w oparciu o zróżnicowanie w zależności od rodzaju budynku i jego powierzchni, liczby użytkowników obiektu, lokalizacji geograficznej, indywidualnych przyzwyczajęń użytkowników obiektu, wyposażenia obiektu w odbiorniki energii, zamożności użytkowników obiektu. Czynniki te były także brane pod uwagę w symulacjach prowadzonych w ramach projektu Annex 42, jednakże stopień szczegółowości ich uwzględniania był zróżnicowany w modelach oraz danych dotyczących odbiorcy energii dostępnych dla różnych krajów rozpatrywanych w projekcie. Dla krajów europejskich rozpatrywanych w projekcie Annex 42 modele odbiorcy energii elektrycznej oparte były na pomiarach przeprowadzonych u reprezentatywnej grupy odbiorców (wykorzystano dostępne wyniki badań prowadzonych w ramach innych projektów), obejmującej kilkadziesiąt do ponad stu mieszkań (odbiorców energii). Na podstawie analizy uzyskanych danych pomiarowych oraz ankiet obejmujących sposób wykorzystania energii elektrycznej (w szczególności czynniki takie jak: rodzaj budynku, liczbę i status społeczny użytkowników budynku, wyposażenie mieszkań w odbiorniki energii elektrycznej) utworzono roczne przebiegi zapotrzebowania na energię elektryczną dla rozpatrywanych kategorii budynków. W celu weryfikacji, na ile uzyskane wyniki mogą być traktowane jako reprezentatywne dla danej kategorii budynków, wyposażenie mieszkań (odbiorców energii) objętych badaniami oraz uzyskane wskaźniki w zakresie zużycia energii elektrycznej porównano z danymi statystycznymi dotyczącymi przeciętnego mieszkańca w rozpatrywanych krajach. W projekcie badawczym Annex 42 podkreśla się jednak małą dostępność danych umożliwiających zamodelowanie odbiorcy energii elektrycznej na potrzeby symulacji indywidualnych systemów energetycznych (w rozpatrywanym projekcie dotyczyło to kogeneracji, ale podobna sytuacja występuje przy modelowaniu odnawialnych źródeł energii) w budynkach. Modele odbiorcy oparte na danych pomiarowych zwykle umożliwiają uzyskanie rocznych profili obciążenia z rozdzielczością godzinową.

Spośród rozpatrywanych w projekcie Annex 42 modeli odbiorców energii elektrycznej na szczególną uwagę zasługuje model kanadyjski opracowany przez National Research Council of Canada (NCR), który to model umożliwia wygenerowanie rocznych profili obciążenia dla różnych odbiorców. Model ten opiera się na symulacjach wykorzystania energii elektrycznej w ośmiu grupach odbiorników stanowiących wyposażenie budynków mieszkalnych. Są to: zmywarka do naczyń, wyposażenie do przygotowania posiłków (kuchenka, piekarnik), pralka, suszarka (do ubrań), oświetlenie elektryczne, drobne odbiorniki AGD, lodówka, zamrażarka. Dla każdej z tych grup odbiorników określono parametry statystyczne opisujące intensywność zapotrzebowania na energię elektryczną (między innymi takie jak moc, długość trwania cyklu pracy, liczbę cykli pracy w ciągu roku, roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną, prawdopodobieństwo wykorzystania odbiorników w różnych porach doby) umożliwiające

przeprowadzenie symulacji w celu wyznaczenia rocznego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną dla gospodarstwa domowego. Z uwagi na cele wykorzystania modelu (symulacje w zakresie wykorzystania kogeneracji w budynkach mieszkalnych), profile zapotrzebowania wygenerowano dla charakterystycznych przypadków: budynek o małym zapotrzebowaniu na energię (rodzina o wysokiej świadomości w zakresie efektywnego gospodarowania energią zamieszkująca przeciętny budynek), budynek o średnim zapotrzebowaniu na energię (przeciętna rodzina zamieszkująca przeciętny budynek) oraz budynek o wysokim zapotrzebowaniu na energię (liczna rodzina, nie zainteresowana oszczędzaniem energii, zamieszkująca duży budynek). Należy podkreślić, że opisany model kanadyjski, oparty na symulacjach wykorzystania różnych grup odbiorników, umożliwia uzyskanie profili obciążenia o rozdzielczości czasowej z przedziałami krótszymi niż 1 godzina, co może być przydatne przy rozpatrywaniu systemów energetycznych nie wyposażonych w zasobniki energii.

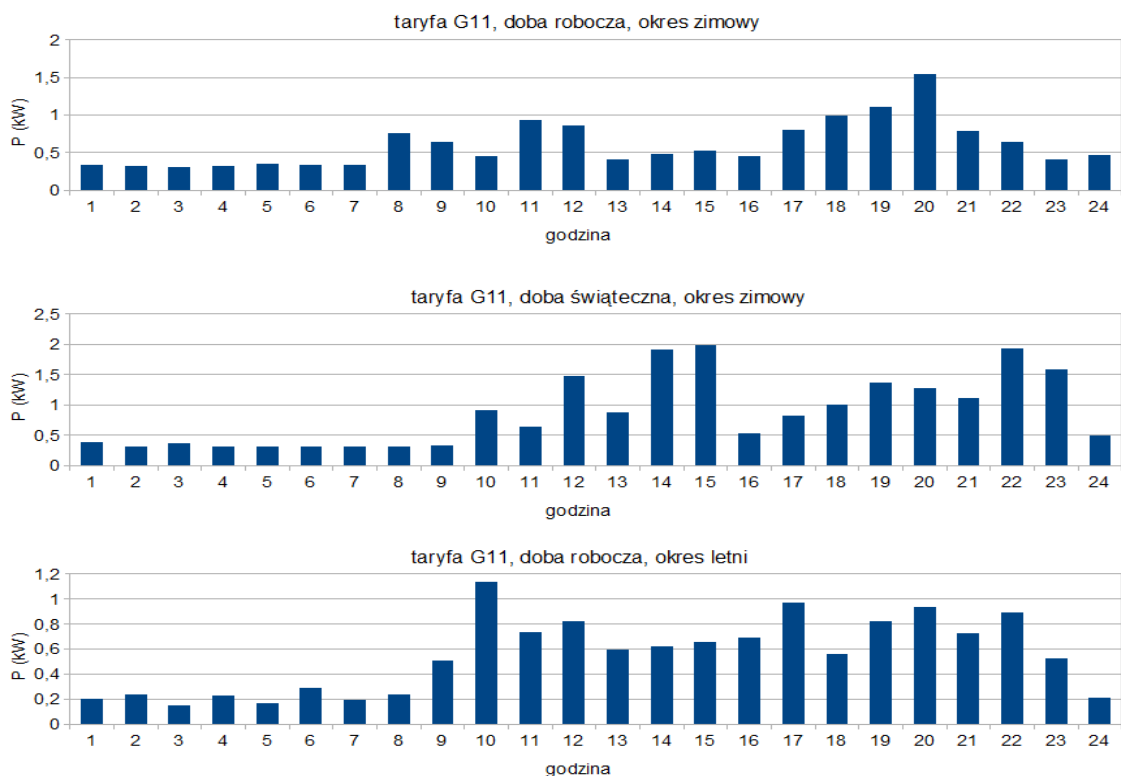
4.4.1.2. Założenia przyjęte przy opracowywaniu modelu

Podstawową cechą użytkownika energii elektrycznej jest stosunkowo duża zmienność zapotrzebowania. Dotyczy to w szczególności odbiorców zasilanych z sieci niskiego napięcia (nN). Wynika to z dużego zróżnicowania samych użytkowników. Można wyróżnić wiele klas, przykładowo takich jak: odbiorcy komunalno-bytowi, instytucje użyteczności publicznej, obiekty handlowe itp. W ramach tej samej klasy użytkownicy także różnią się, np. rocznym zapotrzebowaniem na energię. Zmienność obciążeń wynika również ze zróżnicowanego zachowania się i potrzeb pojedynczego użytkownika w zależności od pory dnia, charakteru danej doby (robocza, świąteczna), warunków pogodowych, pory roku itp. Na rysunkach 4.6–4.8 przedstawiono przykładowe dobowe przebiegi obciążenia dla odbiorców należących do różnych klas, w różnych porach roku, w dniach o zróżnicowanym charakterze. W ramach danej klasy przebiegi obciążeń mają jednak pewne charakterystyczne wspólne cechy. Model symulacyjny umożliwiający generowanie rocznych przebiegów zapotrzebowania na energię elektryczną dla pojedynczego odbiorcy lub grup odbiorców (np. użytkujących budynek) powinien wszystkie te czynniki uwzględniać. Dla tworzonego modelu przyjęto następujące założenia:

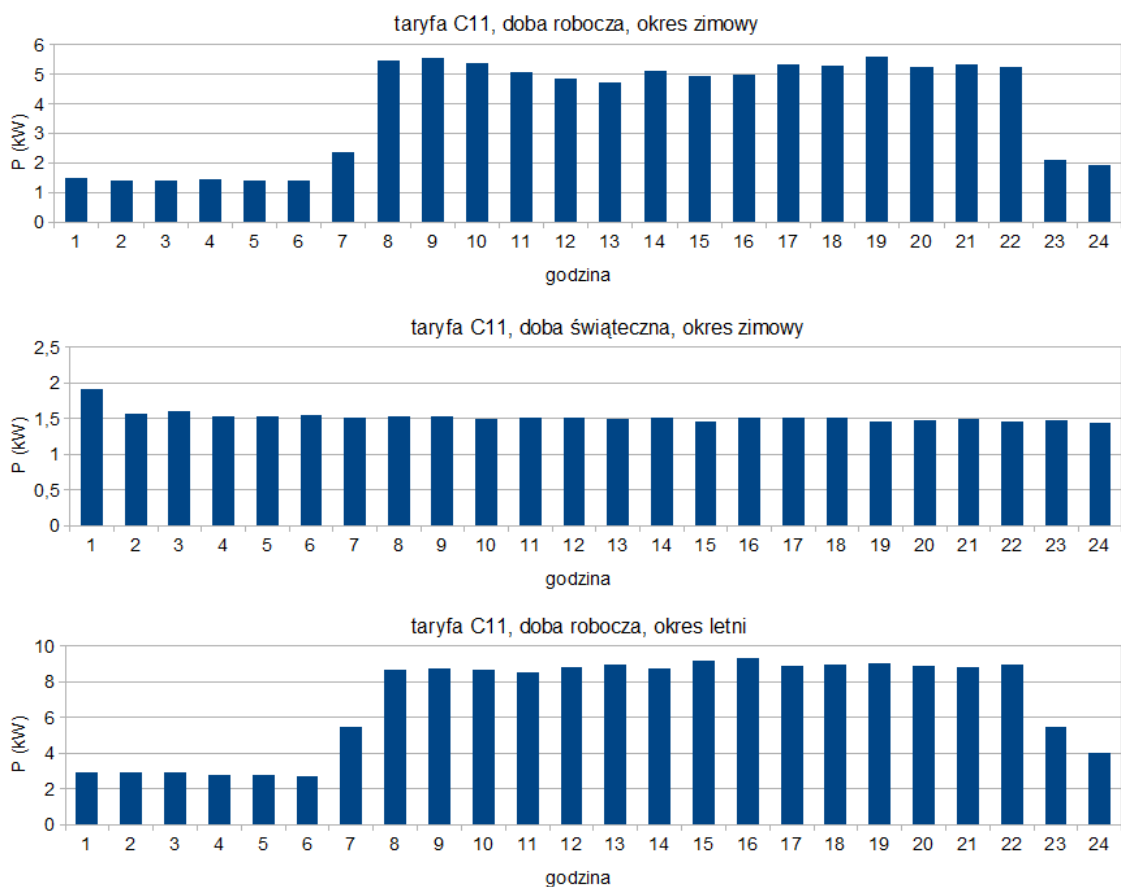
- wszystkich odbiorców niskiego napięcia podzielono pod względem strukturalnym na klasy związane przede wszystkim z obowiązującą dla nich taryfą za energię elektryczną i z charakterem tych odbiorców (np. dla odbiorców komunalno-bytowych – taryfa G - można wyróżnić mieszkania oraz domy jednorodzinne, dla odbiorców w taryfie C decydującym może być rodzaj działalności jaką się zajmują), jak również na klasy związane z zużywaną energią elektryczną wynikającą z analizy funkcjonalnej,
- w modelu rozróżnia się doby świąteczne i robocze,
- uwzględnia się zróżnicowanie sezonowe w podziale na poszczególne miesiące, zakłada się, że w danym miesiącu dany rodzaj doby (świąteczna lub robocza) jest reprezentowany przez taki sam model,
- podstawowym parametrem charakteryzującym odbiorcę przypisanego do danej klasy jest zużywana energia roczna,
- obciążenia odbiorców są uśredniane w przedziałach 1-godzinnych.

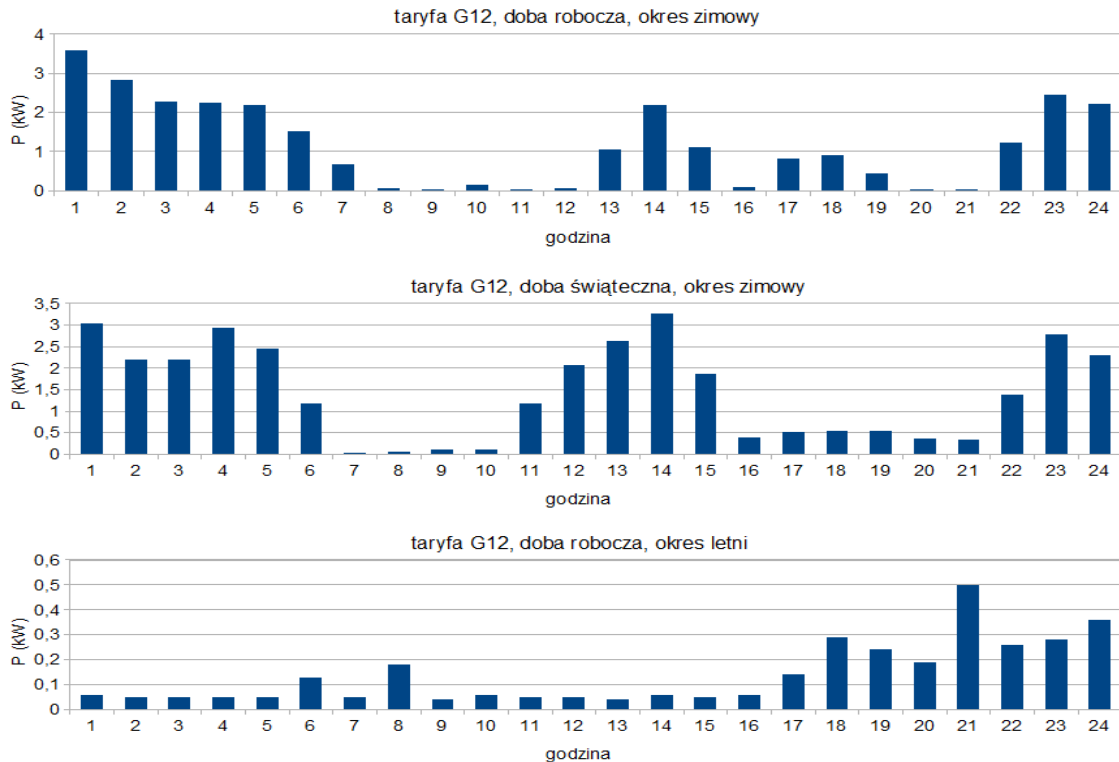
Przy przyjęciu powyższych założeń, dla prawidłowego zdefiniowania modelu konieczne jest podanie charakterystycznego dobowego grafiku obciążenia dla każdego miesiąca w roku w dobie roboczej i świątecznej. Grafik ten będzie wyrażony w wartościach względnych, odniesionych do maksymalnej godzinowej wartości obciążenia w roku (najczęściej grudniowy szczyt obciążenia). Maksymalne godzinowe obciążenie wyrażone w wartościach bezwzględnych (a więc również wszystkie pozostałe wartości bezwzględne) uzależnione będzie od zużywanej energii rocznej przez danego odbiorcę. Dla określenia tej wartości konieczna jest znajomość rozkładu energii rocznej na poszczególne miesiące oraz doby robocze i świąteczne. Dodatkowo konieczne jest podanie parametrów określających zakres zmienności tego obciążenia dla każdej godziny na grafiku dobowym.

Rys. 4.6. Przykładowy dobowy grafik obciążenia odbiorcy taryfy G11



Rys. 4.7. Przykładowy dobowy grafik obciążenia odbiorcy taryfy G12



Rys. 4.8. Przykładowy dobowy grafik obciążenia odbiorcy taryfy C11 - sklep

4.4.1.3. Model obciążenia odbiorcy jako proces losowy

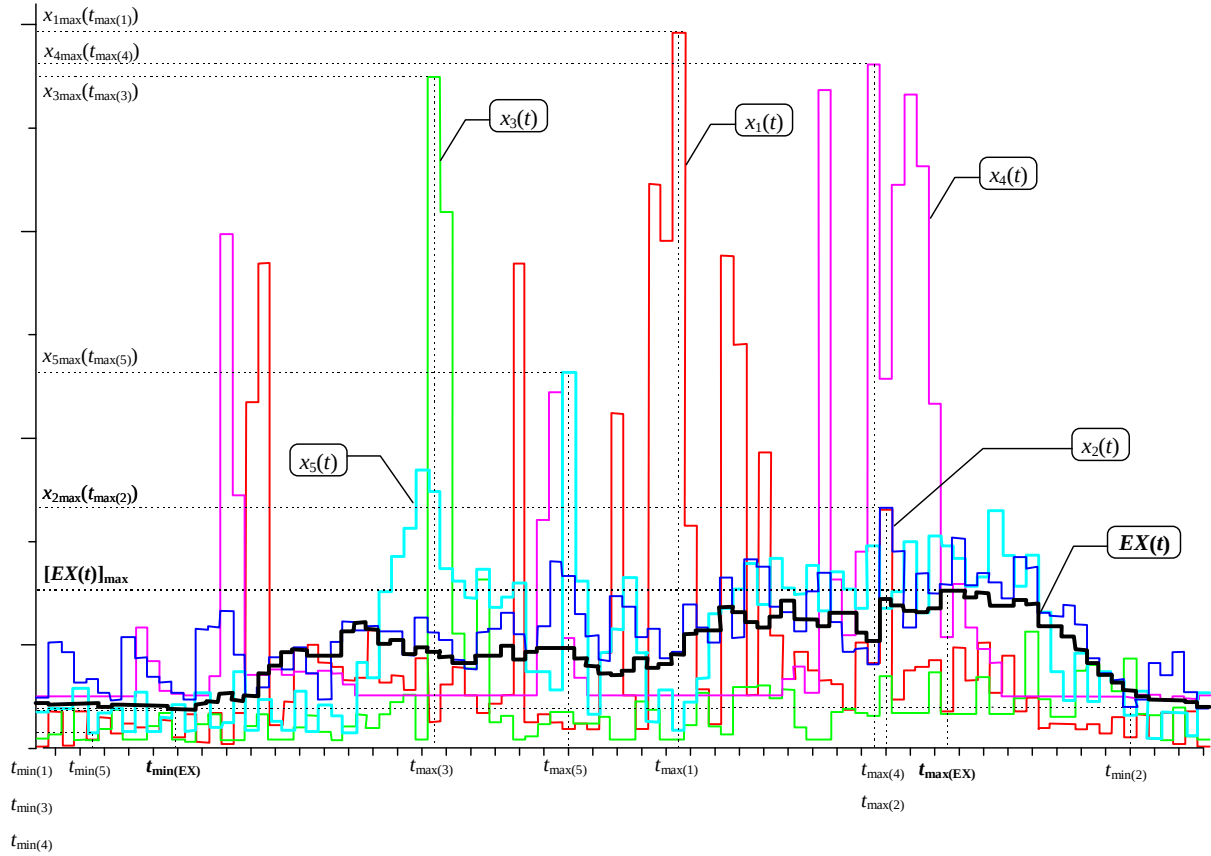
Z punktu widzenia analizy statystycznej dobowy przebieg obciążenia odbiorcy jest procesem losowym $X(t)$, $t \in \langle 0; T \rangle$, $T = 24$ h, którego realizacjami $x(t)$ są dobowe grafiki obciążeń. Na rysunku 4.9 przedstawiono kilka przykładowych realizacji $x_i(t)$ procesu losowego $X(t)$, a także jego wartość oczekiwaną $EX(t)$. Dla każdej realizacji zaznaczono jej wartości ekstremalne $x_{i \max}(t_{\max(i)})$ oraz $x_{i \min}(t_{\min(i)})$, przy czym $t_{\max(i)}$ oznacza chwilę, w której występuje wartość maksymalna $x_{i \max}$ dla i -tej realizacji procesu losowego (podobne oznaczenia zastosowano dla wartości minimalnej). Zaznaczono również wartości ekstremalne wartości oczekiwanej procesu losowego $X(t)$, a mianowicie wartość maksymalną $[EX(t)]_{\max}$ i minimalną $[EX(t)]_{\min}$. Jak widać poszczególne realizacje $x_i(t)$ procesu losowego $X(t)$ posiadają znacznie większą rozpiętość wartości (wyrażoną jako różnica pomiędzy wartością maksymalną i minimalną) od rozpiętości wartości jaką posiada wartość oczekiwana $EX(t)$. Jest to jedna z cech charakterystycznych procesu losowego $X(t)$.

W praktyce, z punktu widzenia obciążalności elementów sieci, najczęściej nieistotne są szybkie (zachodzące w czasie do kilku minut) zmiany obciążenia. Z tego względu często korzysta się z uśrednionych (w określonych przedziałach czasowych) wartości mocy obciążenia. Proces losowy $X(t)$ z czasem ciągłym można zastąpić w takim przypadku procesem losowym $X(k)$ z czasem dyskretnym. Dokonuje się w tym celu podziału doby na n jednakowych przedziałów czasowych ($t_k - T/2n$; $t_k + T/2n$). Zmienna k oznacza kolejne numery przedziałów czasowych, odpowiadające kolejnym chwilom $t_1, t_2, \dots, t_n$, będącym środkami tych przedziałów. Wartość $x_i(k)$ wyznacza się jako wartość średnią z realizacji $x_i(t)$ w przedziale czasowym o numerze k . Przyjęto założenie, że obciążenia będą uśredniane w przedziałach 1-godzinnych. Rozpatrywano więc dobowy przebieg obciążenia odbiorcy jako proces losowy z czasem dyskretnym $X(k)$ przy $k = 1, 2, \dots, 24$.

Opis takiego procesu losowego wymaga podania postaci i parametrów rozkładów zmiennych losowych $X(k')$ dla poszczególnych przedziałów czasowych k' oraz funkcji autokorelacyjnej tego procesu.

Przy opracowywaniu modelu przyjęto następujące założenia dotyczące procesu losowego $X(k)$, zweryfikowane w dalszej części analizy:

- wszystkie zmienne losowe $X(k)$ posiadają rozkład logarytmiczno-normalny,

Rys. 4.9. Realizacje oraz wartość oczekiwana procesu losowego $X(t)$ 

- dla danej klasy odbiorców wszystkie zmienne losowe $X(k')$ posiadają jednakowy współczynnik zmienności:

$$\nu_X = \frac{\sqrt{D^2 X(k')}}{EX(k')}$$

- korelację pomiędzy poszczególnymi zmiennymi losowymi $X(k')$ można uwzględnić w sposób uproszczony ponieważ ma ona stosunkowo niewielki wpływ na jakość modelu.

Rozkład logarytmiczno-normalny wybrano ze względu na zależność wartości pobieranej mocy przez odbiorcę od wielu niezależnych czynników losowych oraz ze względu na oczywistą niesymetrię rozkładu (moc pobierana przez odbiorcę nie może być ujemna). Gęstość prawdopodobieństwa zmiennych losowych $X(k')$ można więc wyrazić zależnością:

$$p(x, \tilde{x}, \nu_X) = \begin{cases} 0, & \text{dla } x \leq 0 \\ \frac{1}{\sqrt{2\pi\nu_X x}} \cdot e^{-\frac{u^2}{2}}, & \text{dla } x > 0 \end{cases}$$

gdzie:

$p(x, \tilde{x}, \nu_X)$ - gęstość prawdopodobieństwa rozkładu logarytmiczno-normalnego o parametrach $\tilde{x}, \nu_X$,

$$u = \frac{\ln x - \ln \tilde{x}}{\nu_X},$$

ν_X - logarytmiczny współczynnik zmienności wyrażony zależnością:

$$\nu_X = \sqrt{\ln(1 + \nu_X^2)},$$

$\tilde{x}(k')$ - mediana rozkładu w przedziale czasowym k' wyrażona zależnością:

$$\bar{x} = \frac{EX(k')}{\sqrt{1 + \nu_x^2}}$$

4.4.1.4. Wykres średni a wykres typowy

Jak już wspomniano, poszczególne realizacje $x_i(k)$ procesu losowego $X(k)$ posiadają znacznie większą rozpiętość wartości (wyrażoną jako różnica pomiędzy wartością maksymalną i minimalną) od rozpiętości wartości jaką posiada wartość oczekiwana $EX(k)$ (średni przebieg obciążenia). Zdecydowano się więc na poszukiwanie pewnej funkcji $x_{typ}(k)$, którą można by interpretować jako „typową” realizację rozpatrywanego procesu losowego (funkcję tę nazwano wykresem typowym). Jest ona wygodna, np. z punktu widzenia określania wymaganej obciążalności elementów sieci czy instalacji budynku, a także dla porównywania poszczególnych odbiorców, przypisywania odbiorców do danej klasy itp. W opracowaniu wykorzystano ją w procesie segmentacji klas odbiorców oraz do weryfikacji modelu. Poniżej podano metodę wyznaczania funkcji $x_{typ}(k)$.

Dla procesu losowego $X(k)$ posiadającego realizacje $x_i(k)$, podobnie jak dla procesu losowego $X(t)$, można wyznaczyć funkcję $x_{typ}(k)$, która będzie interpretowana jako jego „typowa” realizacja (wykres typowy). W pierwszym kroku wszystkie realizacje $x_i(k)$ poddaje się przekształceniu $\mathcal{P}$, polegającemu na uporządkowaniu poszczególnych wartości $x_i(k')$ od największej do najmniejszej, którego wynikiem są funkcje $y_i(l)$, $l = 1, 2, \dots, n$, czyli $y_i(l) = \mathcal{P}[x_i(k)]$, może być określone następującymi warunkami:

$$y_i(l) = x_i(k') \text{ dla } l \in (l_1; l_2),$$

gdzie:

$$\left. \begin{aligned} l_1 &= \sum_{k=1}^n f_1(k) \\ l_2 &= \sum_{k=1}^n f_2(k) \\ f_1(k) &= \begin{cases} 1 \text{ dla } x_i(k) > x_i(k') \\ 0 \text{ dla } x_i(k) \leq x_i(k') \end{cases} \\ f_2(k) &= \begin{cases} 1 \text{ dla } x_i(k) \geq x_i(k') \\ 0 \text{ dla } x_i(k) < x_i(k') \end{cases} \end{aligned} \right\}$$

Funkcje $y_i(l)$ są realizacjami procesu losowego $Y(l)$. Przyjęto założenie, że poszukiwana funkcja $x_{typ}(k)$ powinna mieć taki przebieg, aby po przekształceniu $\mathcal{P}$ powstała funkcja $y_{typ}(l) = EY(l)$, tzn. aby zachodziło

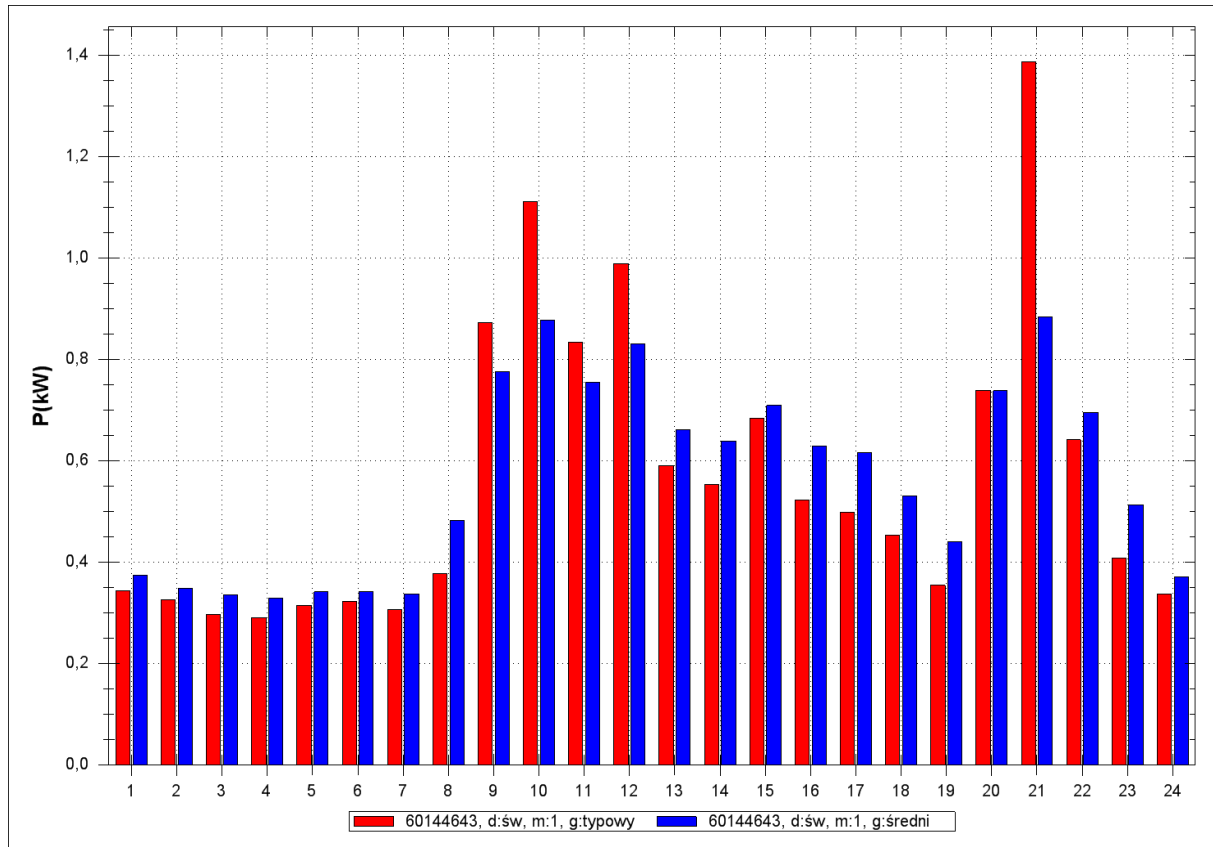
$$\mathcal{P}[x_{typ}(k)] = EY(l) = y_{typ}(l).$$

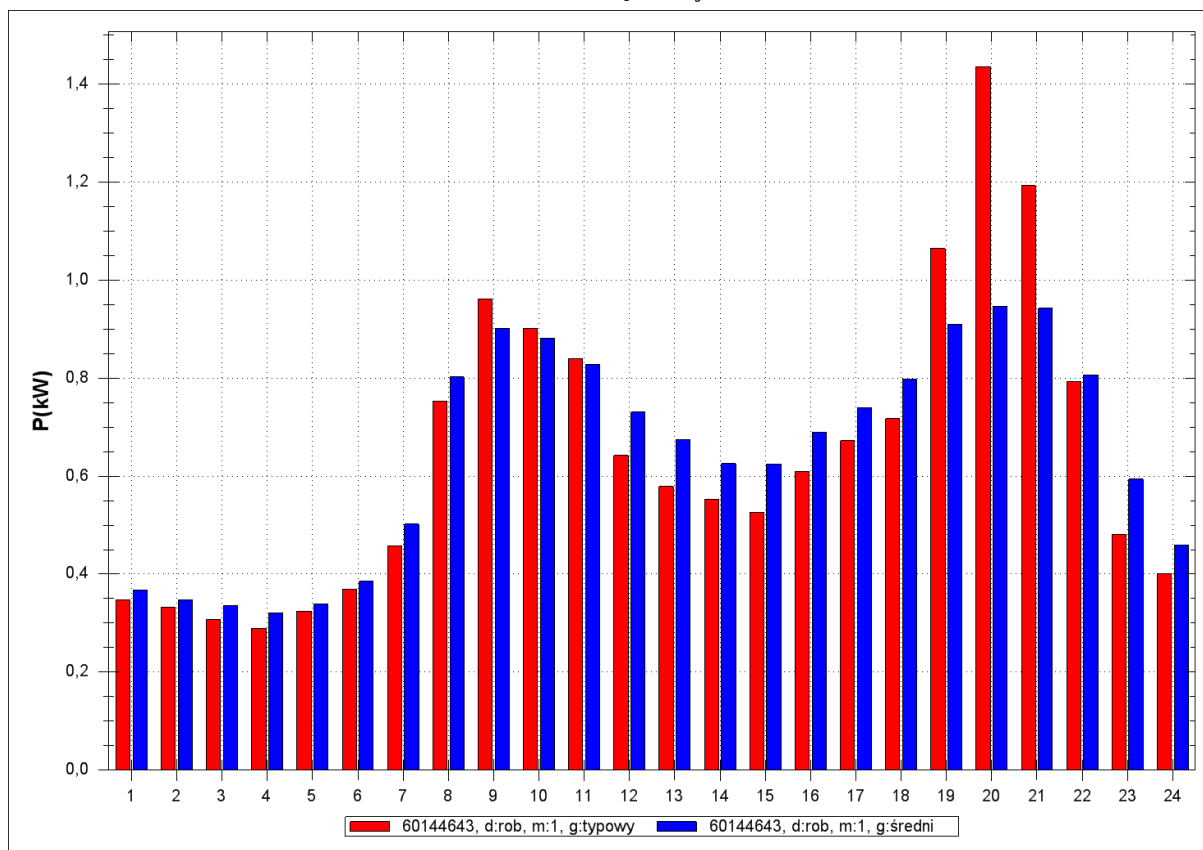
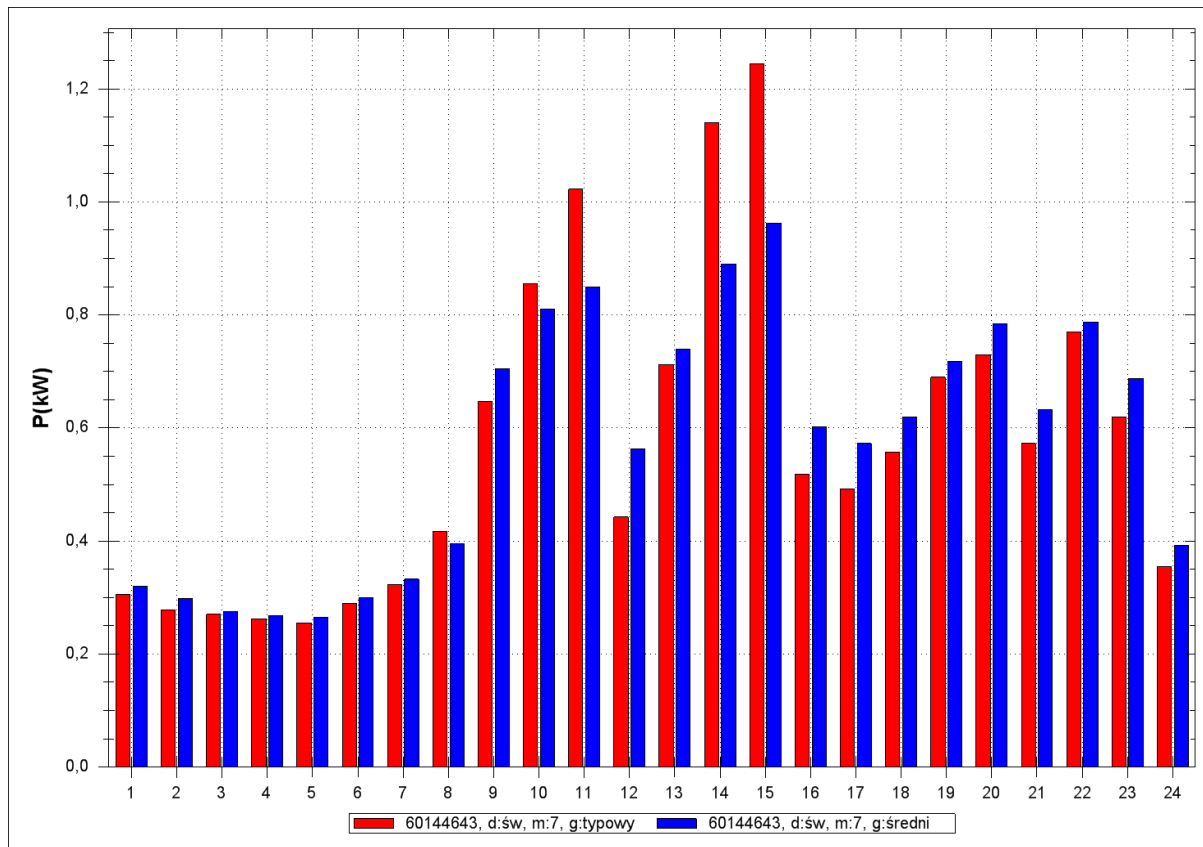
Znane są więc możliwe wartości funkcji $x_{typ}(l)$. Należy je jednak przyporządkować odpowiednim numerom przedziałów czasowych, tzn. wykonać przekształcenie odwrotne $\mathcal{P}^{-1}[y_{typ}(l)] = x_{typ}(k)$. W tym celu wykorzystano przebieg wartości oczekiwanej $EX(k)$. Przyjęto założenie, że wartość maksymalna funkcji $x_{typ}(k)$ powinna występować dla tego samego przedziału czasowego, dla którego występuje wartość maksymalna $[EX(k)]_{\max}$, podobnie wartość minimalna funkcji $x_{typ}(k)$ powinna występować dla tego samego przedziału czasowego, dla którego występuje wartość minimalna $[EX(k)]_{\min}$. Ogólnie, przekształcenie odwrotne należy wykonać w taki sposób, aby zachować charakterystyczny kształt funkcji $EX(k)$, z której po przekształceniu $\mathcal{P}$ otrzymuje się funkcję $y_{EX}(l)$. Danej wartości l' odpowiada wartość funkcji $y_{EX}(l')$. Ponieważ funkcja powyższa powstała z przekształcenia funkcji $EX(k)$, można określić przedziały, w których zachodzi $EX(k) \geq y_{EX}(l')$. Oznaczając granice tych przedziałów ogólnie jako k_j , przy czym $j = 1, 2, \dots, m$ (m - parzyste) zachodzi: $(k_2 - k_1) + \dots + (k_m - k_{m-1}) = l'$. Dla numerów przedziałów czasowych k_j , $j = 1, 2, \dots, m$ funkcja $x_{typ}(k)$ zgodnie z przyjętą zasadą „podobieństwa” przyjmuje wartość $x_{typ}(k_j) = y_{typ}(l') = EY(l')$. Postępując konsekwentnie w ten sposób (dla dowolnego l) można dokonać przekształcenia odwrotnego funkcji $y_{typ}(l)$ w funkcję $x_{typ}(k)$.

W pewnych przypadkach powyższe przyporządkowanie może nie być jednoznaczne. Ma to miejsce wtedy, gdy funkcja $y_{EX}(l)$ posiada przedział (lub przedziały) $\langle l_1; l_2 \rangle$ taki, że $y_{EX}(l) = a = \text{const}$. W takim przypadku dokonuje się uśrednienia funkcji $EY(l)$ w przedziale $\langle l_1; l_2 \rangle$ otrzymując wartość $y_{typ}(l) = b = \text{const}$. Funkcja $x_{typ}(k)$ w odpowiednim przedziale przyjmuje stałą wartość równą b .

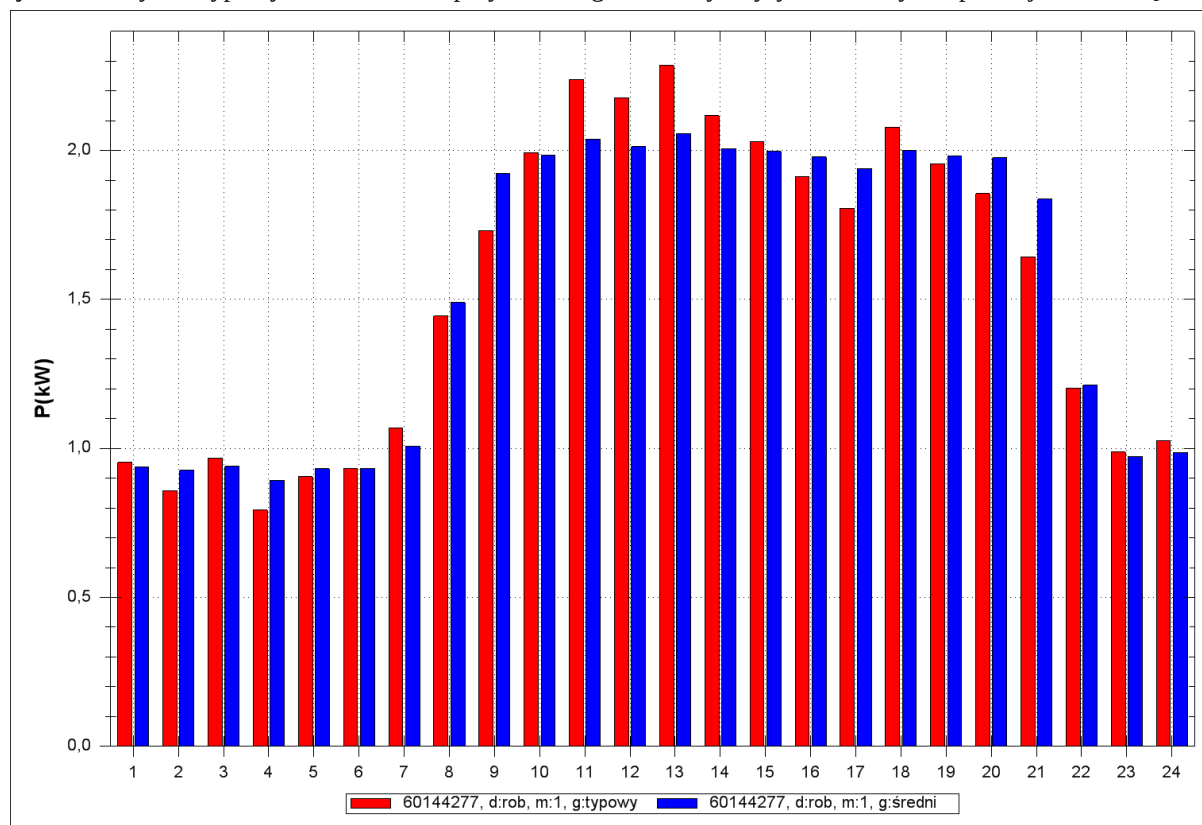
Na rysunkach 4.10–4.19 przedstawiono porównanie wykresów średnich (wartości oczekiwanych procesu losowego) oraz wykresów typowych dla przedstawicieli wybranych klas odbiorców oraz ich grup o określonej liczności.

Rys. 4.10. Wykres typowy oraz średni dla przykładowego odbiorcy taryfy G11-domy w styczniowej dobie roboczej

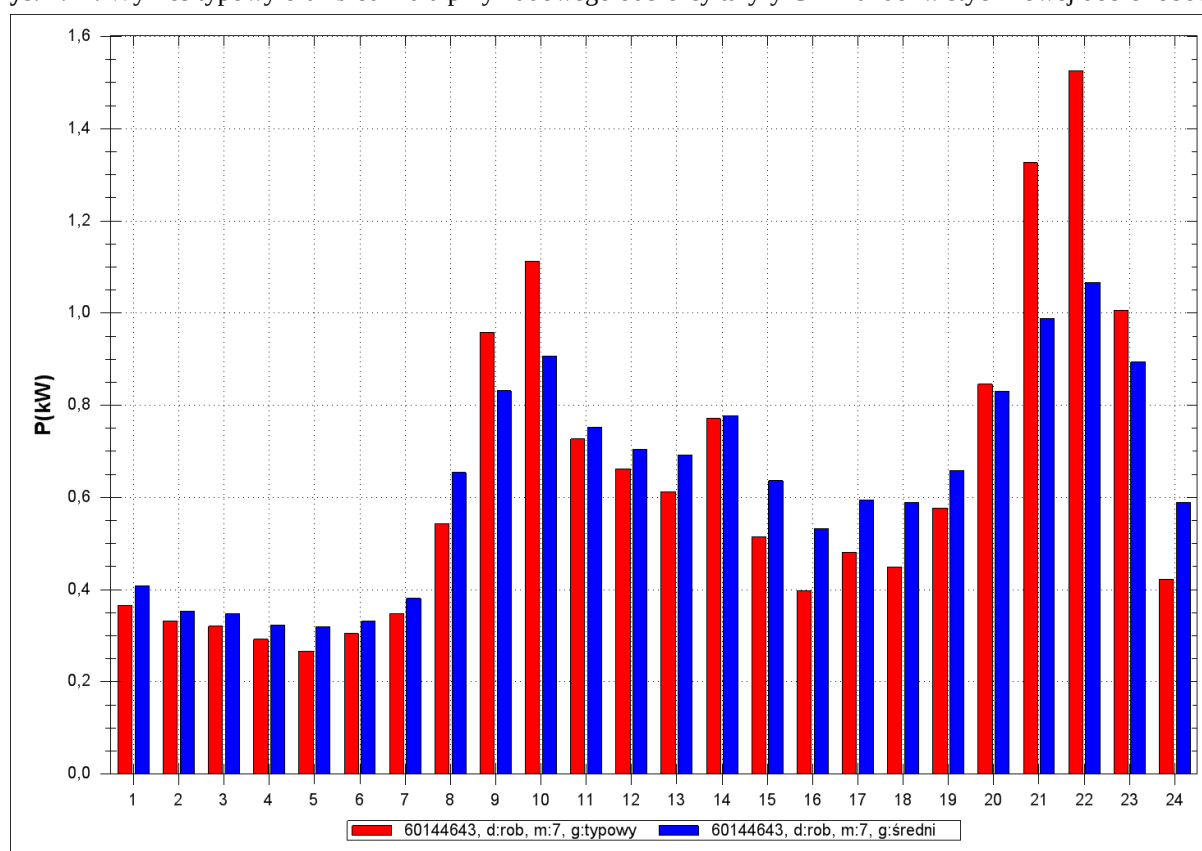


Rys. 4.11. Wykres typowy oraz średni dla przykładowego odbiorcy taryfy G11-domy w styczniowej dobie świątecznej**Rys. 4.12.** Wykres typowy oraz średni dla przykładowego odbiorcy taryfy G11-domy w lipcowej dobie roboczej

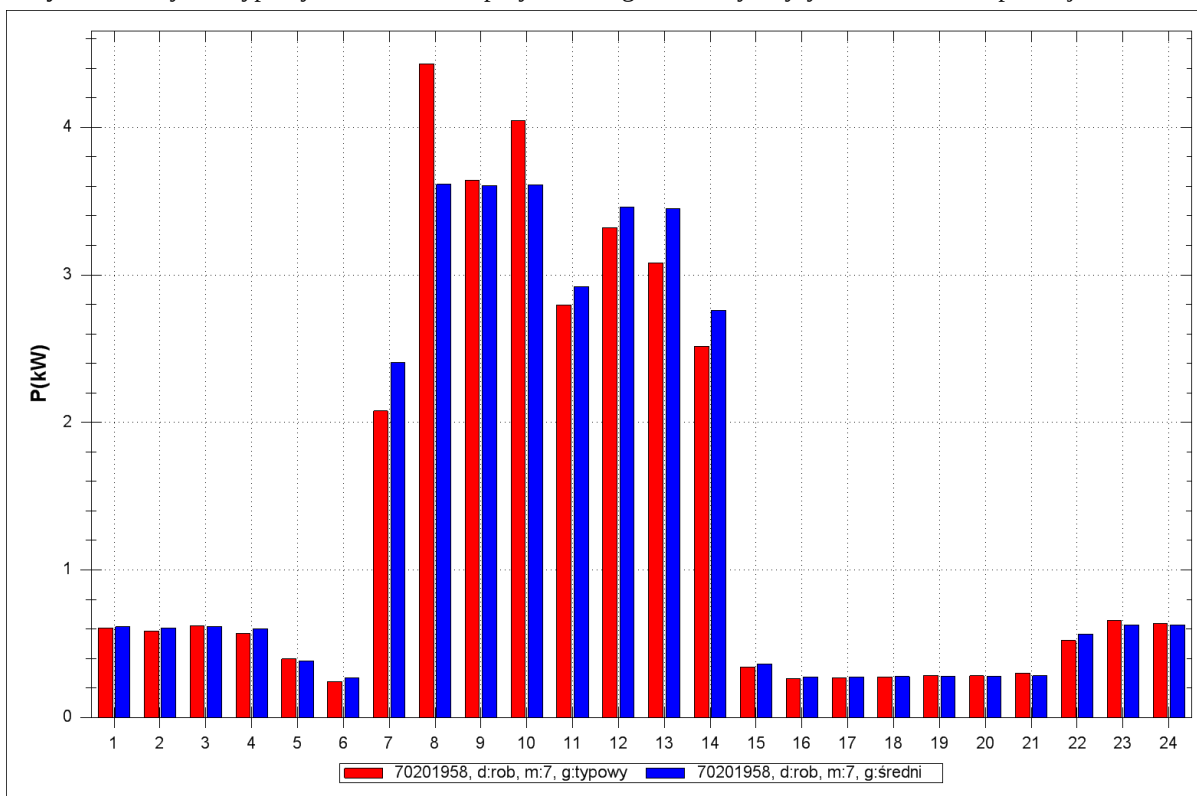
Rys. 4.13. Wykres typowy oraz średni dla przykładowego odbiorcy taryfy G11-domy w lipcowej dobie świątecznej



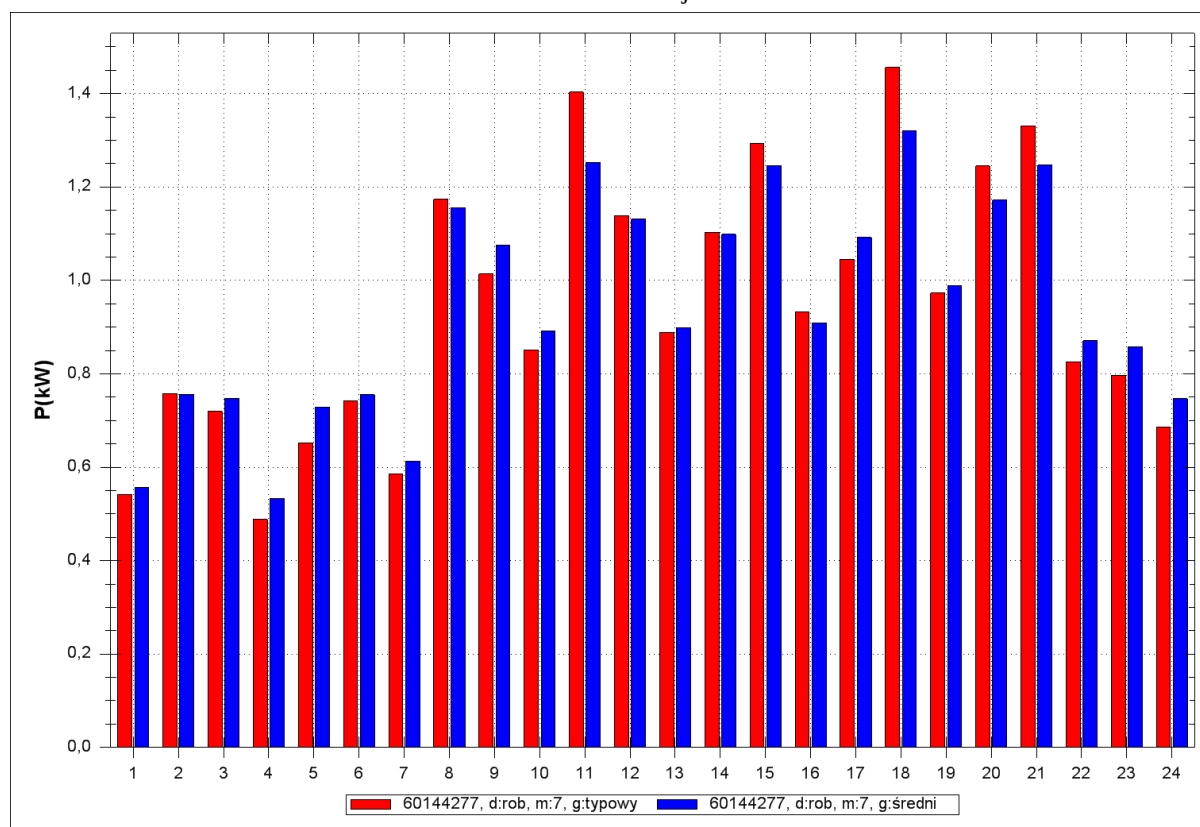
Rys. 4.14. Wykres typowy oraz średni dla przykładowego odbiorcy taryfy C11-handel w styczniowej dobie roboczej

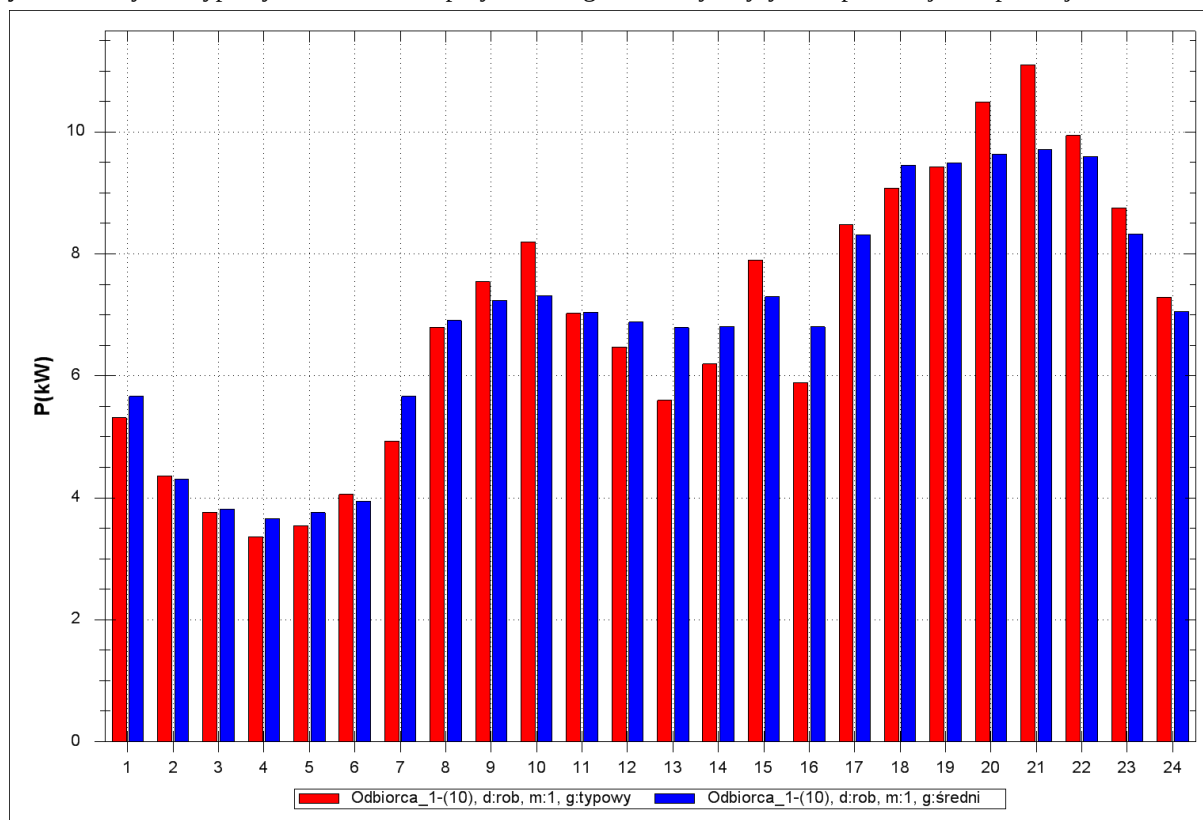
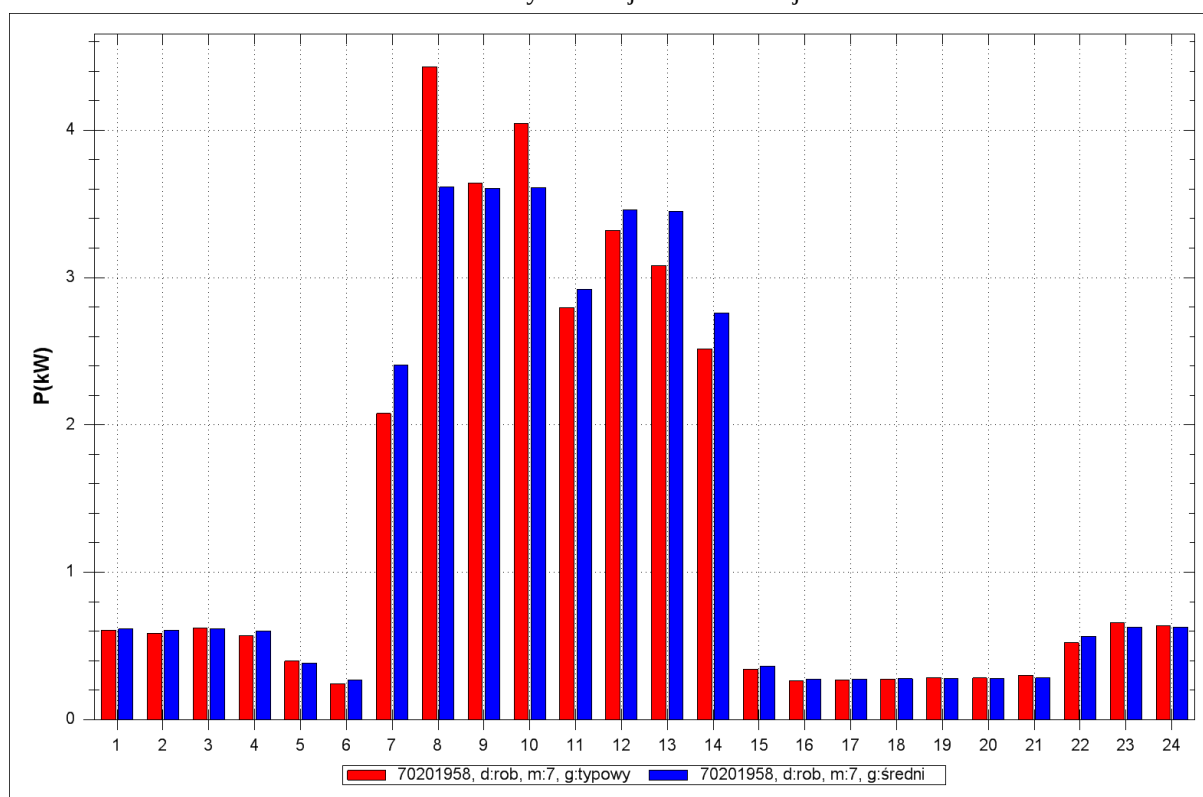


Rys. 4.15. Wykres typowy oraz średni dla przykładowego odbiorcy taryfy C11-handel w lipcowej dobie roboczej

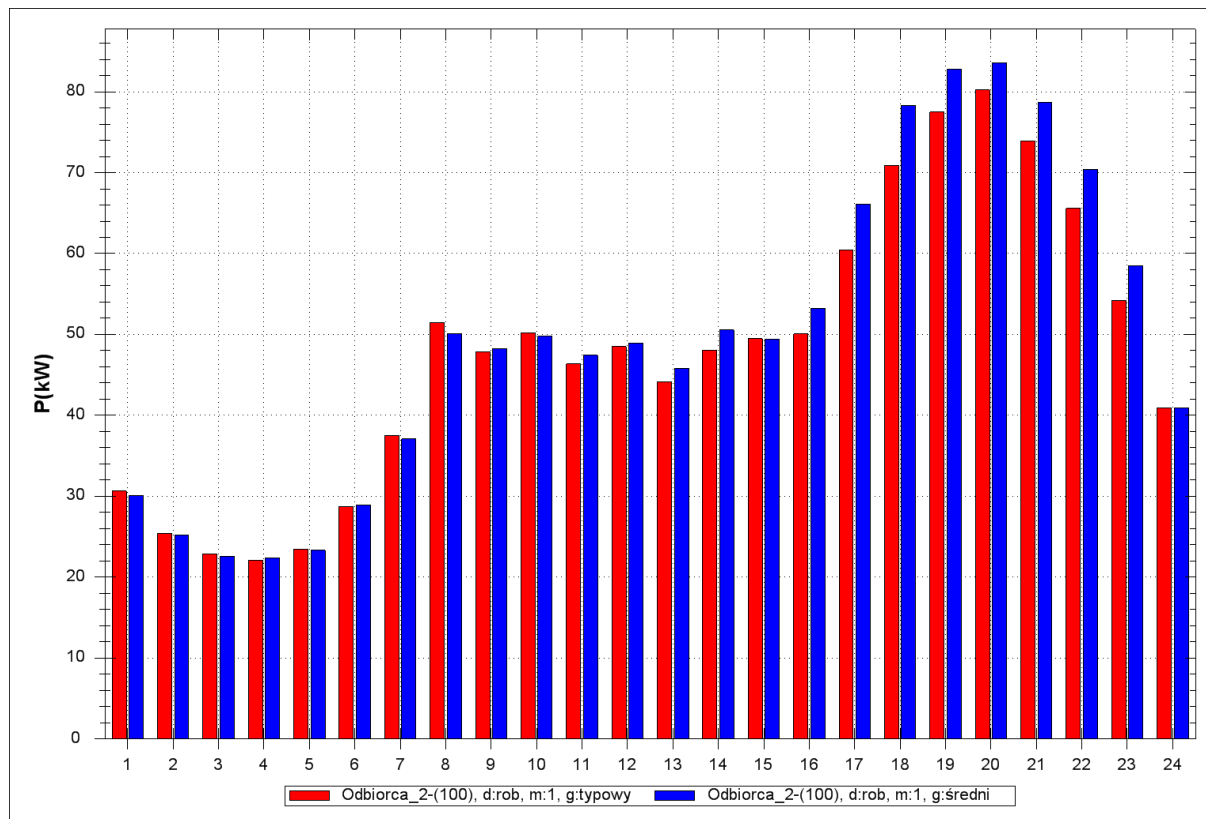


Rys. 4.16. Wykres typowy oraz średni dla przykładowego odbiorcy taryfy C11-produkcja w styczniowej dobie roboczej



Rys. 4.17. Wykres typowy oraz średni dla przykładowego odbiorcy taryfy C11-produkcja w lipcowej dobie roboczej**Rys. 4.18.** Wykres typowy oraz średni dla grupy 10-ciu przykładowych odbiorców taryfy G11-domy w styczniowej dobie roboczej

Rys. 4.19. Wykres typowy oraz średni dla grupy 100-u przykładowych odbiorców taryfy G11-domy w styczniowej dobie roboczej



Należy podkreślić, że różnice pomiędzy wykresami typowymi i średnimi dla pojedynczego odbiorcy są stosunkowo niewielkie. Dotyczy to zwłaszcza odbiorców w taryfie C. Świadczy to o dużej powtarzalności zachowań dla pojedynczego odbiorcy. Znacznie większych różnic należy oczekiwać na wykresach reprezentujących całą klasę (p. załącznik).

Należy również zwrócić uwagę, że dla liczby odbiorców $N \rightarrow \infty$ wykresy te zbliżają się do siebie, nie są jednak tożsame. Powodem są tutaj korelacje jakie zachodzą pomiędzy obciążeniami poszczególnych odbiorców. Są to korelacje dodatnie - odbiorcy mają tendencję do zachowywania się podobnie dla określonych warunków. Można wykazać, że przypadku gdyby zachowania odbiorców były statystycznie niezależne to dla $N \rightarrow \infty$ $x_{typ}(k) = EX(k)$.

4.4.1.5. Segmentacja odbiorców

Na podstawie analizy danych pomiarowych dokonano segmentacji klientów na określone klasy. Podstawą podziału były taryfy za energię elektryczną. W ramach danej taryfy wyróżniono jednak większą liczbę klas, w zależności od cech charakterystycznych danej grupy odbiorców. Przyjęto założenie, że wykresy typowe wszystkich odbiorców w tej samej klasie powinny być podobne. Jeżeli istnieją odbiorcy dla których wykres typowy różni się istotnie, to należy utworzyć dla tych odbiorców osobną klasę.

Dokonano podziału strukturalnego i funkcjonalnego odbiorców. Podział strukturalny wynika z taryfy oraz charakteru odbiorców. Wśród odbiorców w taryfie G wyróżniono mieszkania w budynkach wielorodzinnych i domy. Odbiorców w taryfie C podzielono w zależności od charakteru ich działalności na: handel, usługi i drobną produkcję przemysłową. Podział funkcjonalny odzwierciedla roczne zużycie energii elektrycznej. W przypadku odbiorców komunalno-bytowych wynika ono z funkcji, jaką energia elektryczna spełnia w gospodarstwie domowym. Mogą one być następujące:

- oświetlenie,
- zasilanie drobnego sprzętu AGD i RTV,
- przygotowanie posiłków,
- przygotowanie ciepłej wody użytkowej,
- ogrzewanie.

Praktycznie zawsze energia elektryczna jest użytkowana na oświetlenie oraz zasilanie sprzętu AGD i RTV. Pozostałe funkcje zależą od wykorzystania innych nośników energetycznych.

Zestawienie klas przedstawiono w tablicy 4.4. Dla poszczególnych klas podano m.in. przeciętną energię roczną odbiorcy w danej klasie oraz zakres zmienności tej energii dla analizowanej grupy odbiorców. W tablicy 4.5 podano natomiast szacunkowe zakresy zużywanej energii elektrycznej w zależności od funkcji, jaką pełni ona w gospodarstwie domowym. Należy podkreślić, że zużycie energii w znacznym stopniu zależy od wielkości domu czy mieszkania oraz od liczby osób w gospodarstwie domowym. Podane zakresy mają więc charakter orientacyjny. W przypadku odbiorców w taryfie C zużywana energia zależy przede wszystkim od wielkości i charakteru przedsiębiorstwa. Nie da się więc tu wskazać jednoznacznych reguł.

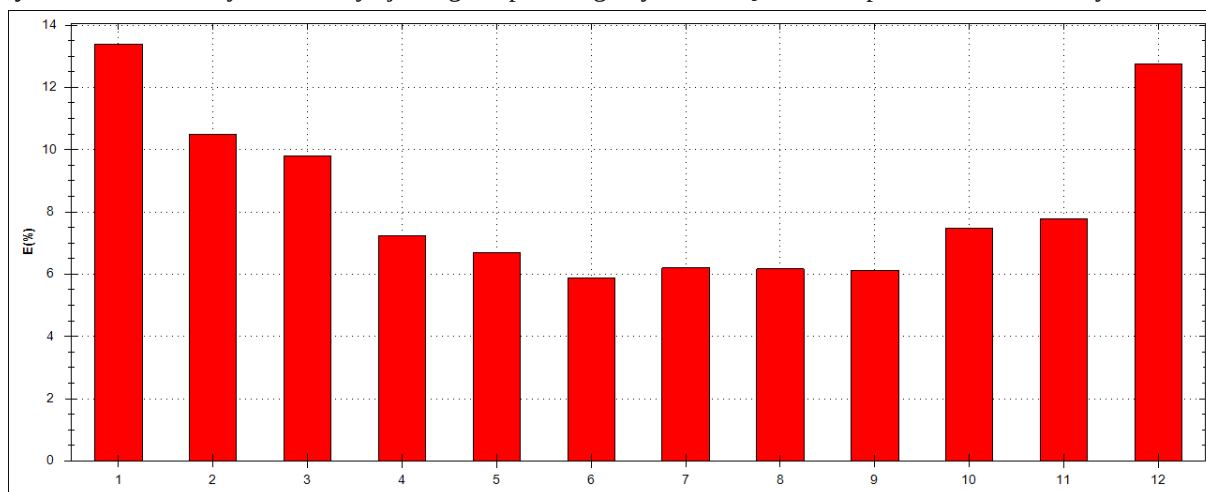
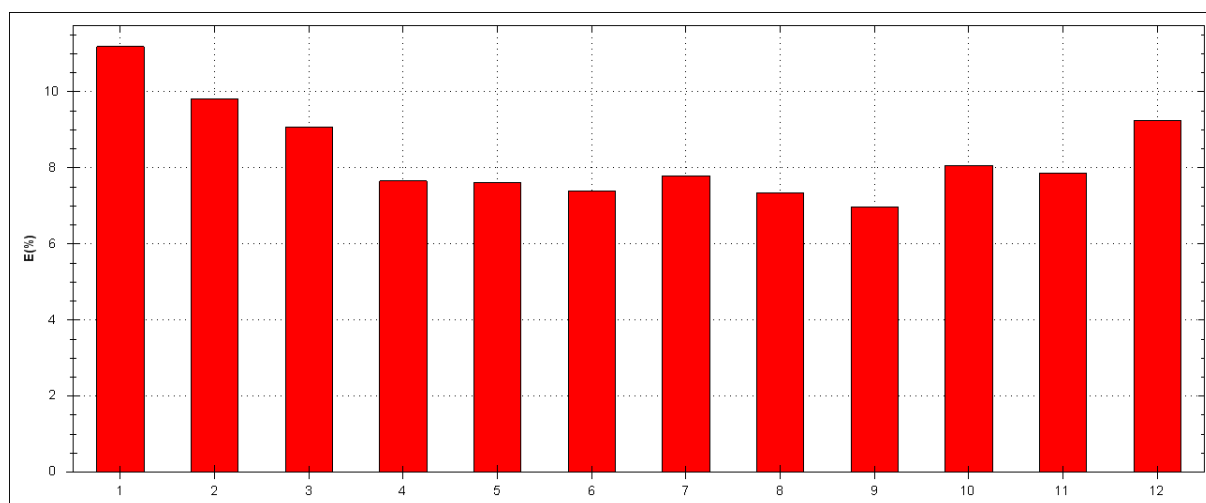
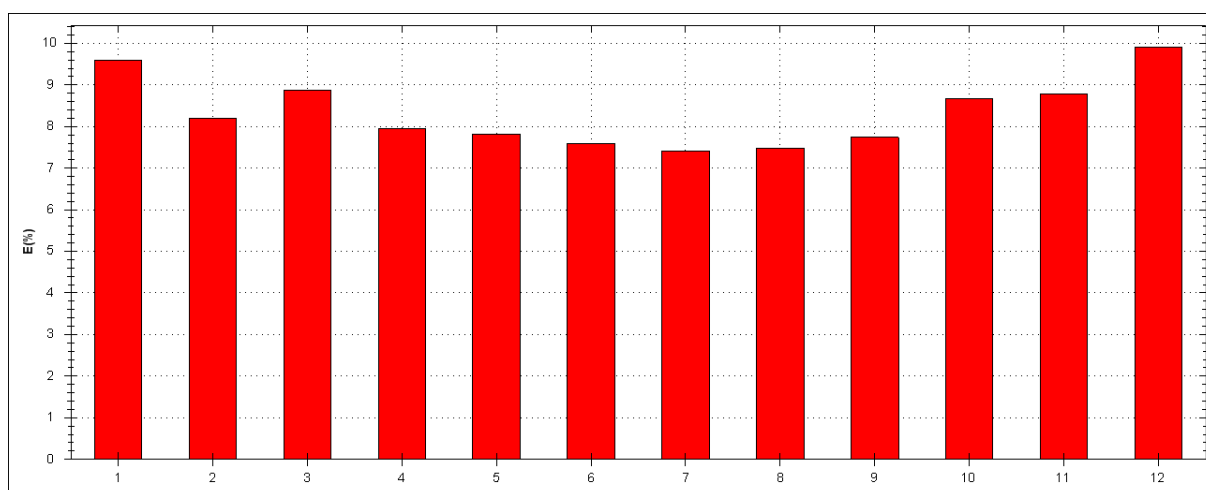
Analizowano również rozkład energii w poszczególnych miesiącach roku oraz relacje pomiędzy energią zużywaną w dobie roboczej i świątecznej. Przykładowe rozkłady energii przedstawiono na rysunku 4.20–4.22. Należy jednak podkreślić, że znajomość tych relacji nie jest konieczna przy wykorzystaniu modelu. Są one „zakodowane” w średnich grafikach obciążenia dla danej klasy.

Tabela 4.4. Zróżnicowane klasy odbiorców zasilanych z sieci nN

Taryfa	Grupa odbiorców	E_{r-sr} w kWh/a	E_{r-min} w kWh/a	E_{r-max} w kWh/a
G11	Mieszkania, zużycie poniżej 1000 kWh/a	700	300	1000
G11	Mieszkania, zużycie od 1000 do 3000 kWh/a	1900	1000	3000
G11	Mieszkania, zużycie powyżej 3000 kWh/a	4400	3000	12100
G11	Domy	4100	1000	23300
G12	Mieszkania	5600	1100	16200
G12	Domy	7000	1200	53600
C	Handel	19900	1000	102400
C	Usługi	15800	1100	104500
C	Produkcja	21800	1100	101300

Tabela 4.5. Zakres wykorzystania energii elektrycznej do realizacji poszczególnych funkcji w gospodarstwie domowym

Obiekt	Zużywana energia (kWh/a)	Funkcja oświetlenia	AGD + RTV	Przygotowanie posiłków	Przygotowanie CWU	Ogrzewanie
Mieszkania	do 500	+	+	-	-	-
	500 – 1000	+	+	0	-	-
	1000 – 2000	+	+	0	0	-
	2000 – 3000	+	+	0	0	-
	3000 – 5000	+	+	+	+	0
	powyżej 5000	+	+	+	+	+
Domy	do 1000	+	+	-	-	-
	1000 – 3000	+	+	0	0	-
	3000 – 5000	+	+	0	0	-
	5000 – 7500	+	+	+	+	0
	powyżej 7500	+	+	+	+	+
– nie jest wykorzystywany 0 może być wykorzystany + jest wykorzystywany						

Rys. 4.20. Procentowy udział zużytej energii w poszczególnych miesiącach roku przez odbiorców klasy G12-domy**Rys. 4.21.** Procentowy udział zużytej energii w poszczególnych miesiącach roku przez odbiorców klasy G11-mieszkania**Rys. 4.22.** Procentowy udział zużytej energii w poszczególnych miesiącach roku przez odbiorców klasy G11-mieszkania

4.4.1.6. Parametry modelu

Parametry modelu zostały wyznaczone na podstawie wyników pomiarów obciążeń dużej, reprezentatywnej liczby odbiorców. Zestawienie poniższych parametrów będzie stanowić bazę danych dla

opracowywanego modelu wykorzystanego w module do prowadzenia symulacji obciążeń odbiorców zasilanych z sieci nN.

4.4.1.6.1 Wartość oczekiwana $EX(k)$ – wykres średni

Wartość oczekiwana $EX(k)$ – wykres średni jest najważniejszym parametrem procesu losowego jakim jest dobowy grafik obciążenia odbiorcy. Wykres średni dla każdej klasy odbiorców jest podany w wartościach względnych, odniesionych do rocznej wartości szczytowej obciążenia w każdym miesiącu dla doby roboczej i świątecznej – 24 dobowe grafiki obciążenia. Wartości bezwzględne są już parametrem indywidualnym dla danego odbiorcy, zależą bowiem od rocznej energii zużywanej przez danego odbiorcę.

Tablice z pełnym kompletem poszczególnych wartości oczekiwanych (wykresów średnich) zamieszczono w dołączonych do opracowania plikach tekstowych z rozszerzeniem (.csv). Zamieszczono tam również tablice z danymi do wykresów typowych traktowanych jako typowe realizacje analizowanego procesu losowego. Wykresy wartości oczekiwanych oraz wykresy typowe przedstawiono w załączniku Z1.

4.4.1.6.2 Współczynniki zmienności

Współczynniki zmienności są parametrem określającym możliwy rozrzut wartości obciążenia w poszczególnych godzinach doby dla odbiorcy danej klasy. Są m.in. ważnym parametrem z punktu widzenia projektowania układów zasilających (a w szczególności ich wymaganej obciążalności), pozwalają bowiem określić spodziewaną szczytową wartość obciążenia jaka może wystąpić w danym układzie.

Współczynniki te mają dla różnych przedziałów czasowych, a także dla różnych klas odbiorców zbliżone wartości. Można więc dokonać ich uśrednienia bez istotnego pogorszenia jakości modelu.

Wyznaczone współczynniki zmienności zestawiono w tablicy 4.6.

Tabela 4.6. Współczynniki zmienności dla występujących zmiennych w procesie losowym

Taryfa	Grupa odbiorców	Rzeczywiste uzyskane z pomiarów współczynniki zmienności			Modelowy wsp. zmienności
		max	min	śr	
G11	Mieszkania, zużycie poniżej 1000 kWh/a	0,9	0,6	0,7	0,7
G11	Mieszkania, zużycie od 1000 do 3000 kWh/a	0,8	0,6	0,7	0,7
G11	Mieszkania, zużycie powyżej 3000 kWh/a	0,8	0,5	0,6	0,7
G11	Domy	0,9	0,5	0,6	0,7
G12	Mieszkania	0,7	0,4	0,5	0,5
G12	Domy	0,7	0,4	0,5	0,5
C	Handel	0,6	0,3	0,4	0,4
C	Usługi	0,6	0,3	0,4	0,4
C	Produkcja	0,6	0,3	0,4	0,4

4.4.1.6.3 Funkcja autokorelacji procesu losowego

Współczynniki autokorelacji w analizowanym procesie losowym nie mają bezpośredniego wpływu na analizy prowadzone dla danej godziny w ciągu doby. Mogą być natomiast istotne dla analiz prowadzonych za jakiś okres, np. kilka godzin, doba itp. Dodatnia autokorelacja powoduje, że jeżeli w danej godzinie zużycie energii jest większe od przeciętnej, to prawdopodobne jest, że w następnej godzinie będzie podobnie. W efekcie oczekiwane maksymalne zużycie energii za dany okres jest większe w porównaniu z procesem bez autokorelacji.

Wartości średnie współczynnika korelacji pomiędzy przedziałami czasowymi odległymi o 1, 2, ..., 12 h przedstawiono w tablicy 4.7.

Jak wskazują przedstawione wartości, zmienne losowe odległe od siebie o nie więcej niż kilka godzin są wzajemnie skorelowane.

W modelu wprowadzono współczynnik autokorelacji dla sąsiadujących ze sobą godzin w ciągu doby. Przyjęto wartość uśrednioną dla wszystkich przedziałów dla poszczególnych klas odbiorców (tab. 4.8). Należy zwrócić uwagę, że w symulacjach da to zmniejszające się dodatnie skorelowanie przedziałów czasowych odległych od siebie o więcej niż godzinę tak jak ma to miejsce w rzeczywistych obciążeniach.

Tabela 4.7. Wartości współczynnika korelacji między poszczególnymi przedziałami czasowymi dla przykładowego odbiorcy klasy G11 -mieszkania

Odstęp pomiędzy przedziałami czasowymi [h]	1	2	3	4	5	6	7	8
Wsp. korelacji G11-mieszk.	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0
Wsp. korelacji C-handel	0,8	0,7	0,6	0,5	0,3	0,2	0,0	0,0

Tabela 4.8. Współczynniki autokorelacji procesu losowego dla poszczególnych klas odbiorców

Klasa odbiorców	G11	G12	C
Wsp. autokorelacji	0,4	0,6	0,8

4.4.1.7. Algorytm symulacji rocznego przebiegu obciążenia odbiorcy

Do wygenerowania rocznego przebiegu obciążenia dowolnego odbiorcy zasilanego z sieci nN konieczna jest znajomość przedstawionych w poprzednim rozdziale parametrów modelu jego obciążenia wyrażonych w wartościach względnych oraz rocznego zużycia energii. Parametry te są zdefiniowane dla danej klasy odbiorców i w algorytmie traktuje się je jako stałe. Danymi wejściowymi algorytmu jest więc klasa odbiorcy i jego roczne zużycie energii.

Obciążenie odbiorcy określa się dla losowo wybranych numerów przedziałów czasowych (jednej losowo wybranej z 8760 godzin w ciągu roku). Obciążenie odbiorcy (zużyta energia w czasie 1 godziny) określa się jako:

$$E(k') = e^{u \cdot \sqrt{\ln(1+v^2)} + \ln \frac{EX(k')}{\sqrt{1+v^2}}}$$

gdzie:

u – liczba generowana przez generator liczb losowych o unormowanym rozkładzie normalnym $N(0,1)$,

$EX(k')$ – wartość oczekiwana obciążenia w przedziale czasowym (w godzinie) k' – zależna od klasy odbiorcy, miesiąca,

v – współczynnik zmienności obciążenia

Jest ono wyrażone w wartości względnej. Jeżeli wylosowano numer przedziału czasowego sąsiadujący z już wcześniej wylosowanym przedziałem to przy określaniu obciążenia należy uwzględnić istniejącą zadaną korelację. Obciążenie odbiorcy wyznacza się wtedy z zależności:

$$E(k') = e^{u_A \cdot \delta \cdot \sqrt{\ln(1+v^2)} + u_B \cdot \sqrt{1-\delta^2} \cdot \sqrt{\ln(1+v^2)} + \ln \frac{EX(k')}{\sqrt{1+v^2}}}$$

gdzie u_A jest wcześniej wygenerowaną liczbą losową o rozkładzie normalnym (dla przedziału sąsiadującego), u_B aktualnie generowaną liczbą losową, natomiast δ jest współczynnikiem korelacji pomiędzy obciążeniami w analizowanych sąsiadujących przedziałach czasowych.

W przypadku gdy numer przedziału znajduje się pomiędzy dwoma już wylosowanymi, należy skorelować obciążenie z jedną z dwóch losowo wybranych sąsiadujących wartości.

Po wylosowaniu wszystkich wartości obciążenia należy przejść na wartości bezwzględne. Można je określić z zależności:

$$E_B(k') = \frac{E(k')}{\sum_{k'=1}^{8760} E(k')} \cdot E_r,$$

gdzie E_r jest zadaną roczną energią zużywaną przez danego odbiorcę.

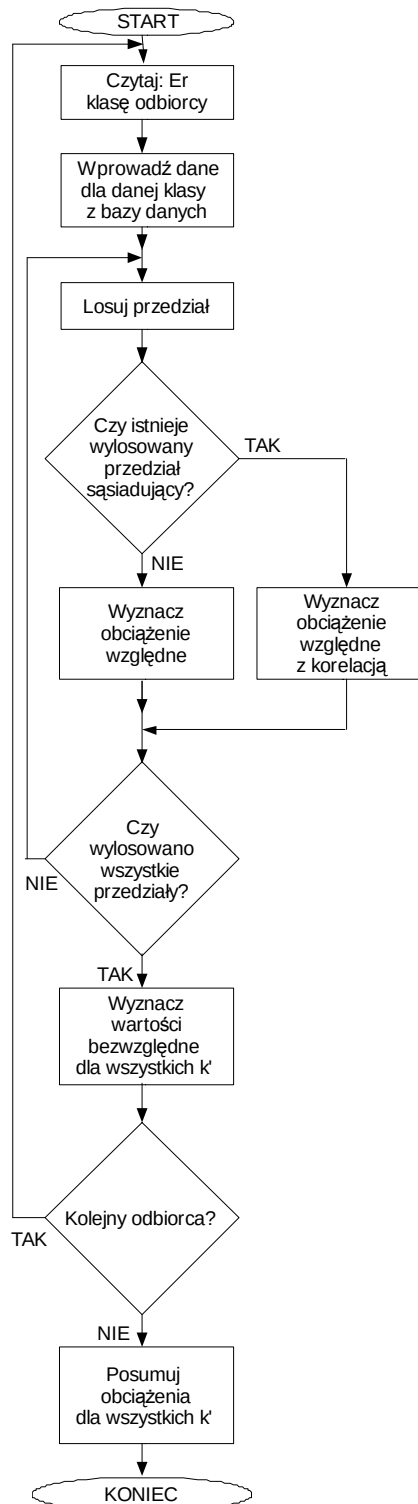
W przypadku, gdy chcemy określić obciążenie większej liczby odbiorców (np. obciążenie wielorodzinnego budynku z lokalami usługowymi) należy powyższą procedurę powtórzyć dla każdego odbiorcy, a następnie zsumować obciążenia dla każdej godziny w ciągu roku, przy czym:

$$E_{\Sigma}(k') = \sum E_{Bn}(k'),$$

gdzie $E_{Bn}(k')$ jest bezwzględną wartością obciążenia pojedynczego odbiorcy w przedziale czasowym k' , a n jest liczbą odbiorców.

Schemat blokowy algorytmu przedstawiono na rysunku 4.23.

Rys. 4.23. Schemat blokowy algorytmu symulacji rocznego przebiegu obciążenia odbiorcy lub grupy odbiorców



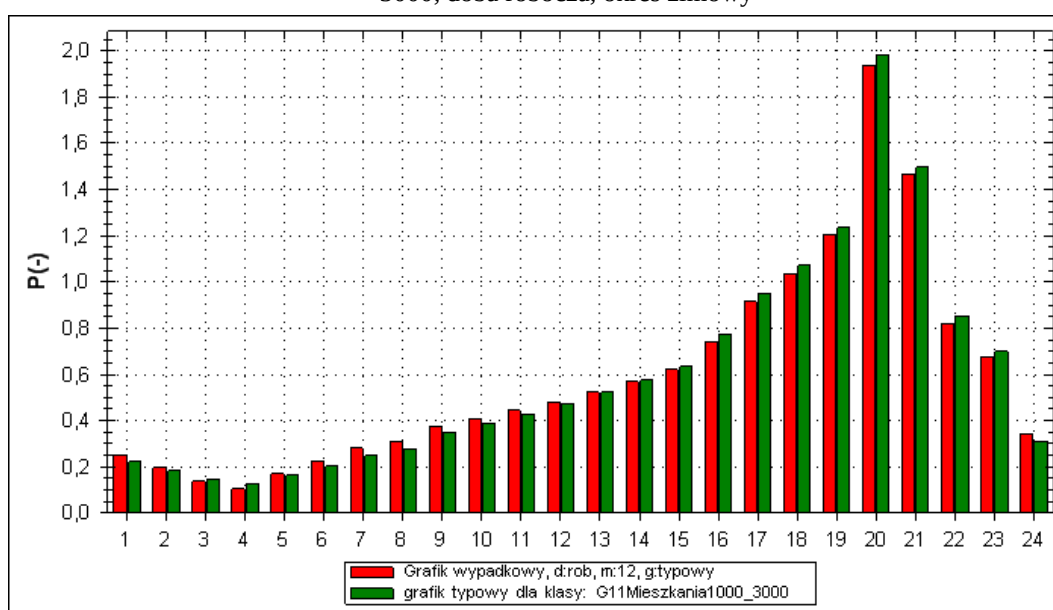
Jako ilustrację zastosowania modelu do generacji obciążeń odbiorców przedstawiono na rysunkach 4.24–4.27 przykładowe przebiegi obciążenia (10 dni) pojedynczego odbiorcy oraz grupy odbiorców zamieszkujących budynek z dwudziestoma mieszkaniami i lokalem handlowym i usługowym. Parametry odbiorców w budynku zamieszczono w tablicy 4.9.

4.4.1.8. Weryfikacja modelu obciążenia odbiorcy

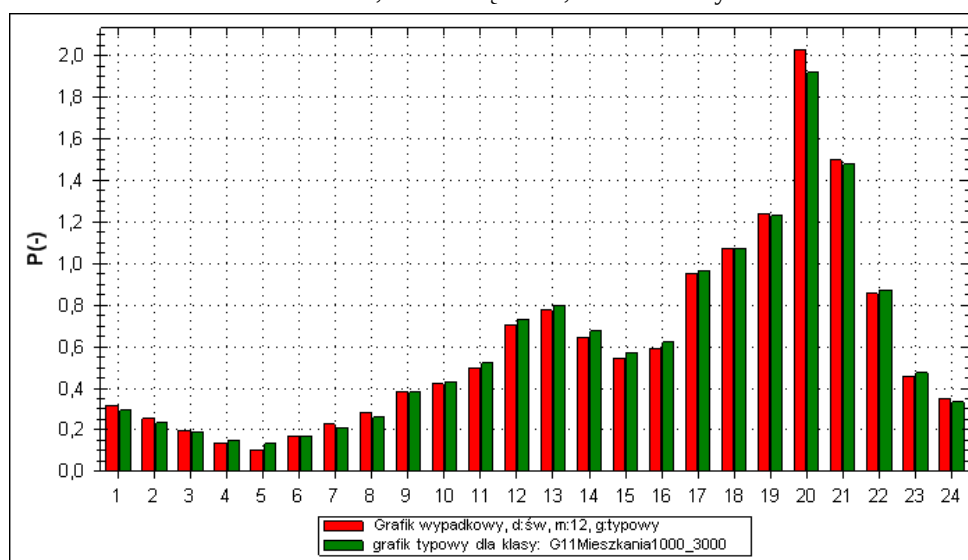
Jako podstawę weryfikacji modelu przyjęto wyniki porównania wykresów typowych uzyskanych metodą symulacyjną oraz wykresów uzyskanych z pomiarów. Założono więc, że najbardziej pożądaną i wartościową cechą modelu jest zdolność do generacji obciążeń dających w efekcie charakterystyczny typowy przebieg obciążenia taki sam jaki w rzeczywistości mają odbiorcy.

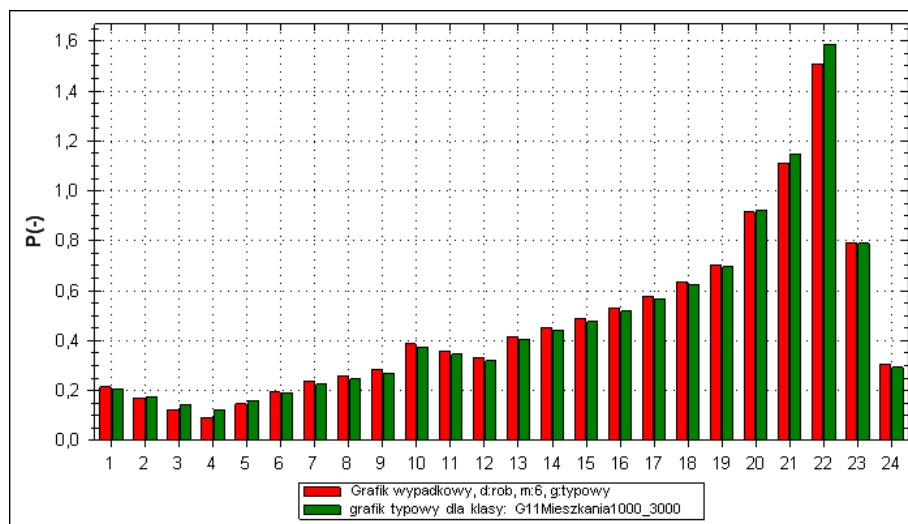
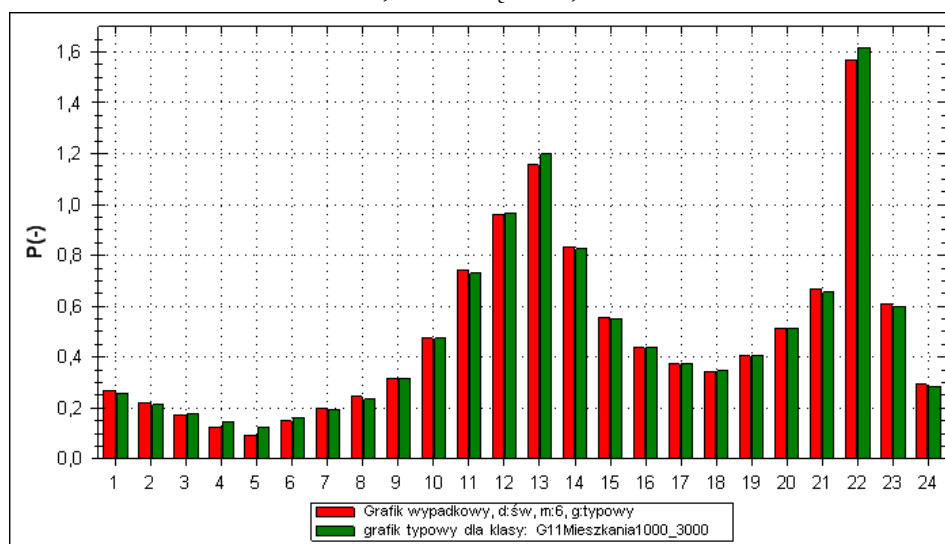
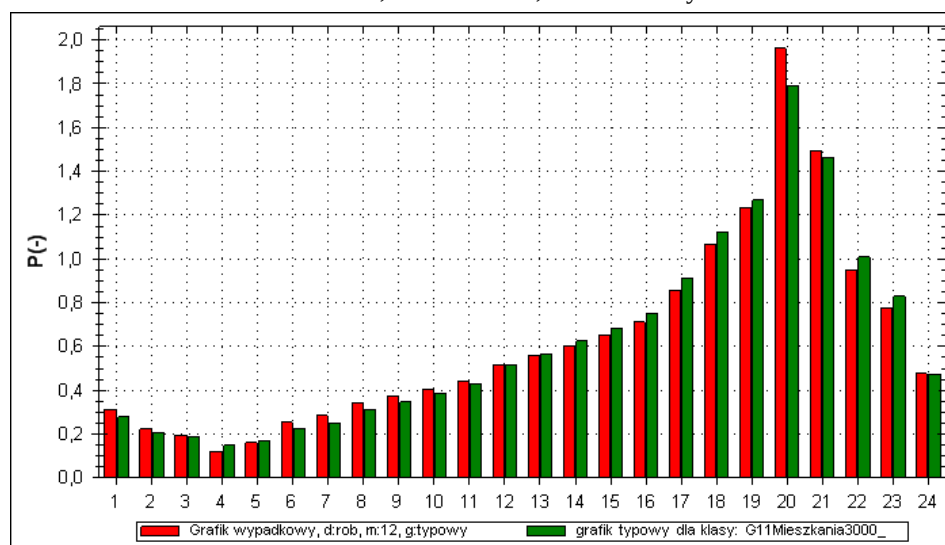
Wygenerowano dużą liczbę grafików obciążenia odbiorców danej klasy wg algorytmu przedstawionego w poprzednim rozdziale. Przyjęto rozkład energii rocznych odbiorców zbliżony do rozkładu uzyskanego z pomiarów. Następnie utworzono wykres typowy dla tej klasy odbiorców. Zgodność otrzymanego w ten sposób wykresu typowego z wykresem typowym wyznaczonym na podstawie pomiarów można uznać za potwierdzenie prawidłowości przyjętych założeń o postaci rozkładów i parametrach zmiennych losowych $X(k')$ oraz występującej autokorelacji w procesie losowym. Zgodność tę badano dla wybranych klas odbiorców. Wyniki obliczeń dla wybranych klas odbiorców przedstawiono na rys. 4.28–4.35.

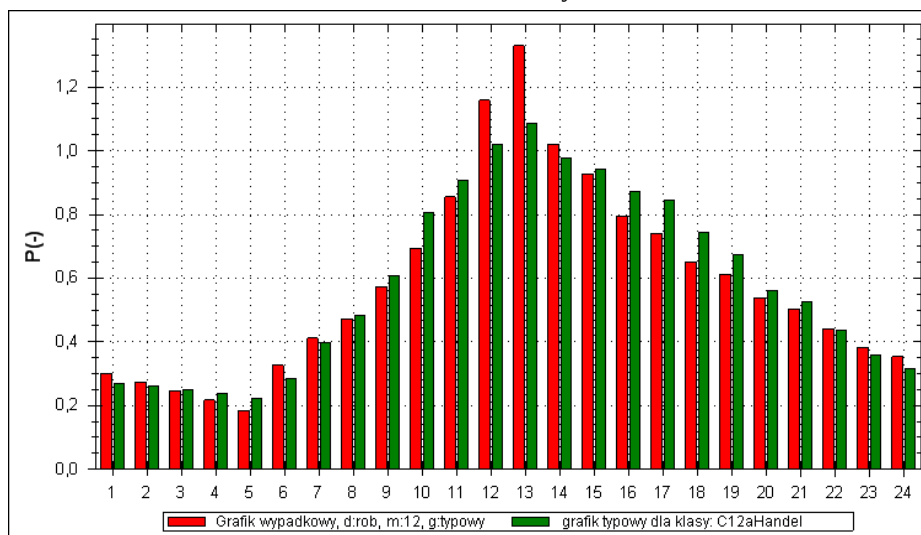
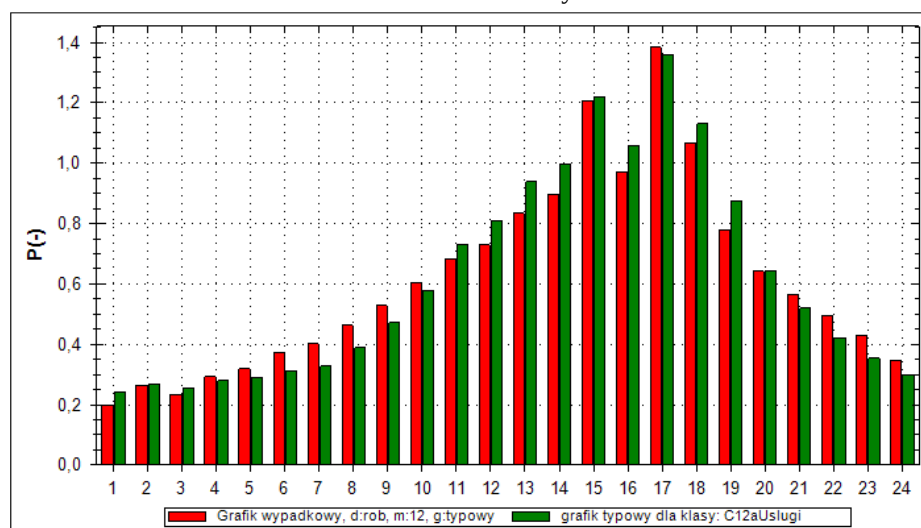
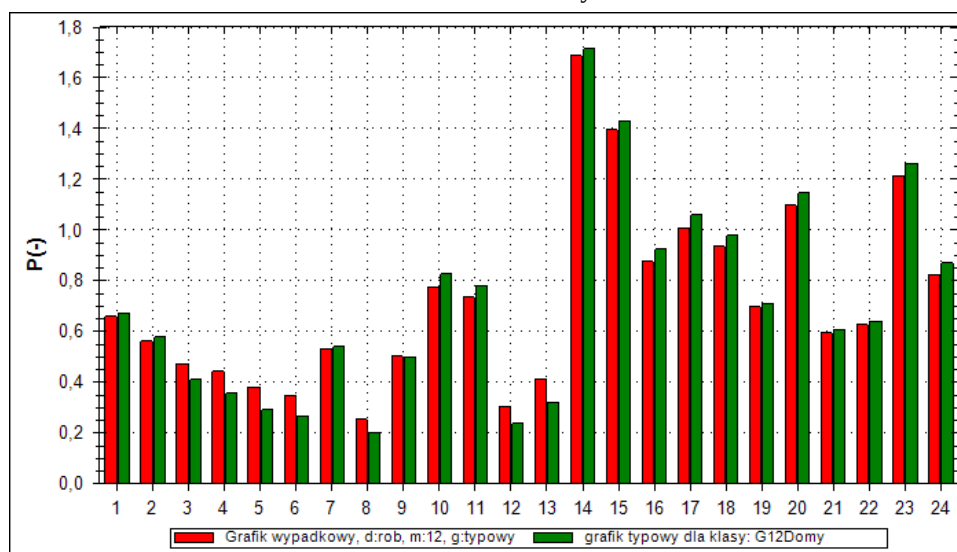
Rys. 4.28. Porównanie wykresu typowego uzyskanego z symulacji i z pomiarów – klasa G11-Mieszkania 1000-3000, doba robocza, okres zimowy



Rys. 4.29. Porównanie wykresu typowego uzyskanego z symulacji i z pomiarów – klasa G11-Mieszkania 1000-3000, doba świąteczna, okres zimowy



Rys. 4.30. Porównanie wykresu typowego uzyskanego z symulacji i z pomiarów – klasa G11-Mieszkania 1000-3000, doba robocza, okres letni**Rys. 4.31.** Porównanie wykresu typowego uzyskanego z symulacji i z pomiarów – klasa G11-Mieszkania 1000-3000, doba świąteczna, okres letni**Rys. 4.32.** Porównanie wykresu typowego uzyskanego z symulacji i z pomiarów – klasa G11-Mieszkania powyżej 3000, doba robocza, okres zimowy

Rys. 4.33. Porównanie wykresu typowego uzyskanego z symulacji i z pomiarów – klasa C-Handel, doba robocza, okres zimowy**Rys. 4.34.** Porównanie wykresu typowego uzyskanego z symulacji i z pomiarów – klasa C-Uслуги, doba robocza, okres zimowy**Rys. 4.35.** Porównanie wykresu typowego uzyskanego z symulacji i z pomiarów – klasa G12-Domy, doba robocza, okres zimowy

Jako syntetyczną ocenę tej zgodności przyjęto względne odchylenie wartości na wykresie typowym uzyskanym z symulacji $x_{\text{typ sym}}(k)$ w porównaniu z wartościami na wykresie typowym uzyskanym z pomiarów $x_{\text{typ pom}}(k)$. Odchylenie to zdefiniowano następująco:

$$\delta = \frac{\sqrt{\sum_{k=1}^{24} (x_{\text{typ pom}} - x_{\text{typ sym}})^2}}{\sum_{k=1}^{24} x_{\text{typ pom}}}$$

Wartości tego odchylenia dla wykresów typowych wybranych klas odbiorców podano w tabeli 4.10. Wartości te są dostatecznie małe i potwierdzają prawidłowość przyjętych założeń dotyczących modelu obciążenia odbiorcy.

Tabela 4.10. Względne odchylenie wartości na wykresie typowym uzyskanym z symulacji i z pomiarów dla wybranych klas odbiorców

Klasa	Doba	δ
G11 – Mieszkania 0-1000	Zimowa, robocza	0,7
G11 – Mieszkania 1000-3000	Zimowa, robocza	0,9
G11 – Mieszkania 1000-3000	Zimowa, świąteczna	1,0
G11 – Mieszkania 1000-3000	Letnia, robocza	1,0
G11 – Mieszkania 1000-3000	Letnia, świąteczna	0,7
G11 – Mieszkania >3000	Zimowa, robocza	1,6
G11 - Domy	Zimowa, robocza	2,6
G12 - Mieszkania	Zimowa, robocza	2,9
G12 - Domy	Zimowa, robocza	1,5
C - Handel	Zimowa, robocza	2,6
C - Usługi	Zimowa, robocza	2,0
C - Produkcja	Zimowa, robocza	3,6

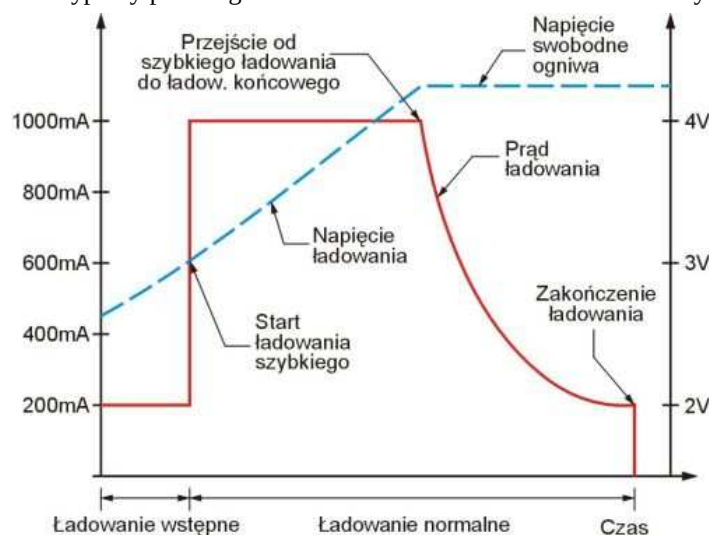
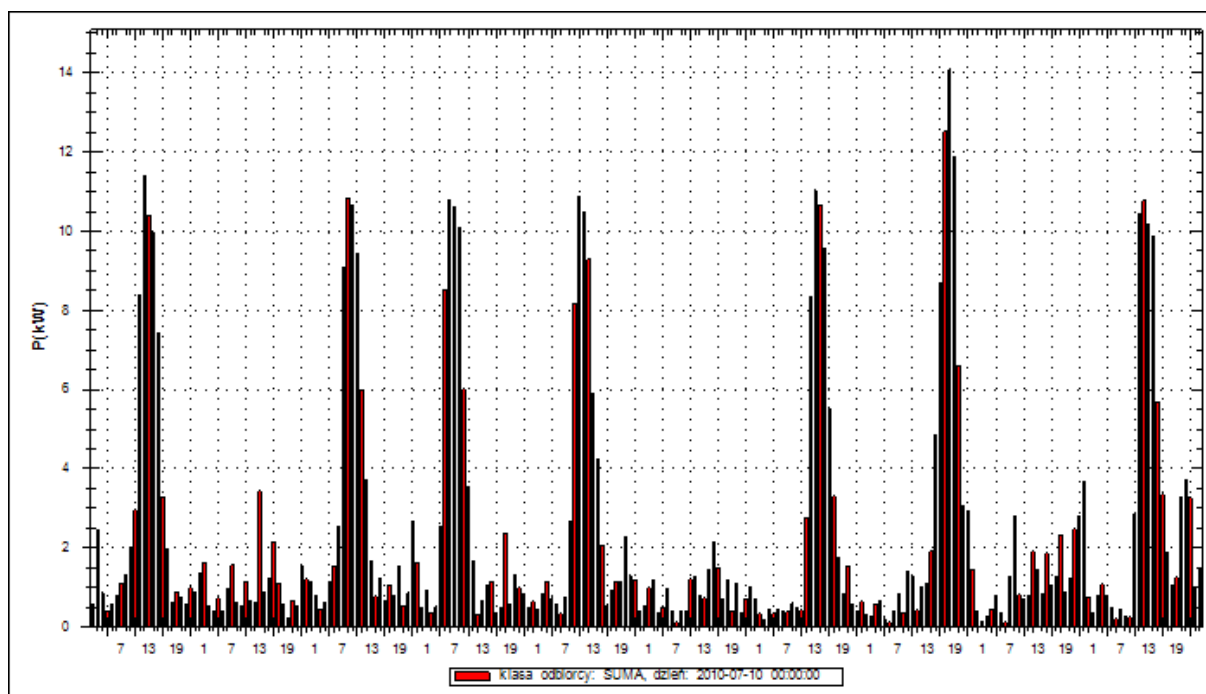
4.4.1.9. Uwzględnienie samochodu elektrycznego w modelu obciążenia odbiorcy

Ładowanie samochodów elektrycznych może odbywać się w wyodrębnionych profesjonalnych stacjach szybkiego ładowania typu stacja benzynowa. Do ładowania akumulatorów w krótkim czasie wykorzystuje się wtedy stosunkowo duże moce (na poziomie kilkuset kilowatów). Stacje takie będą musiały posiadać wyodrębnione zasilanie z sieci SN, nie będą więc stanowiły obciążenia sieci niskiego napięcia. Ładowanie samochodu z instalacji wewnętrznej użytkownika sieci nN może odbywać się przy zakresach mocy rzędu kilku, kilkunastu kilowatów i czasach rzędu kilku, kilkunastu godzin. Dla określenia modelu obciążenia przyjęto następujące założenia:

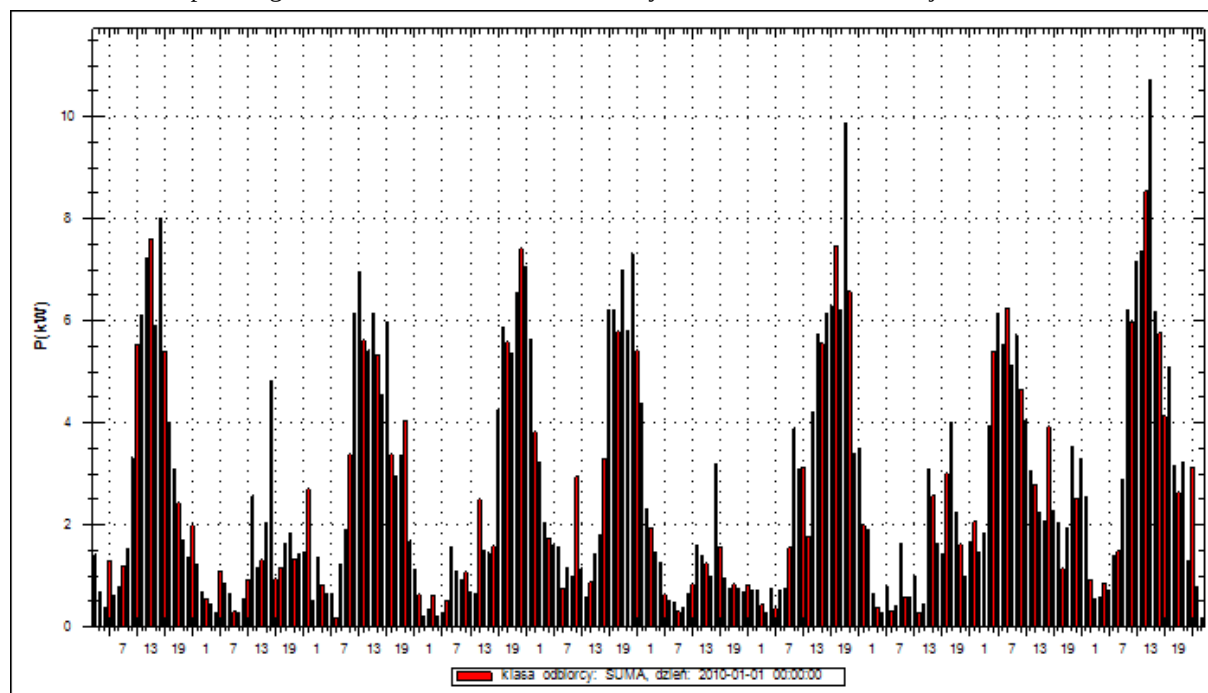
- zasobnik samochodu elektrycznego o pojemności ok. 40 kWh ładowany przez co najmniej 5 h przy pobieranej stałej mocy nie przekraczającej ok. 10 kW (należy uwzględnić sprawność akumulatorów na poziomie 80–90%),
- średnie zużycie energii przez samochód wynoszące ok. 20 kWh/100km,
- w modelu przyjęto, że cykle ładowania są rozłożone równomiernie w ciągu roku (np. dla przebiegu 10 000 km/rok w każdym tygodniu w ciągu roku występuje jedno ładowanie), natomiast moment rozpoczęcia ładowania w danym cyklu jest losowy.

Dla przykładowych parametrów samochodu elektrycznego $E_{\text{zas}}=40$ kWh, $P_l=8$ kW, $\eta=80\%$, przy przejechanych 10 000 km/rok daje to ok. 50 ładowań rocznie (raz w tygodniu), przy przejechanych 20 000 km/rok daje to ok. 100 ładowań rocznie (dwa tygodniowo), przy przejechanych 50 000 km/rok (mogą to być także dwa samochody w gospodarstwie domowym mające przebiegi po 25 000 km/rok) - ładowanie co 36 h.

Przykładowy przebieg obciążenia przydomowej stacji ładowania samochodu elektrycznego (zasobnik 40 kWh, moc ładowania 10 kW) przedstawiono na rysunku 4.36. Zamodelowany przykładowy przebieg obciążenia domu jednorodzinnego (klasa G11-Domy, energia roczna 10000 kWh/a) z ładowaniem samochodu elektrycznego przedstawiono na rysunkach 4.37–4.40.

Rys. 4.36. Typowy przebieg ładowania akumulatora samochodu elektrycznego**Rys. 4.37.** Przykładowy przebieg obciążenia przydomowej stacji ładowania samochodu elektrycznego o przebiegu 50 000 km/rok

Rys. 4.40. Przykładowy przebieg obciążenia domu jednorodzinnego ze stacją ładowania samochodu elektrycznego o przebiegu 50 000 km/rok w okresie zimowym, moc ładowania zmniejszona do 5 kW



4.5. Podsumowanie

Opracowany model dobowego obciążenia odbiorcy został oparty na statystycznej analizie procesu losowego jakim jest dobowy przebieg obciążenia. Określono postać i parametry rozkładów prawdopodobieństwa zmiennych losowych w każdej godzinie w ciągu roku, a także autokorelację w analizowanym procesie losowym. Opracowany model pozwala na dokonanie symulacji rocznego przebiegu obciążenia dowolnego odbiorcy zasilanego z sieci niskiego napięcia, a także wybranej grupy odbiorców, np. budynku, osiedla itp.

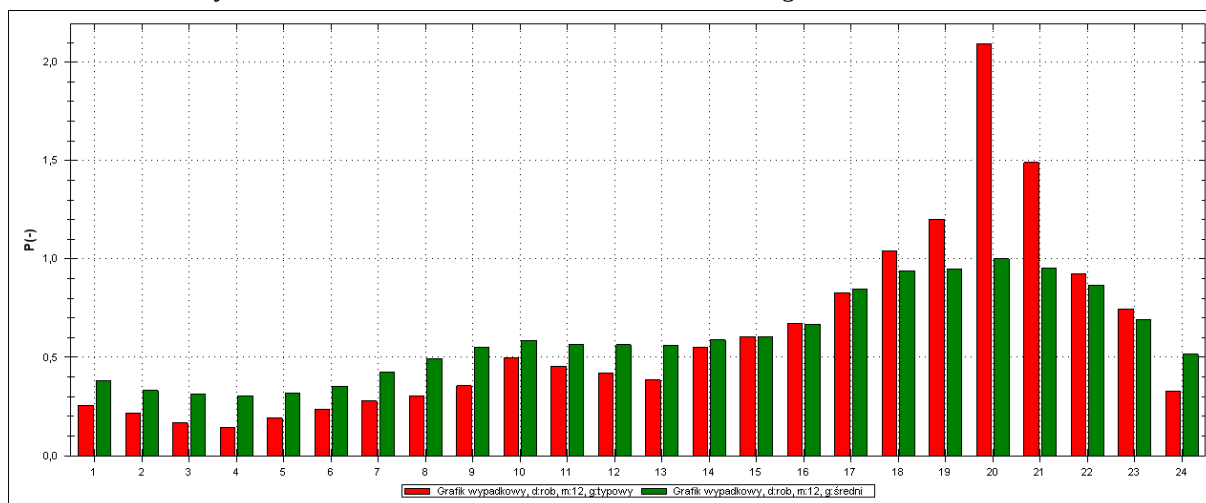
W ramach opracowania zaprezentowano również wykresy typowe. Można je traktować jako typowe, charakterystyczne realizacje modelowanego procesu losowego.

W przypadku prowadzenia wielokrotnie powtarzanych symulacji należy korzystać z opracowanego modelu procesu losowego. Jeżeli w analizach wystarczające jest uwzględnienie pojedynczego reprezentatywnego przebiegu obciążenia należy wykorzystywać wykresy typowe.

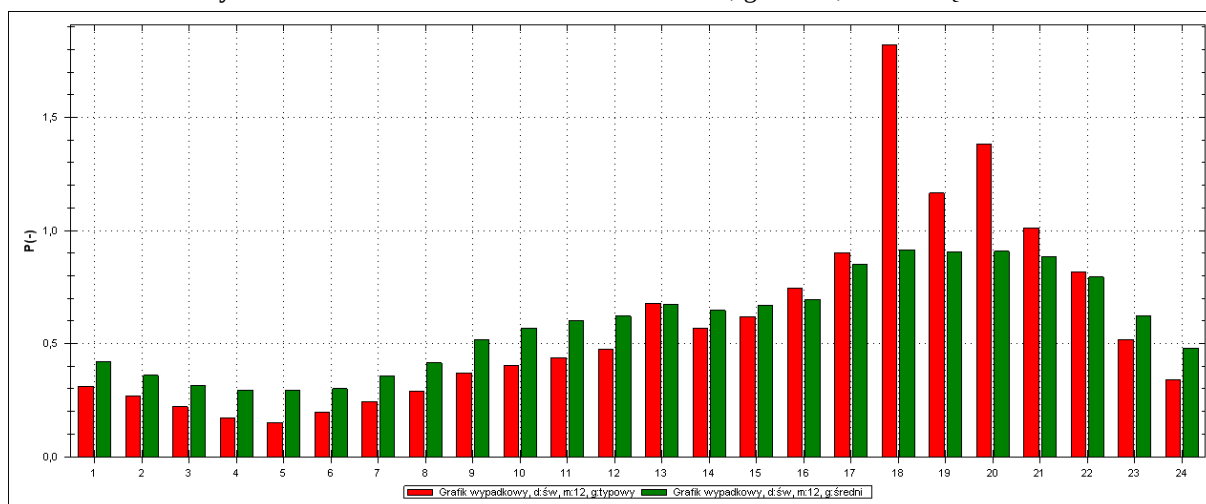
W modelu można również uwzględniać obciążenia związane z przydomową instalacją ładowania samochodu elektrycznego. Opracowano model przebiegu takiego ładowania oparty na aktualnie dostępnych danych związanych z przebiegiem prądu ładowania, uzyskiwaną pojemnością zasobników samochodów elektrycznych oraz zużyciem energii w czasie jazdy.

Załącznik Z1. Wykresy średnie i typowe w okresie letnim i zimowym

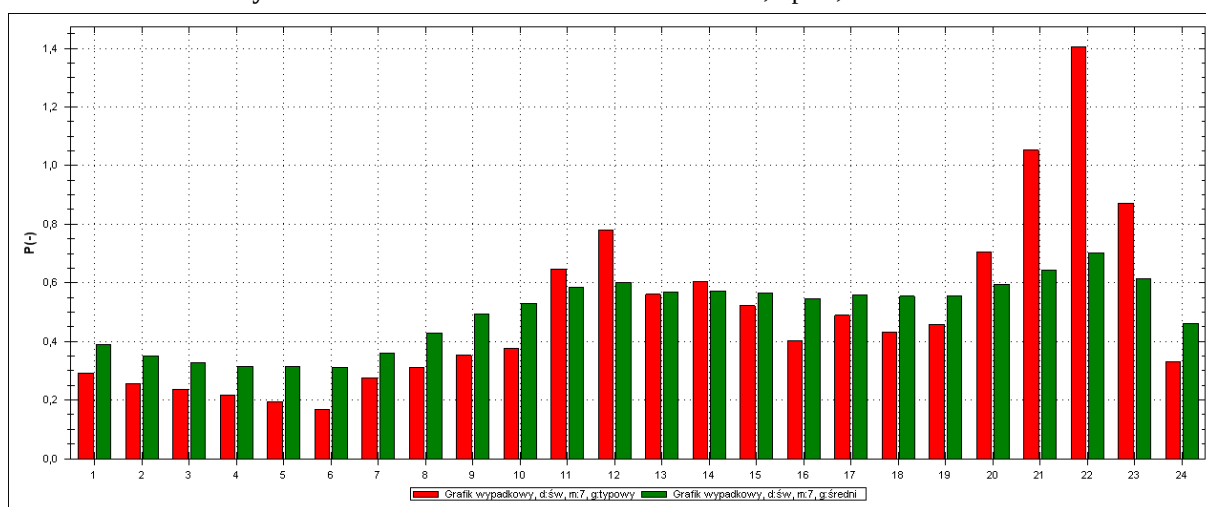
Rys. 4.41. Z1. Klasa G11-mieszkania do 1000 kWh/a, grudzień, doba robocza



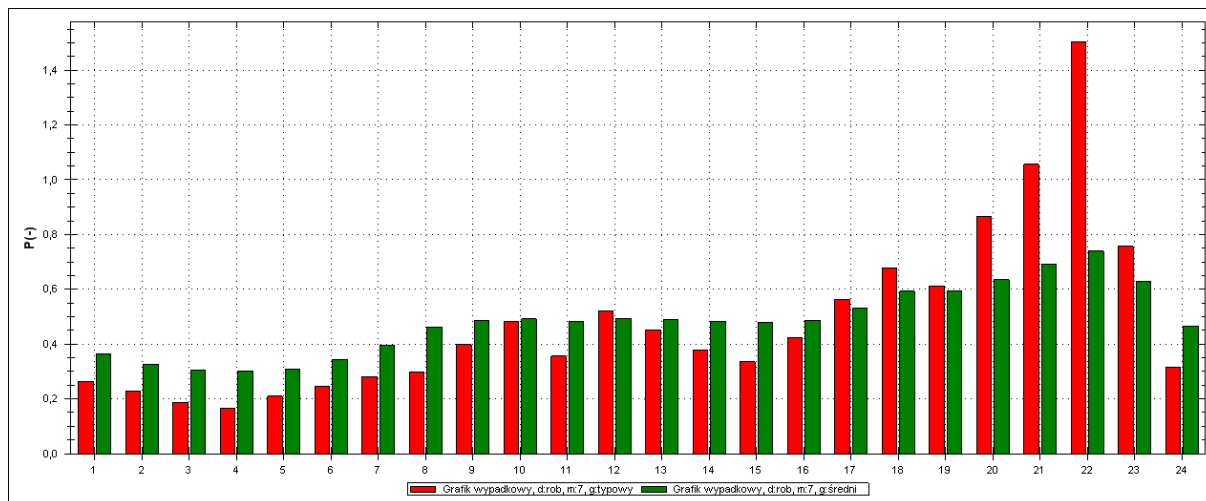
Rys. 4.42. Klasa G11-mieszkania do 1000 kWh/a, grudzień, doba świąteczna



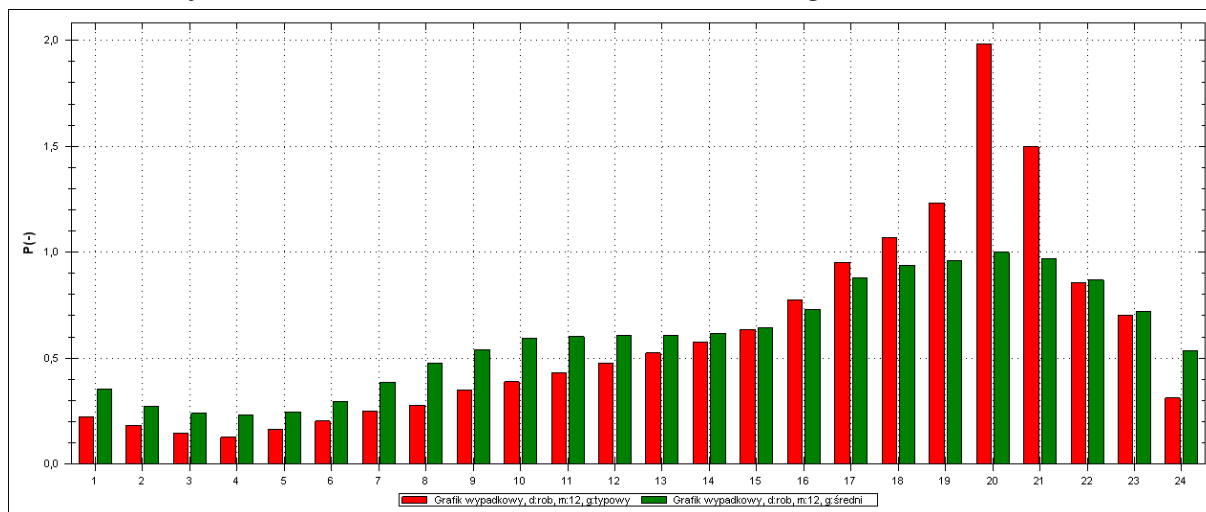
Rys. 4.43. Klasa G11-mieszkania do 1000 kWh/a, lipiec, doba robocza



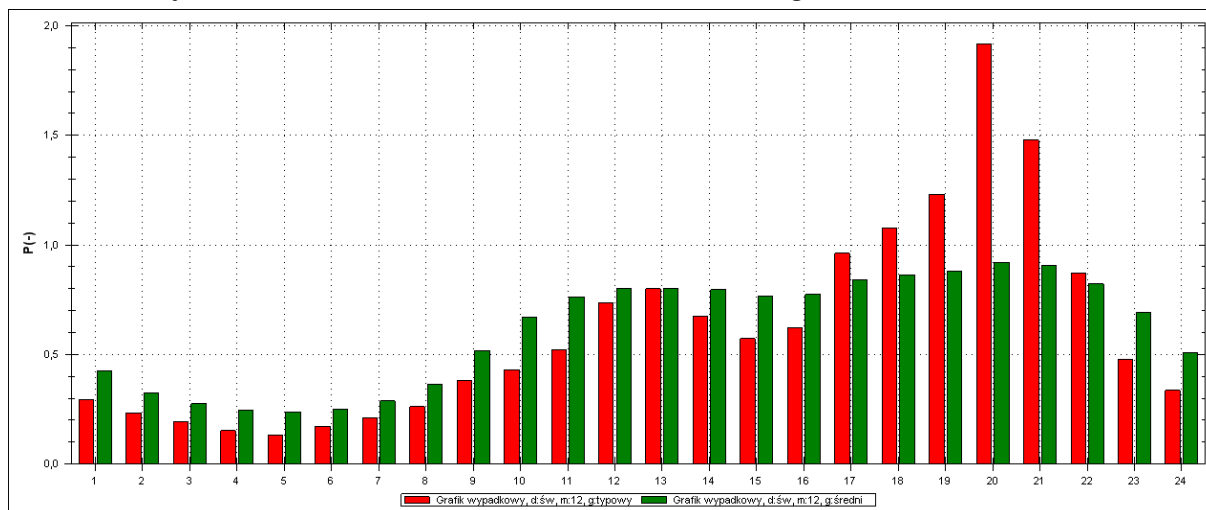
Rys. 4.44. Klasa G11-mieszkania do 1000 kWh/a, lipiec, doba świąteczna



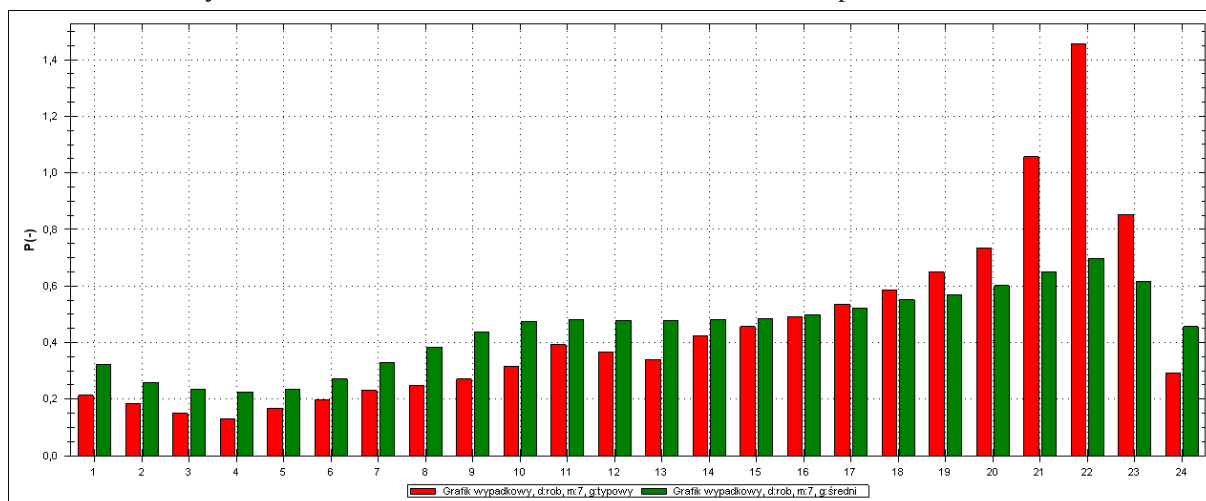
Rys. 4.45. Klasa G11-mieszkania od 1000 do 3000 kWh/a, grudzień, doba robocza



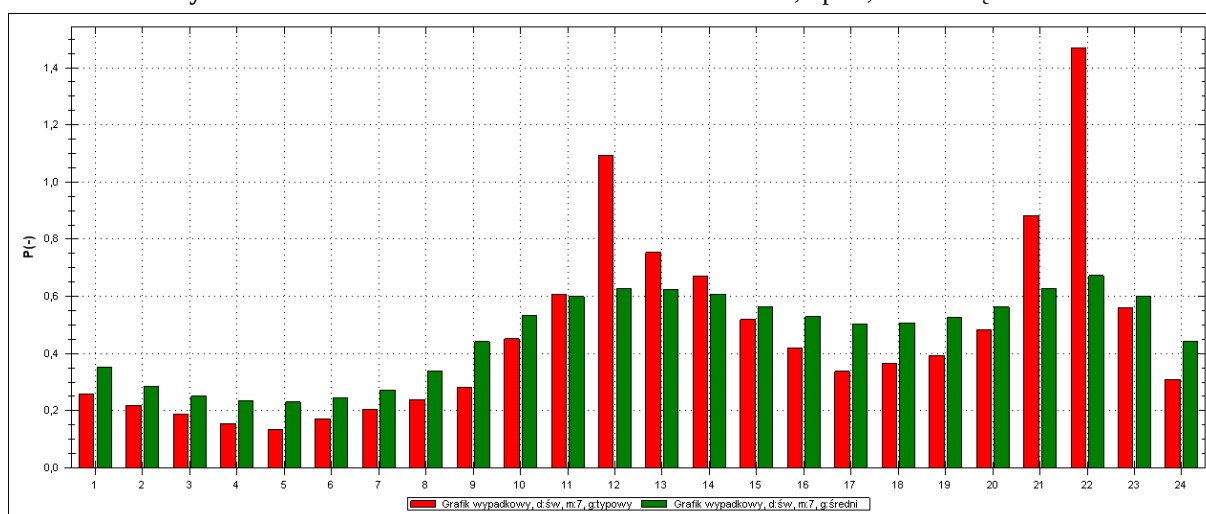
Rys. 4.46. Klasa G11-mieszkania od 1000 do 3000 kWh/a, grudzień, doba świąteczna



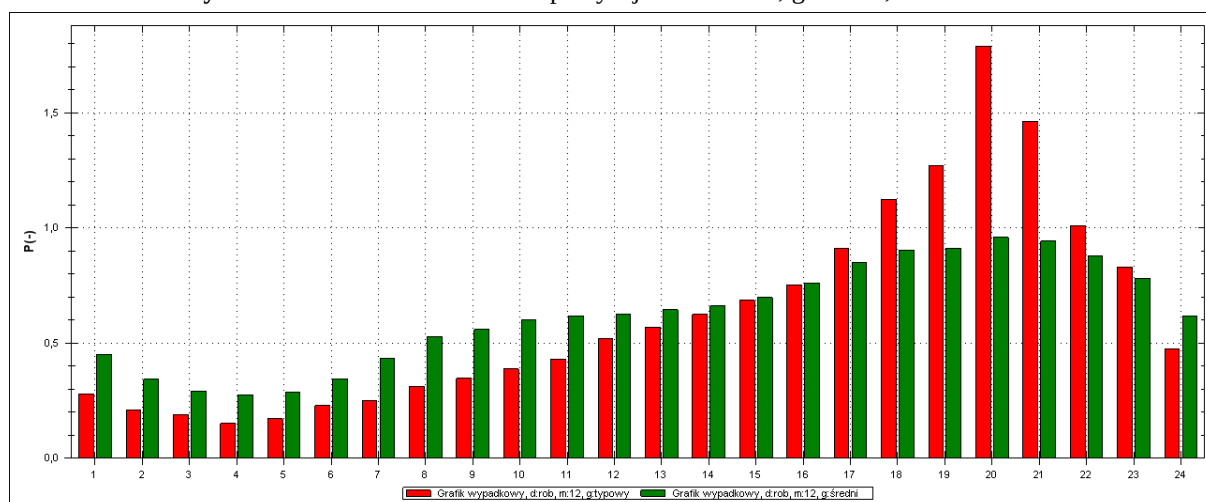
Rys. 4.47. Klasa G11-mieszkania od 1000 do 3000 kWh/a, lipiec, doba robocza



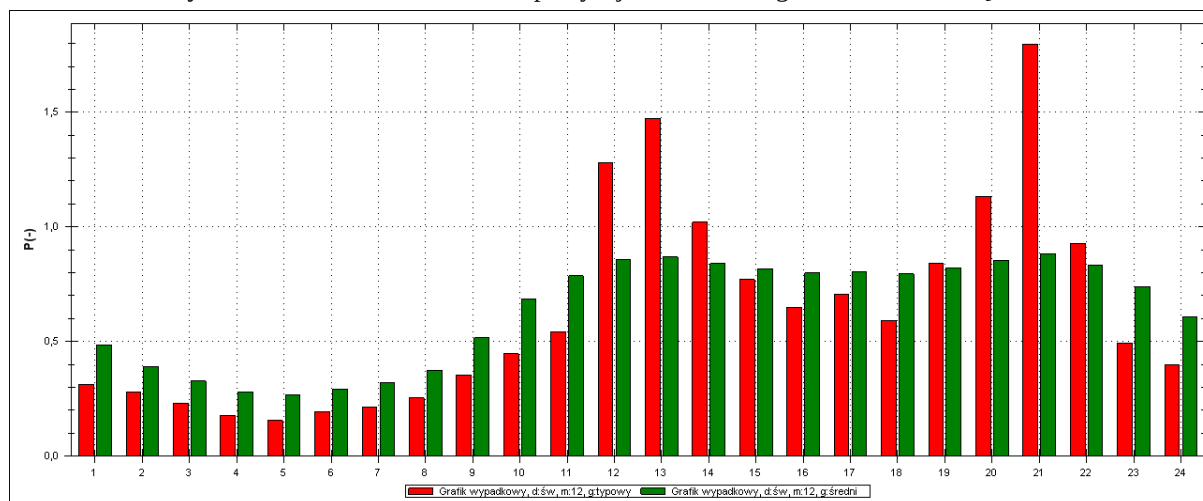
Rys. 4.48. Klasa G11-mieszkania od 1000 do 3000 kWh/a, lipiec, doba świąteczna



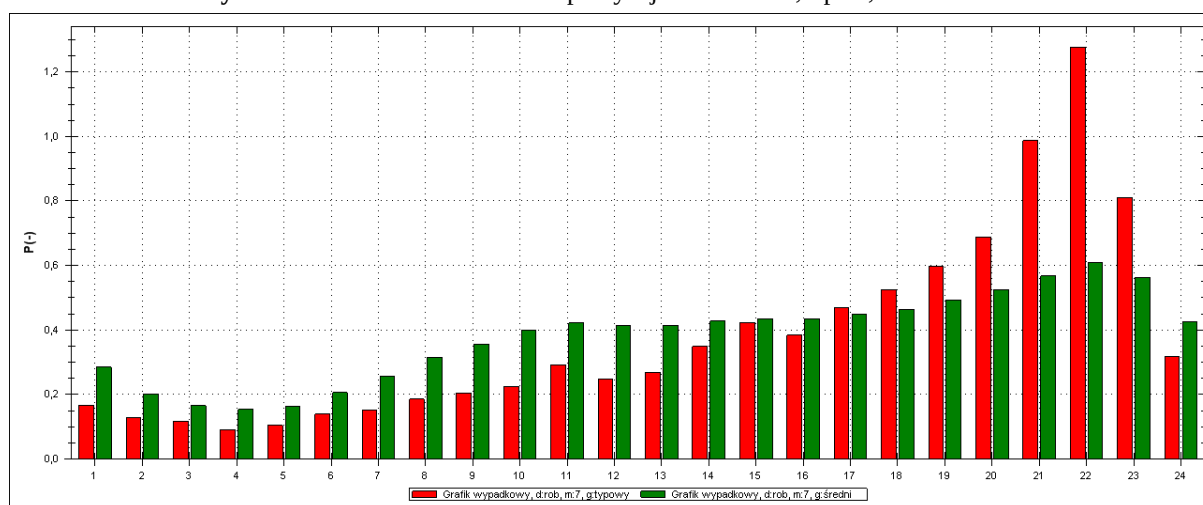
Rys. 4.49. Klasa G11-mieszkania powyżej 3000 kWh/a, grudzień, doba robocza



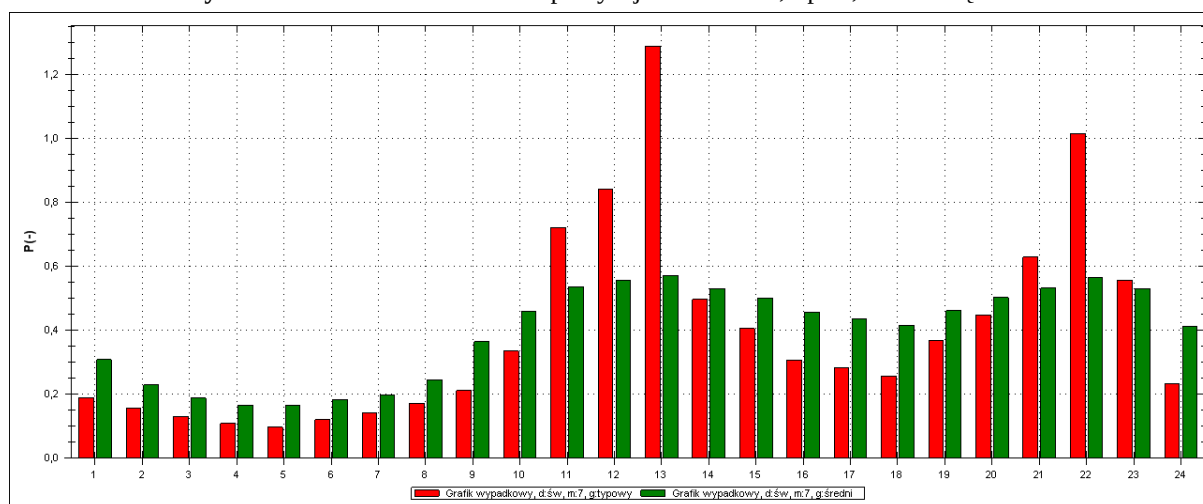
Rys. 4.50. Klasa G11-mieszkania powyżej 3000 kWh/a, grudzień, doba świąteczna



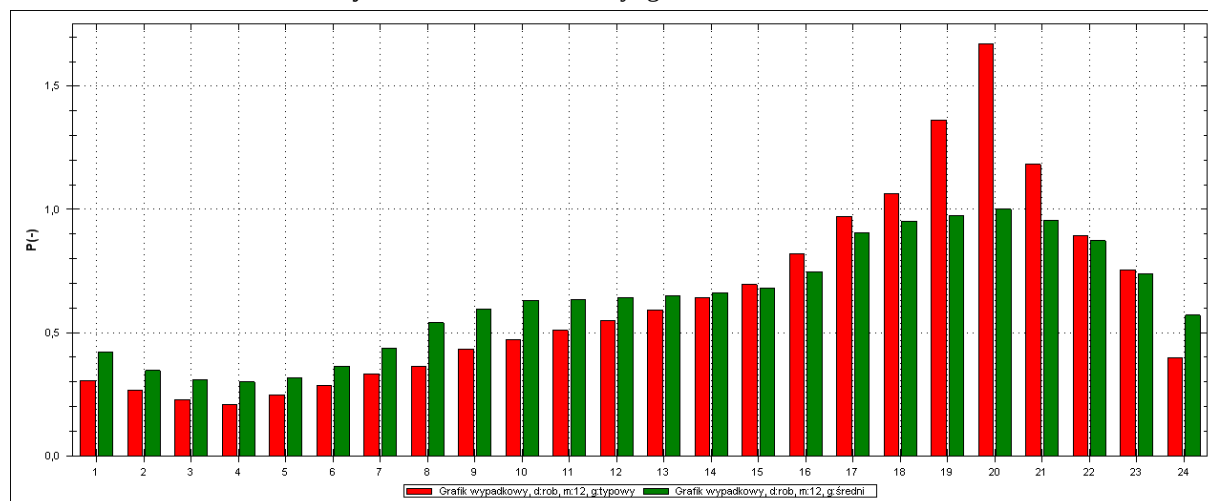
Rys. 4.51. Klasa G11-mieszkania powyżej 3000 kWh/a, lipiec, doba robocza



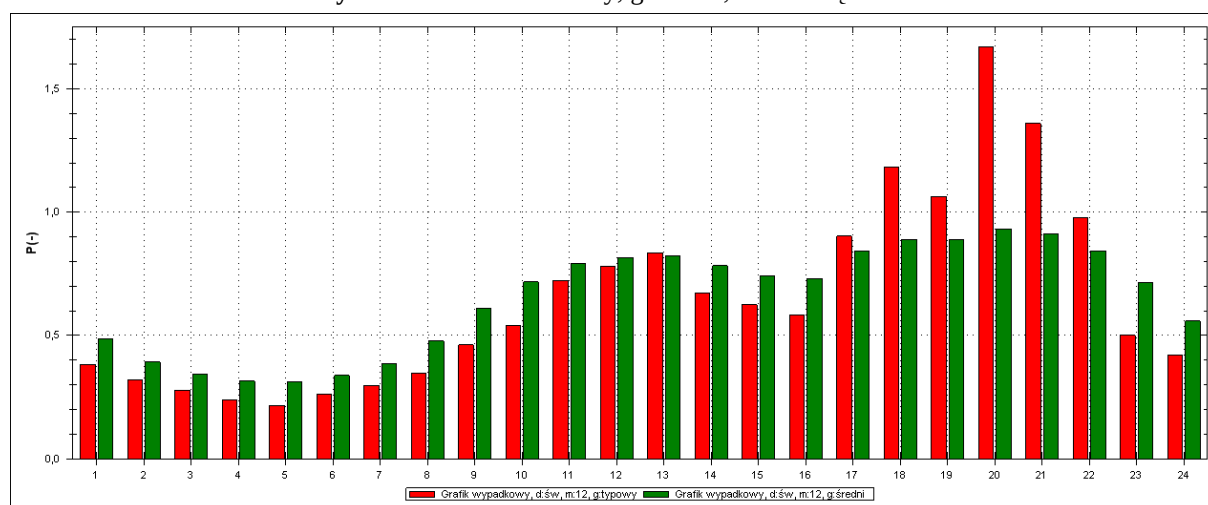
Rys. 4.52. Klasa G11-mieszkania powyżej 3000 kWh/a, lipiec, doba świąteczna



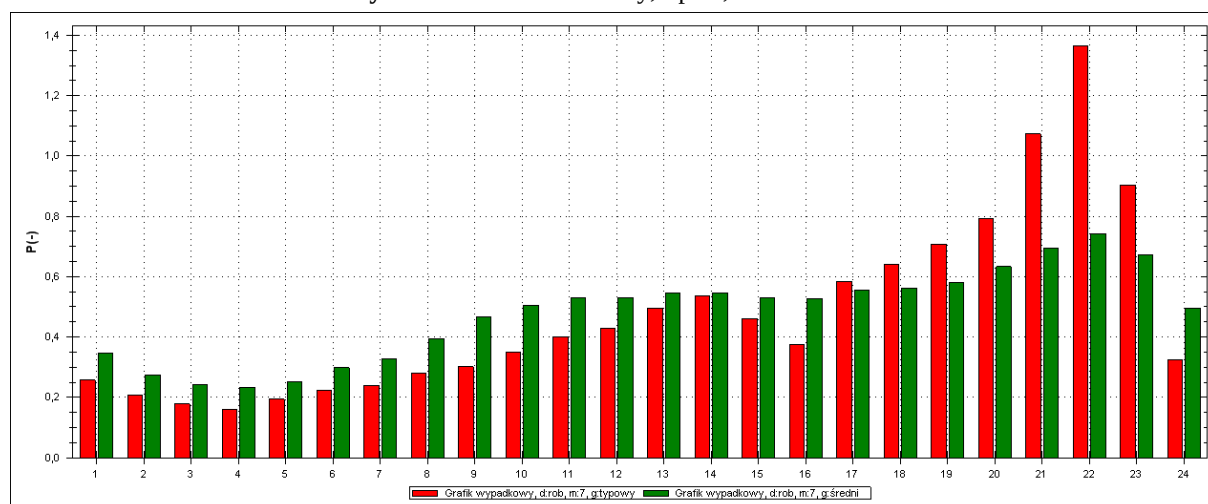
Rys. 4.53. Klasa G11-domy, grudzień, doba robocza



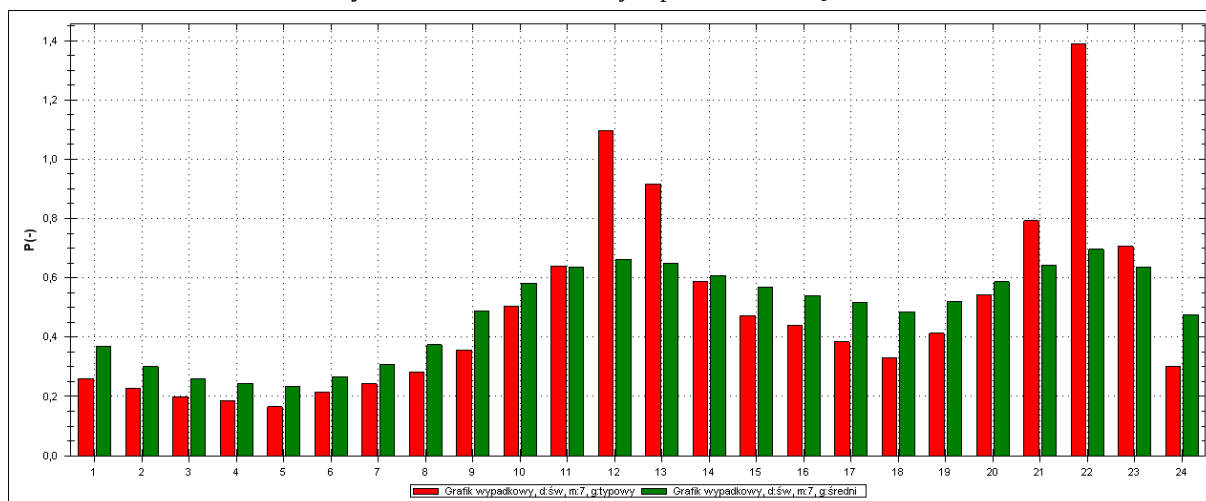
Rys. 4.54. Klasa G11-domy, grudzień, doba świąteczna



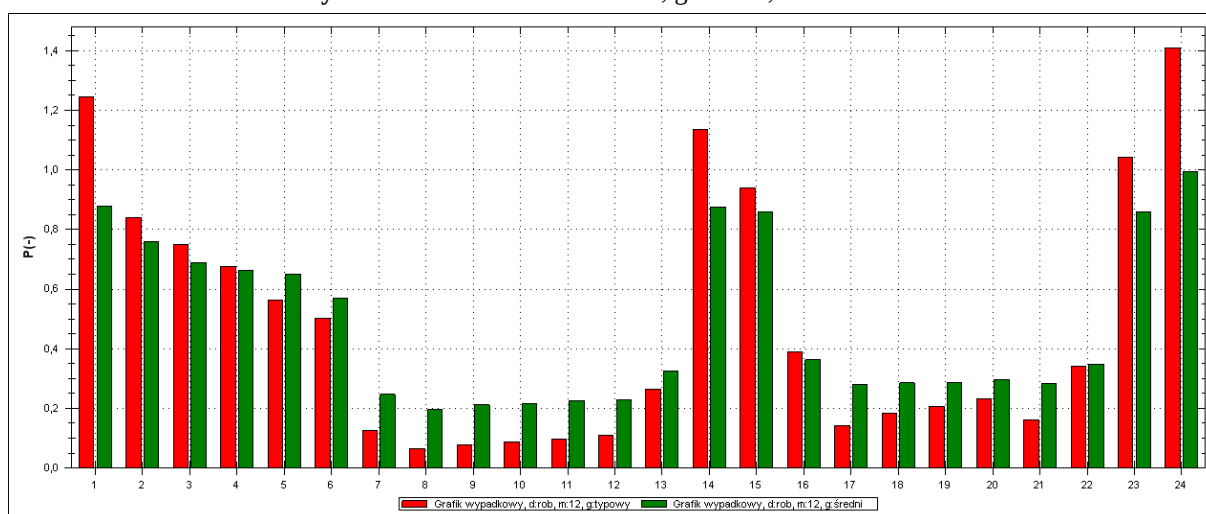
Rys. 4.55. Klasa G11-domy, lipiec, doba robocza



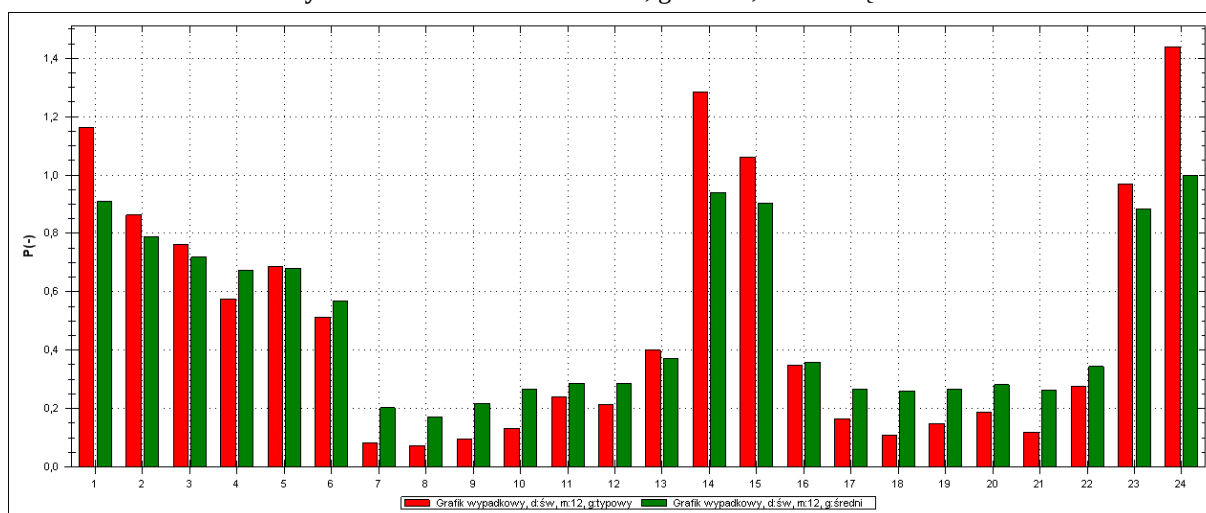
Rys. 4.56. Klasa G11-domy, lipiec, doba świąteczna



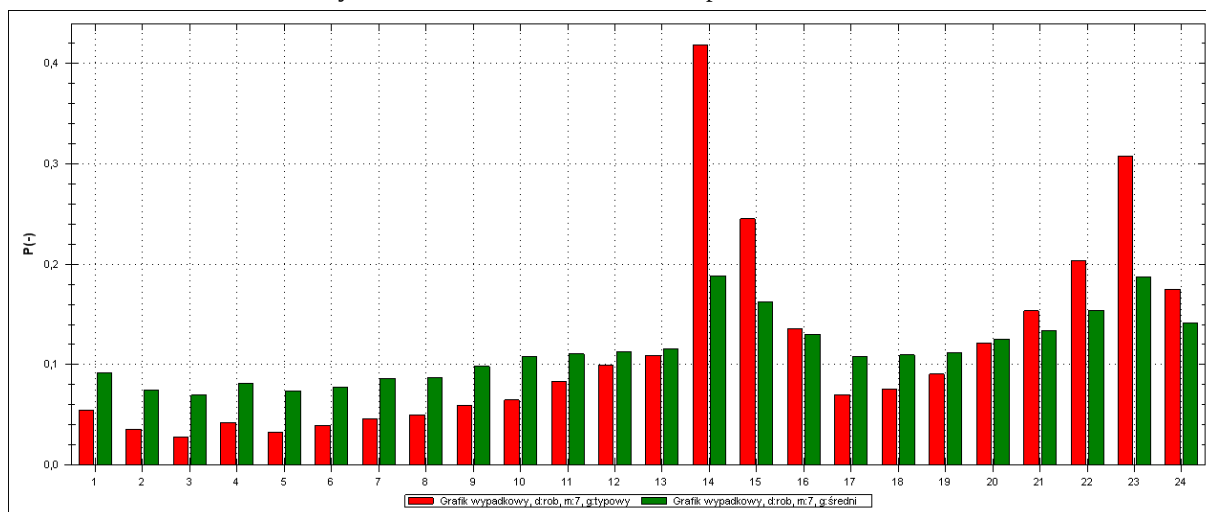
Rys. 4.57. Klasa G12-mieszkania, grudzień, doba robocza



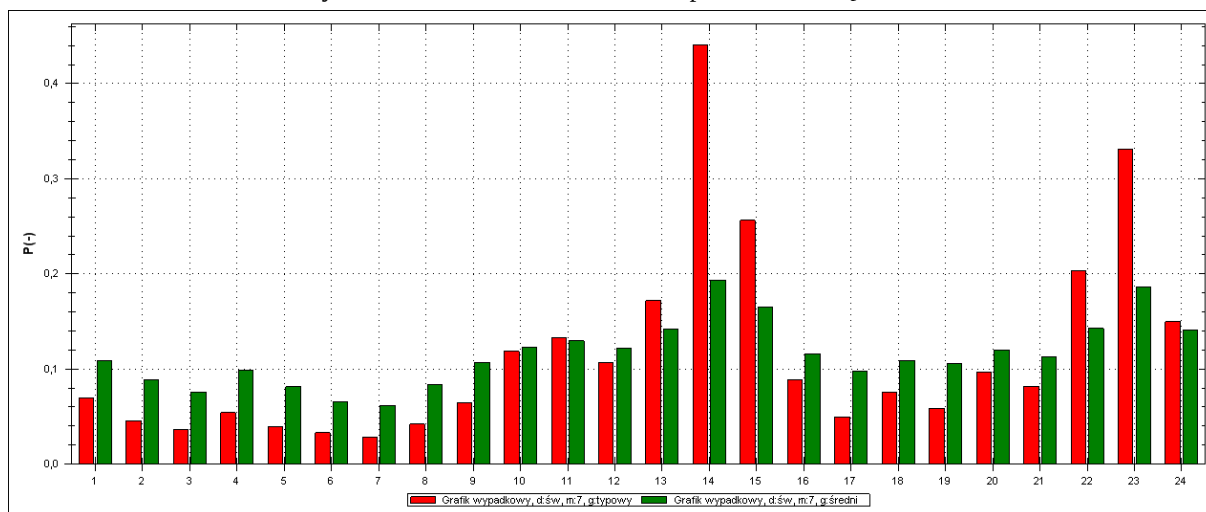
Rys. 4.58. Klasa G12-mieszkania, grudzień, doba świąteczna



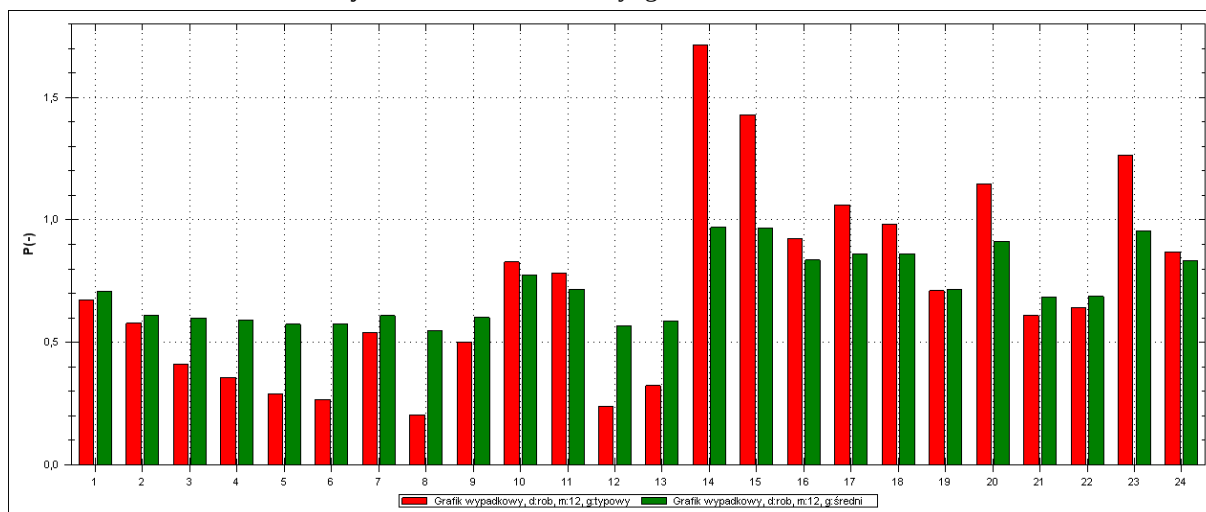
Rys. 4.59. Klasa G12-mieszkania, lipiec, doba robocza



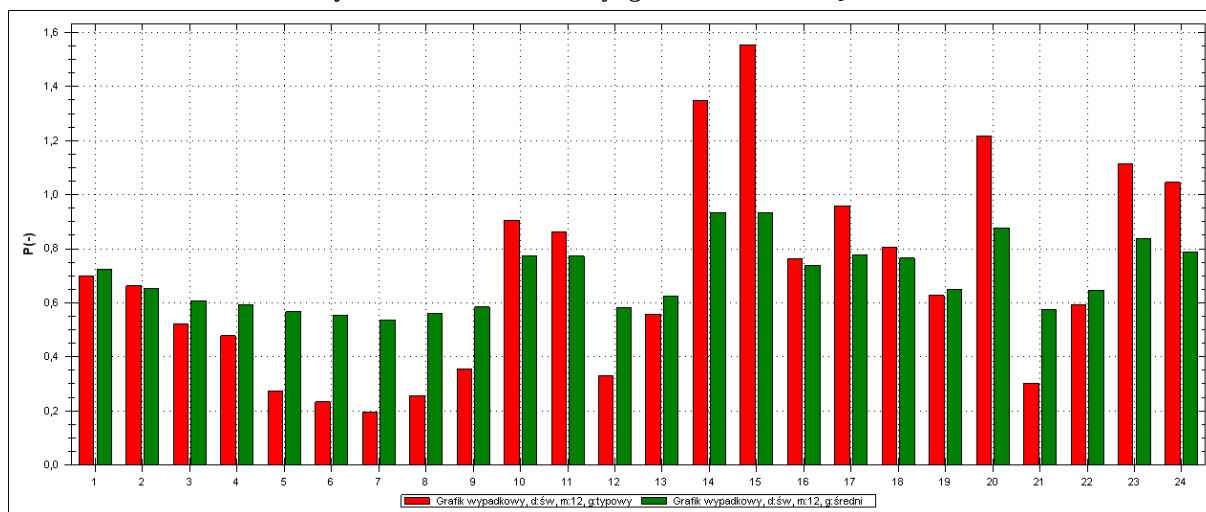
Rys. 4.60. Klasa G12-mieszkania, lipiec, doba świąteczna



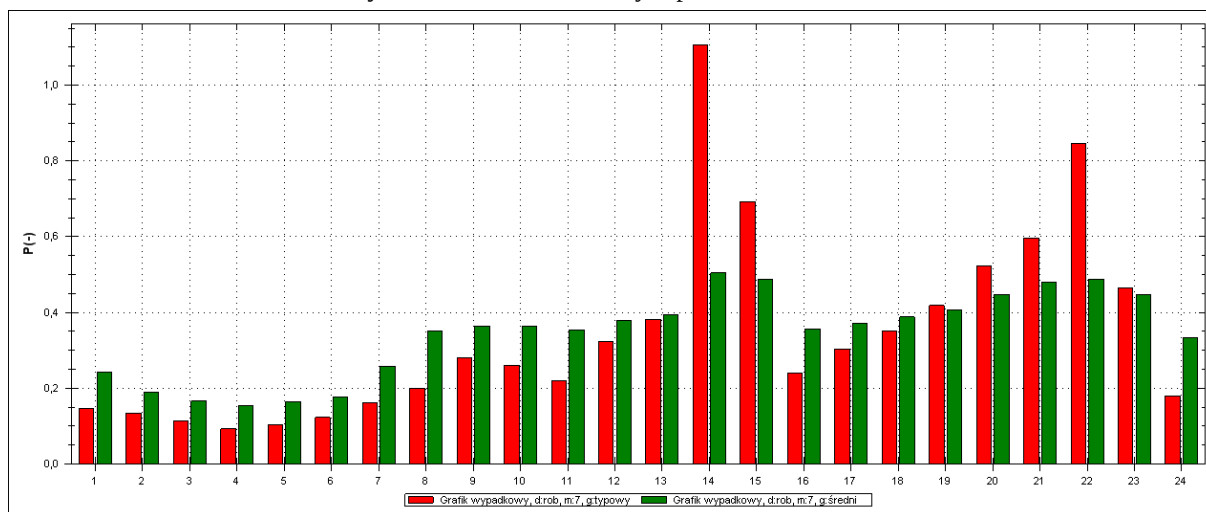
Rys. 4.61. Klasa G12-domy, grudzień, doba robocza



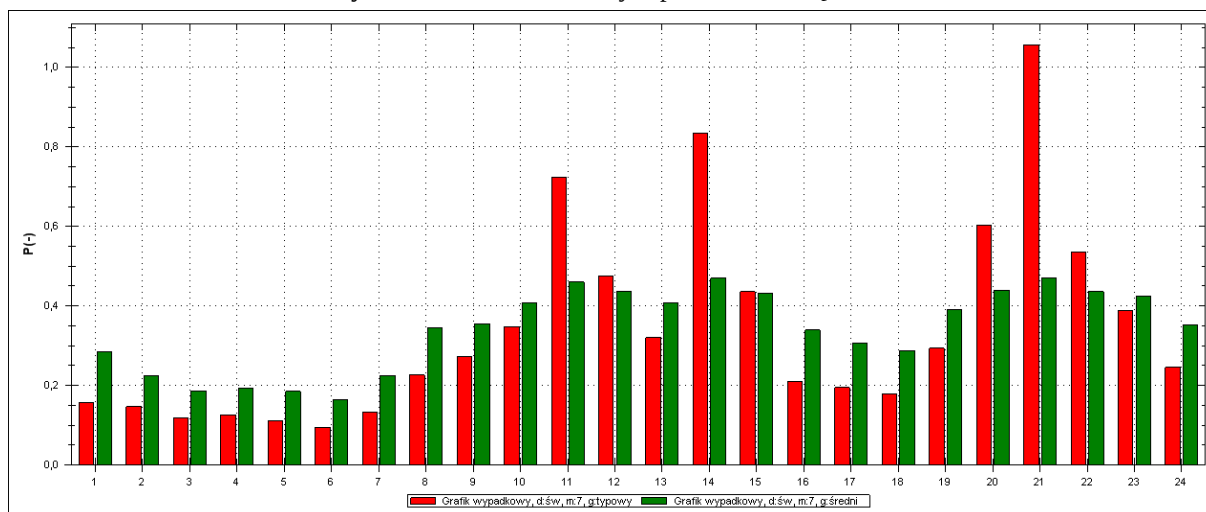
Rys. 4.62. Klasa G12-domy, grudzień, doba świąteczna



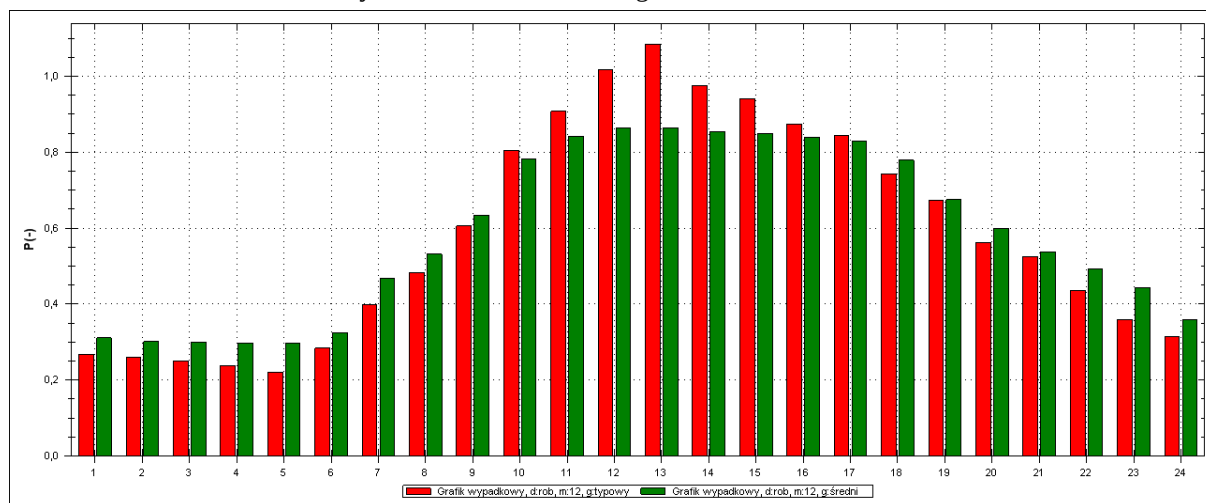
Rys. 4.63. Klasa G12-domy, lipiec, doba robocza



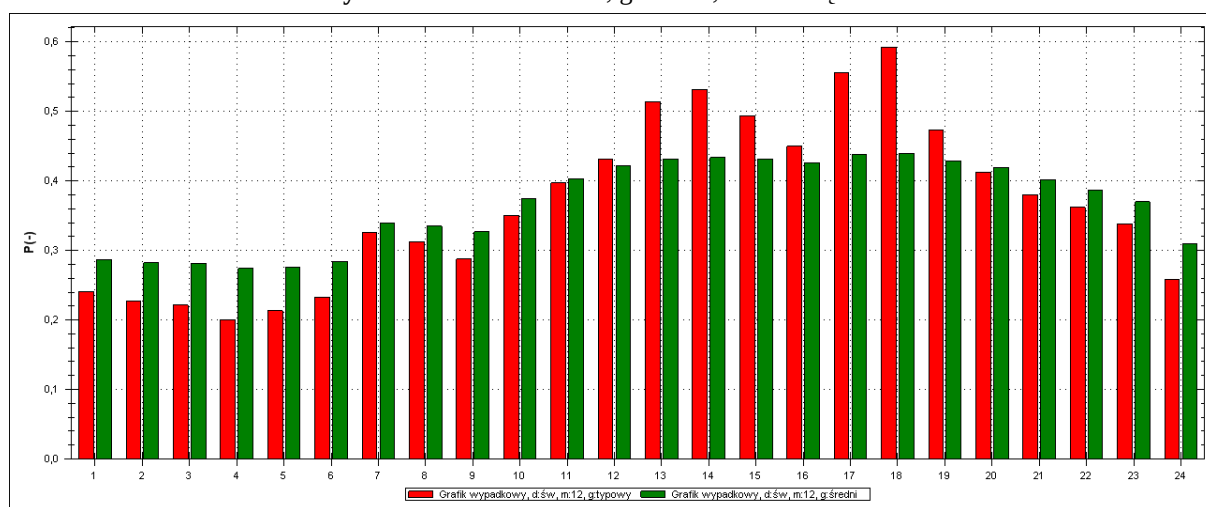
Rys. 4.64. Klasa G12-domy, lipiec, doba świąteczna



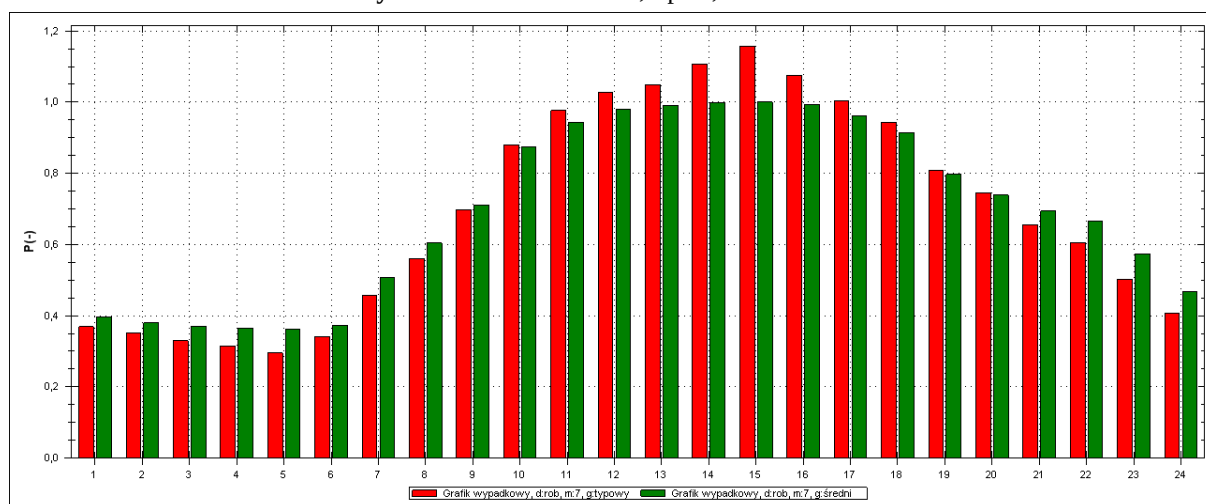
Rys. 4.65. Klasa C-handel, grudzień, doba robocza



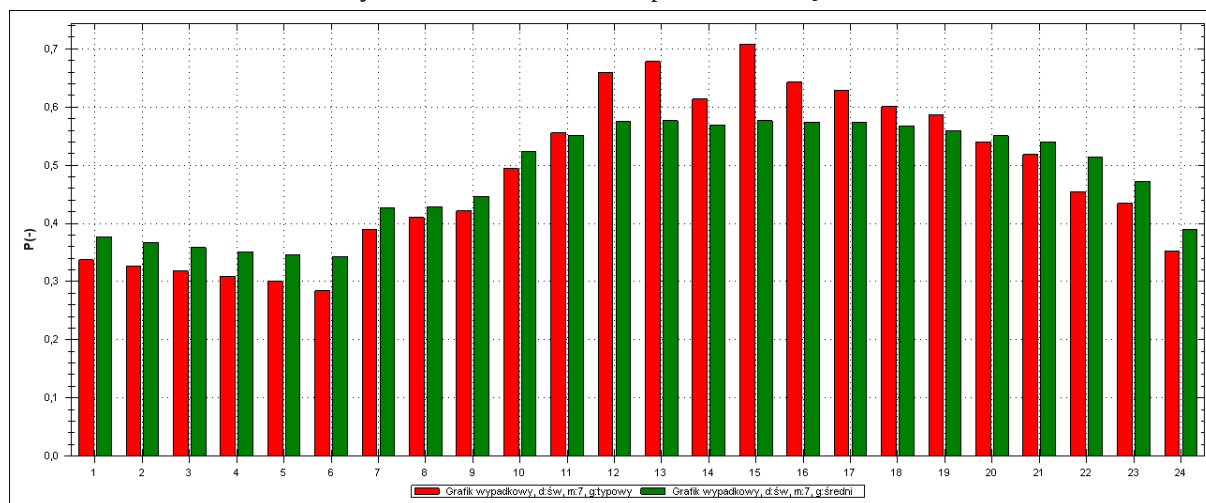
Rys. 4.66. Klasa C-handel, grudzień, doba świąteczna



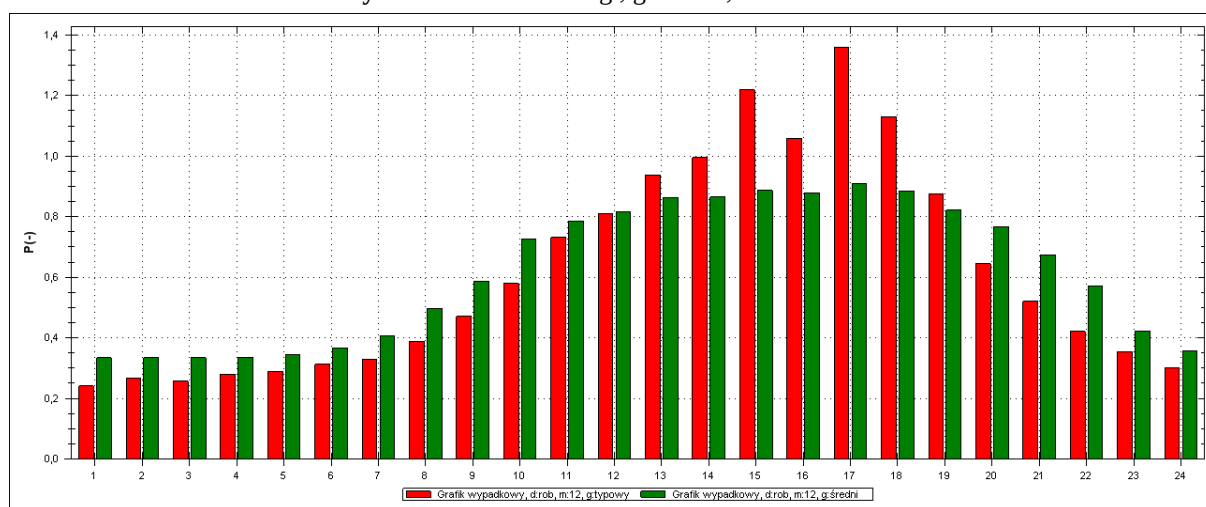
Rys. 4.67. Klasa C-handel, lipiec, doba robocza



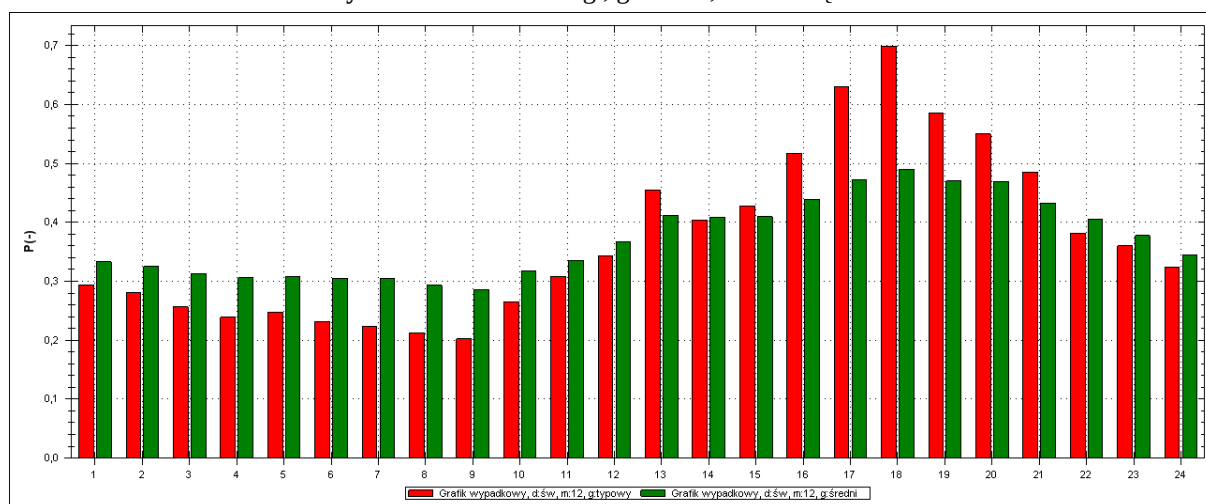
Rys. 4.68. Klasa C-handel, lipiec, doba świąteczna



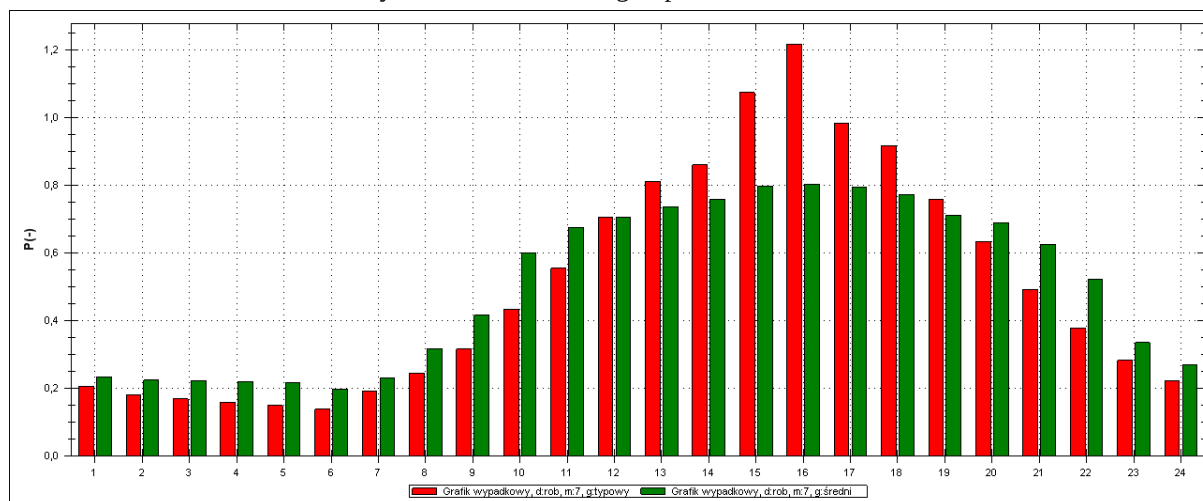
Rys. 4.69. Klasa C-usługi, grudzień, doba robocza



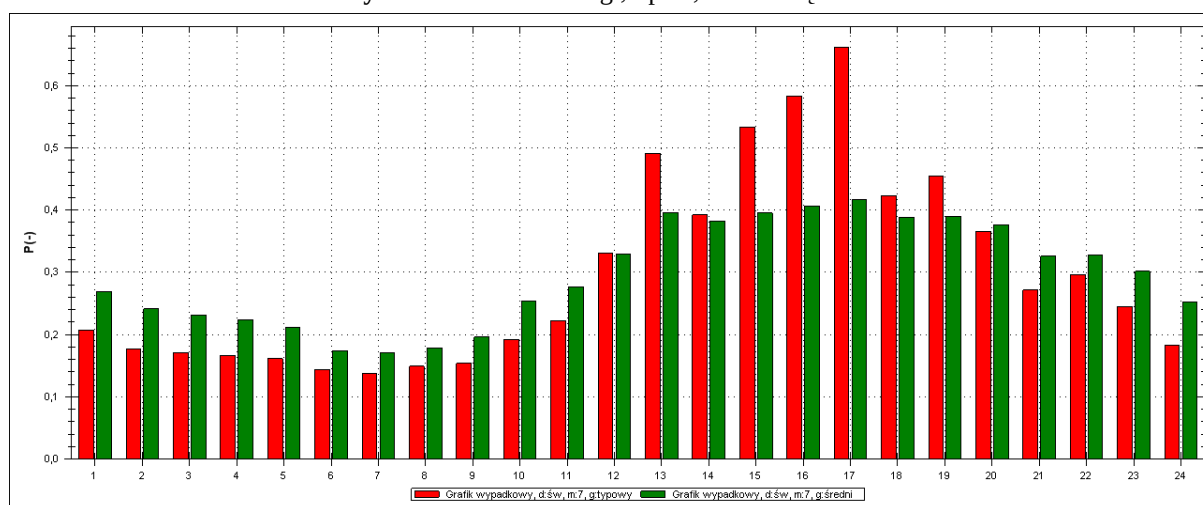
Rys. 4.70. Klasa C-usługi, grudzień, doba świąteczna



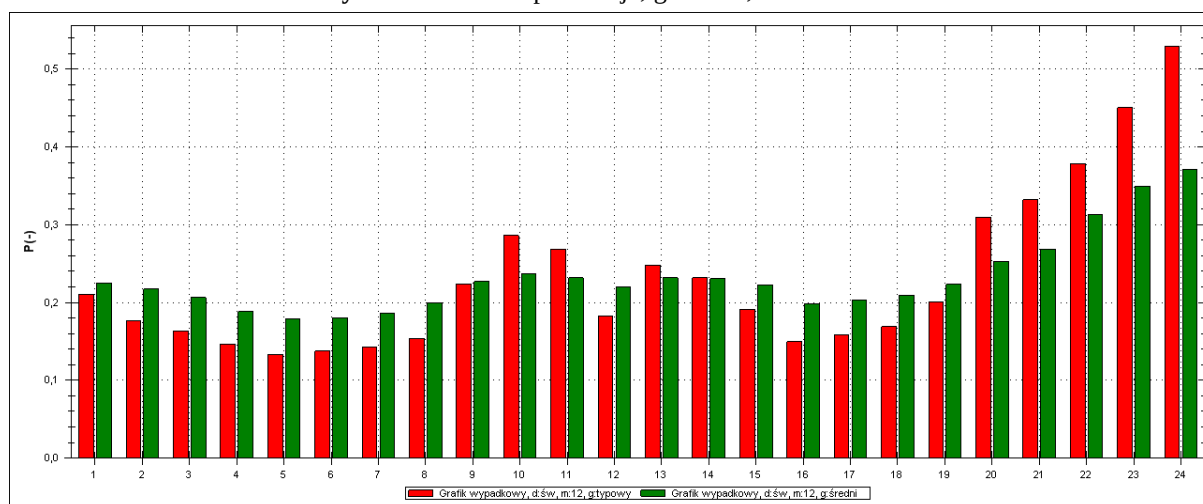
Rys. 4.71. Klasa C-usługi, lipiec, doba robocza



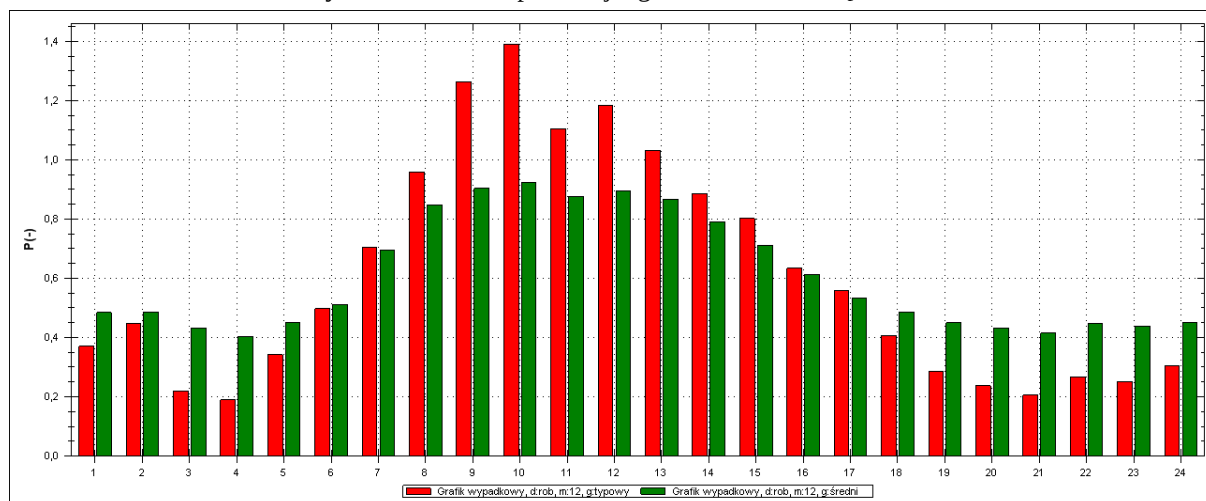
Rys. 4.72. Klasa C-usługi, lipiec, doba świąteczna



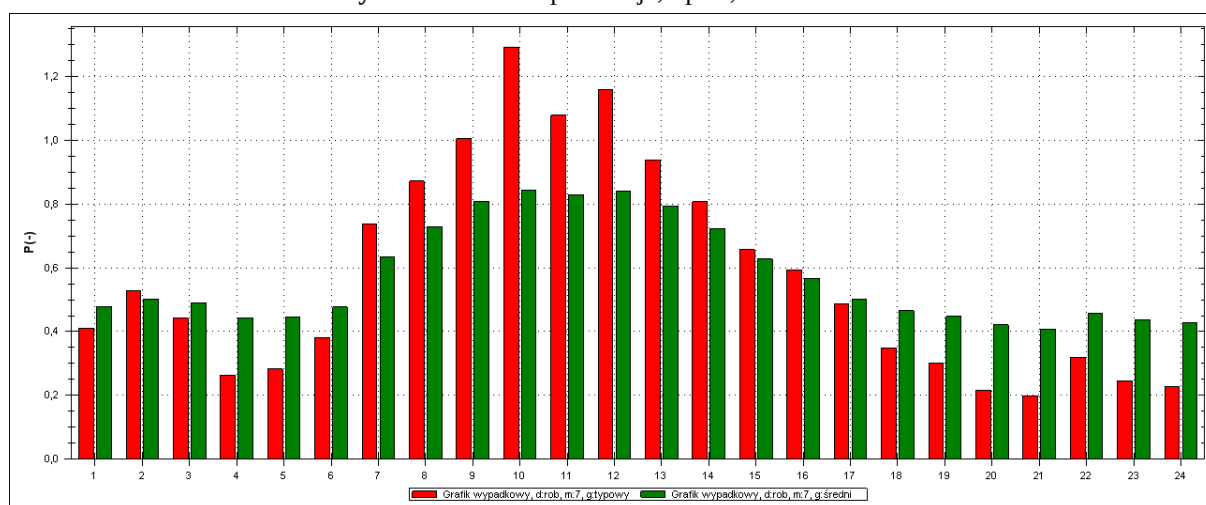
Rys. 4.73. Klasa C-produkcja, grudzień, doba robocza



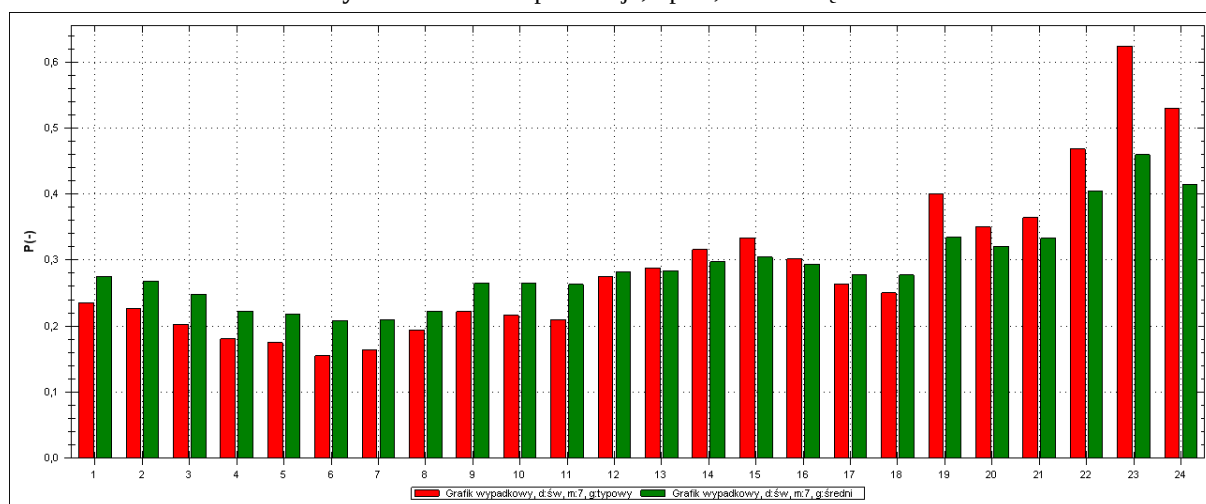
Rys. 4.74. Klasa C-produkcja, grudzień, doba świąteczna



Rys. 4.75. Klasa C-produkcja, lipiec, doba robocza



Rys. 4.76. Klasa C-produkcja, lipiec, doba świąteczna



Załącznik Z2.**Zestawienie obiektów dla których dokonano rocznej symulacji przebiegu obciążenia**

Obiekt	Liczba odbiorców	Taryfa	Energia roczna w kWh/a	Liczba samochodów	Przebieg w km/a	Moc ładowania w kW
Budynek wielorodzinny	21	G11	950	-	-	-
	21	G11	1250	-	-	-
	19	G11	2740	-	-	-
Dom jednorodzinny	1	G11	2800	-	-	-
Dom jednorodzinny z samochodem elektrycznym	1	G11	2800	1	20000	8
Grupa domów jednorodzinnych	16	G11	2800	-	-	-
Grupa domów jednorodzinnych z samochodami elektrycznymi	16	G11	2800	8	20000	8

Wyniki symulacji załączono w plikach *.csv

4.5.1. Ogólny schemat instalacji zasilającej w energię budynek mieszkalny

Zgodnie z obowiązującym prawem unijnym kraje członkowskie mają obowiązek promowania rozwiązań technicznych zmierzających do:

- poprawy jakości energetycznej budynków;
- działań ograniczających emisję dwutlenku węgla poprzez stosowanie energii ze źródeł odnawialnych oraz w drodze skojarzonej produkcji ciepła i energii elektrycznej.

Szczególny nacisk postawiony jest na wykorzystanie:

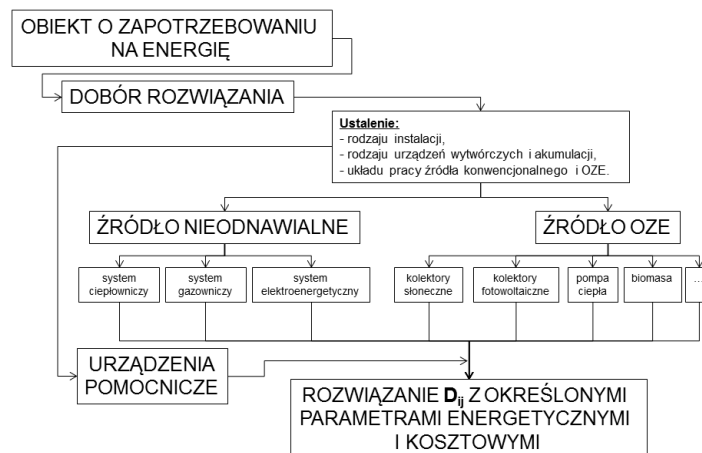
- aktywnych systemów słonecznych;
- układów skojarzonych różnych mocy CHP;
- zdecentralizowanych systemów opartych na energii odnawialnej;
- systemów ciepłowniczo-chłodniczych.

Dokonując wyboru rozwiązania technicznego pokrycia potrzeb cieplnych budynku trzeba w pierwszej kolejności określić:

- jakie nośniki są możliwe do zastosowania w konkretnej lokalizacji budynku;
- jakie urządzenie dobrać do wybranych nośników.

Następnie na bazie dokonanej selekcji możliwych do zastosowania rozwiązań zaopatrzenia w energię budynku należy dokonać ich porównania w zakresie kryteriów technicznych, ekonomicznych: koniecznych do poniesienia nakładów inwestycyjnych i późniejszego rocznego kosztu eksploatacyjnego, wpływu na środowisko, wygody i bezpieczeństwa użytkowania, itp. Powyższe stanowiło przedmiot analiz w kolejnych etapach prac.

Rys. 4.77. Ogólny schemat doboru rozwiązania



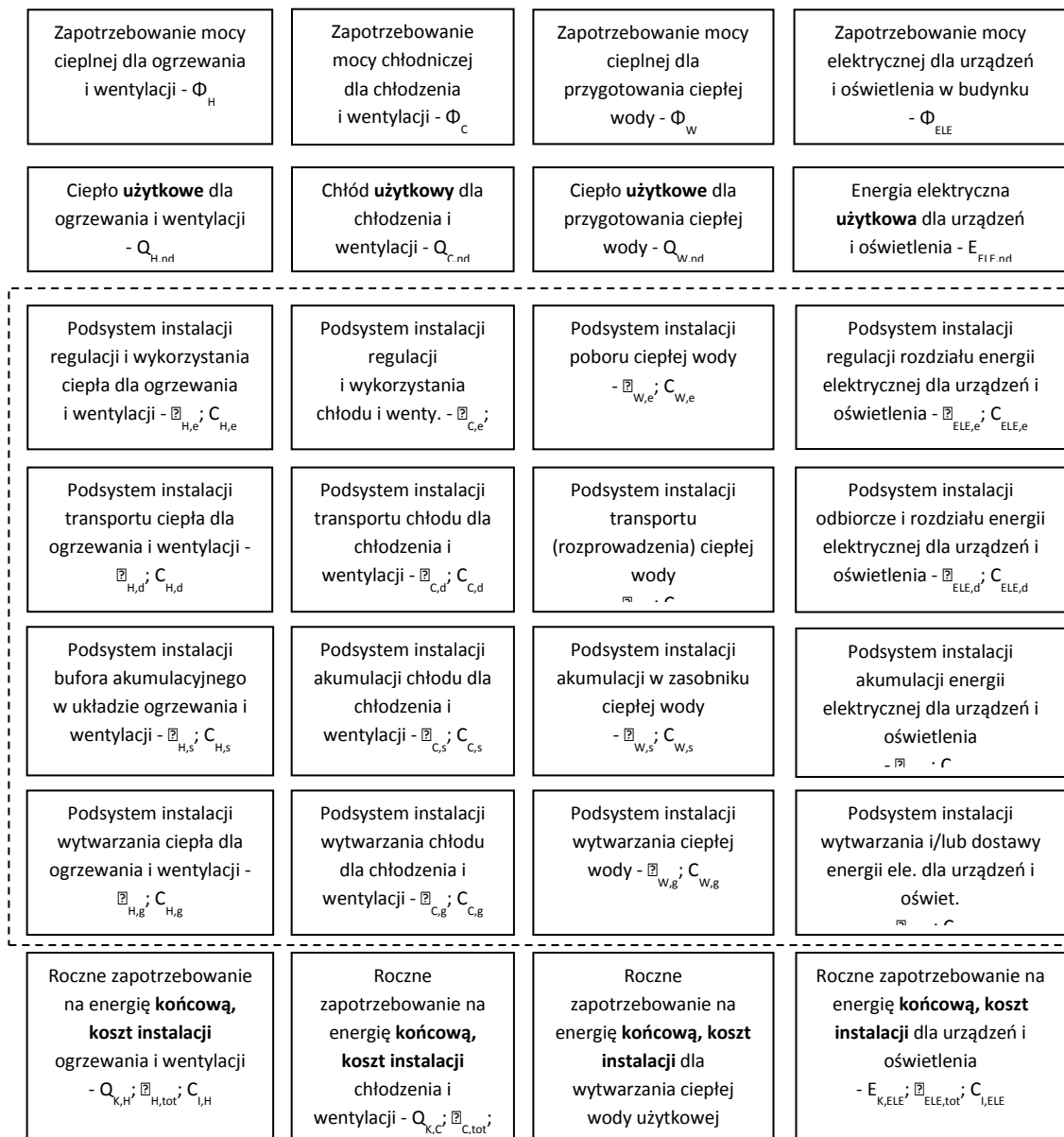
Informacją niezbędną do wykonania tego typu analizy są parametry energetyczne (sprawności) i koszty poszczególnych urządzeń stanowiących składowe rozwiązania. Odnosnie kosztów i parametrów poszczególnych urządzeń, to trzeba mieć na uwadze, że są one zależne od ich charakterystycznych cech. I

tak np. w wypadku kotła (nie patrząc czy jest to kocioł węglowy, gazowy, czy olejowy) to głównym czynnikiem wpływającym na koszt jest moc kotła oraz materiał z jakiego został wykonany (żeliwo czy stal), dla zbiorników będzie to pojemność i rodzaj izolacji, dla przewodów – średnica, długość i izolacja.

Mając na uwadze powyższe proponuje się, aby koszty poszczególnych składowych, całych podsystemów i systemów ogrzewania, przygotowania ciepłej wody użytkowej, chłodzenia i systemu elektrycznego opracować na bazie kosztorysów instalacji lub szacunkowo na bazie dostępnych publikacji z kosztami skalonymi (np. Sekocenbud) i ofert zebranych od producentów poszczególnych urządzeń w tworzonej bazie danych w innych etapach prac nad zadaniem badawczym.

Podstawowym parametrem technicznym urządzenia i/lub podsystemu lub nawet całego systemu jest jego sprawność, która bezpośrednio warunkuje skutek podjętej decyzji odnośnie wyboru rozwiązania, którym jest sprawność sumaryczna instalacji oraz wynikająca z niej wielkość zużycia energii końcowej, w szczególności nieodnawialnej. Dostępne bazy danych odnośnie sprawności urządzeń stanowiących składowe instalacji dla budynku zwykle podają jedynie sprawność nominalną lub średnioroczną.

Rys. 4.78. Ogólny schemat systemów obiektu



Na schemacie poniżej przedstawiono ogólnie systemy i podsystemy poszczególnych instalacji w budynku, w układzie blokowym wraz z ich charakterystycznymi parametrami energetycznymi i kosztowymi. Oznaczenia indeksowe zastosowane na rysunku są zgodne z przyjętymi w Rozporządzenia w

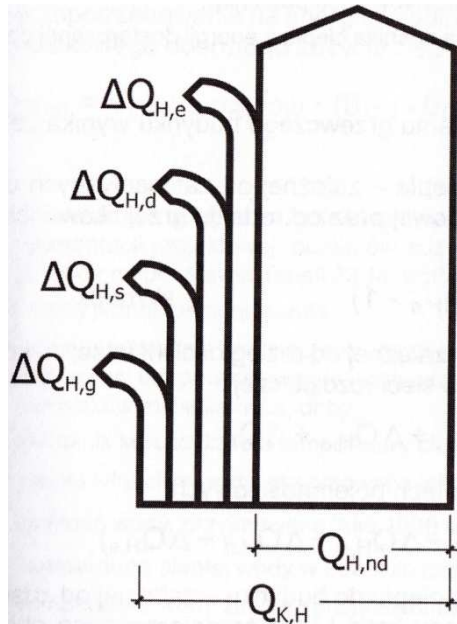
sprawie metodologii określania charakterystyki energetycznej budynków. Literą C oznaczono koszty poszczególnych podsystemów instalacji. W pozostałym zakresie oznaczenia zostały opisane na schemacie.

4.5.2. Charakterystyka parametrów składowych systemu ogrzewania

System ogrzewania i wentylacji składa się z następujących czterech podsystemów instalacji:

- podsystemu instalacji wytwarzania nośnika ciepła;
- podsystemu instalacji transportu ciepła;
- podsystemu instalacji bufora akumulacyjnego ciepła;
- podsystemu instalacji regulacji i wykorzystania ciepła.

Rys. 4.79. Bilans strat ciepła w obiekcie



$\Delta Q_{H,e}$ - straty regulacji (e - emission);

$\Delta Q_{H,d}$ - straty przesyłu (d - dystrubution);

$\Delta Q_{H,s}$ - straty akumulacji (s - storage);

$\Delta Q_{H,g}$ - straty wytworzenia (g - generation);

$Q_{H,nd}$ - zapotrzebowanie na energię użytkową przez budynek.

Wyznaczenie rocznego zapotrzebowania na energię końcową do ogrzewania i wentylacji wykonuje się w oparciu o poniższą zależność:

$$Q_{K,H} = \frac{Q_{H,nd}}{\eta_{H,tot}}$$

gdzie:

$Q_{H,nd}$ - zapotrzebowanie na energię użytkową przez budynek [kWh/rok];

$\eta_{H,tot}$ - średnia sezonowa sprawność całkowita systemu grzewczego budynku (od wytworzenia ciepła do przekazania go w pomieszczeniu);

Średnią sezonową sprawność całkowitą systemu grzewczego budynku - od wytwarzania (konwersji) ciepła do przekazania w pomieszczeniu oblicza się ze wzoru:

$$\eta_{H,tot} = \eta_{H,g} \cdot \eta_{H,s} \cdot \eta_{H,d} \cdot \eta_{H,e}$$

gdzie:

$\eta_{H,g}$ - średnia sezonowa sprawność wytworzenia nośnika ciepła z energii dostarczanej do granicy bilansowej budynku (energii końcowej);

$\eta_{H,s}$ - średnia sezonowa sprawność akumulacji ciepła w elementach pojemnościowych systemu grzewczego budynku (w obrębie osłony bilansowej lub poza nią);

$\eta_{H,d}$ - średnia sezonowa sprawność transportu (dystrybucji) nośnika ciepła w obrębie budynku (osłony bilansowej lub poza nią);

$\eta_{H,e}$ - średnia sezonowa sprawność regulacji i wykorzystania ciepła w budynku (w obrębie osłony bilansowej).

Występujące w powyższym wzorze średnie sezonowe sprawności, zgodnie z obowiązującymi przepisami należy wyznaczyć w oparciu o:

- obowiązujące przepisy;
- dokumentację techniczną budynku i instalacji oraz urządzeń;
- wiedzę techniczną oraz wizję lokalną obiektu;
- dostępne dane katalogowe urządzeń, elementów instalacji ogrzewczej i ciepłej wody użytkowej obiektu.

W poniższych podrozdziałach scharakteryzowano poszczególne ww. sprawności oraz przedstawiono sposób ich wyliczania bądź określania.

4.5.2.1. Podsystem instalacji wytwarzania nośnika ciepła

Sprawność wytworzenia ciepła zależy przede wszystkim od zastosowanego źródła ciepła, rodzaju wykorzystywanego paliwa, stanu technicznego kotła i jego średniorocznego obciążenia cieplnego

Sprawność wytworzenia nośnika ciepła w zastosowanych urządzeniach należy określić w pierwszej kolejności na podstawie dokumentacji technicznej tego urządzenia i ewentualnie z wykorzystaniem prowadzonych pomiarów odnośnie zużycia paliwa i ilości wytworzonego ciepła.

Przy braku ww. danych należy zastosować wartości podane w poniższej tabeli.

Tabela 4.11. Sprawności wytwarzania ciepła (dla ogrzewania) w źródłach $\eta_{H,g}$ [16]

Lp.	Rodzaj źródła ciepła	$\eta_{H,g}$	$\eta_{H,g}$ średnia
1	Kotły węglowe wyprodukowane po 2000 r.	0,82	0,82
2	Kotły węglowe wyprodukowane w latach 1980-2000	0,65 - 0,75	0,70
3	Kotły węglowe wyprodukowane przed 1980 r.	0,50 - 0,65	0,58
4	Kotły na biomasę (słoma) wrzutowe z obsługą ręczną o mocy do 100 kW	0,63	0,63
5	Kotły na biomasę (drewno: polana, brykiety, palety, zrębki) wrzutowe z obsługą ręczną o mocy do 100 kW	0,72	0,72
6	Kotły na biomasę (słoma) wrzutowe z obsługą ręczną o mocy powyżej 100 kW	0,70	0,70
7	Kotły na biomasę (słoma) automatyczne o mocy powyżej 100 kW do 600 kW	0,75	0,75
8	Kotły na biomasę (drewno: polana, brykiety, palety, zrębki) automatyczne o mocy powyżej 100 kW do 600 kW	0,85	0,85
9	Kotły na biomasę (słoma, drewno) automatyczne z mechanicznym podawaniem paliwa o mocy powyżej 500 kW	0,85	0,85
10	Podgrzewacze elektryczne - przepływowe	0,94	0,94
11	Podgrzewacze elektrotermiczne	1,00	1,00
12	Elektryczne grzejniki bezpośrednie: konwektorowe, płaszczyznowe, promiennikowe i podłogowe kablowe	0,99	0,99
13	Ogrzewanie podłogowe elektryczno-wodne	0,95	0,95
14	Piece kaflowe	0,60-0,70	0,65
15	Piece olejowe pomieszczeniowe	0,84	0,84
16	Piece gazowe pomieszczeniowe	0,75	0,75
17	Kotły na paliwo gazowe lub płynne z otwartą komorą spalania (palnikami atmosferycznymi) i dwustawną regulacją procesu spalania	0,86	0,86
18	Kotły niskotemperaturowe na paliwo gazowe lub płynne z zamkniętą komorą spalania i palnikiem modulowanym	-	-
	- do 50 kW	0,87-0,91	0,89
	- 50-120 kW	0,91-0,97	0,94
	- 120-1.200 kW	0,94-0,98	0,96
19	Kotły gazowe kondensacyjne ¹⁾	-	-
	- do 50 kW (70/55°C)	0,91-0,97	0,94
	- do 50 kW (55/45°C)	0,94-1,00	0,97
	- 50-120 kW (70/55°C)	0,91-0,98	0,95
	- 50-120 kW (55/45°C)	0,95-1,01	0,98
	- 120-1.200 kW (70/55°C)	0,92-0,99	0,96
	- 120-1.200 kW (55/45°C)	0,96-1,02	0,99
20	Pompy ciepła woda/woda w nowych/istniejących budynkach	3,8/3,5 ²⁾	3,65

21	Pompy ciepła glikol/woda w nowych/istniejących budynkach	3,5/3,3	3,40
22	Pompy ciepła powietrze/woda w nowych/istniejących budynkach	2,7/2,5	2,60
23	Węzeł cieplny kompaktowy z obudową	-	-
	- do 100 kW	0,98	0,98
	- powyżej 100 kW	0,99	0,99
24	Węzeł cieplny kompaktowy bez obudowy	-	-
	- do 100 kW	0,91	0,91
	- 100-300 kW	0,93	0,93
	- powyżej 300 kW	0,95	0,95

1) Sprawność odniesiona do wartości opałowej paliwa.

2) Sezonowy współczynnik wydajności grzejnej pompy ciepła (SPF).

Przyjęta sprawność dla rozpatrywanego przypadku powinna uwzględniać stan kotła i jego średniosezonowe obciążenie cieplne, a w przypadku trudności oceny stanu faktycznego należy przyjmować wartość średnią z podanego zakresu sprawności.

Należy także pamiętać o występujących różnicach pomiędzy sprawnością chwilową, nominalną, odpowiadającą pełnemu obciążeniu źródła, a sprawnością średnioroczną, zależną nie tylko od parametrów technicznych urządzenia, ale także od warunków eksploatacji. Informacji na temat sprawności średniorocznych nie znajdziemy w kartach katalogowych u producentów tych urządzeń. Przyjmuje się, że sprawność średnioroczna jest o 10÷15% mniejsza od sprawności nominalnej urządzenia.

Straty wytworzenia ciepła można obliczyć z wykorzystaniem następującego wzoru:

$$\Delta Q_{H,g} = \left(\frac{1}{\eta_{H,g}} - 1 \right) \times (Q_{H,nd} + \Delta Q_{H,e} + \Delta Q_{H,d} + \Delta Q_{H,s})$$

W skład podsystemu instalacji wytwarzania nośnika ciepła wchodzi następujące podstawowe elementy:

- układ doprowadzenia paliwa:
 - węgiel - należy zagospodarować miejsce na jego składowanie;
 - gaz - wykonanie przyłącza gazowego, a w przypadku gazu płynnego ustawienie na posesji zbiorników na gaz;
 - olej opałowy - konieczność zastosowania zbiorników na olej opałowy;
 - energia elektryczna - uzyskanie warunków na zwiększony pobór energii;
- kocioł:
 - w zależności od rodzaju paliwa: węglowy, gazowy, olejowy, elektryczny, na biomase;
 - w zależności od materiału: stalowy lub żeliwny;
- system kominowy – w zależności od zastosowanego kotła.

Podstawowe parametry do pozyskania w celu prowadzenia dalszych obliczeń:

- paliwo:
 - węgiel – parametry energetyczne paliwa (głównie wartość opałowa) oraz koszt paliwa i koszt dostawy (transportu);
 - gaz ziemny – koszt według obowiązującej taryfy
 - olej opałowy i gaz płynny – koszt dzierżawy zbiornika i koszt dostawy paliwa;
 - energia elektryczna – koszt według obowiązującej taryfy;
- kocioł – moc nominalna, zakres pracy przy zmiennym obciążeniu, zakres zmienności sprawność urządzenia, koszt urządzenia;
- system kominowy – koszt dostawy zgodnie z wytycznymi producenta systemu kominowego;
- pozostałe – roczne zużycie paliwa i jego koszt.

4.5.2.2. Podsystem instalacji bufora akumulacyjnego

Sprawność akumulacji ciepła w instalacji ogrzewania występuje tylko w przypadku zastosowania zbiorników. Sprawność tą oblicza się z następującego wzoru:

$$\eta_{H,s} = (Q_{H,nd} + \Delta Q_{H,e} + \Delta Q_{H,d}) / (Q_{H,nd} + \Delta Q_{H,e} + \Delta Q_{H,d} + \Delta Q_{H,s})$$

gdzie:

$Q_{H,nd}$ - zapotrzebowanie na energię użytkową (ciepło użytkowe) przez budynek (lokal mieszkalny);

$\Delta Q_{H,e}$ - uśrednione sezonowe straty ciepła w wyniku niedoskonałej regulacji i przekazywania ciepła w budynku;

$\Delta Q_{H,d}$ - uśrednione sezonowe straty ciepła instalacji transportu (dystrybucji) nośnika ciepła w budynku (w obrębie osłony bilansowej lub poza nią);

$\Delta Q_{H,s}$ - uśrednione sezonowe straty ciepła w elementach pojemnościowych systemu grzewczego budynku (w obrębie osłony bilansowej lub poza nią).

Jedną z wielkości występujących w powyższym wzorze na obliczenie sprawności akumulacji ciepła są straty ciepła w elementach pojemnościowych systemu grzewczego.

Straty te obliczamy z następującego wzoru:

$$\Delta Q_{H,s} = \sum (V_s \cdot q_s \cdot t_{SG}) \cdot 10^{-3} \quad [\text{kWh/rok}]$$

gdzie:

V_s - pojemność zbiornika buforowego [dm^3];

q_s - jednostkowe straty ciepła zbiornika buforowego [W/dm^3] - należy je przyjmować zgodnie z poniższą tabelą;

t_{SG} - czas trwania sezonu ogrzewczego [h].

Tabela 4.12. Jednostkowe straty ciepła przez zbiornik buforowy (zasobnik) w układzie centralnego ogrzewania q_s [W/dm^3] [16]

Lokalizacja bufora	Pojemność [dm^3]	Parametry termiczne 70/55°C i wyżej			Parametry termiczne 55/45°C i niżej		
		Izolacja 10 cm	Izolacja 5 cm	Izolacja 2 cm	Izolacja 10 cm	Izolacja 5 cm	Izolacja 2 cm
Na zewnątrz osłony izolacyjnej budynku	100	0,7 - 0,9	1,1 - 1,4	2,0 - 2,7	0,3 - 0,5	0,5 - 0,8	0,9 - 1,6
	200	0,5 - 0,7	0,8 - 1,1	1,6 - 2,1	0,2 - 0,4	0,4 - 0,7	0,7 - 1,3
	500	0,4 - 0,5	0,6 - 0,8	1,2 - 1,6	0,2 - 0,3	0,3 - 0,5	0,5 - 1,0
	1.000	0,3 - 0,4	0,5 - 0,6	1,0 - 1,3	0,1 - 0,2	0,2 - 0,4	0,4 - 0,8
	2.000	0,2 - 0,3	0,4 - 0,5	0,8 - 1,0	0,1 - 0,2	0,2 - 0,3	0,3 - 0,6
Wewnątrz osłony izolacyjnej budynku	100	0,5 - 0,7	0,8 - 1,1	1,5 - 2,2	0,1 - 0,4	0,2 - 0,6	0,4 - 1,1
	200	0,4 - 0,6	0,6 - 0,9	1,2 - 1,7	0,1 - 0,3	0,2 - 0,4	0,3 - 0,9
	500	0,3 - 0,4	0,5 - 0,7	0,9 - 1,3	0,1 - 0,2	0,1 - 0,3	0,2 - 0,6
	1.000	0,2 - 0,3	0,4 - 0,5	0,7 - 1,0	0,1 - 0,2	0,1 - 0,3	0,2 - 0,5
	2.000	0,2	0,3 - 0,4	0,6 - 0,8	0,0 - 0,1	0,1 - 0,2	0,1 - 0,4

Przyjęte jednostkowe straty ciepła dla rozpatrywanego zasobnika powinny uwzględniać przede wszystkim stan jego izolacji. W przypadku trudności oceny stanu faktycznego należy przyjmować wartość średnią z podanego zakresu.

W przypadku braku danych dla przeprowadzenia obliczeń według podanych powyżej zależności można wykorzystać podane w poniższej tabeli wartości zryczałtowane.

Tabela 4.13. Sprawności układu akumulacji ciepła w systemie ogrzewczym $\eta_{H,s}$ [16]

Lp.	Parametry zasobnika buforowego i jego usytuowanie	$\eta_{H,s}$	$\eta_{H,s}$ średnia
1	Bufor w systemie grzewczym o parametrach 70/55°C wewnątrz osłony termicznej budynku	0,93-0,97	0,95
2	Bufor w systemie grzewczym o parametrach 70/55°C na zewnątrz osłony termicznej budynku	0,91-0,95	0,93
3	Bufor w systemie grzewczym o parametrach 55/45°C wewnątrz osłony termicznej budynku	0,95-0,99	0,97
4	Bufor w systemie grzewczym o parametrach 55/45°C na zewnątrz osłony termicznej budynku	0,93-0,97	0,95
5	Brak zasobnika buforowego	1,00	1,00

Przyjęta sprawność dla rozpatrywanego przypadku powinna uwzględniać stan zasobnika (jego izolacji). W przypadku trudności oceny stanu faktycznego należy przyjmować wartość średnią z podanego zakresu sprawności.

W tej części systemu instalacji ogrzewania występuje tylko zbiornik akumulacyjny. Głównymi parametrami są:

- materiał, z którego wykonany jest zbiornik;
- pojemność zbiornika;
- rodzaj izolacji zbiornika, jej grubość oraz współczynnik przewodności cieplnej;

- parametry pracy instalacji;
- koszt zbiornika.

4.5.2.3. Podsystem instalacji transportu ciepła

Sprawność transportu nośnika ciepła zależy od rozległości instalacji, jakości izolacji cieplnej oraz sposobu prowadzenia sieci rozdzielczej. Oblicza się ją z następującego wzoru:

$$\eta_{H,d} = (Q_{H,nd} + \Delta Q_{H,e}) / (Q_{H,nd} + \Delta Q_{H,e} + \Delta Q_{H,d})$$

gdzie:

$Q_{H,nd}$ - zapotrzebowanie na energię użytkową (ciepło użytkowe) przez budynek (lokal mieszkalny);

$\Delta Q_{H,e}$ - uśrednione sezonowe straty ciepła w wyniku niedoskonałej regulacji i przekazywania ciepła w budynku;

$\Delta Q_{H,d}$ - uśrednione sezonowe straty ciepła instalacji transportu (dystrybucji) nośnika ciepła w budynku (w obrębie osłony bilansowej lub poza nią).

Jedną z wielkości występujących w powyższym wzorze na obliczenie sprawności transportu nośnika ciepła są straty ciepła instalacji transportu. Straty te obliczamy z następującego wzoru:

$$\Delta Q_{H,d} = \sum (l_i \cdot q_{li} \cdot t_{SG}) \cdot 10^{-3} \quad [\text{kWh/rok}]$$

gdzie:

l_i - długość i-tego odcinka sieci dystrybucji nośnika ciepła [m];

q_{li} - jednostkowe straty ciepła przewodów ogrzewań wodnych [W/m] - należy je przyjmować zgodnie z poniższą tabelą;

t_{SG} - czas trwania sezonu ogrzewczego [h].

Tabela 4.14. Jednostkowe straty ciepła przez przewody centralnego ogrzewania q_l [W/m] [16]

Parametry °C	Izolacja termiczna przewodów	Na zewnątrz osłony izolacyjnej budynku				Wewnątrz osłony izolacyjnej budynku			
		DN 10-15	DN 20-32	DN 40-65	DN 80-100	DN 10-15	DN 20-32	DN 40-65	DN 80-100
90/70°C stałe	nieizolowane	39,3	65,0	106,8	163,2	34,7	57,3	94,2	144,0
	1/2 grubości wg WT ¹⁾	20,1	27,7	38,8	52,4	17,8	24,4	34,2	46,2
	grubość wg WT	10,1	12,6	12,1	12,1	8,9	11,1	10,7	10,7
	2x grubość wg WT	7,6	8,1	8,1	8,1	6,7	7,1	7,1	7,1
90/70°C regulowane	nieizolowane	24,3	40,1	66,0	100,8	19,6	32,5	53,4	81,6
	1/2 grubości wg WT ¹⁾	12,4	17,1	24,0	32,4	10,1	13,9	19,4	26,2
	grubość wg WT	6,2	7,8	7,5	7,5	5,0	6,3	6,0	6,0
	2x grubość wg WT	4,7	5,0	5,0	5,0	3,8	4,0	4,0	4,0
70/55°C regulowane	nieizolowane	18,5	30,6	50,3	76,8	13,9	22,9	37,7	57,6
	1/2 grubości wg WT ¹⁾	9,5	13,0	18,3	24,7	7,1	9,8	13,7	18,5
	grubość wg WT	4,7	5,9	5,7	5,7	3,6	4,4	4,3	4,3
	2x grubość wg WT	3,6	3,8	3,8	3,8	2,7	2,8	2,8	2,8
55/45°C regulowane	nieizolowane	14,4	23,9	39,3	60,0	9,8	16,2	26,7	40,8
	1/2 grubości wg WT ¹⁾	7,4	10,2	14,3	19,3	5,0	6,9	9,7	13,1
	grubość wg WT	3,7	4,6	4,4	4,4	2,5	3,1	3,0	3,0
	2x grubość wg WT	2,8	3,0	3,0	3,0	1,9	2,0	2,0	2,0
35/28°C regulowane	nieizolowane	8,1	13,4	22,0	33,6	3,5	5,7	9,4	14,4
	1/2 grubości wg WT ¹⁾	4,1	5,7	8,0	10,8	1,8	2,4	3,4	4,6
	grubość wg WT	2,1	2,6	2,5	2,5	0,9	1,1	1,1	1,1
	2x grubość wg WT	1,6	1,7	1,7	1,7	0,7	0,7	0,7	0,7

Tabela 4.15. Wymagania izolacji cieplnej przewodów i komponentów [15]

Lp.	Rodzaj przewodu lub komponentu	Minimalna grubość izolacji cieplnej (materiał 0,035 W/(m·K) ¹⁾
1	Średnica wewnętrzna do 22 mm	20 mm
2	Średnica wewnętrzna od 22 do 35 mm	30 mm
3	Średnica wewnętrzna od 35 do 100 mm	równa średnicy wewnętrznej rury
4	Średnica wewnętrzna ponad 100 mm	100 mm
5	Przewody i armatura wg poz. 1-4 przechodzące przez ściany lub stropy, skrzyżowania przewodów	1/2 wymagań z poz. 1-4

6	Przewody ogrzewań centralnych wg poz. 1 -4, ułożone w komponentach budowlanych między ogrzewanymi pomieszczeniami różnych użytkowników	1/2 wymagań z poz. 1-4
7	Przewody wg poz. 6 ułożone w podłodze	6 mm
8	Przewody ogrzewania powietrznego (ułożone wewnątrz izolacji cieplnej budynku)	40 mm
9	Przewody ogrzewania powietrznego (ułożone na zewnątrz izolacji cieplnej budynku)	80 mm
10	Przewody instalacji wody lodowej prowadzone wewnątrz budynku ²⁾	50% wymagań z poz. 1-4
11	Przewody instalacji wody lodowej prowadzone na zewnątrz budynku ²⁾	100% wymagań z poz. 1-4

Uwaga:

- 1) przy zastosowaniu materiału izolacyjnego o innym współczynniku przenikania ciepła niż podano w tabeli należy odpowiednio skorygować grubość warstwy izolacyjnej;
- 2) izolacja cieplna wykonana jako powietrznoszczelna.

W przypadku, gdy wykorzystywany materiał izolacyjny ma inne właściwości cieplne niż określone w WT, minimalną grubość izolacji można określić na podstawie poniższej zależności (PN-B-02421:2000):

$$e_{\min} = \frac{\left\{ d_z * \left[\frac{d_z + 2e}{d_z} \right]^{\lambda/0,035} - d_z \right\}}{2}$$

gdzie:

- e - grubość warstwy izolacji [mm];
- d_z - średnica zewnętrzna izolowanego przewodu [mm];
- λ - wartość współczynnika przewodzenia ciepła materiału izolacyjnego [W/(m*K)].

W przypadku braku danych dla przeprowadzenia obliczeń według podanych powyżej zależności można wykorzystać podane w poniższej tabeli wartości zryczałtowane.

Tabela 4.16. Sprawności przesyłu (dystrybucji) ciepła $\eta_{H,d}$ (wartości średnie) [16]

Lp.	Rodzaj instalacji grzewczej	$\eta_{H,d}$	$\eta_{H,d}$ średnie
1	Źródło ciepła w pomieszczeniu (ogrzewanie elektryczne, piec kaflowy)	1,0	1,00
2	Ogrzewanie mieszkaniowe (kocioł gazowy lub miniwęzeł)	1,0	1,00
3	Ogrzewanie centralne wodne z lokalnego źródła ciepła ¹⁾ usytuowanego w ogrzewanym budynku, z zaizolowanymi przewodami, armaturą i urządzeniami, które są zainstalowane w pomieszczeniach ogrzewanach	0,96- 0,98	0,97
4	Ogrzewanie centralne wodne z lokalnego źródła ciepła usytuowanego w ogrzewanym budynku, z zaizolowanymi przewodami, armaturą i urządzeniami, które są zainstalowane w pomieszczeniach nieogrzewanych	0,92- 0,95	0,94
5	Ogrzewanie centralne wodne z lokalnego źródła ciepła usytuowanego w ogrzewanym budynku, bez izolacji cieplnej na przewodach, armaturze i urządzeniach, które są zainstalowane w pomieszczeniach nieogrzewanych	0,87- 0,90	0,89
6	Ogrzewanie powietrzne	0,95	0,95

1) Węzeł cieplny, kotłownia gazowa, olejowa, węglowa, biopaliwa.

Przyjęta sprawność dla rozpatrywanego przypadku powinna uwzględniać stan techniczny instalacji. W przypadku trudności oceny stanu faktycznego należy przyjmować wartość średnią z podanego zakresu sprawności.

Z kolei w tej części systemu grzewczego mamy doczynienia z przewodami oraz ich izolacją. Głównymi parametrami są:

- materiał, z którego wykonany jest przewód (stal, miedź, tworzywo sztuczne);
- średnica przewodu i jego długość;
- rodzaj izolacji przewodu, jej grubość oraz współczynnik przewodności cieplnej;
- koszt przewodu oraz izolacji.

4.5.2.4. Podsystem instalacji regulacji i wykorzystania

Sprawność wykorzystania ciepła w instalacji ogrzewania jest zależna od rodzaju ogrzewania, natomiast sprawność regulacji dostawy ciepła jest zależna również od rodzaju ogrzewania, a także od rodzaju medium grzewczego (np. woda, energia elektryczna) oraz zastosowanych urządzeń regulacyjnych.

Sprawność regulacji i wykorzystania ciepła ($\eta_{H,e}$) należy przyjmować zgodnie z poniższą tabelą. Z uwagi, że przyjęty w rozporządzeniu zakres zmienności poszczególnych wartości daje duży margines

dowolności przyjęcia sprawności proponuje się, aby do opracowywanego algorytmu przyjmować wartości średnie.

Tabela 4.17. Sprawności regulacji i wykorzystania ciepła $\eta_{H,e}$ [16]

Lp.	Rodzaj instalacji	$\eta_{H,e}$	$\eta_{H,e}$ średnie
1	Elektryczne grzejniki bezpośrednie: konwektorowe, płaszczyznowe i promiennikowe	0,98	0,98
2	Podłogowe: kablowe, elektryczno-wodne	0,95	0,95
3	Elektryczne grzejniki akumulacyjne: konwektorowe i podłogowe kablowe	0,90	0,90
4	Elektryczne ogrzewanie akumulacyjne bezpośrednie	0,91-0,97	0,94
5	Ogrzewanie wodne z grzejnikami członowymi lub płytowymi w przypadku regulacji centralnej, bez regulacji miejscowej	0,75-0,85	0,80
6	Ogrzewanie wodne z grzejnikami członowymi lub płytowymi w przypadku regulacji miejscowej	0,86-0,91	0,89
7	Ogrzewanie wodne z grzejnikami członowymi lub płytowymi w przypadku regulacji centralnej adaptacyjnej i miejscowej	0,98-0,99	0,99
8	Ogrzewanie wodne z grzejnikami członowymi lub płytowymi w przypadku regulacji centralnej i miejscowej (zakres P - 1K)	0,97	0,97
9	Centralne ogrzewanie z grzejnikami członowymi lub płytowymi w przypadku regulacji centralnej i miejscowej (zakres P - 2K)	0,93	0,93
10	Ogrzewanie podłogowe w przypadku regulacji centralnej, bez miejscowej	0,94-0,96	0,95
11	Ogrzewanie podłogowe lub ściennie w przypadku regulacji centralnej i miejscowej	0,97-0,98	0,98
12	Ogrzewanie miejscowe przy braku regulacji automatycznej w pomieszczeniu	0,80-0,85	0,83

Przyjęta sprawność dla rozpatrywanego przypadku powinna uwzględniać stan grzejników i zastosowanej regulacji. W przypadku trudności oceny stanu faktycznego należy przyjmować wartość średnią z podanego zakresu sprawności.

Na podstawie określonej sprawności należy wyznaczyć sezonowe straty ciepła w wyniku niedoskonałej regulacji i przekazywania ciepła w budynku ($\Delta Q_{H,e}$), która to wielkość jest niezbędna do wyliczenia sprawności akumulacji ciepła oraz sprawności transportu nośnika ciepła. Straty te wylicza się z następującego wzoru:

$$\Delta Q_{H,e} = Q_{H,nd} * \left(\frac{1}{\eta_{H,e} - 1} \right)$$

Analizując wielkości w powyższym wzorze zastosowanie instalacji o niskiej sprawności regulacji i wykorzystania ciepła (ok. 75%) spowoduje, że rozpatrywane tu straty ciepła będą stanowiły aż 33% wielkości zapotrzebowania na energię użytkową. Natomiast zastosowanie regulacji o sprawności 99% spowoduje, że wielkość tych strat spadnie do 1% zapotrzebowania na energię użytkową.

W literaturze technicznej funkcjonuje także wzór na obliczenie samej sprawności regulacji systemu grzewczego, który jest następujący:

$$\eta_r = 1 - 2 * (1 - \eta_{co}) * \sqrt{GLR}$$

gdzie:

η_{co} - współczynnik regulacji (zależny od rodzaju regulacji) wynoszący:

- co najmniej 0,75 - dla systemów grzewczych z centralnym systemem regulacji, bez automatyki pogodowej i bez zaworów termostatycznych;
- co najmniej 0,85 - dla systemów grzewczych z centralnym systemem regulacji, z automatyką pogodową, lecz bez zaworów termostatycznych;
- nie więcej niż 0,95 - dla systemów z elementami grzejnymi z termostatami, o dużej bezwładności cieplnej;
- nie więcej niż 0,99 - dla systemów z elementami grzejnymi z termostatami, o znikomej bezwładności cieplnej;

GLR - stosunek sumy zysków ciepła budynku do sumy strat ciepła określony z następującego wzoru:

$$GLR = (Q_{sw} + Q_i) / (Q_z + Q_w + Q_g + Q_a)$$

gdzie:

Q_{sw} - zyski ciepła słonecznego przez okna;

Q_i - wewnętrzne zyski ciepła;

Q_z - straty ciepła przez przegrody stykające się z powietrzem zewnętrznym;

Q_g - straty ciepła przez podłogi do gruntu;

Q_a - straty ciepła na podgrzanie powietrza wentylacyjnego.

W podsystemie instalacji regulacji i wykorzystania występują następujące podstawowe elementy:

- grzejniki:
 - występujące rodzaje:
 - płytowe i płytowo-konwektorowe wykonane ze stali;

- członowe stalowe, żeliwne i aluminiowe;
- rurowe wykonane z rur gładkich i ożebrowanych (np. grzejniki łazienkowe);
- konwektory;
- podstawowe parametry: typ grzejnika (producent), parametry pracy [st. C], pojemność wodna [dm³], pole powierzchni wymiany ciepła [m²], moc cieplna [W] oraz koszt urządzenia;
- ogrzewanie płaszczynowe:
 - występujące rodzaje:
 - podłogowe (wodne, powietrzne i elektryczne);
 - ściennie (wodne, powietrzne i elektryczne);
 - podstawowe parametry: nazwa systemu (producent), parametry pracy [st. C], parametry rur (średnica, materiał), maksymalna długość obwodu grzewczego [m], maksymalna powierzchnia dla obwodu grzewczego [m], liczba obiegów oraz koszt;
- układ regulacji:
 - centralny - realizowany przez automatykę kotła;
 - miejscowy (lokalny) - np. termostaticzne regulatory grzejnikowe, ograniczniki temperatury powrotu, zawory termostaticzne trójdrogowe.
 - podstawowe parametry: typ regulacji oraz koszt urządzeń składowych.

4.5.2.5. Energia pomocnicza systemu ogrzewania i wentylacji

Energia pomocnicza jest niezbędna do utrzymania w ruchu systemów technicznych ogrzewania i wentylacji. Jako energia pomocnicza jest wykorzystywana głównie energia elektryczna. Jest ona przeznaczona:

- w systemie ogrzewania do napędu: pomp obiegowych, pompy ładującej bufor, palnika, pompy obiegowej w systemie solarnym, pomp obiegów wtórnych, sterowników i napędów wykonawczych;
- w systemie wentylacji mechanicznej do napędu: wentylatorów, urządzeń do odzysku ciepła, sterowników i napędów wykonawczych.

Wyznaczenie zapotrzebowania na energię pomocniczą dla systemu ogrzewania i wentylacji odbywa się za pomocą poniższych wzorów:

$$E_{el,pom,H} = \sum_i q_{el,H,i} * A_f * t_{el,i} * 10^{-3}$$

$$E_{el,pom,V} = \sum_i q_{el,V,i} * A_f * t_{el,i} * 10^{-3}$$

gdzie:

$q_{el,H,i}$ - zapotrzebowanie mocy elektrycznej do napędu i-tego urządzenia pomocniczego w systemie ogrzewania, odniesione do powierzchni użytkowej (ogrzewanej) [W/m²];

$q_{el,V,i}$ - zapotrzebowanie mocy elektrycznej do napędu i-tego urządzenia pomocniczego w systemie wentylacji, odniesione do powierzchni użytkowej (ogrzewanej) [W/m²];

$t_{el,i}$ - czas działania urządzenia pomocniczego w ciągu roku, zależny od programu eksploatacji budynku (instalacji) [h/rok].

Dane do powyższych wzorów należy wyznaczać w oparciu o:

- obowiązujące przepisy;
- dokumentację techniczną budynku i instalacji oraz urządzeń;
- wiedzę techniczną oraz wizję lokalną obiektu;
- dostępne dane katalogowe urządzeń, elementów instalacji grzewczej i ciepłej wody użytkowej obiektu.

Przy braku ww. danych należy korzystać z poniższej tabeli.

Tabela 4.18. Średnie moce jednostkowe układów pomocniczych odniesione do powierzchni A_U i średni czas ich pracy w ciągu roku [16]

Lp.	Rodzaj urządzenia pomocniczego i instalacji	$q_{el,i}$ W/m ²	$t_{el,i}$ h/rok
1	Pompy obiegowe ogrzewania w budynku o A_U do 250 m ² z grzejnikami członowymi lub płytowymi, granica ogrzewania 12°C	0,2-0,7	5.000-6.000
2	Pompy obiegowe ogrzewania w budynku o A_U ponad 250 m ² z grzejnikami członowymi lub płytowymi, granica	0,1-0,4	4.000-5.000

	ogrzewania 10°C		
3	Pompy obiegowe ogrzewania w budynku o A_U do 250 m ² z grzejnikami podłogowymi, granica ogrzewania 15°C	0,5-1,2	6.000-7.000
4	Pompy cyrkulacyjne ciepłej wody w budynku o A_U do 250 m ² , praca ciągła	0,1-0,4	8.760
5	Pompy cyrkulacyjne ciepłej wody w budynku o A_U ponad 250 m ² , praca przerywana do 4 godz/dobę	0,05-0,1	7.300
6	Pompy cyrkulacyjne ciepłej wody w budynku o A_U ponad 250 m ² , praca przerywana do 8 godz/dobę	0,05-0,1	5.840
7	Pompa ładująca zasobnik ciepłej wody w budynku o A_U do 250 m ²	0,3-0,6	200-300
8	Pompa ładująca zasobnik ciepłej wody w budynku o A_U ponad 250 m ²	0,1-0,2	300-700
9	Pompa ładująca bufor w układzie ogrzewania w budynku o A_U do 250 m ²	0,2-0,5	1.500
10	Pompa ładująca bufor w układzie ogrzewania w budynku o A_U ponad 250 m ²	0,05-0,1	1.500
11	Napęd pomocniczy i regulacja kotła do podgrzewu ciepłej wody w budynku o A_U do 250 m ²	0,8-1,7	200-350
12	Napęd pomocniczy i regulacja kotła do podgrzewu ciepłej wody w budynku o A_U ponad 250 m ²	0,1-0,6	300-450
13	Napęd pomocniczy i regulacja kotła do ogrzewania w budynku o A_U do 250 m ²	0,3-0,6	1.400-3.000
14	Napęd pomocniczy i regulacja kotła do ogrzewania w budynku o A_U ponad 250 m ²	0,05-0,2	2.500-4.500
15	Napęd pomocniczy pompy ciepła woda/woda w układzie przygotowania ciepłej wody	1,0-1,6	400
16	Napęd pomocniczy pompy ciepła glikol/woda w układzie przygotowania ciepłej wody	0,6-1,0	400
17	Napęd pomocniczy pompy ciepła woda/woda w układzie ogrzewania	1,0-1,6	1.600
18	Napęd pomocniczy pompy ciepła glikol/woda w układzie ogrzewania	0,6-1,0	1.600
19	Regulacja węzła cieplnego - ogrzewanie i ciepła woda	0,05-0,1	8.760
20	Pompy i regulacja instalacji solarnej w budynku o A_U do 500 m ²	0,2-0,4	1.000-1.750
21	Pompy i regulacja instalacji solarnej w budynku o A_U ponad 500 m ²	0,1-0,3	1.000-1.750
22	Wentylatory w centrali nawiewno-wywiewnej, wymiana powietrza do 0,6h ⁻¹	0,2-0,6	6.000-8.760
23	Wentylatory w centrali nawiewno-wywiewnej, wymiana powietrza powyżej 0,6h ⁻¹	0,6-1,6	6.000-8.760
24	Wentylator w centrali wywiewnej, wymiana powietrza do 0,6h ⁻¹	0,1-0,5	6.000-8.760
25	Wentylator w centrali wywiewnej, wymiana powietrza powyżej 0,6h ⁻¹	0,5-1,1	6.000-8.760
26	Wentylatory miejscowego układu wentylacyjnego	1,1-3,0	6.000-8.760

Uwaga: w przypadku trudności oceny stanu faktycznego należy przyjmować wartości średnie z podanego zakresu zmian mocy jednostkowej lub czasu działania.

Głównymi elementami w rozważanych instalacjach grzewczych będą: pompy obiegowe, a podstawowe parametry to: wydajność, wysokość podnoszenia, moc, roczne zużycie energii elektrycznej oraz koszt.

Zapotrzebowanie na energię elektryczną - pomocniczą dla systemu ogrzewania w sytuacji uwzględnienia jej w zamodelowanym zapotrzebowaniu obiektu na energię elektryczną na etapie określania jej przebiegu godzinowego w skali roku należy pominąć w analizach (budynek jednorodzinny). Natomiast w wypadku budynku wielorodzinnego i grupy budynku należy przebieg tego zapotrzebowania dodać do określonej charakterystyki zapotrzebowania na energię elektryczną obiektu.

4.5.3. Charakterystyka parametrów składowych systemu ciepłej wody użytkowej

Podstawowy system zaopatrzenia w ciepłą wodę składa się z następujących podstawowych elementów:

- podgrzewanie c.w. (wytwarzanie);
- magazynowanie c.w. (akumulacja);
- rozprowadzenie c.w. (transport, dystrybucja);
- pobór c.w. (wykorzystanie).

Wyznaczenie rocznego zapotrzebowania na energię końcową na cele przygotowania ciepłej wody wykonuje się w oparciu o analogiczną zależność jak dla ogrzewania i wentylacji:

$$Q_{K,W} = Q_{W,nd} / \eta_{W,tot}$$

gdzie:

$Q_{W,nd}$ - zapotrzebowanie na energię użytkową do podgrzania ciepłej wody użytkowej [kWh/rok];
 $\eta_{W,tot}$ - średnia sezonowa sprawność całkowita systemu podgrzewu ciepłej wody.

Średnią sezonową sprawność całkowitą systemu przygotowania ciepłej wody użytkowej oblicza się ze wzoru:

$$\eta_{W,tot} = \eta_{W,g} * \eta_{W,s} * \eta_{W,d} * \eta_{W,e}$$

gdzie:

$\eta_{W,g}$ - średnia sezonowa sprawność wytworzenia nośnika ciepła z energii dostarczanej do granicy bilansowej budynku (energii końcowej);

$\eta_{W,s}$ - średnia sezonowa sprawność akumulacji ciepłej wody w elementach pojemnościowych systemu ciepłej wody (w obrębie osłony bilansowej lub poza nią);

$\eta_{W,d}$ - średnia sezonowa sprawność transportu (dystrybucji) ciepłej wody w obrębie budynku (osłony bilansowej lub poza nią);

$\eta_{w,e}$ - średnia sezonowa sprawność wykorzystania.

Występujące w powyższym wzorze średnie sezonowe sprawności, zgodnie z obowiązującymi przepisami należy wyznaczyć w oparciu o:

- obowiązujące przepisy;
- dokumentację techniczną budynku i instalacji oraz urządzeń;
- wiedzę techniczną oraz wizję lokalną obiektu;
- dostępne dane katalogowe urządzeń, elementów instalacji ogrzewczej i ciepłej wody użytkowej obiektu.

W poniższych podrozdziałach scharakteryzowano poszczególne ww. sprawności oraz przedstawiono sposób ich wyliczania bądź określania.

4.5.3.1. Podsystem instalacji wytwarzania ciepłej wody

Sprawność wytworzenia nośnika ciepła w zastosowanych urządzeniach należy określić w pierwszej kolejności na podstawie dokumentacji technicznej tego urządzenia i ewentualnie z wykorzystaniem prowadzonych pomiarów odnośnie zużycia paliwa i ilości wytworzonego ciepła.

Przy braku ww. danych należy zastosować wartości podane w poniższej tabeli.

Tabela 4.19. Sprawności wytwarzania ciepła (dla przygotowania ciepłej wody) w źródłach $\eta_{H,g}$ [16]

Lp.	Rodzaj źródła ciepła	$\eta_{H,g}$
1	Przepływowy podgrzewacz gazowy z zapłonem elektrycznym	0,84-0,99
2	Przepływowy podgrzewacz gazowy z zapłonem płomieniem dyżurnym	0,16-0,74
3	Kotły stałotemperaturowe (tylko ciepła woda)	0,40-0,72
4	Kotły stałotemperaturowe dwufunkcyjne (ogrzewanie i ciepła woda)	0,65-0,77
5	Kotły niskotemperaturowe o mocy do 50 kW	0,83-0,90
6	Kotły niskotemperaturowe o mocy ponad 50 kW	0,88-0,92
7	Kotły gazowe kondensacyjne o mocy do 50 kW ¹⁾	0,85-0,91
8	Kotły gazowe kondensacyjne o mocy ponad 50 kW	0,88-0,93
9	Elektryczny podgrzewacz akumulacyjny (z zasobnikiem bez strat)	0,96-0,99
10	Elektryczny podgrzewacz przepływowy	0,99-1,00
11	Pompy ciepła woda/woda	3,0-4,5 ²⁾
12	Pompy ciepła glikol/woda	2,6-3,8
13	Pompy ciepła powietrze/woda	2,2-3,1
14	Węzeł cieplny kompaktowy z obudową	0,88-0,90
15	Węzeł cieplny kompaktowy bez obudowy	0,80-0,85
16	Węzeł cieplny kompaktowy z obudową (ogrzewanie i ciepła woda)	0,94-0,97
17	Węzeł cieplny kompaktowy bez obudowy (ogrzewanie i ciepła woda)	0,88-0,96

1) Sprawność odniesiona do wartości opałowej paliwa.

2) Sezonowy współczynnik wydajności grzejnej pompy ciepła (SPF).

Przyjęta sprawność dla rozpatrywanego przypadku powinna uwzględniać stan kotła i jego średniosezonowe obciążenie cieplne oraz całoroczny tryb pracy w układzie centralnego ogrzewania i ciepłej wody użytkowej. W przypadku trudności oceny stanu faktycznego należy przyjmować wartość średnią z podanego zakresu sprawności.

Należy także pamiętać o występujących różnicach pomiędzy sprawnością chwilową, nominalną, odpowiadającą pełnemu obciążeniu źródła, a sprawnością średnioroczną, zależną nie tylko od parametrów technicznych urządzenia, ale także od warunków eksploatacji. Informacji na temat sprawności średniorocznych nie znajdziemy w kartach katalogowych u producentów tych urządzeń.

W skład podsystemu instalacji wytwarzania ciepłej wody wchodzi następujące podstawowe elementy:

- typ instalacji:
 - centralna - jedno źródło w budynku dla przygotowania ciepłej wody użytkowej (w tym przypadku konieczne jest zastosowanie dodatkowo układu cyrkulacji);
 - indywidualna - jedno źródło dla poszczególnych pomieszczeń (np. łazienka, kuchnia) lub odbiorów (np. wanna);
- źródło ciepła:
 - gazowy pojemnościowy lub przepływowy podgrzewacz wody;
 - elektryczny pojemnościowy lub przepływowy podgrzewacz wody;
 - podstawowe parametry: moc nominalna, sprawność nominalna.

Podstawowe parametry do pozyskania w celu dalszych obliczeń:

- paliwo:
 - gaz ziemny – koszt według obowiązującej taryfy
 - energia elektryczna – koszt według obowiązującej taryfy;
- kocioł lub podgrzewacz – moc nominalna, zakres pracy przy zmiennym obciążeniu, zakres zmienności sprawność urządzenia, koszt urządzenia;
- system kominowy (dla gazu) – koszt dostawy zgodnie z wytycznymi producenta systemu kominowego;
- pozostałe – roczne zużycie paliwa i jego koszt.

4.5.3.2. Podsystem instalacji akumulacji w zasobniku ciepłej wody

Sprawność akumulacji ciepłej wody oblicza się z następującego wzoru:

$$\eta_{W,s} = (Q_{W,nd} + \Delta Q_{W,d}) / (Q_{W,nd} + \Delta Q_{W,d} + \Delta Q_{W,s})$$

gdzie:

$Q_{W,nd}$ - zapotrzebowanie ciepła użytkowego do podgrzewania ciepłej wody;

$\Delta Q_{W,d}$ - uśrednione roczne straty ciepła instalacji transportu (dystrybucji) ciepłej wody użytkowej w budynku (w osłonie bilansowej lub poza nią) - omówiono w rozdziale 4.3.3.;

$\Delta Q_{W,s}$ - uśrednione sezonowe straty ciepła w elementach pojemnościowych systemu grzewczego budynku (w obrębie osłony bilansowej lub poza nią).

Jedną z wielkości występujących w powyższym wzorze na obliczenie sprawności akumulacji ciepłej wody są straty ciepła w elementach pojemnościowych systemu grzewczego.

Straty te obliczamy z następującego wzoru:

$$\Delta Q_{W,s} = \Sigma (V_s * q_s * t_{CW}) * 10^{-3}$$

gdzie:

V_s - pojemność zasobnika ciepłej wody [dm^3];

q_s - jednostkowe straty ciepła zasobnika ciepłej wody [W/dm^3] - należy je przyjmować zgodnie z poniższą tabelą;

t_{CW} - czas działania układu ciepłej wody w ciągu roku [h].

Tabela 4.20. Jednostkowe straty ciepła przez zasobniki ciepłej wody użytkowej q_s [W/dm^3] [16]

Lokalizacja zasobnika	Pojemność [dm^3]	Pośrednio podgrzewane, biwalentne zasobniki solarne, zasobniki elektryczne całodobowe			Małe zasobniki elektryczne	Zasobniki gazowe
		Izolacja 10 cm	Izolacja 5 cm	Izolacja 2 cm		
Na zewnątrz osłony izolacyjnej budynku	25	0,68	1,13	2,04	2,80	3,13
	50	0,54	0,86	1,58	2,80	3,07
	100	0,43	0,65	1,23	2,80	3,02
	200	0,34	0,49	0,95		2,96
	500	0,25	0,34	0,68		2,89
	1.000	0,20	0,26	0,53		2,84
	1.500	0,18	0,22	0,46		2,81
	2.000	0,16	0,20	0,41		2,78
Wewnątrz osłony izolacyjnej budynku	25	0,55	0,92	1,66	2,28	2,55
	50	0,44	0,70	1,29	2,28	2,50
	100	0,35	0,53	1,00	2,28	2,46
	200	0,28	0,40	0,78		2,41
	500	0,21	0,28	0,56		2,35
	1.000	0,17	0,21	0,43		2,31
	1.500	0,14	0,18	0,37		2,28
	2.000	0,13	0,16	0,33		2,27

Tabela 4.21. Sprawności akumulacji ciepła w systemie ciepłej wody $\eta_{W,s}$ [16]

Lp.	Parametry zasobnika ciepłej wody i jego usytuowanie	$\eta_{W,s}$
1	Zasobnik w systemie wg standardu z lat 1970-tych	0,30-0,59
2	Zasobnik w systemie wg standardu z lat 1977-1995	0,55-0,69
3	Zasobnik w systemie wg standardu z lat 1995-2000	0,60-0,74
4	Zasobnik w systemie wg standardu budynku niskoenergetycznego	0,83-0,86

Przyjęta sprawność dla rozpatrywanego przypadku powinna uwzględniać stan zasobnika (jego izolacji). W przypadku trudności oceny stanu faktycznego należy przyjmować wartość średnią z podanego zakresu sprawności.

W tej części systemu instalacji ogrzewania występuje tylko zbiornik akumulacyjny. Głównymi parametrami są:

- materiał, z którego wykonany jest zbiornik;
- pojemność zbiornika;
- rodzaj izolacji zbiornika, jej grubość oraz współczynnik przewodności cieplnej;
- parametry pracy instalacji;
- koszt zbiornika.

4.5.3.3. Podsystem instalacji transportu ciepłej wody

Sprawność transportu ciepłej wody oblicza się z następującego wzoru:

$$\eta_{W,d} = Q_{W,nd} / (Q_{W,nd} + \Delta Q_{W,d})$$

gdzie:

$Q_{W,nd}$ - zapotrzebowanie ciepła użytkowego do podgrzewania ciepłej wody;

$\Delta Q_{W,d}$ - uśrednione roczne straty ciepła instalacji transportu (dystrybucji) ciepłej wody użytkowej w budynku (w osłonie bilansowej lub poza nią).

Jedną z wielkości występujących w powyższym wzorze na obliczenie sprawności transportu ciepłej wody są straty ciepła instalacji transportu. Straty te obliczamy z następującego wzoru:

$$\Delta Q_{W,d} = \Sigma (l_i * q_{li} * t_{CW}) * 10^{-3}$$

gdzie:

l_i - długość i-tego odcinka sieci ciepłej wody użytkowej [m];

q_{li} - jednostkowe straty ciepła przewodów ciepłej wody [W/m] - należy je przyjmować zgodnie z poniższą tabelą;

t_{SG} - czas działania układu ciepłej wody w ciągu roku [h].

Tabela 4.22. Jednostkowe straty ciepła przez przewody ciepłej wody użytkowej q_l [W/m] [16]

Przewody o temperaturze °C	Izolacja termiczna przewodów	Na zewnątrz osłony izolacyjnej budynku				Wewnątrz osłony izolacyjnej budynku			
		DN 10-15	DN 20-32	DN 40- 65	DN 80-100	DN 10- 15	DN 20-32	DN 40-65	DN 80- 100
Przewody ciepłej wody użytkowej - przepływ zmienny 55°C	nieizolowane	24,9	33,2	47,7	68,4	14,9	19,9	28,6	41,0
	1/2 grubości wg WT	5,7	8,8	13,5	20,7	3,4	5,3	8,1	12,4
	grubość wg WT	4,1	4,6	4,6	4,6	2,5	2,7	2,7	2,7
	2x grubość wg WT	3,0	3,4	3,2	3,2	1,8	2,0	1,9	1,9
Przewody cyrkulacyjne - stały przepływ 55°C	nieizolowane	53,5	71,3	102,5	147,1	37,3	49,8	71,5	102,6
	1/2 grubości wg WT	12,3	18,9	29,0	44,6	8,6	13,2	20,2	31,1
	grubość wg WT	8,8	9,8	9,8	9,8	6,1	6,8	6,8	6,8
	2x grubość wg WT	6,5	7,2	6,9	6,9	4,5	5,1	4,8	4,8

Tabela 4.23. Wymagania izolacji cieplnej przewodów i komponentów [15]

Lp.	Rodzaj przewodu lub komponentu	Minimalna grubość izolacji cieplnej (materiał 0,035 W/(m*K) ¹⁾
1	Średnica wewnętrzna do 22 mm	20 mm
2	Średnica wewnętrzna od 22 do 35 mm	30 mm
3	Średnica wewnętrzna od 35 do 100 mm	równa średnicy wewnętrznej rury
4	Średnica wewnętrzna ponad 100 mm	100 mm
5	Przewody i armatura wg poz. 1-4 przechodzące przez ściany lub stropy, skrzyżowania przewodów	1/2 wymagań z poz. 1-4
6	Przewody ogrzewań centralnych wg poz. 1-4, ułożone w komponentach budowlanych między ogrzewanymi pomieszczeniami różnych użytkowników	1/2 wymagań z poz. 1-4
7	Przewody wg poz. 6 ułożone w podłodze	6 mm
8	Przewody ogrzewania powietrznego (ułożone wewnątrz izolacji cieplnej budynku)	40 mm
9	Przewody ogrzewania powietrznego (ułożone na zewnątrz izolacji cieplnej budynku)	80 mm
10	Przewody instalacji wody lodowej prowadzone wewnątrz budynku ²⁾	50 % wymagań z poz. 1-4
11	Przewody instalacji wody lodowej prowadzone na zewnątrz budynku ²⁾	100 % wymagań z poz. 1-4

Uwaga:1) przy zastosowaniu materiału izolacyjnego o innym współczynniku przenikania ciepła niż podano w tabeli należy odpowiednio skorygować grubość warstwy izolacyjnej;

2) izolacja cieplna wykonana jako powietrznoszczelna.

W przypadku, gdy wykorzystywany materiał izolacyjny ma inne właściwości cieplne niż określone w WT, minimalną grubość izolacji można określić na podstawie poniższej zależności (zgodnie z PN-B-02421:2000):

$$e_{\min} = \{d_z * [(d_z + 2e) / d_z]^{\lambda/0,035} - d_z\} / 2$$

gdzie:

e - grubość warstwy izolacji [mm];

d_z - średnica zewnętrzna izolowanego przewodu [mm];

λ - wartość współczynnika przewodzenia ciepła materiału izolacyjnego [W/(m*K)].

W przypadku braku danych dla przeprowadzenia obliczeń według podanych powyżej zależności można wykorzystać podane w poniższej tabeli wartości zryczałtowane.

Tabela 4.24. Sprawność przesyłu wody ciepłej użytkowej $\eta_{w,d}$ [16]

Rodzaje instalacji ciepłej wody	Sprawność przesyłu wody ciepłej $\eta_{w,d}$
1. Miejscowe przygotowanie ciepłej wody, instalacje ciepłej wody bez obiegów cyrkulacyjnych	
Miejscowe przygotowanie ciepłej wody bezpośrednio przy punktach poboru wody ciepłej	1,0
Miejscowe przygotowanie ciepłej wody dla grupy punktów poboru wody ciepłej w jednym pomieszczeniu sanitarnym, bez obiegu cyrkulacyjnego	0,8
2. Mieszkaniowe węzły cieplne	
Kompaktowy węzeł cieplny dla pojedynczego lokalu mieszkalnego, bez obiegu cyrkulacyjnego	0,85
3. Centralne przygotowanie ciepłej wody, instalacje ciepłej wody bez obiegów cyrkulacyjnych	
Instalacje ciepłej wody w budynkach jednorodzinnych	0,6
4. Centralne przygotowanie ciepłej wody, instalacje z obiegami cyrkulacyjnymi, piony instalacyjne nieizolowane, przewody rozprowadzające izolowane	
Instalacje małe, do 30 punktów poboru ciepłej wody	0,6
Instalacje średnie, 30-100 punktów poboru ciepłej wody	0,5
Instalacje duże, powyżej 100 punktów poboru ciepłej wody	0,4
5. Centralne przygotowanie ciepłej wody, instalacje z obiegami cyrkulacyjnymi, piony instalacyjne i przewody rozprowadzające izolowane ¹⁾	
Instalacje małe, do 30 punktów poboru ciepłej wody	0,7
Instalacje średnie, 30-100 punktów poboru ciepłej wody	0,6
Instalacje duże, powyżej 100 punktów poboru ciepłej wody	0,5
6. Centralne przygotowanie ciepłej wody, instalacje z obiegami cyrkulacyjnymi z ograniczeniem czasu pracy ²⁾ , piony instalacyjne i przewody rozprowadzające izolowane	
Instalacje małe, do 30 punktów poboru ciepłej wody	0,8
Instalacje średnie, 30-100 punktów poboru ciepłej wody	0,7
Instalacje duże, powyżej 100 punktów poboru ciepłej wody	0,6

Objaśnienia:

¹⁾ Przewody izolowane wykonane z rur stalowych lub miedzianych lub przewody nieizolowane wykonane z rur z tworzywa sztucznych.

²⁾ Ograniczenie czasu pracy pompy cyrkulacyjnej do ciepłej wody w godzinach nocnych lub zastosowanie pomp obiegowych ze sterowaniem za pomocą układów termostatycznych.

Z kolei w tej części systemu grzewczego mamy doczynienia z przewodami oraz ich izolacją. Głównymi parametrami są:

- materiał, z którego wykonany jest przewód (stal, miedź, tworzywo sztuczne);
- średnica przewodu i jego długość;
- rodzaj izolacji przewodu, jej grubość oraz współczynnik przewodności cieplnej;
- koszt przewodu oraz izolacji.

4.5.3.4. Podsystem instalacji wykorzystania ciepłej wody

Zgodnie z zapisami obowiązującego rozporządzenia wartość średniej sezonowej sprawności wykorzystania należy przyjmować jako 1,0.

4.5.3.5. Energia pomocnicza systemu przygotowania ciepłej wody

Energia pomocnicza jest niezbędna do utrzymania w ruchu systemów technicznych przygotowania ciepłej wody użytkowej. Jako energia pomocnicza jest wykorzystywana energia elektryczna. Przeznaczona jest ona do napędu: pompy cyrkulacyjnej, pompy ładującej zasobnik, pompy obiegowej w systemie solarnym, sterowników i napędów wykonawczych.

Zapotrzebowania na energię pomocniczą dla systemu przygotowania ciepłej wody użytkowej należy obliczyć z następującego wzoru:

$$E_{el,pom,W} = \sum_i q_{el,W,i} * A_f * t_{el,i} * 10^{-3}$$

gdzie:

$q_{el,W,i}$ - zapotrzebowanie mocy elektrycznej do napędu i-tego urządzenia pomocniczego w systemie przygotowania ciepłej wody, odniesione do powierzchni użytkowej (ogrzewanej) [W/m^2];

$t_{el,i}$ - czas działania urządzenia pomocniczego w ciągu roku, zależny od programu eksploatacji instalacji ciepłej wody [h/rok].

Dane do powyższego wzoru należy wyznaczać w oparciu o:

- obowiązujące przepisy;
- dokumentację techniczną budynku i instalacji oraz urządzeń;
- wiedzę techniczną oraz wizję lokalną obiektu;
- dostępne dane katalogowe urządzeń, elementów instalacji ogrzewczej i ciepłej wody użytkowej obiektu.

Przy braku ww. danych należy korzystać z poniższej tabeli.

Tabela 4.25. Średnie moce jednostkowe układów pomocniczych odniesione do powierzchni A_U i średni czas ich pracy w ciągu roku [16]

Lp.	Rodzaj urządzenia pomocniczego i instalacji	$q_{el,i}$ W/m ²	$t_{el,i}$ h/rok
1	Pompy obiegowe ogrzewania w budynku o A_U do 250 m ² z grzejnikami członowymi lub płytowymi, granica ogrzewania 12°C	0,2-0,7	5.000-6.000
2	Pompy obiegowe ogrzewania w budynku o A_U ponad 250 m ² z grzejnikami członowymi lub płytowymi, granica ogrzewania 10°C	0,1-0,4	4.000-5.000
3	Pompy obiegowe ogrzewania w budynku o A_U do 250 m ² z grzejnikami podłogowymi, granica ogrzewania 15°C	0,5-1,2	6.000-7.000
4	Pompy cyrkulacyjne ciepłej wody w budynku o A_U do 250 m ² , praca ciągła	0,1-0,4	8.760
5	Pompy cyrkulacyjne ciepłej wody w budynku o A_U ponad 250 m ² , praca przerywana do 4 godz/dobę	0,05-0,1	7.300
6	Pompy cyrkulacyjne ciepłej wody w budynku o A_U ponad 250 m ² , praca przerywana do 8 godz/dobę	0,05-0,1	5.840
7	Pompa ładująca zasobnik ciepłej wody w budynku o A_U do 250 m ²	0,3-0,6	200-300
8	Pompa ładująca zasobnik ciepłej wody w budynku o A_U ponad 250 m ²	0,1-0,2	300-700
9	Pompa ładująca bufor w układzie ogrzewania w budynku o A_U do 250 m ²	0,2-0,5	1.500
10	Pompa ładująca bufor w układzie ogrzewania w budynku o A_U ponad 250 m ²	0,05-0,1	1.500
11	Napęd pomocniczy i regulacja kotła do podgrzewu ciepłej wody w budynku o A_U do 250 m ²	0,8-1,7	200-350
12	Napęd pomocniczy i regulacja kotła do podgrzewu ciepłej wody w budynku o A_U ponad 250 m ²	0,1-0,6	300-450
13	Napęd pomocniczy i regulacja kotła do ogrzewania w budynku o A_U do 250 m ²	0,3-0,6	1.400-3.000
14	Napęd pomocniczy i regulacja kotła do ogrzewania w budynku o A_U ponad 250 m ²	0,05-0,2	2.500-4.500
15	Napęd pomocniczy pompy ciepła woda/woda w układzie przygotowania ciepłej wody	1,0-1,6	400
16	Napęd pomocniczy pompy ciepła glikol/woda w układzie przygotowania ciepłej wody	0,6-1,0	400
17	Napęd pomocniczy pompy ciepła woda/woda w układzie ogrzewania	1,0-1,6	1.600
18	Napęd pomocniczy pompy ciepła glikol/woda w układzie ogrzewania	0,6-1,0	1.600
19	Regulacja węzła cieplnego - ogrzewanie i ciepła woda	0,05-0,1	8.760
20	Pompy i regulacja instalacji solarnej w budynku o A_U do 500 m ²	0,2-0,4	1.000-1.750
21	Pompy i regulacja instalacji solarnej w budynku o A_U ponad 500 m ²	0,1-0,3	1.000-1.750
22	Wentylatory w centrali nawiewno-wywiewnej, wymiana powietrza do 0,6h ⁻¹	0,2-0,6	6.000-8.760
23	Wentylatory w centrali nawiewno-wywiewnej, wymiana powietrza powyżej 0,6h ⁻¹	0,6-1,6	6.000-8.760
24	Wentylator w centrali wywiewnej, wymiana powietrza do 0,6h ⁻¹	0,1-0,5	6.000-8.760
25	Wentylator w centrali wywiewnej, wymiana powietrza powyżej 0,6h ⁻¹	0,5-1,1	6.000-8.760
26	Wentylatory miejscowego układu wentylacyjnego	1,1-3,0	6.000-8.760

Uwaga: w przypadku trudności oceny stanu faktycznego należy przyjmować wartości średnie z podanego zakresu zmian mocy jednostkowej lub czasu działania.

Głównymi elementami w rozważanej instalacji ciepłej wody użytkowej będą pompy cyrkulacyjne, a podstawowe ich parametry to: wydajność, wysokość podnoszenia, moc, roczne zużycie energii elektrycznej oraz koszt.

Zapotrzebowanie na energię elektryczną - pomocniczą dla systemu ciepłej wody w sytuacji uwzględnienia jej w zamodelowanym zapotrzebowaniu obiektu na energię elektryczną na etapie

określania jej przebiegu godzinowego w skali roku należy pominąć w analizach (budynek jednorodzinny). Natomiast w wypadku budynku wielorodzinnego i grupy budynku należy przebieg tego zapotrzebowania dodać do określonej charakterystyki zapotrzebowania na energię elektryczną obiektu.

4.6. Analiza dostępnych i wskazanych do spopularyzowania rozwiązań technicznych pokrycia zapotrzebowania na energię w budynku mieszkalnym w oparciu o OZE

Substytucja rozwiązania zaopatrzenia budynku opartego na źródle energii nieodnawialnej na energię odnawialną będzie miała inny charakter w wypadku budynku lub grupy budynków mieszkalnych istniejących, a inny w wypadku nowo wznoszonych.

Zmiana rozwiązania w budynku istniejących może ale nie musi wiązać się ze zmianą całości instalacji poszczególnych systemów zaopatrzenia w energię budynku. Pozostawienie zasadniczych części instalacji budynku bez zmian, a jedynie włączenie w układ zasilania źródła odnawialnego ma swoje zalety i wady.

Zaletą takiego podejścia jest z pewnością uzyskanie substytucji energii nieodnawialnej odnawialną przy najmniejszym koszcie inwestycyjnym. Mankamentem jest nie zoptymalizowanie całego procesu w poszczególnych podsystemach budynku, jednak należy założyć że użytkownik algorytmu takiej symulacji z jego wykorzystaniem winien móc dokonać. O optymalności (ocenie) dobranego za pomocą algorytmu rozwiązania świadczyć będzie rezultat oceny wg kryteriów (np.: koszt inwestycyjny, eksploatacyjny, oddziaływanie środowiskowe, EP, itd.) i funkcja korzyści. Dobór rozwiązania z uwagi na wysokie koszty inwestycyjne rozwiązań z wykorzystaniem energii odnawialnej niezależnie od przyjętego scenariusza działania należy poprzedzić symulacją zmiany parametrów wewnętrznych i zewnętrznych w celu ograniczenia zużycia energii użytecznej (wg etapu 9 zadania badawczego). Takie podejście przyniesie najprawdopodobniej lepsze pozycjonowanie rozwiązania wykorzystującego źródło odnawialne w finałowym rankingu rozwiązań określonym w oparciu o przyjętą funkcję korzyści.

Z odmienną sytuacją mieć będziemy mieli do czynienia w wypadku nowego budynku o założonym przez użytkownika zapotrzebowaniu na energię użyteczną wynikającym z przyjętego standardu przegród zewnętrznych jak również rozwiązania w zakresie wentylacji. Za modelowanie z wykorzystaniem algorytmu poszczególnych nie istniejących jeszcze instalacji wymagało będzie określenia ich sprawności i kosztów wg danych od ewentualnych dostawców lub w oparciu o odpowiedź odnośnie ich sprawności w oparciu o zgromadzoną w niniejszym opracowaniu wiedzę i dane wg Rozporządzenia.

Istotne jest aby symulacja pokrycia zapotrzebowania odbyła się na właściwym jego poziomie jeśli chodzi o określony za pomocą sprawności podsystemów model zapotrzebowania na energię w systemach budynku.

Przykładowo „wpięcie” kolektorów solarnych w system zaopatrzenia budynku w ciepłą wodę użytkową, może zakładać fizyczne połączenie systemów w zbiorniku akumulacyjnym ciepłej wody użytkowej, a zatem symulacji zapotrzebowania do pokrycia w układzie godzinowym należy dokonać na tym podsystemie systemu zaopatrzenia budynku z uwzględnieniem sprawności po średnich.

W sytuacji pracy pompy ciepła na potrzeby pokrycia zapotrzebowania na ciepło dla ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej wpięcie tego źródła do instalacji odbywać się będzie na poziomie wspólnego źródła zasilania obu ww. systemów budynku a co za tym idzie symulacji zapotrzebowania do pokrycia w układzie godzinowym należy dokonać na poziomie źródła.

W sytuacji układu wieloźródłowego oczywistą sprawą jest, że w zakresie pokrycia zapotrzebowania należy w pierwszej kolejności wykorzystać możliwości produkcyjne wybranego przez użytkownika algorytmu, źródła odnawialnego, a uzyskaną różnicę pokryć z uzupełniającego rozwiązania nieodnawialnego. Takie założenie dla przyjętego godzinowego scenariusza zapotrzebowania daje możliwość symulowania jego godzinowego pokrycia z często zależnych od czynników klimatycznych źródeł odnawialnych, których charakterystyka jest zmienna w czasie w skali dobowej, miesięcznej i rocznej.

W prowadzonych z wykorzystaniem algorytmu analizach widać należy pod uwagę pełne spektrum rozwiązań źródeł energii odnawialnej dostępnych w postaci kompletnych zestawów urządzeń, których efektem działania będzie energia do zastosowania w wskazanym systemie budynku mieszkalnego.

Aktualnie na rynku dostępnych jest wiele rozwiązań technologicznych umożliwiających różne sposoby zaopatrzenia w energię. budynku, jednak jak każde urządzenie mają one swoje wady i zalety. Rodzaj ogrzewania, który należy wybrać w danym przypadku zależy od wielu czynników, np.:

- rodzaju budynku;
- czasu jego użytkowania'

- liczby osób;
- rodzaju paliwa;
- obciążenia środowiska;
- kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych;
- lokalnych przepisów.

Ogólnie rzecz biorąc instalacje grzewcze dzieli się według następujących kryteriów:

- położenia źródła ciepła - ogrzewanie miejscowe, centralne, zdalaczynne;
- źródła energii - ogrzewanie węglowe, gazowe, olejowe, elektryczne, odnawialne (energia słoneczna i pompy ciepła);
- nośnika ciepła - ogrzewanie ciepłą wodą, gorącą wodą, parowe i powietrzne;
- sposobu oddawania ciepła - ogrzewanie konwekcyjne, promieniujące, powietrzne i kombinowane.

Z rozwiązań bazujących na wykorzystaniu energii odnawialnej najbardziej rozwinięte technologicznie, a więc takie, które mogą zostać zastosowane w budynkach, można wymienić następujące:

- kolektory słoneczne;
- pompy ciepła.

Poniżej scharakteryzowano rozwiązania na bazie tych urządzeń.

4.6.1. Kolektory słoneczne

Podstawowe składniki typowej instalacji solarnej to kolektor słoneczny, pompa obiegowa oraz zasobnik ciepłej wody wraz z elementami pomocniczymi. Na rynku dostępne są obecnie kolektory płaskie oraz próżniowe. W warunkach krajowych szacuje się, że instalacja z kolektorem słonecznym jest zdolna pokryć około 60-70% rocznego zapotrzebowania na energię do przygotowania ciepłej wody użytkowej oraz 30-50% ogrzewania domu niskoenergetycznego.

Główną wadą tych instalacji to mniejsze uzyski energii w miesiącach jesienno-zimnowych, gdy zapotrzebowanie odbiorcy jest największe. Wyjściem z tego problemu może być m.in. zastosowanie kolektorów próżniowych (są o ok. 30% sprawniejsze w tym okresie od kolektorów płaskich) oraz wykorzystywanie tych instalacji w budynkach o jak najmniejszym zapotrzebowaniu na energię celną (tzw. budynki niskoenergetyczne).

Realizacja tego typu instalacji zwraca się w okresie 5-8 lat. Szacunkowy koszt inwestycji w zależności od wielkości instalacji i zastosowanego typu kolektora dla domu jednorodzinnego wynosi od 7 do 20 tys. zł. netto.

Decydując się na zastosowanie kolektorów należy mieć na uwadze następujące zalecenia:

- powinny być one zwrócone możliwie dokładnie w kierunku południowym;
- w ciągu dnia nie powinny być zacieniane przez sąsiednie budynki, inne obiekty i drzewa;
- kąt nachylenia powinien być uzależniony od przeznaczenia instalacji oraz szerokości geograficznej (przyjmuje się, że kąt nachylenia kolektorów słonecznych pracujących cały rok powinien wynosić 45°).

4.6.2. Pompy ciepła

Pompa ciepła jest urządzeniem pobierającym ciepło niskotemperaturowe lub odpadowe i transformującym je na wyższy poziom temperaturowy. Nie jest ona typowym urządzeniem wytwarzającym energię, spełnia raczej rolę tzw. transformatora temperaturowego ciepła. Do głównych dolnych źródeł ciepła (skąd pobierane jest ciepło niskotemperaturowe) zalicza się: grunt, wody, podziemne i powierzchniowe oraz powietrze. Natomiast górne źródło ciepła stanowi instalacja grzewcza budynku.

Pompy ciepła są bardzo korzystnym eksploatacyjnie rozwiązaniem w zakresie ogrzewania budynków i przygotowania ciepłej wody użytkowej. Jednak z uwagi na jeszcze stosunkowo większe nakłady inwestycyjne w stosunku do innych rozwiązań nie są one jeszcze aż tak bardzo popularne (np. pompa ciepła z kolektorem poziomym to koszt około 32 tys. zł. netto, a koszt wykonania kolektorów pionowych to ok. 15 tys. zł.).

W zależności od rodzaju nośnika ciepła niskotemperaturowego oraz czynnika podgrzewanego w skraplaczu rozróżnia się następujące systemy pomp ciepła:

- woda-woda (W/W) oraz woda-powietrze (W/P);
- powietrze-woda (P/W) oraz powietrze-powietrze (P/P);
- solanka-woda (S/W) oraz solanka-powietrze (S/P).

Możliwe są następujące systemy pracy instalacji grzewczej wykorzystującej jako źródło ciepła pompę ciepła:

- system monowalentny - pompa ciepła jest jedynym generatorem ciepła, pokrywającym w każdej sytuacji 100% zapotrzebowania;
- system biwalentny (równoległy) - pompa ciepła pracuje jako jedyny generator ciepła, aż do punktu dołączenia drugiego urządzenia grzewczego. Po przekroczeniu punktu dołączenia pompa pracuje wspólnie z drugim urządzeniem grzewczym (np. z kotłem gazowym);
- system biwalentny (alternatywny) - pompa ciepła pracuje jako wyłączny generator ciepła, aż do punktu przełączenia na drugie urządzenie grzewcze. Po przekroczeniu punktu przełączenia pracuje wyłącznie drugie urządzenie grzewcze (np. kocioł gazowy).

Wybierając pompę ciepła jako źródło ogrzewania dla budynku należy zastosować instalację grzewczą o jak najniższej temperaturze zasilania (np. ogrzewanie podłogowe lub ściennie – temp. zasilania układu to ok. 35 st. C) – wpływa to na podniesienie współczynnika efektywności pracy pompy.

4.6.3. Pozostałe technologie OZE możliwe do wykorzystania w budownictwie mieszkaniowym

4.6.3.1. Ogniwa i systemy fotowoltaiczne

Systemy fotowoltaiczne przetwarzają energię promieniowania słonecznego bezpośrednio w energię elektryczną. Ze względu na powszechną dostępność do promieniowania słonecznego można je stosować praktycznie w dowolnym miejscu. Najpoważniejszym obecnie ograniczeniem w rozwoju fotowoltaiki jest stosunkowo wysoka cena instalacji.

Typowy układ fotowoltaiczny, działający niezależnie od sieci elektroenergetycznej składa się z: modułów, paneli lub kolektorów fotowoltaicznych oraz kontrolera ładowania, akumulatora i falownika. Energia wytworzona w ogniwach magazynowana jest w akumulatorach, który dostarcza energię elektryczną do odbiornika energii w czasie gdy nie ma promieniowania słonecznego lub jest ono niewystarczające. Do racjonalnego wykorzystania akumulatorów służy kontroler ładowania, natomiast zadaniem falownika jest zamiana napięcia stałego na zmienne o stałej częstotliwości. Niektóre odbiorniki prądu można również zasilать bezpośrednio z szyny napięcia stałego.

4.6.3.2. Małe siłownie wiatrowe

Energetyka wiatrowa zawodowa dużych mocy, napotyka wiele problemów, które w wielu miejscach nie pozwalają na lokalizację tych urządzeń. Produkcja energii w dużych turbinach jest silnie zależna od prędkości wiatru. Natomiast zastosowanie małych turbin wiatrowych o mocach do 100 kW nie stwarza takich problemów. Mogą być one stosowane wszędzie tam, gdzie wymagana jest produkcja mniejszej ilości energii elektrycznej przy mniej korzystnych zasobach wiatrowych. Tego rodzaju inwestycja nie wymaga wcześniejszych pomiarów i analiz zasobów wiatru.

4.6.3.3. System hybrydowy słoneczno-wiatrowy

Scharakteryzowane w powyższych dwóch podrozdziałach technologie OZE dają bardzo dobre wyniki przy ich jednoczesnym zastosowaniu w tzw. układach hybrydowych [21]. Prowadzone na świecie obserwacje meteorologiczne wskazują, że w porze największego nasilenia wiatrów (okres jesienno-zimowy) promieniowanie słoneczne jest słabe, natomiast w porze wiosenno-letniej, kiedy natężenie promieniowania słonecznego jest najsilniejsze, spada średnia prędkość wiatru. Stąd połączenie ze sobą energii słonecznej i wiatrowej daje, w pewnym przybliżeniu, stały dopływ energii do odbiorcy w ciągu roku.

4.6.3.4. Biopaliwa

W budownictwie energię biopaliw wykorzystuje się głównie dla ogrzewania budynków i przygotowania c.w.u. Ich spalanie odbywa się głównie w kotłach grzewczych odpowiednich dla danego paliwa. Biogaz może być ponadto wykorzystywany w silnikach spalinowych (agregaty kogeneracyjne). W praktyce, dla celów grzewczych w budownictwie, wykorzystuje się spalanie biopaliw stałych w kotłach. Jako surowce wykorzystuje się drewno, zrębki, trociny i słomę.

Powszechne zastosowanie [24] w budynkach jednorodzinnych dla systemu ogrzewania mają technologie biomasowe bazujące na spalaniu bezpośrednim oraz spalaniu w kotłach zgazowujących (wykorzystanie zjawiska pirolizy). Natomiast w przypadku budynków użyteczności publicznej mogą mieć zastosowanie kotłownie biomasowe na słomę (oczywiście w przypadku dostępności paliwa i miejsca składowania).

4.6.4. Przykłady zastosowań OZE

4.6.4.1. Kocioł gazowy + kolektor słoneczny

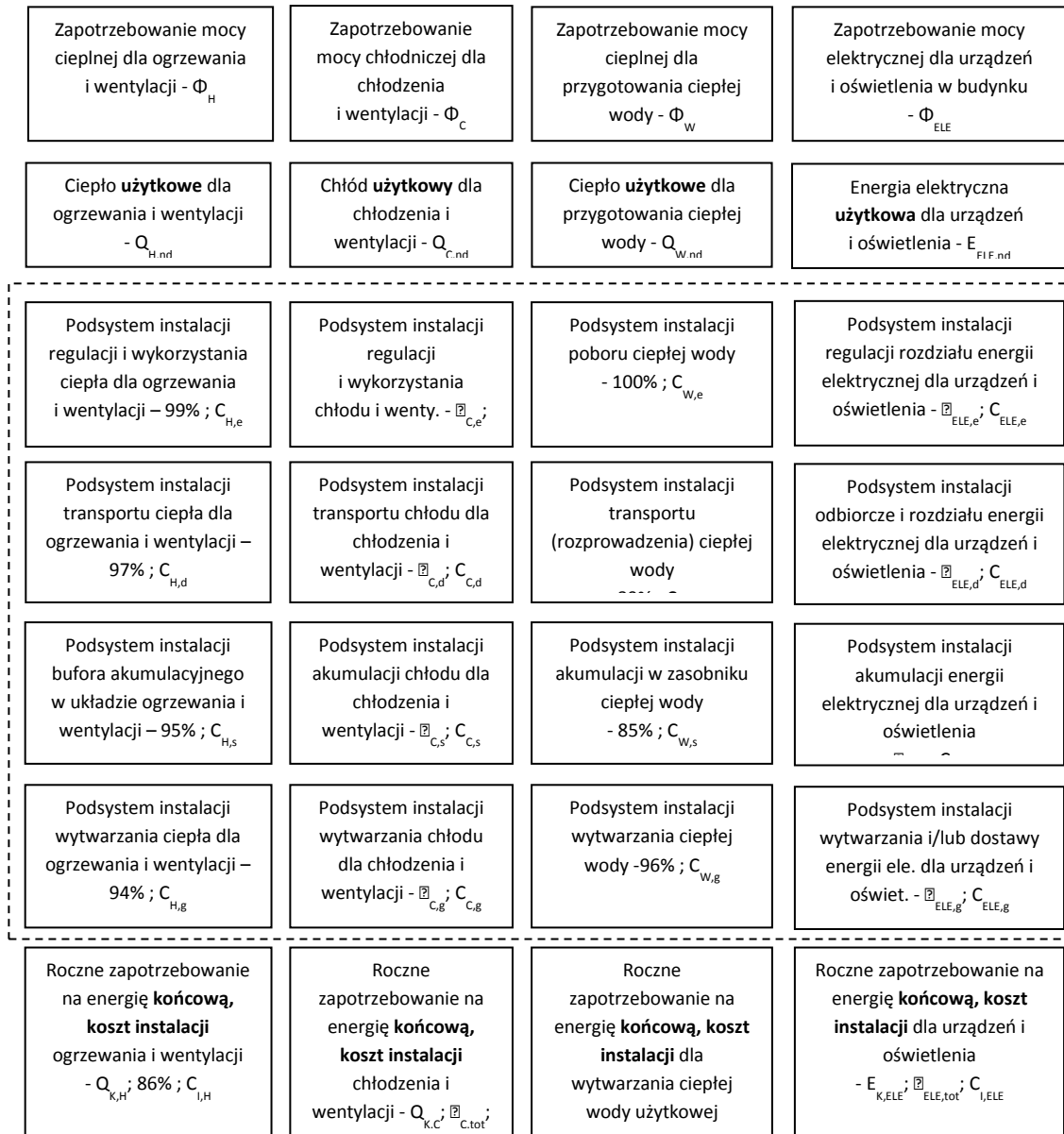
- centralne ogrzewanie - kocioł gazowy kondensacyjny o sprawności 94% (pokrywający 100% rocznego zapotrzebowania na energię);
- sprawność akumulacji - 95% (bufor w systemie grzewczym o parametrach 70/55°C wewnątrz osłony termicznej budynku);
- sprawność przesyłu - 97% (ogrzewanie centralne wodne z lokalnego źródła usytuowanego w ogrzewanym budynku, z zaizolowanymi przewodami, armaturą i urządzeniami, które są zainstalowane w pomieszczeniach ogrzewanych);
- sprawność regulacji i wykorzystania - 99% (ogrzewanie wodne z grzejnikami członowymi lub płytowymi w przypadku regulacji centralnej adaptacyjnej i miejscowej);
- średnia sezonowa sprawność całkowita systemu grzewczego budynku wynosi:

$$\eta_{H,tot} = 86\%$$

- przygotowanie ciepłej wody użytkowej:
 - kolektor słoneczny o sprawności 100% (pokrywający 40% rocznego zapotrzebowania na energię);
 - kocioł gazowy kondensacyjny o sprawności 94% (pokrywający 60% rocznego zapotrzebowania na energię);
- średnioroczna sprawność wytwarzania - 96%;
- sprawność akumulacji - 85% (zasobnik w systemie wg standardu budynku niskoenergetycznego);
- sprawność przesyłu - 80% (centralne przygotowanie ciepłej wody, instalacje z obiegami cyrkulacyjnymi z ograniczeniem czasu pracy, pionowy instalacyjny i przewody rozprowadzające izolowane - instalacje małe, do 30 punktów poboru ciepłej wody);
- średnia sezonowa sprawność całkowita systemu przygotowania ciepłej wody użytkowej wynosi:

$$\eta_{W,tot} = 65\%$$

Rys. 4.80. Przykładowy schemat – kocioł gazowy + kolektor słoneczny



(1) Szacunkowy koszt powyżej przedstawionego układu wynosi 37,6 tys. zł. netto, w tym kocioł gazowy 12,1 tys. zł., instalacja centralnego ogrzewania wraz z grzejnikami 9,6 tys. zł. oraz kolektor słoneczny 14,9 tys. zł. (w cenę wliczona jest dostawa oraz montaż urządzeń).

Pompa ciepła + elektryczny podgrzewacz akumulacyjny

- centralne ogrzewanie – pompa ciepła (powietrze/woda) o sprawności 260% (pokrywający 100% rocznego zapotrzebowania na energię);
- sprawność akumulacji - 97% (bufor w systemie grzewczym o parametrach 55/45°C wewnątrz osłony termicznej budynku);
- sprawność przesyłu - 97% (ogrzewanie centralne wodne z lokalnego źródła usytuowanego w ogrzewanym budynku, z zaizolowanymi przewodami, armaturą i urządzeniami, które są zainstalowane w pomieszczeniach ogrzewanych);
- sprawność regulacji i wykorzystania - 98% (ogrzewanie podłogowe lub ściennie w przypadku regulacji centralnej i miejscowej);
- średnia sezonowa sprawność całkowita systemu grzewczego budynku wynosi:

$$\eta_{H,tot} = 240\%.$$

- przygotowanie ciepłej wody użytkowej
- pompa ciepła (powietrze/woda) o sprawności 260% (pokrywająca 40% rocznego zapotrzebowania na energię);

- elektryczny podgrzewacz akumulacyjny o sprawności 98% (pokrywający 60% rocznego zapotrzebowania na energię);
- średnioroczna sprawność wytwarzania - 163%;
- sprawność akumulacji - 85% (zasobnik w systemie wg standardu budynku niskoenergetycznego);
- sprawność przesyłu - 80% (centralne przygotowanie ciepłej wody, instalacje z obiegami cyrkulacyjnymi z ograniczeniem czasu pracy, pionowe instalacyjne i przewody rozprowadzające izolowane - instalacje małe, do 30 punktów poboru ciepłej wody);
- średnia sezonowa sprawność całkowita systemu przygotowania ciepłej wody użytkowej wynosi:

$$\eta_{W,tot} = 111\%.$$

Zapotrzebowanie mocy ciepłej dla ogrzewania i wentylacji - Φ_H	Zapotrzebowanie mocy chłodniczej dla chłodzenia i wentylacji - Φ_C	Zapotrzebowanie mocy ciepłej dla przygotowania ciepłej wody - Φ_W	Zapotrzebowanie mocy elektrycznej dla urządzeń i oświetlenia w budynku - Φ_{ELE}
Ciepło użytkowe dla ogrzewania i wentylacji - $Q_{H,nd}$	Chłód użytkowy dla chłodzenia i wentylacji - $Q_{C,nd}$	Ciepło użytkowe dla przygotowania ciepłej wody - $Q_{W,nd}$	Energia elektryczna użytkowa dla urządzeń i oświetlenia - $E_{ELE,nd}$
Podsystem instalacji regulacji i wykorzystania ciepła dla ogrzewania i wentylacji - 98%; $C_{H,e}$	Podsystem instalacji regulacji i wykorzystania chłodu i wenty. - $\eta_{C,e}$; $C_{C,e}$	Podsystem instalacji poboru ciepłej wody - 100%; $C_{W,e}$	Podsystem instalacji regulacji rozdziału energii elektrycznej dla urządzeń i oświetlenia - $\eta_{ELE,e}$; $C_{ELE,e}$
Podsystem instalacji transportu ciepła dla ogrzewania i wentylacji - 97%; $C_{H,d}$	Podsystem instalacji transportu chłodu dla chłodzenia i wentylacji - $\eta_{C,d}$; $C_{C,d}$	Podsystem instalacji transportu (rozprowadzenia) ciepłej wody - - - - -	Podsystem instalacji odbiorcze i rozdziału energii elektrycznej dla urządzeń i oświetlenia - $\eta_{ELE,d}$; $C_{ELE,d}$
Podsystem instalacji bufora akumulacyjnego w układzie ogrzewania i wentylacji - 97%; $C_{H,s}$	Podsystem instalacji akumulacji chłodu dla chłodzenia i wentylacji - $\eta_{C,s}$; $C_{C,s}$	Podsystem instalacji akumulacji w zasobniku ciepłej wody - 85%; $C_{W,s}$	Podsystem instalacji akumulacji energii elektrycznej dla urządzeń i oświetlenia - - - - -
Podsystem instalacji wytwarzania ciepła dla ogrzewania i wentylacji - 260%; $C_{H,g}$	Podsystem instalacji wytwarzania chłodu dla chłodzenia i wentylacji - $\eta_{C,g}$; $C_{C,g}$	Podsystem instalacji wytwarzania ciepłej wody - 163%; $C_{W,g}$	Podsystem instalacji wytwarzania i/lub dostawy energii ele. dla urządzeń i oświet. - $\eta_{ELE,g}$; $C_{ELE,g}$
Roczne zapotrzebowanie na energię końcową , koszt instalacji ogrzewania i wentylacji - $Q_{K,H}$; 240% $C_{I,H}$	Roczne zapotrzebowanie na energię końcową , koszt instalacji chłodzenia i wentylacji - $Q_{K,C}$; $\eta_{C,tot}$; $C_{I,C}$	Roczne zapotrzebowanie na energię końcową , koszt instalacji dla wytwarzania ciepłej wody użytkowej - $Q_{K,W}$; 111%; $C_{I,W}$	Roczne zapotrzebowanie na energię końcową , koszt instalacji dla urządzeń i oświetlenia - $E_{K,ELE}$; $\eta_{ELE,tot}$; $C_{I,ELE}$

(1) Szacunkowy koszt powyżej przedstawionego układu wynosi 38,6 tys. zł. netto, w tym kompletna pompa ciepła 31,7 tys. zł., bojler elektryczny 1,2 tys. zł. oraz instalacja ogrzewania podłogowego 5,7 tys. zł. (w cenę wliczona jest dostawa oraz montaż urządzeń).

4.7. Uprozczone zasady doboru urządzeń na poziomie źródłowym dla produkcji ciepła i ciepłej wody

4.7.1. Dobór kotłów grzewczych

Prawidłowy dobór liczby i wielkości jednostek kotłowych w kotłowni powinien być sporządzony na podstawie dokładnego bilansu cieplnego obiektów przewidzianych do zasilania w ciepło z projektowanej kotłowni. Na dobór jednostek kotłowych wpływają również zmiany obciążenia kotłowni zarówno w trakcie roku, jak i w trakcie doby. Dlatego podczas doboru jednostek kotłowych dobrym rozwiązaniem jest sporządzenie uporządkowanego wykresu obciążeń przedstawiającego zakres tych zmian.

W doborze jednostek kotłowych należy kierować się następującymi zasadami:

- nie zaleca się stosowania układów z pojedynczymi kotłami (z wyjątkiem źródeł o małej mocy, np. dla domów jednorodzinnych, niewielkich innych obiektów);
- liczbę kotłów należy dobrać tak, aby moc jednej jednostki kotłowej dostosowana była do zapotrzebowania mocy do przygotowania ciepłej wody użytkowej.

Dobór liczby kotłów oraz ich wielkości powinien zapewnić ekonomiczną pracę kotłowni w ciągu całego roku ze szczególnym uwzględnieniem pracy kotłów przy ich zmiennym obciążeniu.

Stosuje się odmienne zasady w przypadku doboru kotłów dla budynków jednorodzinnych, a inne w budynkach wielorodzinnych i użyteczności publicznej.

W małych i średnich domach jednorodzinnych nowobudowanych (lub modernizowanych) zgodnie z obowiązującymi wymaganiami ochrony cieplnej, wielkość zapotrzebowania mocy cieplnej na cele c.o. mieści się w granicach $8 \div 25 \text{ kW}$. Natomiast maksymalne zapotrzebowanie mocy cieplnej na przygotowanie c.w.u. wynosi ponad 28 kW i jest większe niż zapotrzebowanie na moc cieplną do c.o. W takim przypadku stosuje się zasadę tzw. priorytetu ciepłej wody użytkowej. Zasada ta polega na tym, że w przypadku wystąpienia zapotrzebowania na ciepłą wodę automatyka przełącza układ na grzanie ciepłej wody kosztem energii cieplnej na potrzeby c.o. Po ustaniu zapotrzebowania na c.w.u. automatyka przełącza dostawę energii cieplnej na potrzeby c.o. Charakter poboru ciepła na potrzeby c.w.u. jest krótkotrwały i dzięki akumulacyjności cieplnej budynku nie są zauważalne zmiany temperatury w ogrzewanym budynku. W takim przypadku (układ bez elementów pojemnościowych) do mocy cieplnej kotłowni nie wlicza się zapotrzebowania na moc cieplną na potrzeby c.w.u.:

moc kotłowni = maks. zapotrzebowanie mocy cieplnej na przygotowanie c.w.u.

$$Q_K = Q_{cwu, max}$$

W budynkach jednorodzinnych, w których zastosowano elementy pojemnościowe w układzie przygotowania c.w.u., a zapotrzebowanie $Q_{cwu} < 15 \div 20\% Q_{co}$, wtedy kotły dobiera się w oparciu o obliczeniowe zapotrzebowanie na moc cieplną na cele c.o.:

moc kotłowni = obliczeniowa moc zapotrzebowania na c.o.

$$Q_K = Q_{co}$$

W budynkach wielorodzinnych i użyteczności publicznej stosunek maksymalnego zapotrzebowania na moc cieplną do przygotowania c.w.u. i zapotrzebowania na moc cieplną dla c.o. przyjmuje wartości mniejsze niż w budynkach jednorodzinnych. W takich przypadkach funkcja priorytetu przygotowania c.w.u. polega na łącznym zapewnieniu pokrycia maksymalnego zapotrzebowania na moc cieplną do c.o. i średniego zapotrzebowania na moc do przygotowania c.w.u.:

moc kotłowni = obliczeniowa moc na c.o. i średnia moc na c.w.u.

$$Q_K = Q_{co} + Q_{cwu, \text{śr}}$$

4.7.2. Dobór kolektorów słonecznych

W projektowaniu instalacji grzewczych wspomaganych kolektorami słonecznymi należy pamiętać o tym, że kolektory stanowią dodatkowe źródło energii, a więc źródło podstawowe, tj. kocioł grzewczy, pompę ciepła (niektóre rodzaje) należy dobierać na całkowite obliczeniowe zapotrzebowanie na moc cieplną ustalone na podstawie bilansu cieplnego obiektu. Kolektory słoneczne dostarczają energię cieplną, którą w ogólnym bilansie zużycia energii przez budynek/instalację można w mniejszym lub większym stopniu oszacować.

Należy także pamiętać, że ogólna sprawność systemu z kolektorami słonecznymi zależy będzie również od intensywności rozbioru ciepła. Na przykład, jeżeli w ciągu dnia brak jest zapotrzebowania ciepłej wody użytkowej, a występuje intensywne promieniowanie słoneczne, woda w instalacji się ogrzewa, jej temperatura wzrasta i wówczas sprawność kolektora słonecznego maleje aż w skrajnym przypadku może osiągnąć zero. Dlatego wartość stopnia pokrycia zapotrzebowania na energię cieplną na potrzeby przygotowania ciepłej wody użytkowej należy traktować szacunkowo.

Ogólnie dla małych instalacji grzewczych można przyjmować następujące wskaźniki:

- powierzchnia kolektorów słonecznych - w obliczeniach inżynierskich zaleca się, aby dla jednej osoby korzystającej z ciepłej wody użytkowej przyjmować $1\div1,5\text{ m}^2$ powierzchni kolektorów słonecznych [13]. Dla rodziny 4-osobowej proponuje się ogólną powierzchnię kolektorów słonecznych w granicach $4\div6\text{ m}^2$;
- pojemność zasobnika ciepłej wody – przyjmuje się, że jedna osoba w skali doby zużywa około $35\div48\text{ l}$ wody (o temp. 55°C), z założeniem magazynowania wody w skali doby. Pojemność zasobnika ciepłej wody użytkowej powinna orientacyjnie wynieść:

$$V_{\text{zas}} = (35\div48) \cdot U$$

gdzie: U - liczba osób korzystających z instalacji ciepłej wody użytkowej.

Oznacza to, że dla rodziny 4-osobowej proponuje się przyjęcie pojemności zasobnika ciepłej wody użytkowej około $140\div200\text{ l}$.

W przypadku dużych instalacji (gdy powierzchnia absorberów przekracza 30 m^2 , a pojemność zasobników jest większa niż 3000 litrów) optymalną powierzchnią kolektorów jest powierzchnia, która w okresie najniższego zapotrzebowania dostarcza energię do podgrzewu c.w.u. bez nadwyżki [13].

Instalację solarną należy traktować jedynie jako wspomaganie konwencjonalnej instalacji grzewczej ponieważ dobrze zaprojektowana instalacja solarna jest w stanie pokryć w polskich warunkach geograficznych do 60% rocznego zapotrzebowania na energię konieczną do przygotowania c.w.u. W półroczu letnim jest to pokrycie sięgające 90%, natomiast w półroczu zimowym to jedynie 30%. Oprócz wspomaganie c.w.u. instalacje solenne mogą dodatkowo wspomagać podgrzewanie centralnego ogrzewania oraz basenu.

4.7.3. Dobór pomp ciepła

W praktyce inżynierskiej wyróżnia się trzy sposoby doboru mocy pompy ciepła w zależności od przewidzianego sposobu pracy [13]:

1. układ monowalentny – pompa ciepła jako jedyne źródło musi pokryć całość zapotrzebowania budynku

$$Q_{\text{PC}} = 100\% \text{ zapotrzebowania na moc cieplną budynku}$$

gdzie:

Q_{PC} – moc cieplna pompy ciepła;

2. układ monoenergetyczny – pracę pompy ciepła w okresach szczytowego zapotrzebowania wspomaga np. grzałka elektryczna, której włączenie następuje poprzez regulator w zależności od temperatury zewnętrznej i obciążenia. Przy typowych konfiguracjach moc pompy ciepła dobiera się jako:

$$Q_{\text{PC}} = 70\div85\% \text{ zapotrzebowania na moc cieplną budynku}$$

Udział pompy ciepła w rocznej eksploatacji wynosi wówczas około $92\div98\%$;

3. układ biwalentny – pompa ciepła uzupełniana jest w eksploatacji dodatkowym źródłem w postaci zazwyczaj kotła gazowego (olejowego), optymalizowanie pracy tych urządzeń odbywa się poprzez regulator w zależności od temperatury zewnętrznej i obciążenia. Przy typowych konfiguracjach moc pompy ciepła dobiera się jako:

$$Q_{\text{PC}} = 50\div70\% \text{ zapotrzebowania na moc cieplną budynku}$$

Udział pompy ciepła w rocznej eksploatacji wynosi wówczas około $75\div92\%$.

4.8. Uproszczona metodologia doboru zasobnika ciepła

4.8.1. Cel stosowania zasobników c.w.u.

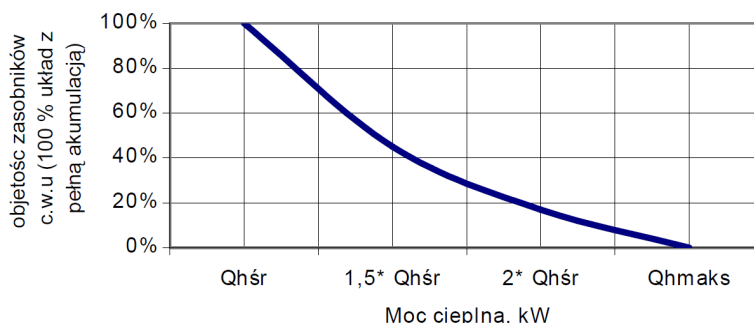
Zużycie ciepłej wody użytkowej charakteryzuje się dużą nierównomiernością rozbioru, a maksymalne zapotrzebowanie na ciepłą wodę występuje w okresach krótkotrwałych. Aby zapewnić komfort dostawy

cieplej wody użytkowej, podczas wymiarowania mocy cieplnej źródeł, dochodziłoby niejednokrotnie do konieczności doboru zbyt dużych jednostek kotłowych.

W celu zmniejszenia zapotrzebowania na moc cieplną na potrzeby przygotowania ciepłej wody użytkowej stosuje się podgrzewacze pojemnościowe. Wielkość podgrzewacza, jak również moc źródła ciepła zależy od ilości zużywanej ciepłej wody użytkowej. Można stwierdzić, że im większa pojemność zasobników, tym mniejsza moc cieplna potrzebna na przygotowanie c.w.u.

Uogólnioną zależność pokazano na poniższym rysunku [6].

Rys. 4.81. Zależność mocy cieplnej kotła na przygotowanie c.w.u. od objętości zasobnika



Pokazuje ona, że w układzie z pełną akumulacją, czyli dostawą ciepła na potrzeby c.w.u. w sposób ciągły na poziomie $Q_{h,sr}$, pojemność zasobnika wyniosłaby 100%, a przy dostawie ciepła na poziomie $Q_{h,max}$, pojemność zasobników wynosi zero, tzn. nie ma wówczas potrzeby stosowania zasobników. Jednak należy pamiętać, że moc cieplna na potrzeby c.w.u. jest wówczas maksymalna.

4.8.2. Dobór podgrzewacza pojemnościowego wody

Obecnie w kotłowniach najczęściej stosowane są układy przygotowania ciepłej wody użytkowej z pojemnościowymi podgrzewaczami c.w.u. Układy te wykonuje się zwykle jako systemy z niepełną akumulacją c.w.u. Stosowny algorytm obliczeń przedstawiono poniżej w kolejnych „krokach” obliczeniowych [6] [13] [23]:

Krok 1

Określenie założeń wstępnych:

U – określenie ilości odbiorców ciepłej wody użytkowej – jest to liczba mieszkańców budynku mieszkalnego;

q_j – jednostkowe zużycie ciepłej wody o temperaturze 55°C. W budynku jednorodzinnym przyjmuje się $q_j = 35$ l/os., natomiast w budownictwie wielorodzinnym 48 l/os. lub 38 l/os. w przypadku zastosowania wodomierzy;

t_d – średnia liczba godzin korzystania z ciepłej wody w ciągu doby. Zgodnie z rozporządzeniem dla budynków mieszkalnych przyjmuje się 18h/d, dla pozostałych 24h/d;

t_{zas} – temperatura zasilania układu przygotowania c.w.u. (rozumiana jako minimalna na zasilaniu podgrzewacza).

Zgodnie z wymaganiami prawnymi minimalna temperatura na zasilaniu wynosi 70°C;

t_{cwu} – temperatura wymagana ciepłej wody na wyjściu z zasobnika – przyjmuje się 60°C (uwzględniając straty ciepła na transporcie ciepłej wody w kranie jest dostępna woda o temperaturze ok. 55°C;

t_{wz} – temperatura wody zimnej zasilającej zasobnik – przyjmuje się zazwyczaj 10°C;

Krok 2

Obliczenie średniego godzinowego zapotrzebowania c.w.u.

$$q_{h,sr} = U \cdot q_j / t_d \text{ [l/h]}$$

Przyjmując, że w budynku jednorodzinnym zamieszkuje pięć osób, otrzymamy, że średnie godzinowe zapotrzebowanie c.w.u. wynosi 9,7 l/h. Natomiast w budynku wielorodzinnym zamieszkały np. przez 150 osób średnie godzinowe zapotrzebowanie c.w.u. wynosi 316,7 l/h.

Krok 3

Obliczenie średniej mocy układu c.w.u.

$$Q_{cwu,h,sr} = q_{h,sr} \cdot c_w \cdot (t_{cwu} - t_{wz}) \text{ [kW]}$$

gdzie:

c_w – ciepło właściwe wody, przyjmowane jako 4,19 kJ/(kg*K);

Dla rozważanego przykładu średnia moc układu c.w.u. w przyjętym powyżej budynku jednorodzinnym wyniesie 0,6 kW, a w budynku wielorodzinnym 18,4 kW.

Krok 4

Obliczenie godzinowego współczynnika nierównomierności rozbioru. Wyznacza się go z zależności zgodnie z PN-B-01706:92:

$$N_h = 9,32 * U^{-0,244}$$

Dla naszego przykładu wyniesie on odpowiednio: dla budynku jednorodzinnego – 6,3, a dla budynku wielorodzinnego – 2,7.

Krok 5

Obliczenie maksymalnego godzinowego zapotrzebowania c.w.u.

$$q_{h,max} = q_{h,sr} * N_h [l/h]$$

Dla rozważanego budynku jednorodzinnego wielkość ta wyniesie 61,1 l/h, a dla budynku wielorodzinnego – 855,1 l/h.

Krok 6

Obliczenie maksymalnej mocy układu c.w.u.

$$Q_{cwu,h,max} = q_{h,max} * c_w * (t_{cwu} - t_{wz}) [kW]$$

Dla rozważanego przykładu maksymalna moc układu c.w.u. w przyjętym powyżej budynku jednorodzinnym wyniesie 3,6 kW, a w budynku wielorodzinnym 49,8 kW.

Krok 7

Obliczenie objętości podgrzewacza pojemnościowego można dokonać na podstawie godzinowej charakterystyki rozbioru c.w.u. lub w przypadku braku takich danych można ją wyliczyć według następującej zależności:

$$V_{obl} = 90 * \varphi_{obl} * U * \log(N_h)$$

gdzie:

φ_{obl} - założony współczynnik akumulacji pozwalający uzyskać zmniejszenie objętości zasobnika (w stosunku do pełnej akumulacji) i w wyraźnym stopniu wyrównać dostawę ciepła zaleca się przyjmować w granicach 0,15÷0,35 (wartość średnia to 0,25);

Dla analizowanych przez nas budynków otrzymamy następujące objętości zbiornika: dla budynku jednorodzinnego – 90 l, a dla budynku wielorodzinnego – 1455 l.

Natomiast w oparciu o godzinową charakterystykę rozbioru c.w.u. obliczeniową objętość zbiornika można określić sporządzając bilans dopływu i odpływu w analizowanym przedziale czasu. Przedstawiony poniżej algorytm wykorzystano do opracowania stosownego arkusza kalkulacyjnego MS Excel.

Kolejne kroki w tej metodzie to:

- określenie dopływu strumienia ciepła do zbiornika – może to być wielkość stała (rozwiązanie optymalne) lub zmienna;
- sprawdzenie dla każdej godziny stanu naładowania zbiornika;
- wyznaczenie dla każdej godziny maksymalnej i minimalnej wielkości zbiornika;
- po przeprowadzeniu całodniowej analizy określenie wielkości zbiornika jako różnicę pomiędzy stanem maksymalny i minimalnym;
- wyznaczona na podstawie powyższej analizy objętość zbiornika – stanowi tzw. objętość przy pełnej akumulacji.

Krok 8

Wyznaczenie współczynnika redukcji maksymalnego godzinowego zapotrzebowania na ciepłą wodę:

$$\beta = 1 / [(N_h - 1) * \varphi_{obl} + 1]$$

Dla przykładowego budynku jednorodzinnego współczynnik ten wyniesie 0,4, a dla budynku wielorodzinnego 0,7.

Krok 9

Określenie mocy podgrzewacza c.w.u.:

$$O_{z,obl} = Q_{cwu,h,max} * \beta$$

Dla rozpatrywanych przez nas budynków otrzymujemy: dla budynku jednorodzinnego obliczeniowa moc podgrzewacza wyniesie 1,4 kW, a dla budynku wielorodzinnego – 34,9 kW.

Krok 10

Po wyznaczeniu obliczeniowej objętości zbiornika oraz obliczeniowej mocy podgrzewacza należy dokonać jego doboru na podstawie produkowanego typoszeregu zbiorników przez danego producenta.

4.8.3. Zasobnik ciepła w instalacji c.o.

W instalacji, dla której źródłem ciepła jest kocioł na paliwo stałe, pompa ciepła lub kolektor słoneczny, celem optymalizacji pracy całego układu niezbędne jest zastosowanie zbiornika buforowego wody grzewczej. W dostępnej obecnie literaturze technicznej dobór wielkości takiego zbiornika dokonuje się na podstawie wzorów lub wskaźników jednostkowych. Nie stosuje się doboru z wykorzystaniem charakterystyk godzinowych zapotrzebowania mocy cieplnej jak ma to miejsce w przypadku ciepłej wody użytkowej.

4.8.3.1. Kocioł na paliwo stałe

Zgodnie z krajowymi uwarunkowaniami prawnymi w instalacji zasilanej kotłem na paliwo stałe (np. węgiel, drewno) należy umieścić bufor wody grzewczej. Wymaganą pojemność bufora można wyliczyć zgodnie z podaną formułą w normie PN-EN 303-5:2002:

$$V_{SP} = 15 \times T_B \times Q_N \times (1 - 0,3 \times Q_H / Q_{min})$$

gdzie:

V_{SP} - pojemność bufora [l]; T_B - czas spalania przy mocy znamionowej [h]; Q_N - moc znamionowa kotła [kW]; Q_H - potrzebna moc grzewcza dla budynku [kW]; Q_{min} - minimalna moc kotła [kW].

4.8.3.2. Pompa ciepła

Pompa ciepła pracuje z mocą zależną od temperatury źródła dolnego i wymaganej temperatury zasilania. Natomiast potrzeby grzewcze zmieniają się wraz z temperaturą otoczenia. W związku z tym, nadwyżka mocy ciepła pompy ciepła w okresach mniejszego zapotrzebowania powinna być zmagazynowana. W tym celu stosuje się zbiorniki buforowe.

Objętość zbiornika buforowego w litrach wyznacza się z zależności [13]:

$$V_{zb} = Q_{PC} \times (20 \div 25)$$

gdzie:

Q_{PC} – moc cieplna pompy ciepła.

4.8.3.3. Kolektor słoneczny

W przypadku takiej instalacji zadaniem zasobników jest wyrównanie różnic czasowych pomiędzy ilością produkowanej energii z kolektorów słonecznych, a chwilowym zapotrzebowaniem. Zasobniki te projektuje się tak, aby temperatura wody grzewczej wynosiła maksymalnie 70°C, ponieważ przy wyższych temperaturach sprawność kolektorów słonecznych ulega obniżeniu.

W stosowanych obecnie wytycznych projektowych przyjmuje się, że pojemność zbiornika buforowego powinna wynosić 50 litrów na każdy m² powierzchni kolektorów [13].

4.9. Schematy ideowe z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii dla obiektów mieszkalnych

Na poniższych schematach zaprezentowano cztery podstawowe (bazowe) układy instalacji grzewczych z wykorzystaniem kolektorów słonecznych i pomp ciepła. Każdy z nich został pokrótce scharakteryzowany i podano możliwości jego modyfikacji. Przy poniższych schematach użyto określenia „kocioł grzewczy” – oznacza on kocioł gazowy lub olejowy (nie jest to kocioł na paliwo stałe).

4.9.1. Układ kotła grzewczego z kolektorem słonecznym do podgrzewu c.w.u.

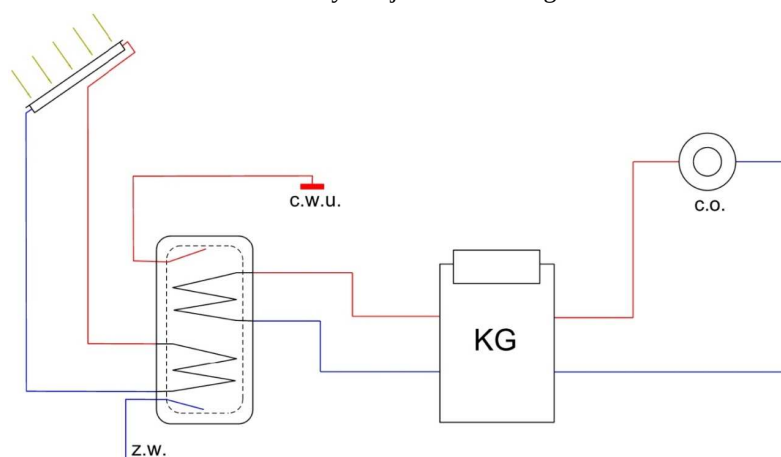
W układzie tym występuje współpraca pomiędzy kotłem grzewczym i kolektorem słonecznym.

Kocioł grzewczy jest w tym przypadku podstawowym źródłem ciepła dla budynku i pracuje on na pokrycie pełnych potrzeb grzewczych oraz wspomaga przygotowanie c.w.u. poprzez dogrzewanie wody w

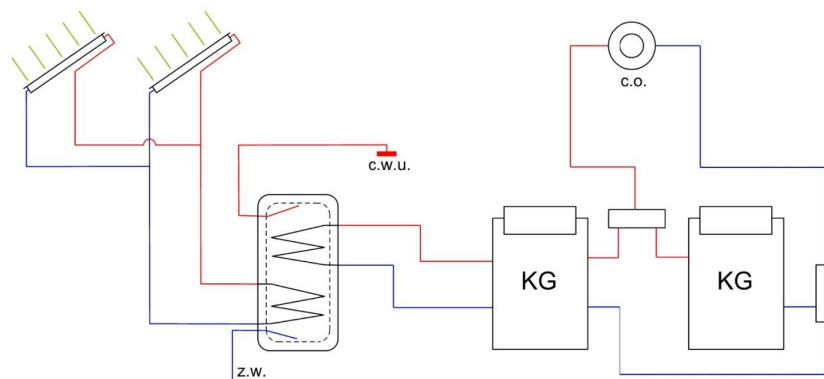
podgrzewaczu pojemnościowych w okresach braku nasłonecznienia. Natomiast kolektor słoneczny w tym przypadku pracuje wyłącznie na cele przygotowania c.w.u. Ponadto zaleca się aby podgrzewacz pojemnościowy posiadał zamontowaną grzałkę elektryczną zapewniającą podgrzanie c.w.u. w sytuacjach „awaryjnych” tzn. w przypadku gdy kolektor jak i kocioł grzewczy nie są w stanie zapewnić wymaganej ilości c.w.u. (np. okres zimowy).

Układ taki można zastosować zarówno w budownictwie jednorodzinnym jak i wielorodzinnym. W przypadku budynku jednorodzinnego będzie to jeden kocioł grzewczy natomiast dla budynku wielorodzinnego należy dobrać dwa kotły pracujące na wspólny kolektor oraz stosowną pojemność podgrzewacza i powierzchnię kolektorów. Przykładowe schematy ideowe takich instalacji pokazano na poniższych dwóch rysunkach

Rys. 4.82. Schemat ideowy współpracy kotła grzewczego z kolektorem słonecznym – przykładowa instalacja dla budynku jednorodzinnego



Rys. 4.83. Schemat ideowy współpracy układu kotłów grzewczych z kolektorami słonecznymi – przykładowa instalacja dla budynku wielorodzinnego



Oznaczenia: KG – kocioł grzewczy, z.w. – dopływ zimnej wody, c.w.u. – odbiór ciepłej wody użytkowej, c.o. – obieg centralnego ogrzewania.

4.9.2. Układ kotła grzewczego lub pompy ciepła z kolektorem słonecznym do podgrzewu c.w.u. i wspomagania c.o.

W układzie tym, tak jak i w poprzednim, występuje współpraca pomiędzy kotłem grzewczym (ewentualnie pompą ciepła) i kolektorem słonecznym.

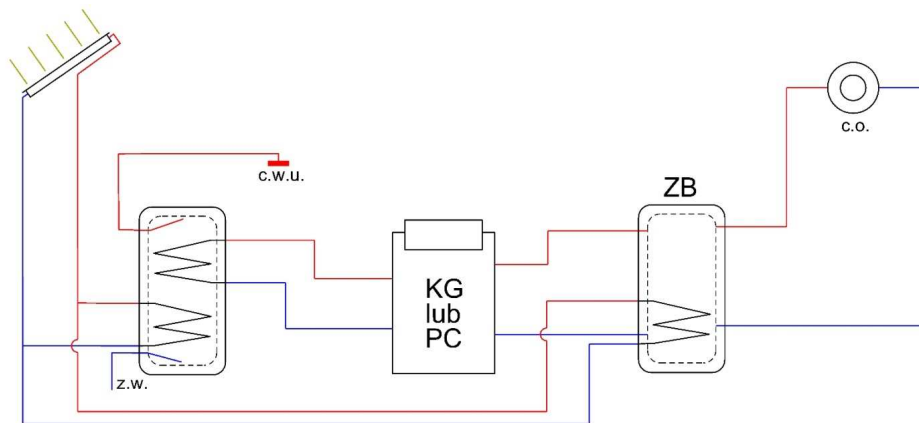
Kocioł grzewczy (pompa ciepła) jest w tym przypadku również podstawowym źródłem ciepła dla budynku i pracuje on na pokrycie pełnych potrzeb grzewczych oraz wspomaga przygotowanie c.w.u. poprzez dogrzewanie wody w podgrzewaczu pojemnościowych w okresach braku nasłonecznienia. Natomiast kolektor słoneczny w tym przypadku pracuje na cele przygotowania c.w.u. oraz wspomagania c.o. poprzez dogrzewanie wody w zbiorniku buforowym. Ponadto zaleca się, aby podgrzewacz pojemnościowy posiadał zamontowaną grzałkę elektryczną zapewniającą podgrzanie c.w.u. w sytuacjach

„awaryjnych” tzn. w przypadku gdy kolektor jak i kocioł grzewczy nie są w stanie zapewnić wymaganej ilości c.w.u. (np. okres zimowy).

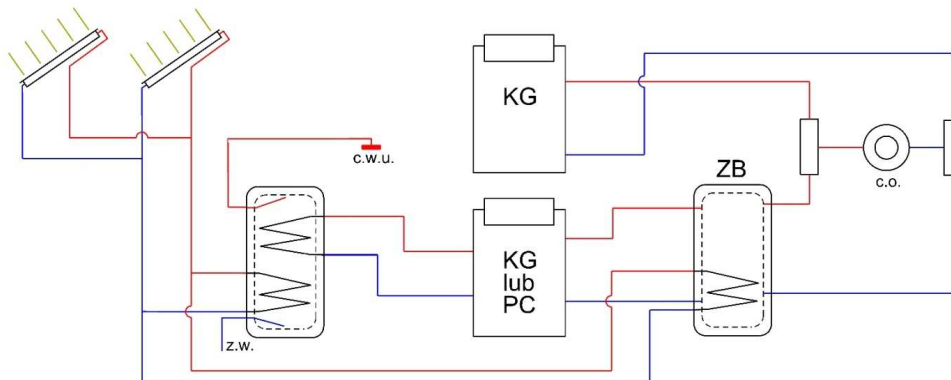
Układ taki ma praktyczne zastosowanie głównie w budownictwie jednorodzinnym, gdzie „nadwyżki” ciepła z kolektora w okresie letnim (dogrzewanie zbiornika buforowego ma sens jedynie w sezonie grzewczym) można wykorzystać do podgrzewu np. wody w basenie (poprzez zastosowanie wymiennika ciepła). Natomiast w przypadku zastosowania pompy ciepła „nadmiar” ciepła z kolektora można wykorzystać do podgrzewu czynnika roboczego „dopływającego” do pompy ciepła – wpłynie to na efektywniejszą pracę pompy ciepła.

W przypadku zastosowania takiego rozwiązania w budynku wielorodzinnym należy do układu „dołożyć” jednostkę kotłową, która będzie pracowała w okresach największego zapotrzebowania ciepła na potrzeby c.o.

Rys. 4.84. Schemat ideowy współpracy kotła grzewczego z kolektorem słonecznym – przykładowa instalacja dla budynku jednorodzinnego



Rys. 4.85. Schemat ideowy współpracy układu kotłów grzewczych z kolektorami słonecznymi – przykładowa instalacja dla budynku wielorodzinnego



Oznaczenia: KG – kocioł grzewczy, PC – pompa ciepła, ZB – zbiornik buforowy, z.w. – dopływ zimnej wody, c.w.u. – odbiór ciepłej wody użytkowej, c.o. – obieg centralnego ogrzewania.

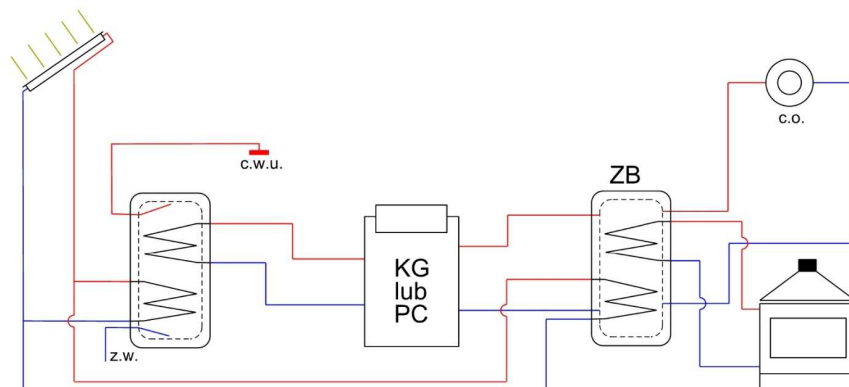
4.9.3. Instalacja z kotłem grzewczym lub pompą ciepła, kolektorem słonecznym oraz kominkiem na biomasę

Jest to układ już bardzo rozbudowany, który ma zastosowanie głównie w budownictwie jednorodzinnym. W układzie tym wykorzystano dwa/trzy źródła bazujące na energii odnawialnej, tj.: kolektory słoneczne i kominek na biomasę (drewno) ewentualnie pompę ciepła.

Kocioł grzewczy (pompa ciepła) jest tutaj również podstawowym źródłem ciepła dla budynku, jednak jego moc nie musi być dobierana na szczytowe zapotrzebowanie mocy. Układ grzewczy jest wspomagany przez pracę kominka opalanego biomasą oraz ewentualnie przez kolektor słoneczny. Tak jak poprzednio zaleca się, aby podgrzewacz pojemnościowy posiadał zamontowaną grzałkę elektryczną zapewniającą podgrzanie c.w.u. w sytuacjach „awaryjnych” tzn. w przypadku gdy kolektor jak i kocioł grzewczy nie są w stanie zapewnić wymaganej ilości c.w.u. (np. okres zimowy).

Tak jak i przy poprzednim układzie tak i tutaj „nadwyżki” ciepła z kolektora w okresie letnim można wykorzystać do podgrzewu np. wody w basenie (poprzez zastosowanie wymiennika ciepła). Natomiast w przypadku zastosowania pompy ciepła „nadmiar” ciepła z kolektora można wykorzystać do podgrzewu czynnika roboczego „dopływającego” do pompy ciepła – wpłynie to na efektywniejszą pracę pompy ciepła.

Rys. 4.86. Schemat ideowy współpracy pompy ciepła z kolektorem słonecznym i kominkiem na biomasę – przykładowa instalacja dla budynku jednorodzinnego



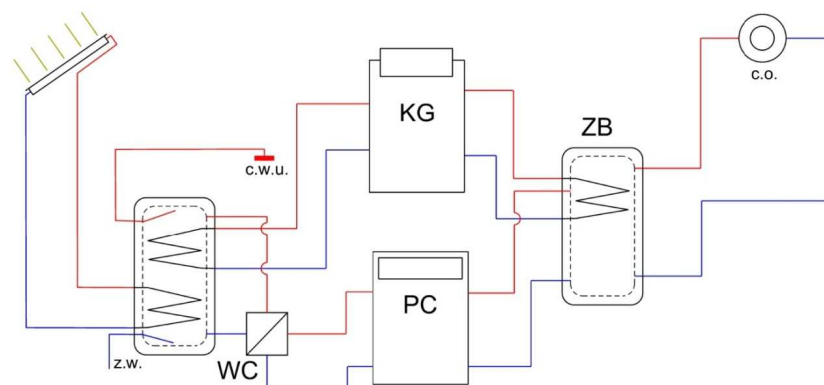
Oznaczenia: KG – kocioł grzewczy, PC – pompa ciepła, ZB – zbiornik buforowy, z.w. – dopływ zimnej wody, c.w.u. – odbiór ciepłej wody użytkowej, c.o. – obieg centralnego ogrzewania.

4.9.4. Instalacja z kotłem grzewczym, pompą ciepła i kolektorem słonecznym

Układ ten z uwagi na ilość zainstalowanych urządzeń grzewczych, a co za tym idzie koszt całej instalacji, jest to układ predysponowany do zastosowania w budownictwie wielorodzinnym. W układzie tym wykorzystano dwa źródła bazujące na energii odnawialnej, tj.: kolektory słoneczne i pompę ciepła. Głównym źródłem ciepła dla obiektu jest w tym przypadku pompa ciepła. Układ grzewczy jest wspomagany przez pracę kotła grzewczego, natomiast przygotowanie c.w.u. jest w głównej mierze oparte o kolektor słoneczny.

W przypadku zastosowania takiego układu, w zależności od potrzeb obiektu, można go rozbudować o instalację podgrzewu wody basenowej przez kolektor lub pompę, jak również wykorzystać ciepło z kolektora do podgrzewu czynnika roboczego „dopływającego” do pompy ciepła – wpłynie to na efektywniejszą pracę pompy ciepła.

Rys. 4.87. Schemat ideowy współpracy pompy ciepła i kotła grzewczego z kolektorami słonecznymi – przykładowa instalacja dla budynku wielorodzinnego



Oznaczenia: KG – kocioł grzewczy, PC – pompa ciepła, ZB – zbiornik buforowy, WC – wymiennik ciepła, z.w. – dopływ zimnej wody, c.w.u. – odbiór ciepłej wody użytkowej, c.o. – obieg centralnego ogrzewania.

4.9.5. Instalacja „samowystarczalna”

Na poniższym schemacie zaprezentowano układ grzewczy (c.o. + c.w.u.), w którym zastosowano źródła ciepła wykorzystujące OZE, natomiast w zakresie pokrycia potrzeb elektrycznych (grzałka

5. WPŁYW STANU OTOCZENIA ZEWNĘTRZNEGO NA DECYZJĘ UŻYTKOWNIKA

5.1. Zbiór stanów otoczenia zewnętrznego użytkownika energii w algorytmie

Ogólnie zbiór stanów otoczenia zewnętrznego Z dla modelowego użytkownika M wyposażonego w dostępne w danej lokalizacji rozwiązanie zaopatrzenia w energię D to ogół określonych w czasie parametrów otoczenia mających wpływ na oceniane przez użytkownika rezultaty R decyzji. Parametry otoczenia można podzielić na grupy z uwagi na przynależność do oddziaływań systemów w otoczeniu użytkownika: gospodarcze, prawne, środowiskowe, techniczne. Część ocen rozwiązania będzie w niewielkim stopniu uzależniona od parametrów otoczenia lub oddziaływanie otoczenia będzie miało charakter ograniczenia w procesie podejmowania decyzji odnośnie przyjmowanego dla danego użytkownika rozwiązań zaopatrzenia. Przykładem takiego ograniczenia będą warunki techniczne jakim odpowiadać powinno rozwiązanie, struktura budynku, warunki klimatyczne i geograficzne, warunki lokalne determinujące możliwość zastosowania konkretnego rozwiązania OZE. Przedmiotem niniejszej analizy będą parametry otoczenia nie stanowiące ograniczeń ale ściśle wpływające na ocenę rezultatów, których modyfikacja i zmiany wpływają na decyzję użytkownika. Zbiór Z parametrów otoczenia podzielić można również na podzbiory parametrów ekonomiczne i pozaekonomiczne.

W analizowanym procesie decyzyjnym do najistotniejszych, porównywalnych zewnętrznych parametrów ekonomicznych zaliczyć można ceny poszczególnych nośników energii, koszty obsługi oraz konserwacji instalacji, nakłady związane z zakupem urządzeń, montażem instalacji u odbiorcy oraz związane z nimi możliwe do uzyskania wsparcie preferencyjne realizacji inwestycji związanych z wprowadzeniem tych rozwiązań. W związku ze zróżnicowaniem składników kosztów poszczególnych nośników energii oraz występowaniem różnych pozycji kosztowych w zależności od rodzaju instalacji podstawowymi kryteriami ekonomicznymi, które mogą posłużyć do oceny rozwiązań są sumaryczne koszty eksploatacyjne i całkowite koszty inwestycyjne poniesione przez użytkownika, niezbędne dla budowy i prawidłowego funkcjonowania rozwiązania zaopatrzenia budynku w energię.

W grupie kryteriów pozaekonomicznych do najistotniejszych można zaliczyć świadomość i stan wiedzy użytkownika na temat rozwiązania kształtowany przez systemy informacyjne, a wpływające na jego ocenę rozwiązania, tj. np.: bezpieczeństwo zaopatrzenia, prestiż społeczny, wygoda użytkowania, oceniane subiektywnie i obiektywnie oddziaływanie na środowisko naturalne danego rozwiązania zaopatrzenia w energię oraz omawiane w innych rozdziałach opracowania właściwości energetyczne rozwiązania. W literaturze [1, 7, 15, 20] opisano liczne parametry jakości rozwiązania oceniane w aspekcie ekonomicznym i pozaekonomicznym w odniesieniu do stanów otoczenia zewnętrznego.

Rozważany model podejmowanej przez użytkownika decyzji można określić jako model decyzji podejmowanej w warunkach niepewności, to znaczy, że decydent nie zna prawdopodobieństwa, z jakim zaistnieją stany otoczenia zewnętrznego - co zgodne jest w wypadku rozważanym z prawdą, bo odbiorca nie zna po części przyszłych warunków eksploatacji rozwiązania, taryf za nośniki energii, kosztów nadzoru czy konserwacji. Założono, że wybór optymalnej decyzji będzie deterministyczny. W analizie procesu zdeterminowanego należy określić jednoznaczne prognozy warunków zewnętrznych. Ryzyko ich zmiany można ewentualnie zbadać dokonując badania wrażliwości modelu na scenariusze zmiany prognoz. Tego typu badanie można przeprowadzić na drodze analizy wrażliwości lub analizy scenariuszowej [20].

Wybór optymalnego rozwiązania zaopatrzenia budynku w energię winien być określony przez wynik oceny kryterialnej rozwiązania uzależnionej od parametrów stanu otoczenia zewnętrznego. Decyzja w zależności od rodzaju przyszłego użytkownika może być różna. Przyszły eksploatator budynku w największym stopniu może brać pod uwagę minimalizację kosztów przyszłej eksploatacji budynku i jego estetykę, w zależności od stopnia zamożności istotne będzie dla niego zminimalizowanie oddziaływania na środowisko naturalne. Dla dewelopera najistotniejsza może być ocena kosztów inwestycyjnych a dopiero w drugiej kolejności będzie on brał pod uwagę wielkość przyszłych kosztów eksploatacyjnych, które ponosić będzie docelowy użytkownik.

W celu opracowania algorytmu z uwzględnieniem stanów otoczenia zewnętrznego użytkownika, niezbędnym jest rozpoznanie kluczowych ekonomicznych parametrów otoczenia zewnętrznego użytkownika rozwiązania. Do określenia algorytmu obliczeń wg rozbudowanych kryteriów ekonomicznych (np. LCC i NPV) podstawowymi funkcjami korzyści są: całkowite koszty eksploatacji

rozwiązania oraz całkowite nakłady inwestycyjne na jego budowę. W poniższych rozważaniach wzięto pod uwagę jedynie te parametry zewnętrzne wpływające na ww. funkcje podstawowe, na które w sposób pośredni lub bezpośredni odbiorca energii ma wpływ i jest w stanie je kształtować poprzez ich substytucję rynkową lub mogą one być modyfikowane przez władze lokalne i krajowe dla osiągnięcia efektów w postaci większego zainteresowania użytkowników rozwiązaniami OZE. Pozostałe czynniki, niezależne od odbiorcy energii zostały jedynie przedstawione w formie opisowej i pozostają bez wpływu na tok prowadzonych obliczeń, często stanowiąc ograniczenie dla podejmowanej decyzji (np. ograniczenia prawne).

W wyniku przeprowadzonej analizy z wykorzystaniem zaproponowanej metody powstanie ranking rozwiązań preferowanych przez użytkownika wyznaczony za pomocą poszczególnych funkcji korzyści oraz analizy zbiorczej. Poszczególne oceny i ocena zbiorcza zależą będą od parametrów systemu budowlano-energetycznego i preferencji użytkownika oraz parametrów zewnętrznych, które wpływać będą na ocenę między innymi nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacyjnych oraz kryteriów od nich pochodnych, rozpatrywanych rozwiązań zaopatrzenia budynku w energię, w tym także z rozwiązań OZE.

5.2. Przegląd parametrów otoczenia zewnętrznego odbiorcy energii w budynku lub grupie budynków mieszkalnych

Zidentyfikowane parametry kształtujące ocenę decyzji użytkownika o wyborze rozwiązania zaopatrzenia budynku o określonych potrzebach energetycznych podzielono na trzy podstawowe grupy:

- a) parametry otoczenia wpływające na koszty eksploatacji budynku (ekonomiczne),
- b) parametry otoczenia wpływające na nakłady inwestycyjne (ekonomiczne),
- c) parametry pozaekonomiczne:
 - bezpieczeństwo zasilania,
 - wygoda użytkowania,
 - czystość technologii,
 - opinia otoczenia,
 - pozytywny wpływ na środowisko naturalne w najbliższym otoczeniu,
 - przeciwdziałanie zanieczyszczaniu środowiska rozumianemu globalnie,
 - możliwość skorzystania ze wsparcia finansowego oferowanego przez,
 - dostępność informacji o rozwiązaniach OZE.

W wg wyników badań na decyzję o zastosowaniu odnawialnych źródeł energii w budynku między innymi mieszkalnym może mieć wpływ wiele różnych czynników. Ogólne badania ich ważności dla użytkownika zostały przeprowadzone w [18]. Poniższe zestawienie prezentuje wyniki badań ankietowych wykonanych w grupie użytkowników budynków jednorodzinnych na terenie województwa Śląskiego wg [18].

Tabela 5.1. Ocena ważności czynników przy podejmowaniu decyzji o zastosowaniu OZE w budynku jednorodzinnym (%).

Czynnik	Ocena					
	1	2	3	4	5	bd
Obniżenie kosztów eksploatacji domu	2,2	1,5	7,2	12,4	76,5	0,3
Czystość eksploatacji (brak brudu, pyłu, itd.)	3,8	2,2	8,5	15,9	69,6	0,0
Mała uciążliwość i wymogi dotyczące transportu paliwa	6,0	4,0	15,4	16,9	56,1	1,7
Mała uciążliwość związana z powstającymi odpadami i koniecznością ich utylizacji	4,0	3,5	10,0	15,2	66,9	0,3
Wygoda w eksploatacji (bezobsługowość rozwiązania, niskie wymogi dotyczące częstotliwości dozoru, itp.)	3,2	2,3	7,3	17,2	69,4	0,5
Opinia/presja otoczenia (OZE jest trendy, naciski innych ludzi)	26,7	10,2	21,4	15,9	25,7	0,2
Pozytywny wpływ na środowisko naturalne w najbliższym otoczeniu (np. lepsza jakość powietrza, zmniejszenie zanieczyszczeń środowiska, itp.)	3,2	1,5	5,7	15,9	73,8	0,0
Dofinansowanie inwestycji dotyczących OZE	4,3	3,8	8,5	13,0	69,3	1,0
Dostępność informacji dotyczących stosowania OZE	4,8	6,3	19,9	26,2	41,6	1,2
Wsparcie przy oszacowaniu inwestycji i wyborze rozwiązań do zastosowania	7,5	6,3	17,9	24,5	42,7	1,0
Bezpieczeństwo i niezależność (możliwość czerpania energii z różnych źródeł np. w sytuacji awarii, przerw w dostawie gazu lub energii elektrycznej), możliwość uruchomienia rozwiązania w dowolnym czasie, itp.	3,5	1,7	12,9	20,7	60,8	0,5
Brak konieczności rezerwowania dodatkowej przestrzeni wewnątrz budynku lub w otoczeniu na instalację (małe gabaryty instalacji)	7,0	5,2	18,9	19,4	48,7	0,8

Wyniki przeprowadzonej analizy świadczą o tym że wszystkie prawie czynniki w stopniu co najmniej ważnym były/byłyby brane pod uwagę przy podejmowaniu decyzji o wyborze rozwiązania z wykorzystaniem OZE w zabudowie jednorodzinnej. Najwyższą wagą bo aż 76,5 % respondenci ocenili obniżenie kosztów eksploatacyjnych jako argument za pojęciem decyzji o wykorzystaniu OZE w drugiej kolejności oceniono możliwość uzyskania pozytywnego wpływu na środowisko naturalne dalej wygodę i możliwość uzyskania dotacji oraz bezpieczeństwo zasilania, obniżenie uciążliwości związanej z udziałem użytkownika w transporcie paliwa i utylizacji odpadów.

Nieco odmienne stanowisko w podobnym badaniu ankietowym reprezentują zarządcy budynków wielorodzinnych, przedstawiciele spółdzielni mieszkaniowych, administratorzy budynków wielorodzinnych i deweloperzy. Dla tej grupy użytkowników kryteria ekonomiczne mają jeszcze większe znaczenie na drugim miejscu wymienić można parametry wygody eksploatacji rozwiązania. W tabeli poniżej zaprezentowano zbiorcze wyniki badania wg [18].

Jak wynika z obu materiałów czynniki brane pod uwagę przy wyborze źródła zasilania są bardzo zróżnicowane w zależności od decydenta, jednak na pierwszy plan jak chodzi o argumenty przemawiające za stosowaniem OZE wysuwają się kwestie ekonomiczne związane z obniżeniem kosztów eksploatacji i nakładów eksploatacyjnych dalej kwestie wygody i bezpieczeństwa.

Tabela 5.2. Znaczenie i wpływ przykładowych czynników na podejmowanie decyzji o zastosowaniu odnawialnych źródeł energii w zarządzanych/oferowanych na sprzedaż budynkach wielorodzinnych w poszczególnych podgrupach (%).

Czynniki potencjalnie wpływające na decyzję o zastosowaniu OZE	Licencjonowani zarządcy nieruchomości			Przedstawiciele/pracownicy spółdzielni mieszkaniowych			Przedstawiciele jednostek zarządzających komunalnymi zasobami mieszkaniowymi i TBS-ami			Deweloperzy		
	Stopień wpływu (%)			Stopień wpływu (%)			Stopień wpływu (%)			Stopień wpływu (%)		
	Brak/słaby	Średni	Duży/bardzo duży	Brak/słaby	Średni	Duży/bardzo duży	Brak/słaby	Średni	Duży/bardzo duży	Brak/słaby	Średni	Duży/bardzo duży
Obniżenie kosztów eksploatacji	0,0	28,0	72,0	12,0	16,0	72,0	0,0	4,0	96,0	4,0	4,0	92,0
„Chęć” mieszkańców budynku(ów)	44,0	40,0	16,0	44,0	12,0	44,0	24,0	48,0	28,0	40,0	32,0	28,0
Czystość eksploatacji (brak brudu, pyłu, itd.)	20,0	32,0	48,0	36,0	24,0	40,0	16,0	28,0	56,0	28,0	24,0	48,0
Mała uciążliwość i wymogi dotyczące transportu paliwa	12,0	24,0	64,0	40,0	28,0	32,0	28,0	36,0	36,0	36,0	8,0	56,0
Mała uciążliwość związana z powstającymi odpadami i koniecznością ich utylizacji	8,0	12,0	80,0	36,0	32,0	32,0	24,0	24,0	52,0	32,0	12,0	56,0
Wygoda w eksploatacji (np. bezobsługowość rozwiązania)	8,0	12,0	80,0	44,0	16,0	40,0	24,0	12,0	64,0	12,0	16,0	72,0
Opinia/presja otoczenia (OZE jest trendy)	28,0	44,0	28,0	64,0	12,0	24,0	32,0	40,0	28,0	72,0	12,0	16,0
Pozytywny wpływ na środowisko naturalne w najbliższym otoczeniu	24,0	16,0	60,0	36,0	20,0	44,0	12,0	24,0	64,0	56,0	12,0	32,0
Dofinansowanie inwestycji	12,0	12,0	76,0	24,0	12,0	64,0	0,0	28,0	72,0	28,0	0,0	72,0
Dostępność informacji dotyczących stosowania OZE	36,0	24,0	40,0	28,0	20,0	52,0	20,0	24,0	56,0	24,0	8,0	68,0
Wsparcie przy oszacowaniu inwestycji i wyborze rozwiązań	20,0	24,0	56,0	28,0	8,0	64,0	16,0	24,0	60,0	28,0	4,0	68,0
Bezpieczeństwo i niezależność (możliwość czerpania energii z różnych źródeł np. w sytuacji awarii, przerw)	8,0	28,0	64,0	28,0	24,0	48,0	8,0	32,0	60,0	20,0	20,0	60,0
Brak konieczności rezerwowania dodatkowej przestrzeni wewnątrz budynku lub w otoczeniu na instalację	8,0	48,0	44,0	32,0	32,0	36,0	16,0	28,0	56,0	24,0	16,0	60,0

5.2.1. Parametry zewnętrzne wpływające na koszty eksploatacji rozwiązania zaopatrzenia w energię budynku mieszkalnego

Jednym z podstawowych kryteriów wyboru sposobu zaopatrywania budynku lub grupy budynków w energię jest przyszły koszt eksploatacyjny, będący składową poszczególnych kosztów ponoszonych w związku z koniecznością zapewnienia nośników energii jak i pokrycia kosztów związanych z obsługą danego systemu instalacji oraz innych związanych z użytkowaniem konkretnego rozwiązania zaopatrzenia budynku w energię.

5.2.1.1. Składowe kosztów eksploatacyjnych rozwiązania

Najistotniejszym składnikiem kosztów eksploatacyjnych rozwiązania zaopatrzenia budynku lub grupy budynków jest koszt dostawy nośnika energii [4]. W zależności od zastosowanego rozwiązania może to być koszt zakupu i dostawy ciepła sieciowego, gazu ziemnego, energii elektrycznej, oleju opałowego, węgla, biomasy itp. O ile w przypadku nośników sieciowych nie występują koszty składowania (magazynowania) nośnika, o tyle w pozostałych przypadkach koszt ten należy uwzględnić w strukturze kosztów eksploatacyjnych rozwiązania.

Dodatkowo w strukturze kosztów konieczne jest uwzględnienie kosztów wynagrodzeń pracowników zajmujących się obsługą rozwiązania. Dotyczy to oczywiście wybranych rozwiązań zaopatrzenia budynku w energię, głównie tych związanych z koniecznością pełnienia nadzoru nad instalacją oraz uzupełniania nośnika w urządzeniu wytwórczym.

Funkcjonowanie instalacji pociąga za sobą również pewne koszty związane z remontami i konserwacją zarówno urządzeń wytwórczych oraz całej instalacji wykorzystywanej w obiekcie.

Istotnym elementem wpływającym bezpośrednio na koszty eksploatacyjne jest wielkość wytwarzanej energii, która może być na zasadach rynkowych odsprzedana innym użytkownikom lub do sieci elektroenergetycznej. W przypadku takiego rozwiązania, faktem jest, że m.in. koszty nośników związane z wytworzeniem dodatkowej porcji energii wzrastają, lecz jednocześnie przychody z jej zbycia wzrost pokrywają. Dodatkowo sprzedaż praw majątkowych (certyfikatów) związanych ze sposobem wytwarzania energii (kogeneracja, OZE) pozwala na rekompensatę poniesionych wyższych nakładów inwestycyjnych na etapie realizacji inwestycji.

Osiągnięcie korzyści determinujących wybór często droższego z wliczenia tak uzyskanych przychodów (ze znakiem -) do kalkulacji kosztów eksploatacji instalacji zaopatrzenie w energię, w ostatecznym układzie powoduje ograniczenie kosztów eksploatacyjnych, przez co zwiększa atrakcyjność ekonomiczną danego rozwiązania. W zakresie sprzedaży energii istotnym parametrem zewnętrznym będzie cena sprzedaży energii. Sprzedaż energii do sieci możliwa jest na zasadach rynkowych, natomiast wykorzystanie jej na potrzeby własne, lub odsprzedaż jej lokalnemu użytkownikowi może przynieść lepsze efekty ekonomiczne z uwagi na fakt uniknięcia kosztów zakupu energii, która z kosztami dystrybucji u odbiorcy końcowego zwykle kosztuje znacznie więcej niż jej koszt wytworzenia.

5.2.1.2. Przegląd parametrów wpływających na koszty eksploatacyjne

Koszty eksploatacyjne związane z zapewnieniem potrzeb energetycznych użytkownika energii budynku lub grupy budynków zależą od parametrów i składowych rozwiązania zaopatrzenia, tj. od podsystemów systemu zapewniającego pokrycie potrzeb energetycznych oraz od parametrów użytkownika jakimi są właściwości systemu budowlanego a tym samym zapotrzebowania na energię użytkową. Zasadniczą kwestią wpływającą na całkowitą wielkość kosztów eksploatacyjnych jest zużycie energii końcowej:

- dla ogrzewania i wentylacji,
- dla chłodzenia i wentylacji,
- dla przygotowania ciepłej wody użytkowej,
- dla urządzeń pomocniczych w systemach jw.
- dla oświetlenia budynku i urządzeń.

W zależności od sposobu zapewnienia tych potrzeb oraz rodzaju wykorzystywanego rodzaju energii (nośnika energii) koszty eksploatacyjne poszczególnych podsystemów będą różne [3].

Koszty eksploatacyjne są także silnie skorelowane z funkcją budynku lub poszczególnych pomieszczeń w budynku. Wynika to z faktu konieczności zapewnienia różnej temperatury wewnętrznej w pomieszczeniu o funkcji np. mieszkalnej, a innej dla funkcji przemysłowej bądź usługowej. Dodatkowo wysokość utrzymywanej temperatury wewnętrznej znacząco oddziałuje na ilość koniecznej do dostarczenia energii a tym samym na koszty eksploatacyjne.

Do kluczowych parametrów otoczenia zewnętrznego warunkujących wielkość kosztów eksploatacyjnych należy zaliczyć koszty nośnika wg obowiązujących taryf lub cenników dostawców, koszty obsługi urządzeń i instalacji oraz koszty niezbędnych, okresowych remontów i konserwacji systemu.

5.2.1.3. Zmiany cen energii nieodnawialnej i jej nośników w czasie eksploatacji rozwiązania

Na etapie wyboru konkretnego rozwiązania służącego zapewnieniu potrzeb energetycznych dla budynku lub grupy budynków niezbędnym jest dokonanie analizy cen energii nieodnawialnej i odnawialnej (biomasa) oraz jej nośników w przeszłości w celu stwierdzenia względnej stabilności cen oraz przeprowadzenie prognozy kosztów w przyszłości [5].

O ile zestawienie z lat poprzednich opiera się na danych historycznych powszechnie dostępnych, o tyle wykonanie prognozy zawsze wiąże się z możliwością wystąpienia w rzeczywistości większego lub mniejszego odchylenia od wyznaczonego trendu.

Ze względu na czas trwania prognozy wyróżnia się:

- prognozy krótkoterminowe,
- prognozy średnioterminowe,
- prognozy długoterminowe.

W naukach statystycznych przyjęto że prognozy krótkoterminowe obejmują swym zasięgiem okres do 12 miesięcy. Prognozy średnioterminowe obejmują czas trwania od 1 roku do 5 lat, natomiast prognozy długoterminowe obejmują okres powyżej 5 lat. Z czasem trwania prognozy skorelowana jest jej dokładność oraz możliwość zaprognozowania czynników mających wpływ na wartość prognozy. Im krótsza prognoza tym jej wyniki charakteryzują się większą wiarygodnością [6].

Należy jednak pamiętać, iż wszelkie prognozy związane z rynkiem energii obarczone są istotnym ryzykiem w związku ze stale występującą niestabilnością na światowych rynkach oraz uwarunkowaniami polityki zagranicznej.

Rzetelne wykonanie prognozy nośników energii jest istotnym czynnikiem wpływającym bezpośrednio na wybór rozwiązania zasilania obiektu w energię oraz jednocześnie daje podstawy do prognozy całkowitych kosztów eksploatacyjnych obiektu w okresie eksploatacji.

Prognozowanie kosztów eksploatacyjnych zaopatrzenia budynku w energię wiąże się z określeniem pewnych danych wejściowych/prognozowanych oraz wskaźników i założeń wykorzystywanych do przeprowadzenia prognozy. Optymalne określenie wykorzystywanych w prognozie wskaźników makroekonomicznych oraz istotnych założeń mogących oddziaływać na prognozowane parametry, odgrywa kluczową rolę w celności prognozy w szczególności w perspektywie długoterminowej.

Oczywistym jest, że o ile zdefiniowane wskaźniki makroekonomiczne mogą dotyczyć wszystkich bądź zdecydowanej większości parametrów, to pozostałe założenia mogą dotyczyć wybranych parametrów. Prognozując całkowite koszty eksploatacyjne należy uwzględnić wzrost nie tylko kosztów energii i jej nośników ale także innych często kluczowych parametrów, takich jak np. koszty remontów i konserwacji, czy kosztów obsługi instalacji.

Niepewność prognozy cen poszczególnych składników kosztów powoduje konieczność przeprowadzenia analizy ich ewentualnej zmiany. W oparciu o zbudowane scenariusze, bada się zmiany wybranego zakresu zmiennych wyjściowych (wartości poszczególnych kryteriów i rankingu rozwiązań) modelu w rozpatrywanym okresie analiz w przyszłości [2]. Dla analiz można opracować scenariusze:

- scenariusz optymistyczny (zakładając, że wszystkie kluczowe parametry modelu będą zmieniały się w sposób korzystny dla decydenta),
- scenariusz najbardziej prawdopodobny,
- scenariusz pesymistyczny,
- scenariusze niespodziankowe (zakładające, że poszczególne parametry zewnętrzne modelu zmieniają się w sposób najbardziej zaskakujący, nieprzewidywalny).

Takie podejście do analizy pozwoli oszacować ryzyko wahań cen i kosztów nośników energii w przyszłości wynikające między innymi z poziomu inflacji, rynkowej ceny świadectwa pochodzenia energii czy też konieczności uwzględnienia uprawnień do emisji CO₂ w kosztach energii.

Wstępnie proponuje się scenariusz podstawowy, który będzie przyjmował zdefiniowane ścieżki prognoz poszczególnych cen i kosztów wykorzystywanych w obliczeniach przyjęte w oparciu o dostępne zrównoważone gospodarcze prognozy. Pozostałe scenariusze będą scenariuszami elastycznym, pozwalającymi zmieniać użytkownikowi modelu poszczególne założenia wejściowe uwzględnione w analizie.

Poniżej zaprezentowano przykładowy zestaw scenariuszy zmian parametrów otoczenia zewnętrznego.

Dla budynku jednorodzinnego

Scenariusz 0 – podstawowy: uwzględniający najbardziej prawdopodobne wartości kosztów nośników energii w kolejnych latach analizy, biorąc pod uwagę obecny stan zaawansowania prac nad zmianami prawno-organizacyjnymi dotyczącymi ochrony środowiska naturalnego oraz dane związane z kształtowaniem się cen nośników energii w przeszłości – obliczenia wg założeń bazujących na opracowanych w Etapie 5 – Opracowanie metodologii oceny efektów technicznych, ekonomicznych i ekologicznych substytucji konwencjonalnych źródeł energii przez OZE z wykorzystaniem analizy cyklu życia (LCC).

Scenariusz I – „wzrostu cen energii elektrycznej” - przyjęto założenia, iż cena energii elektrycznej do roku 2020 wzrośnie o 100% w związku z wprowadzeniem nowych, bardziej restrykcyjnych obostrzeń dotyczących ograniczenia emisji CO₂, zaś w kolejnych latach poziom ceny się ustabilizuje.

Scenariusz II – „wzrostu cen energii elektrycznej i gazu sieciowego” - przyjęto założenia wg Scenariusza I oraz 50% wzrost cen gazu ziemnego do roku 2020 w związku ze stale rosnącym zapotrzebowaniem na surowiec i jego ograniczone zasoby naturalne.

Scenariusz III – „dotacja 50% dla OZE” - przyjęto założenia wg Scenariusza 0 oraz założono dotację na realizację inwestycji OZE na poziomie 50% nakładów inwestycyjnych wg możliwego do uzyskania wsparcia z obecnych programów priorytetowych wdrażanych przez NFOŚiGW (m. in. „Program dla przedsięwzięć w zakresie odnawialnych źródeł energii i obiektów wysokosprawnej kogeneracji”).

Scenariusz IV – „wzrost cen i dotacja” - przyjęto założenia łącznie wg Scenariusza II i Scenariusza III.

Dla budynku wielorodzinnego

Scenariusz 0 – podstawowy: uwzględniający najbardziej prawdopodobne wartości kosztów nośników energii w kolejnych latach analizy, biorąc pod uwagę obecny stan zaawansowania prac nad zmianami prawno-organizacyjnymi dotyczącymi ochrony środowiska naturalnego oraz dane związane z kształtowaniem się cen nośników energii w przeszłości – obliczenia wg założeń bazujących na opracowanych w Etapie 5 – Opracowanie metodologii oceny efektów technicznych, ekonomicznych i ekologicznych substytucji konwencjonalnych źródeł energii przez OZE z wykorzystaniem analizy cyklu życia (LCC).

Scenariusz I – „wzrostu cen energii elektrycznej” - przyjęto założenia, iż cena energii elektrycznej do roku 2020 wzrośnie o 100% w związku z wprowadzeniem nowych, bardziej restrykcyjnych obostrzeń dotyczących ograniczenia emisji CO₂, zaś w kolejnych latach poziom ceny się ustabilizuje.

Scenariusz II – „wzrostu cen energii elektrycznej i ciepła sieciowego” - przyjęto założenia wg Scenariusza I oraz 50% wzrost cen ciepła sieciowego do roku 2020 w związku ze stale rosnącym zapotrzebowaniem na surowiec i jego ograniczone zasoby naturalne.

Scenariusz III – „wzrostu cen biomasy” - przyjęto założenia wg Scenariusza 0 oraz 50% wzrost cen biomasy na przestrzeni okresu analizy niezbędnej do wytworzenia określonej porcji energii w związku z ograniczoną ilością surowca oraz dynamicznym rozwojem energetyki odnawialnej.

Scenariusz IV – „dotacja 50% dla OZE oraz wzrost cen nośników” - przyjęto założenia wg Scenariusza 0 oraz założono dotację na realizację inwestycji OZE na poziomie 50% nakładów inwestycyjnych wg możliwego do uzyskania wsparcia z obecnych programów priorytetowych wdrażanych przez NFOŚiGW (m. in. „Program dla przedsięwzięć w zakresie odnawialnych źródeł energii i obiektów wysokosprawnej kogeneracji”) oraz wzrost cen wszystkich nośników energii (energia elektryczna, ciepło sieciowe, biomasa) wg Scenariuszy I – III,

Scenariusz V – „dotacja 50% dla OZE oraz wzrost cen nośników konwencjonalnych” - przyjęto założenia wg Scenariusza 0 oraz założono dotację na realizację inwestycji OZE na poziomie 50% nakładów inwestycyjnych wg możliwego do uzyskania wsparcia z obecnych programów priorytetowych wdrażanych przez NFOŚiGW (m. in. „Program dla przedsięwzięć w zakresie odnawialnych źródeł energii i obiektów wysokosprawnej kogeneracji”) oraz wzrost cen konwencjonalnych nośników energii (energia elektryczna, ciepło sieciowe) wg Scenariuszy I – II.

Powyższe scenariusze obejmują zmianę jedynie parametrów zewnętrznych związanych z kosztami eksploatacyjnymi, głównie cen nośników energii wykorzystywanych w procesie wytwarzania ciepła. Dodatkowo uwzględniono także ograniczenia nakładów inwestycyjnych na OZE w wyniku otrzymania bezzwrotnej dotacji. W związku z realizacją inwestycji w najbliższej przyszłości (rok bieżący) nie analizowano wpływu wzrostu/spadku nakładów związanych z termomodernizacją czy zakupem urządzeń grzewczych zarówno konwencjonalnych jak i OZE. Biorąc pod uwagę powyższe uznano, że ewentualne

wahania cen związanych z realizacją projektu nie będą miały istotnego wpływu na ostateczne wyniki analiz.

Tak sformułowane przykładowe scenariusze zmian parametrów otoczenia zewnętrznego w przyszłości pozwolą na scenariuszową analizę wyników obliczeń przeprowadzonych w Etapie 5 projektu. Szczegółowe wyliczenia wg Scenariuszy zdefiniowanych powyżej przedstawiono w punkcie 4.1. niniejszego rozdziału.

5.2.1.4. Koszty eksploatacyjne rozwiązania zaopatrzenia w energię budynku mieszkalnego

W celu określenia, nawet szacunkowych kosztów eksploatacyjnych dla budynku lub grupy budynków, konieczne jest opracowanie równania pozwalającego agregować zebrane informacje dotyczące poszczególnych elementów kosztów eksploatacyjnych związanych z zasilaniem obiektu w energię. Biorąc pod uwagę przedstawione w rozdziałach wcześniejszych pozycje kosztów eksploatacyjnych poniżej przedstawiono propozycję ogólnego równania dla dokonywania obliczeń.

$$Ce, c_{ij}^{kt} = Ce, sc_{ij}^{kt} + Ce, gs_{ij}^{kt} + Ce, ee_{ij}^{kt} + Ce, in_{ij}^{kt} + Ce, m_{ij}^{kt} + Ce, ob_{ij}^{kt} + Ce, rk_{ij}^{kt} - Pee_{ij}^{kt}$$

$$Ce^k_{ij} = \sum_{t=1}^T Ce, c_{ij}^{kt} = \sum_{t=1}^T (Ce, sc_{ij}^{kt} + Ce, gs_{ij}^{kt} + Ce, ee_{ij}^{kt} + Ce, in_{ij}^{kt} + Ce, m_{ij}^{kt} + Ce, ob_{ij}^{kt} + Ce, rk_{ij}^{kt} - Pee_{ij}^{kt})$$

gdzie:

Ce^k_{ij} - całkowite koszty eksploatacyjne rozwiązania związane z zaopatrzeniem „i”-tego użytkownika wyposażonego w „j”-te rozwiązanie zaopatrzenia w energię w całym okresie eksploatacji rozwiązania „T” , przy stanie otoczenia „k”-tym,

Ce_{ij}^{kt} - całkowite koszty eksploatacyjne rozwiązania związane z zaopatrzeniem „i”-tego użytkownika wyposażonego w „j”-te rozwiązanie zaopatrzenia w energię w roku „t” , przy stanie otoczenia „k”-tym,

Ce, sc_{ij}^{kt} - roczne koszty zakupu ciepła sieciowego dla rozwiązania związane z zaopatrzeniem „i”-tego użytkownika wyposażonego w „j”-te rozwiązanie zaopatrzenia w energię w roku „t” , przy stanie otoczenia „k”-tym,

Ce, gs_{ij}^{kt} - roczne koszty zakupu gazu sieciowego dla rozwiązania związane z zaopatrzeniem „i”-tego użytkownika wyposażonego w „j”-te rozwiązanie zaopatrzenia w energię w roku „t” , przy stanie otoczenia „k”-tym,

Ce, gs_{ij}^{kt} - roczne koszty zakupu gazu sieciowego dla rozwiązania związane z zaopatrzeniem „i”-tego użytkownika wyposażonego w „j”-te rozwiązanie zaopatrzenia w energię w roku „t” , przy stanie otoczenia „k”-tym,

Ce, ee_{ij}^{kt} - roczne koszty zakupu energii elektrycznej dla rozwiązania związane z zaopatrzeniem „i”-tego użytkownika wyposażonego w „j”-te rozwiązanie zaopatrzenia w energię w roku „t” , przy stanie otoczenia „k”-tym,

Ce, in_{ij}^{kt} - roczne koszty zakupu innych nośników energii (gaz ziemny, olej opałowy, węgiel, itp.) dla rozwiązania związane z zaopatrzeniem „i”-tego użytkownika wyposażonego w „j”-te rozwiązanie zaopatrzenia w energię w roku „t” , przy stanie otoczenia „k”-tym,

Ce, m_{ij}^{kt} - roczne koszty magazynowania nośników energii dla rozwiązania związane z zaopatrzeniem „i”-tego użytkownika wyposażonego w „j”-te rozwiązanie zaopatrzenia w energię w roku „t” , przy stanie otoczenia „k”-tym,

Ce, ob_{ij}^{kt} - roczne koszty obsługi rozwiązania związane z zaopatrzeniem „i”-tego użytkownika wyposażonego w „j”-te rozwiązanie zaopatrzenia w energię w roku „t” , przy stanie otoczenia „k”-tym,

Ce, rk_{ij}^{kt} - roczne koszty remontów i konserwacji rozwiązania związane z zaopatrzeniem „i”-tego użytkownika wyposażonego w „j”-te rozwiązanie zaopatrzenia w energię w roku „t” , przy stanie otoczenia „k”-tym,

Pee_{ij}^{kt} - roczne przychody wynikające z odsprzedaży energii oraz praw majątkowych w układzie rynkowym przez „i”-tego użytkownika wyposażonego w „j”-te rozwiązanie zaopatrzenia w energię w roku „t” , przy stanie otoczenia „k”-tym,

Suma w/w pozycji pozwoli określić całkowite koszty eksploatacyjne wynikające z funkcjonowania rozwiązania zaopatrzenia budynku w energię w całym okresie eksploatacji.

Koszty w poszczególnych latach będą szacowane na podstawie określonego zużycia energii końcowej nieodnawialnej w budynku oraz poszczególnych składników kosztów w określonych warunkach otoczenia. Wartość zostanie indeksowana w kolejnych latach wskaźnikiem inflacji oraz w zależności od scenariusza indywidualnym wskaźnikiem realnego wzrostu cen w zależności od specyfiki kosztu.

Wyliczenie rocznych kosztów zakupu poszczególnych nośników sieciowych jest możliwe w oparciu o kalkulator kosztów energii i jej nośników przedstawiony w pkt. „Analiza i określenie bazy danych lokalnych uwarunkowań w zakresie zaopatrzenia w energię nieodnawialną budownictwa mieszkaniowego”, który korzysta z odpowiednich wzorów implementowanych z taryf spółek energetycznych [7]. Zgodnie z zapisami zawartymi w w/w punkcie całkowite koszty za poszczególne sieciowe nośniki energii są składową kilku stawek opłat zawartych w taryfie danego operatora i uwzględniają koszty zarówno za nośnik energii jak i jego transport do punktu odbioru. W przypadku pozostałych nośników kalkulacja kosztów stanowi sumę iloczynu ilości i aktualnej ceny oraz kosztów transportu i magazynowania, które należy ustalić wg danych w danej lokalizacji lub powinien je określić użytkownik algorytmu na podstawie swojego rozeznania.

5.2.2. Parametry zewnętrzne wpływające na nakłady inwestycyjne

Istotnym parametrem, często decydującym, przy wyborze technologii zaopatrywania budynku lub grupy budynków w energię jest wysokość nakładów inwestycyjnych koniecznych do poniesienia w celu zakupu urządzeń oraz montażu i uruchomienia instalacji. Wysokość nakładów inwestycyjnych może być kluczowym kryterium ze względu na fakt, iż wysokie nakłady muszą zostać poniesione w krótkim okresie czasu, co może skutecznie zniechęcić użytkowników/inwestorów do wyboru droższego inwestycyjnie lecz tańszego w eksploatacji rozwiązania [8].

5.2.2.1. Mechanizmy ekonomicznego wspierania realizacji OZE

Wspólne ustalenia krajów UE zawarte w pakiecie klimatyczno – energetycznym, a dotyczące 20% udziału energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych w bilansie jej końcowego zużycia, wymagają znacznego wsparcia finansowego ze środków publicznych i ustalenia programów pomocowych dla realizacji tych zadań.

Szczególne wsparcie i priorytet uzyskują projekty inwestycyjno – modernizacyjne wdrażające systemy energetyczne wykorzystujące zasoby OZE, co wpływa na stopniowe zwiększenie udziału tej energii w pokrywaniu zapotrzebowania i tym samym zmniejszeniu zużycia nośników nieodnawialnych paliw pierwotnych. Jednocześnie zmniejsza się obciążenie środowiska naturalnego w wyniku redukcji emisji gazów i pyłów do powietrza atmosferycznego.

Zasada udzielania pomocy publicznej z funduszy unijnych wymaga przestrzegania reguły zakazu podwójnego dofinansowania, dlatego też stworzono wyraźne i jednoznaczne linie demarkacyjne uwzględniające koszt projektu, lokalizację projektu i jego rodzaj oraz typ Beneficjenta. Takie kryteria wykluczają możliwość finansowania tych samych kosztów z kilku źródeł środków unijnych. Pozwala to Beneficjentowi oraz instytucji pośredniczącej jednoznacznie stwierdzić czy dany projekt kwalifikuje się do dofinansowania w ramach konkretnego działania.

Maksymalna kwota dofinansowania uwarunkowana jest od specyfiki danego projektu i waha się w przedziale 20-100%.

Środki finansowe przeznaczone na wsparcie inwestycji OZE pochodzą ze źródeł krajowych (np. NFOŚiGW, BOŚ, BGK, ARR) lub zagranicznych (np. FS, EFRR, fundusz norweski, fundusz szwajcarski). Przyznawane są na szczeblu centralnym (np. NFOŚiGW, ARiMR) lub regionalnym (np. WFOŚiGW, Regionalne Programy Operacyjne, Program Rozwoju Obszarów Wiejskich), w różnych formach:

- pożyczki/kredyty (preferencyjnej, płatniczej, pomostowej): zapewniają łatwiejszy dostęp do środków finansowych, często na warunkach korzystniejszych niż w przypadku pożyczek komercyjnych. Wpływają na ograniczenie nakładów inwestycyjnych w przypadku niższych lub braku opłat i prowizji za udzielenie oraz kosztów eksploatacyjnych w przypadku niższego oprocentowania.

- dopłaty do kapitału/oprocentowania: wpływają na ograniczenie kosztów eksploatacyjnych poprzez refundację części kosztów finansowych związanych z zaciągnięciem pożyczki/kredytu poprzez dopłatę do oprocentowania.
- bezzwrotnej dotacji: znacząco wpływa na ograniczenie nakładów inwestycyjnych poprzez zaliczkowanie, bądź refundację poniesionych wydatków. Taka forma współfinansowania inwestycji OZE jest najkorzystniejsza z punktu widzenia Inwestora, ponieważ, co do zasady, pozwala na osiągnięcie maksymalnych korzyści finansowych, tj. ograniczenie wydatków inwestycyjnych nawet do 100%.

Pomoc finansowa ze środków UE udzielana jest bez pobierania prowizji i dodatkowych opłat. Instytucja Wdrażająca po analizie wniosku może zaproponować wnioskodawcy inną od wnioskowanej kwoty dofinansowania w zależności od specyfiki realizowanych zadań i dostępnej kwoty alokacji środków pomocowych na to zadanie.

System wsparcia obejmuje również pośrednie wspieranie finansowe zrealizowanych inwestycji z zakresu odnawialnych źródeł energii. Do tego typu narzędzi wsparcia należy zaliczyć między innymi certyfikaty, które stanowią formę gwarancji pochodzenia energii.

Zgodnie z ustawą Prawo energetyczne przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii lub jej obrotem, w tej części w której, dokonują sprzedaży do odbiorców końcowych, przyłączonych do sieci na terytorium RP są zobowiązane uzyskać i przedstawić do umorzenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki świadectwo pochodzenia dla wytworzonej energii elektrycznej lub uiścić opłatę zastępczą. Świadectwo pochodzenia (tzw. certyfikat) wydaje Prezes URE na wniosek przedsiębiorstwa.

Rodzaje certyfikatów:

- zielone – świadectwa pochodzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii (energia pochodząca z elektrowni wiatrowych i wodnych, ze źródeł geotermalnych, ze źródeł wytwarzających energię z biomasy i biogazu, ze słonecznych ogniw fotowoltaicznych i kolektorów słonecznych do produkcji ciepła),
- czerwone – świadectwa pochodzenia energii elektrycznej ze źródeł konwencjonalnych (energia elektryczna produkowana w skojarzeniu z ciepłem),
- żółte (wcześniej niebieskie) – świadectwa pochodzenia z małych źródeł kogeneracyjnych opalanych gazem lub o mocy elektrycznej poniżej 1 MW,
- fioletowe – świadectwa pochodzenia ze źródeł wykorzystujących gaz z odmetanowania kopalń lub biogaz,
- pomarańczowe – ze źródeł zaopatrzonych w instalacje wychwytywania i zatłaczania dwutlenku węgla,
- błękitne – z nowych, wysokosprawnych źródeł,
- białe – mające na celu promowanie poprawy efektywności energetycznej i obniżenie zużycia energii końcowej, potwierdzające realizację działań energooszczędnych, mogą być pozyskane na realizację działań, których skutkiem będzie: zwiększenie sprawności wytwarzania energii, zmniejszenie strat w przesyłach i dystrybucji energii czy pozyskanie oszczędności w zużyciu energii przez odbiorców końcowych.

System przydziału certyfikatów pochodzenia energii stanowi finansowe narzędzie wspierające inwestycje z zakresu efektywności energetycznej oraz OZE poprzez stworzenie dodatkowej pozycji w przychodach z inwestycji w wyniku sprzedaży certyfikatów. Powoduje to pośrednio ograniczenie kosztów eksploatacyjnych instalacji, a tym samym powoduje wzrost rentowności inwestycji i poprawę wskaźników ekonomicznych dla projektu [10].

Dodatkowo „stała” wielkość przychodów z tytułu uzyskania certyfikatów w okresie realizacji projektu ma dodatni wpływ na wskaźniki płynności całego przedsięwzięcia, co pozwala niwelować okresowe wahania koniunktury gospodarczej [9].

W opracowanym algorytmie obliczeń uwzględnione zostaną zarówno źródła finansowania inwestycji w tym środki pomocowe, przyznawane na określonych warunkach, oraz przychody uzyskane na etapie eksploatacji instalacji.

Opracowany model obliczeń będzie uwzględniał różne ścieżki wsparcia planowanej inwestycji dotyczącej wyposażenia budynku w instalację zaopatrzenia w energię. W modelu wyodrębnione zostaną pozycje dotyczące kwoty bezzwrotnej dotacji, pożyczki wraz z warunkami jego zaciągnięcia (prowizja,

stopa procentowa, wartość umorzenia, okres karencji, okres kredytowania), dopłat do oprocentowania pożyczki komercyjnej oraz przychody ze sprzedaży praw majątkowych.

5.2.2.2. Składowe nakładów inwestycyjnych rozwiązania

W celu oszacowania całkowitych nakładów inwestycyjnych związanych z wyposażeniem budynku lub grupy budynków w wybrane rozwiązanie techniczne zapewniające zaopatrzenie w energię konieczne jest dobranie wszystkich podsystemów w ramach wybranego rozwiązania i określenie kosztów związanych z ich zakupem i montażem. Dotyczy to każdego podsystemu w ramach systemów związanych z:

- ogrzewaniem i wentylacją,
- chłodzeniem i wentylacją,
- przygotowaniem ciepłej wody użytkowej,
- urządzeniami pomocniczymi,
- oświetleniem budynku i instalacjami elektrycznymi budynku wykorzystywanymi dla zasilania innych urządzeń wykorzystywanych przez użytkownika.

Dodatkowo należy nadmienić, iż w praktyce częstym zjawiskiem są tzw. systemy mieszane, tj. takie gdzie systemy łącznie zasilane są z wykorzystaniem tego samego nośnika energii.

Zgodnie ze schematem przedstawionym w punktach wcześniejszych, każdy z w/w systemów składa się, co do zasady, z podsystemów:

- instalacji regulacji i wykorzystania energii w budynku,
- instalacji transportu i/lub magazynującej nośniki energii,
- instalacji akumulacyjnej energii w elementach instalacji,
- instalacji wytwarzania energii na bazie nośników i/lub jej przetwarzanie.

Każdy z w/w systemów instalacji składa się z szeregu elementów, których kompleksowe zastosowanie daje w rezultacie zakładany efekt. Podobna sytuacja występuje w przypadku podsystemów, których pełna instalacja daje możliwość osiągnięcia efektu w postaci zapewnienia energii w budynku z możliwością optymalnego jej wykorzystania.

5.2.2.3. Przegląd parametrów wpływających na wysokość nakładów inwestycyjnych

Precyzyjne wyznaczenie nakładów inwestycyjnych związanych z zaopatrzeniem obiektu w energię możliwe jest jedynie dla konkretnego budynku, ponieważ większość nakładów uzależniona jest od specyfiki oraz lokalizacji budynku lub grupy budynków. Poniżej przedstawiono podstawowe parametry wpływające na koszty inwestycji w poszczególnych podsystemach nowej instalacji zapewniającej zaopatrzenie obiektu w energię.

Podsystem instalacji regulacji i wykorzystania energii

Kluczowym parametrem uzależniającym nakłady związane z możliwością regulacji i efektywnym wykorzystaniem dostarczonej (wytworzonej) energii jest rodzaj wykorzystanych w tym procesie urządzeń, często zróżnicowanych od siebie pod względem zaawansowania technologicznego.

Dodatkowo istotną kwestią jest także ilość urządzeń regulacyjnych wykorzystywanych w budynku, tj. czy budynek posiada jeden centralny układ sterowania czy też kilka układów w podziale np. na pomieszczenia, kondygnacje, itp.

Podsystem instalacji transportu i magazynowania energii

W zależności od wykorzystywanego nośnika energii konieczna jest budowa podsystemu transportu lub magazynowania energii. W przypadku nośników sieciowych budowa przyłącza do istniejącej sieci rozdzielczej stanowi istotną pozycję w nakładach inwestycyjnych instalacji. W przypadku pozostałych nośników istnieje potrzeba budowy zbiorników na nośnik lub zapewnienia pomieszczenia pełniącego funkcję magazynu.

W obu przypadkach wielkość nakładów uzależniona jest od wielkości budynku i jego potrzeb energetycznych wyrażonych w wielkości energii użytkowej. Dodatkowo w przypadku konieczności budowy sieci przyłączeniowej bardzo istotnym parametrem jest lokalizacja obiektu względem istniejącej sieci rozdzielczej. Odległość od istniejącej sieci i związana z tym konieczność ewentualnej rozbudowy

sieci rozdzielczej oraz budowa przyłącza do obiektu, silnie wpływa na całkowitą wysokość nakładów inwestycyjnych niezbędnych do realizacji całej instalacji i osiągnięcia zamierzonego efektu w postaci zaopatrzenia budynku lub grupy budynków w energię.

W przypadku transportu nośnika w obrębie obiektu kluczowym parametrem jest wielkość obiektu oraz ilość punktów odbioru energii. Dodatkowo istotnym elementem wpływającym na koszty podsystemu jest funkcja obiektu, ponieważ w przypadku obiektów przemysłowych instalacja wewnętrzna poddawana jest większym obciążeniom, niż w przypadku obiektów mieszkalnych. Nakłady inwestycyjne związane z podsystemem rosną proporcjonalnie do wielkości obiektu lub/i ilości punktów odbioru energii.

Podsystem instalacji bufora akumulacyjnego energii

Podsystem akumulacji wytworzonej lub dostarczonej energii stanowi istotny element całego systemu zaopatrzenia obiektu w energię. Nakłady na w/w podsystem są silnie skorelowane z wielkością obiektu oraz pełnioną przez niego funkcją. Funkcja obiektu na przykład determinuje konieczność zapewnienia w nim odpowiedniej temperatury oraz natężenia światła zmienne w czasie. Typ zastosowanego źródła daje jednostajny układ produkcji zoptymalizowanie tak zdefiniowanego bilansu przynosi zakupu i montażu mniejszego lub większego urządzenia akumulującego energię w celu zniwelowania różnic czasowych produkcji i użytkowania.

Podsystem instalacji wytwarzania energii

Kluczowym elementem systemu zaopatrzenia budynku w energię jest podsystem instalacji jej wytwarzania. Wpływ na nakłady inwestycyjne w sposób oczywisty ma wielkość (moc) instalacji wytwórczej uzależniona bezpośrednio do wielkości obiektu i jego zapotrzebowania na energię.

Innym parametrem wpływającym na nakłady jest rodzaj wybranego rozwiązania wytwarzania energii związany z wyborem technologii przetwarzania nośnika oraz zaawansowania technologicznego tego rozwiązania. Istotnym parametrem jest także sposób wytwarzania energii tj. czy jest ona wytwarzana centralnie dla obiektu/grupy obiektów czy też istnieją indywidualne rozwiązania zasilające jeden obiekt lub pomieszczenie w obiekcie.

Etap realizacji w/w podsystemów instalacji często poprzedzony jest etapem koncepcyjnym, który obejmuje opracowanie koncepcji, dokumentacji technicznej, uzyskanie pozwolenia na budowę itp. Dodatkowym kosztem mogącym wystąpić na etapie przygotowania inwestycji może być także sporządzenie dokumentacji na potrzeby pozyskania zewnętrznych źródeł finansowania. Koszt opracowania dokumentacji aplikacyjnej zależy od wielkości inwestycji i waha się w przedziale od 1-5% wartości projektu.

Koszty związane z przygotowaniem dokumentacji uzależnione są głównie od ilości i wielkości obiektów oraz rodzaju projektowanej instalacji. Zgodnie z katalogiem cen [11] wskaźnik wartości prac projektowych w kosztach robót instalacyjnych może wynosić od 2,5–14%. Wskaźnik ten jest skorelowany z rodzajem instalacji oraz wielkością (wartością) inwestycji. Szczegółowe wartości wskaźników prac projektowych przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 5.3. Wskaźnik procentowy kosztów dokumentacji projektowej w kosztach robót budowlano-montażowych.

Lp.	Wyszczególnienie	Wskaźnik procentowy
1	Sieci ciepłownicze:	
	Koszty inwestycji 0,5-1,0 mln	5,0-7,0 %
	Koszty inwestycji 1,0-3,0 mln	3,5-5,5 %
	Koszty inwestycji 3,0-5,0 mln	3,0-4,5 %
	Koszty inwestycji powyżej 5,0 mln	2,5-3,5 %
	Węzły ciepłownicze:	
	Koszty inwestycji 0,1-0,2 mln	7,0-9,0 %
	Koszty inwestycji 0,2-0,5 mln	5,0-7,0 %
2	Koszty inwestycji powyżej 0,5 mln	3,0-5,0 %
	Sieci gazowe niskoparametrowe:	
	Koszty inwestycji 0,5-1,0 mln	5,0-7,0 %
	Koszty inwestycji 1,0-3,0 mln	4,5-6,5 %
	Koszty inwestycji 3,0-5,0 mln	4,0-5,5 %
3	Koszty inwestycji powyżej 5,0 mln	3,5-4,5 %
	Sieci elektroenergetyczne niskiego i średniego napięcia	6,0-14,0%

Źródło: Katalog cen jednostkowych robót i obiektów inwestycyjnych, BISTYP-CONSULTING, I kwartał 2011.

Koszty dokumentacji projektowej kształtujący się średnio rzecz biorąc na poziomie 5–10% kosztów budowy sprawiają, że mają one istotny wpływ na całkowite nakłady inwestycyjne związane z realizacją

systemu zaopatrzenia budynku lub grupy budynków w energią i muszą zostać uwzględnione na etapie prowadzonych obliczeń rachunkowych.

5.2.2.4. Koszty inwestycyjne rozwiązania zaopatrzenia w energię budynku

Na całkowite nakłady inwestycyjne związane z realizacją instalacji zaopatrzenia budynku lub grupy budynków w energię składa się suma wszystkich nakładów poniesionych na poszczególne systemy tj.:

- ogrzewania i wentylacji,
 - chłodzenia i wentylacji,
 - przygotowania ciepłej wody użytkowej,
 - oświetlenia budynku i urządzeń,
- oraz wchodzących w ich skład podsystemów określonych powyżej.

Poniżej przedstawiono ogólną propozycję równania pozwalającego określić całkowite nakłady inwestycyjne związane z realizacją instalacji dla budynku lub grupy budynków.

$$Ci_{ij}^k = Ci, H_{ij}^k + Ci, W_{ij}^k + Ci, C_{ij}^k + Ci, Ele_{ij}^k + Ci, P_{ij}^k$$

gdzie:

Ci_{ij}^k - całkowite koszty realizacji instalacji w ramach rozwiązania zaopatrzenia „i”-tego użytkownika wyposażonego w „j”-te rozwiązanie zaopatrzenia w energię, przy stanie otoczenia „k”-tym

Ci, H_{ij}^k - koszty realizacji instalacji ogrzewania i wentylacji w ramach rozwiązania zaopatrzenia „i”-tego użytkownika wyposażonego w „j”-te rozwiązanie zaopatrzenia w energię, przy stanie otoczenia „k”-tym,

Ci, W_{ij}^k - koszty realizacji instalacji ciepłej wody użytkowej w ramach rozwiązania zaopatrzenia „i”-tego użytkownika wyposażonego w „j”-te rozwiązanie zaopatrzenia w energię, przy stanie otoczenia „k”-tym,

Ci, C_{ij}^k - koszty realizacji instalacji chłodzenia w ramach rozwiązania zaopatrzenia „i”-tego użytkownika wyposażonego w „j”-te rozwiązanie zaopatrzenia w energię, przy stanie otoczenia „k”-tym,

Ci, Ele_{ij}^k - koszty realizacji instalacji elektrycznej w ramach rozwiązania zaopatrzenia „i”-tego użytkownika wyposażonego w „j”-te rozwiązanie zaopatrzenia w energię, przy stanie otoczenia „k”-tym,

Ci, P_{ij}^k - koszty realizacji kompletnej dokumentacji na etapie przed inwestycyjnym dla rozwiązania zaopatrzenia „i”-tego użytkownika wyposażonego w „j”-te rozwiązanie zaopatrzenia w energię, przy stanie otoczenia „k”-tym.

Wszystkie składniki przedstawione w powyższym wzorze wyrażone są w wartościach pieniężnych, zaś zastosowanie wzoru możliwe jest jedynie w przypadku jednoznacznie zidentyfikowanej instalacji budynku lub grupy budynków z konkretnymi parametrami obiektu oraz usytuowanego w konkretnej lokalizacji. Wartość nakładów w ramach budowy poszczególnych systemów instalacji wyznaczona powinna być poprzez identyfikację wszystkich elementów tego systemu i aktualnych ich kosztów przez użytkownika. Takie definiowanie nakładów dla konkretnego budynku lub grupy budynków pozwoli na szczegółowe określenie nakładów koniecznych do poniesienia na realizację poszczególnych systemów i podsystemów instalacji. Wzór poniżej prezentuje przykładowo koszty realizacji systemu ogrzewania w układzie poszczególnych podsystemów.

$$Ci, H_{ij}^k = Ci, H, g_{ij}^k + Ci, H, s_{ij}^k + Ci, H, d_{ij}^k + Ci, H, e_{ij}^k$$

gdzie:

Ci, H, g_{ij}^k - koszty realizacji instalacji wytwarzania w systemie ogrzewania i wentylacji w ramach rozwiązania zaopatrzenia „i”-tego użytkownika wyposażonego w „j”-te rozwiązanie zaopatrzenia w energię, przy stanie otoczenia „k”-tym,

Ci, H, s_{ij}^k - koszty realizacji instalacji akumulacji ciepła w systemie ogrzewania i wentylacji w ramach rozwiązania zaopatrzenia „i”-tego użytkownika wyposażonego w „j”-te rozwiązanie zaopatrzenia w energię, przy stanie otoczenia „k”-tym,

C_i, H, d_{ij}^k - koszty realizacji instalacji przesyłowej w systemie ogrzewania i wentylacji w ramach rozwiązania zaopatrzenia „i”-tego użytkownika wyposażonego w „j”-te rozwiązanie zaopatrzenia w energię, przy stanie otoczenia „k”-tym,

C_i, H, e_{ij}^k - koszty realizacji instalacji emisji i regulacji w systemie ogrzewania i wentylacji w ramach rozwiązania zaopatrzenia „i”-tego użytkownika wyposażonego w „j”-te rozwiązanie zaopatrzenia w energię, przy stanie otoczenia „k”-tym.

Opcjonalnie w przypadku braku pełnej wiedzy na temat składników i kosztów, instalacji można dokonać oszacowania nakładów na podstawie ogólnodostępnych wskaźników kosztów inwestycyjnych. Takie podejście powoduje jednak mniej precyzyjne określenie nakładów całkowitych, co w przypadku podobnych rezultatów otrzymanych dla porównywanych rozwiązań może powodować zafałszowanie wyników analizy końcowej.

Wpływ czynników zewnętrznych na koszty inwestycyjne przejawiać się będzie głównie w zmienności założeń ekonomicznych związanych z kosztami urządzeń i robocizny jak również z założeniami odnośnie rachunku tych składowych w czasie.

Określone wg powyższego schematu nakłady inwestycyjne należy analizować uwzględniając koszt kapitału w postaci odsetek od pożyczki, prowizji i innych kosztów związanych z zaangażowaniem kapitału obcego. W przypadku wkładu własnego jego koszt powinien zostać uwzględniony przez dyskontowanie na rok bieżący. Naj istotniejszym parametrem zewnętrznym mającym wpływ na wielkość nakładów inwestycyjnych jest preferencyjne wspieranie procesu realizacji na drodze np. : dotacji, umarzalnych pożyczek itp.

5.2.3. Niemierzalne kryteria oceny wpływające na wybór przez użytkownika rozwiązania zaopatrzenia

Na etapie podejmowania przez decydenta decyzji dotyczącej wyboru rozwiązania zaopatrywania budynku w energię, oprócz kryteriów ekonomicznych zależnych od stanów otoczenia zewnętrznego dających się wyrazić w formie pieniężnej pod uwagę brane są także inne poza ekonomiczne parametry. Ich zależność od stanów otoczenia zewnętrznego jest trudna do określenia. Są to wymierne i niewymierne kryteria oceny. Temat kryteriów technicznych i ekologicznych została rozwinięty w innych pod rozdziałach analizy. Poniżej zaprezentowano propozycję porównawczej oceny rozwiązań wg wybranych kryteriów niemierzalnych. Kryteria te nie mają wpływu na koszty eksploatacyjne czy inwestycyjne rozwiązania, jednak mają często bezpośredni wpływ na wybór rozwiązania przez inwestora.

5.2.3.1. Przykładowe niemierzalne kryteria oceny rozwiązania

W analizie pod uwagę wzięto rozwiązania zaopatrzenia w energię obiektów jak w - Etapu 13 przedmiotowe zadania badawczego - Opracowanie metodologii oceny wpływu pozatechnicznych kryteriów na wybór źródeł energii – GIG, 2011 przy uzupełnieniu ich o założenia i analizy własne.

Do najważniejszych kryteriów i podkryteriów niemierzalnych branych pod uwagę przez użytkownika w procesie decyzyjnym odnośnie wyboru rozwiązania zaopatrzenia na potrzeby analizy zaliczono:

1) Oddziaływanie na otoczenie rozwiązania:

- oddziaływanie na najbliższe otoczenie,
- opinia otoczenia (OZE jest modne, naciski innych ludzi w otoczeniu) - prestiż społeczny,
- świadomość oddziaływania rozwiązania w skali globalnej.

2) Wygoda użytkownika rozwiązania zostaje zwykle subiektywnie określona przez użytkownika rozwiązania biorąc pod uwagę różne czynniki:

- udział/uciążliwość transportu nośnika - rozumiany jako obciążenie odbiorcy udziałem w transporcie paliwa lub uciążliwość z nim związaną;
- uciążliwość wyprowadzenia odpadów - przy ocenie wg tego kryterium brane mogą być pod uwagę uciążliwości dla odbiorcy wynikające z powstawania i konieczności utylizacji odpadów z procesu przetwarzania nośnika ciepła u odbiorcy, istotny jest zakres odpowiedzialności odbiorcy za utylizację odpadu;
- bezobsługowość rozwiązania - oceniana jest wg wymaganej częstości dozoru rozwiązania i skali zakresu czynności;

- d. możliwość niezależnego uruchomienia rozwiązania – rozumiana jako bezpieczeństwo i niezależność funkcjonowania rozwiązania w sytuacji awarii układów sieciowych oraz rozumiana jako możliwość uruchomienia rozwiązania w dowolnym okresie roku – możliwość dowolnego wyznaczania okresu grzewczego.
- e. gabaryty instalacji - kryterium to uwzględnia konieczność rezerwowania dla rozwiązania dodatkowej przestrzeni wewnątrz budynku lub w jego najbliższym otoczeniu;
- f. aspekty akustyczne – rozumiane jako uciążliwość instalacji wynikająca z emitowanego hałasu przez urządzenia;
- g. aspekty estetyczne – rozumiane jako nowoczesny design urządzeń przetwarzających dających się wkomponować w wystrój pomieszczeń i architekturę budynku.

3) Bezpieczeństwo realizacji i użytkowania rozwiązania określone jako ocena poszczególnych rozwiązań dopuszczalnych pod kątem:

- a. zagrożenia wewnętrznego związanego z ciągłością dostaw – rozumiane jako zależność ciągłości dostaw energii z lokalnego systemu poprzez możliwość wystąpienia awarii zasilania;
- b. zagrożenia zewnętrzne związane z dostawą nośników energii – rozumiane jako zależność dostaw nośnika energii w skali kraju od sytuacji politycznej na świecie;
- c. zagrożenia eksploatacyjne – rozumiane jako możliwość wystąpienia wybuchów i innych zagrożeń dla zdrowia i życia użytkowników rozwiązania;

Ranking rozwiązań preferowanych przez użytkowników wg kryteriów niemierzalnych jest zwykle wynikiem subiektywnych ocen. Ranking ten raczej nie ma powiązań z rankingiem rozwiązań opracowanym na podstawie: nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacyjnych, kryteriów technicznych i środowiskowych, jednak często jest decydującym w przypadkach zbliżonej pozycji rozwiązań wg tych kryteriów. Dodatkowo w wybranych przypadkach postawa ekologiczna użytkownika powoduje wybór droższego inwestycyjnie i eksploatacyjnie rozwiązania OZE, mającego stosunkowo niewielki wpływ na środowisko naturalne i wysoko ocenianego wg kryteriów jw. (np. bezpieczeństwa użytkownika).

5.2.3.2. Ocena niemierzalnych parametrów rozwiązania

Oceny niemierzalnych parametrów rozwiązania dokonać można na drodze porównania przez użytkownika poszczególnych rozwiązań w aspekcie poszczególnych kryteriów. Jako wynik analiz ustalone zostać może preferowane przez użytkownika rozwiązanie w odniesieniu do przyjętych kryteriów niemierzalnych. Poniżej zaprezentowano przykładowy schemat takiej analizy z wykorzystaniem narzędzia, analizy hierarchicznej procesu decyzyjnego (Analytic Hierarchy Process - AHP). Decydentem w analizie porównawczej parametrów niemierzalnych winien być przyszły użytkownik rozwiązania: właściciel, zarządca budynku jednorodzinnego lub jego projektant, zarządca budynku wielorodzinnego lub jego projektant, deweloper podejmujący decyzję o przyszłym kształcie inwestycji.

Dobór kryteriów może być wykonany przez użytkownika lub arbitralnie określony w oparciu o dostępną wiedzę o lokalnych warunkach społecznych np. w oparciu o wyniki badań [18]. Niniejsza propozycja uwzględnia kryteria jw.

Poniżej w sposób syntetyczny opisano mechanizm wyznaczenia zbiorczej oceny rozwiązania zaopatrzenia w energię budynku wg kryteriów niemierzalnych z wykorzystaniem analizy hierarchicznej procesu decyzyjnego. Metoda AHP opracowana została przez Saaty'ego [19]. AHP ma zastosowanie przy wspomaganiu wielokryterialnych procesów decyzyjnych w każdej dziedzinie. Jest stosowana od wielu lat w krajach wysokorozwiniętych oraz w krajach intensywnie rozwijających się.

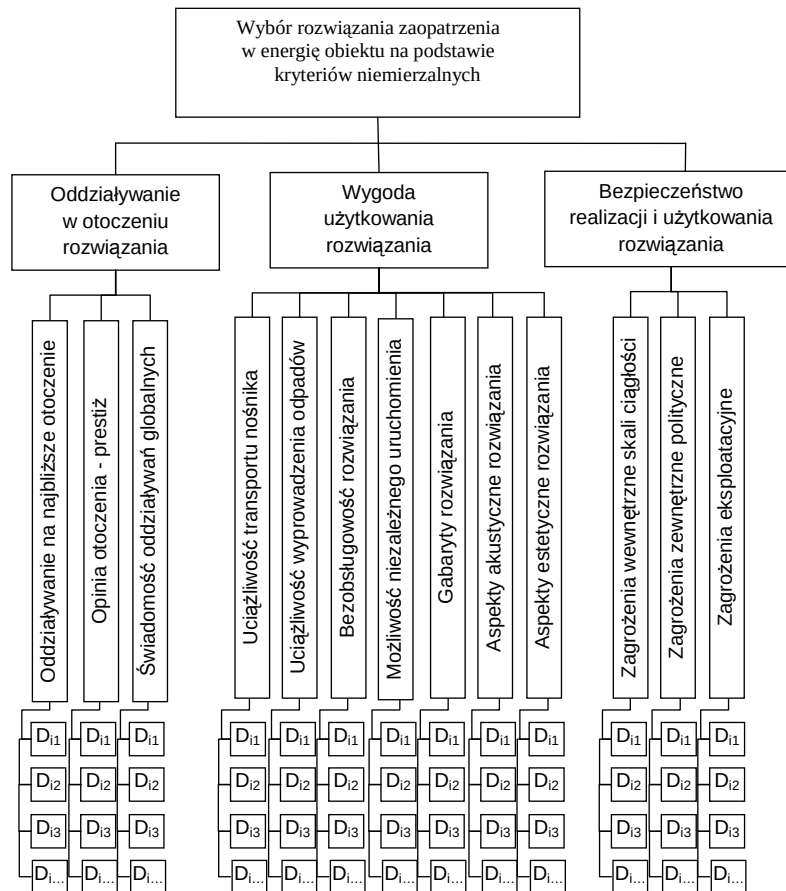
Proces analizy składa się z następujących elementów: ustalenie struktury hierarchicznej, określenie skali ocen, wyliczenie priorytetów lokalnych i globalnych, sprawdzenie poprawności otrzymanych wyników.

Ustalenie struktury hierarchicznej.

Częstkowy problem decyzyjny, czyli w analizie określenie najbardziej preferowanego rozwiązania dla użytkownika musimy przedstawić w postaci hierarchii. Klasyczna struktura hierarchiczna zbudowana jest w kształcie piramidy, na której wierzchołku znajduje się wskazany cel. Poniżej (lub obok w zależności od przyjętego sposobu graficznej prezentacji problemu) występują uczestnicy, cele

uczestników lub kryteria, subkryteria i zawsze na ostatnim poziomie, alternatywne rozwiązania. Struktura hierarchiczna dla przedmiotowej analizy przedstawiona została poniżej.

Rys. 5.1. Propozycja struktury hierarchicznej



Budowa struktury hierarchicznej jest najważniejszym elementem analizy. Bowiem od niej w istotny sposób zależy rozwiązanie problemu. Jest zalecane, aby w strukturze hierarchicznej nie wprowadzać więcej niż 8 poziomów. Struktura hierarchiczna stworzona na potrzeby analizy ma 3 poziomy.

Kolejnym etapem jest określenie skali ocen dla porównań rozwiązań dla modelowego użytkownika. W analizie zwykle stosuje się 9-cio punktową skalę ocen (typową dla AHP), w której poszczególne liczby oznaczają:

- "1" - oba rozwiązania, kryteria są jednakowo atrakcyjne,
- "3" - jedno rozwiązanie, kryterium jest nieznacznie bardziej atrakcyjne od drugiego,
- "5" - jedno rozwiązanie, kryterium jest wyraźnie bardziej atrakcyjne od drugiego,
- "7" - jedno rozwiązanie, kryterium jest dużo bardziej atrakcyjne od drugiego,
- "9" - jedno rozwiązanie, kryterium jest zdecydowanie bardziej atrakcyjne od drugiego.

Cyframi "2", "4", "6" i "8" oznaczamy oceny pośrednie. Oceny o relacjach odwrotnych oznaczamy odwrotnością podanych wyżej liczb. Należy pamiętać, że wyższą ocenę dajemy zawsze tam gdzie jest wyższa atrakcyjność lub mniejszy dyskomfort wg danego parametru, np. gabaryty instalacji.

Wyznaczenie priorytetów lokalnych i globalnych

Kolejnym etapem jest wyznaczenie priorytetów lokalnych i globalnych. Po zbudowaniu struktury hierarchicznej problemu (począwszy od poziomu drugiego), należy przystąpić do porównania parami wszystkich elementów każdego poziomu względem każdego elementu na poziomie wyższym (wagi lokalne). W naszym wypadku będzie to porównanie parami wg poszczególnych kryteriów w kontekście wyboru rozwiązania najbardziej atrakcyjnego. Przy wycenie, porównując każdą parę elementów danego poziomu, zawsze pytamy: który z porównywanych elementów jest ważniejszy (dla modelowego użytkownika) i o ile ważniejszy w kontekście zastosowanej skali ocen?

Tak zbudowana macierz ma następujące własności: na przekątnej macierzy wszystkie wyrazy $a_{xx} = 1$, nad przekątną a_{xy} równe jest wycenie, a poniżej przekątnej, odwrotności tych wycen $a_{yx} = 1/a_{xy}$.

W drugim kroku tworzymy wektor sum. Wyniki oceny przedstawione w macierzy preferencji A, w każdej kolumnie sumujemy i w ten sposób tworzymy wektor sum:

$$k_x = \sum_{y=1}^N a_{xy}$$

Następnie dokonujemy normowania ocen poprzez stworzenie macierzy B jako ilorazu wartości z macierzy A i wektora sum:

$$b_{xy} = \frac{a_{xy}}{k_x}$$

Dalsze obliczenia polegają na obliczeniu wektora sum częściowych, którego wartość obliczamy wg wzoru podanego poniżej:

$$s_y = \sum_{x=1}^N b_{xy}$$

Wagi lokalne poszczególnych elementów na poziomach 2 i 3 czyli kryteriów i rozwiązań dopuszczalnych określa się wg poniższego wzoru:

$$w_y = \frac{s_y}{N}$$

W celu wyliczenia globalnych wag (priorytetów dla poszczególnych rozwiązań) dla każdego rozwiązania wyznaczamy iloczyn wektora lokalnej wagi tego rozwiązania i wektora wag każdego z elementów poziomu bezpośrednio wyższego.

Sprawdzenie poprawności otrzymanych wyników.

Aby zapewnić spójność obliczeń macierz preferencji podnosi się do dostatecznie dużej potęgi, aby ustabilizować wartość wektora wag z założoną z góry tolerancją. W obliczeniach tolerancję dla obliczeń wag (preferencji) w ramach ustalania preferencji dla rozwiązania przyjęto na poziomie 0,1. Założenie powyższe powoduje, że stabilizację wektora wag z założoną tolerancją można uzyskać bez potęgowania lub przy potęgowaniu do kwadratu. Przy spójności ocen spełniony jest warunek przechodniości, który zakłada, że jeżeli element 1 jest bardziej preferowany niż element 2, a element 2 bardziej jest preferowany niż 3 to element 1 musi być bardziej preferowany niż 3. Sprawdzenia spójności ocen dokonuje się na drodze:

- wyznaczenia stopnia zgodności wag,
- obliczenia wartości własnych macierzy preferencji,
- obliczenia stopnia rozbieżności CI , którego obliczenia wykonuje się w oparciu o poniższy wzór:

$$CI = \frac{\lambda_{\max} - N}{N - 1}$$

gdzie N oznacza ilość porównywanych elementów poziomu, a $\lambda_{\max}$ jest współczynnikiem niespójności, który oblicza się jako średnią arytmetyczną λ_x , gdzie λ_x jest wektorem otrzymanym z rachunku:

$$\lambda_x = \frac{A_{xy} * w_x}{w_x}$$

Wyboru losowej wartości zgodności R dokonuje się w oparciu o tabelę współczynników losowych zgodności określonych przez T.L. Saaty'ego [79].

Tabela 5.4. Współczynniki losowe zgodności wg T.L. Saaty'ego.

N	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
R	0	0	0.58	0.9	1.12	1.24	1.32	1.41	1.45	1.49	1.51	1.48	1.56	1.57	1.59

Sprawdzenie wskaźnika zgodności CR odbywa się wg poniższej nierówności:

$$CR = \frac{CI}{R} < 0,1$$

T.L. Satty zaleca aby jako wartość krytyczną przyjąć 0,1. W obliczeniach porównawczych wg kryteriów niemierzalnych rozwiązania zaopatrzenia w energię zakłada się, że jeżeli CR jest mniejsze lub równe 0,1 to można mówić o zgodności, natomiast jeżeli CR jest większe od 0,1 to należy ponownie przeprowadzić analizę ocen w macierzy preferencji. Z wykorzystaniem zaprezentowanego metody można dokonać oceny porównawczej rozwiązań w aspekcie kryteriów niemierzalnych.

Całkowity wynik analizy rozumiany jest jako preferencja j -tego rozwiązania określonego dla i -tego użytkownika przy określonym stanie czynników otoczenia względem pozostałych rozważanych.

5.2.3.3. Przykładowa analiza hierarchiczna procesu decyzyjnego

Typ analizowanych obiektów oraz charakterystyka sposobu zaopatrzenia w ciepło

Analizę AHP przeprowadzono dla wybranych rozwiązań zaopatrzenia obiektów w energię.

Dla budynku jednorodzinnego rozpatrywano następujące rozwiązania:

- kotłownia na gaz ziemny,
- pompa ciepła pokrywająca zapotrzebowanie obiektu w ciepło na potrzeby centralnego ogrzewania oraz ciepłej wody użytkowej w 100%,
- kolektory słoneczne + kotłownia gazowa,
- kolektory słoneczne + ogrzewanie elektryczne,
- pompa ciepła pokrywająca zapotrzebowanie obiektu w ciepło na potrzeby centralnego ogrzewania oraz ciepłej wody użytkowej w 100% + ogniwa fotowoltaiczne wytwarzające energię elektryczną na potrzeby własne.

W związku z odmienną specyfiką budynku wielorodzinnego oraz różnymi potrzebami energetycznymi dla budynku wielorodzinnego rozpatrywano odmienne rozwiązania zaopatrzenia niż w przypadku budynku jednorodzinnego, tj.:

- system ciepłowniczy,
- kotłownia na biomasę,
- kotłownia na biomasę + kolektory słoneczne,
- pompa ciepła pokrywająca zapotrzebowanie obiektu w ciepło na potrzeby centralnego ogrzewania oraz ciepłej wody użytkowej w 100%,
- pompa ciepła pokrywająca zapotrzebowanie obiektu w ciepło na potrzeby centralnego ogrzewania oraz ciepłej wody użytkowej w 100% + ogniwa fotowoltaiczne wytwarzające energię elektryczną na potrzeby własne.

Zaprezentowane poniżej wyniki analizy oparte zostały o subiektywne oceny konkretnego użytkownika, a zatem nie można ich uznać za ogólną preferencję użytkowników. Każdorazowa ocena preferowanego rozwiązania z wykorzystaniem metody ze strony użytkownika zależna jest od jego świadomości, wiedzy i warunków zewnętrznych oraz ma charakter indywidualny.

Wygoda użytkowania rozwiązania

Z wykorzystaniem analizy hierarchicznej procesu decyzyjnego w oparciu o strukturę hierarchiczną opisaną powyżej przeprowadzono analizę ekspercką mającą na celu wytypowanie preferowanego przez odbiorcę sposobu zasilania ze względu na przyjęte kryteria i pod kryteria.

Tabela 5.5. Oceny porównawcze poszczególnych pod kryteriów dla budynku jednorodzinnego.

Wyszczególnienie	Uciążliwość w tran. nośnika	Uciążliwość w wypr. odpad.	Bezobsługowość	Możliwość niezal. uruch.	Gabaryty rozwiązania	Aspekty akustyczne	Aspekty estetyczne
Uciążliwość w tran. nośnika	1,00	1,00	0,50	0,50	1,00	0,50	0,50
Uciążliwość w wypr. odpad.	1,00	1,00	0,50	0,50	1,00	0,50	0,50
Bezobsługowość	2,00	2,00	1,00	2,00	3,00	2,00	2,00
Możliwość niezal. uruch.	2,00	2,00	0,50	1,00	2,00	2,00	2,00
Gabaryty rozwiązania	1,00	1,00	0,33	0,50	1,00	2,00	1,00
Aspekty akustyczne	2,00	2,00	0,50	0,50	0,50	1,00	1,00
Aspekty estetyczne	2,00	2,00	0,50	0,50	1,00	1,00	1,00

Poniżej przedstawiono oceny porównawcze poszczególnych rozwiązań w aspekcie podkryteriów oceny dla budynku jednorodzinnego.

Tabela 5.6. Oceny porównawcze poszczególnych rozwiązań w aspekcie pod kryteriów dla budynku jednorodzinnego.

Uciążliwość w tran. nośnika	kot. gazowa	pom. ciep.	kol.sol.+ k.gaz	kol.sol.+ o.ele.	pom. ciep.+ PV
kot. gazowa	1,00	0,50	1,00	1,00	0,50
pom. ciep.	2,00	1,00	2,00	1,00	1,00
kol.sol.+ k.gaz	1,00	0,50	1,00	1,00	1,00
kol.sol.+ o.ele.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
pom. ciep.+ PV	2,00	1,00	1,00	1,00	1,00
SUMA	7,00	4,00	6,00	5,00	4,50
Uciążliwość w wypr. odpad.	kot. gazowa	pom. ciep.	kol.sol.+ k.gaz	kol.sol.+ o.ele.	pom. ciep.+ PV
kot. gazowa	1,00	0,50	1,00	0,50	0,50
pom. ciep.	2,00	1,00	2,00	1,00	1,00
kol.sol.+ k.gaz	1,00	0,50	1,00	0,50	0,50
kol.sol.+ o.ele.	2,00	1,00	2,00	1,00	0,50
pom. ciep.+ PV	2,00	1,00	2,00	2,00	1,00
SUMA	8,00	4,00	8,00	5,00	3,50
Bezobsługowość	kot. gazowa	pom. ciep.	kol.sol.+ k.gaz	kol.sol.+ o.ele.	pom. ciep.+ PV
kot. gazowa	1,00	1,00	2,00	2,00	2,00
pom. ciep.	1,00	1,00	2,00	2,00	2,00
kol.sol.+ k.gaz	0,50	0,50	1,00	1,00	1,00
kol.sol.+ o.ele.	0,50	0,50	1,00	1,00	1,00
pom. ciep.+ PV	0,50	0,50	1,00	1,00	1,00
SUMA	3,50	3,50	7,00	7,00	7,00
Możliwość niezal. uruch.	kot. gazowa	pom. ciep.	kol.sol.+ k.gaz	kol.sol.+ o.ele.	pom. ciep.+ PV
kot. gazowa	1,00	1,00	0,50	0,50	0,50
pom. ciep.	1,00	1,00	2,00	2,00	2,00
kol.sol.+ k.gaz	2,00	0,50	1,00	1,00	1,00
kol.sol.+ o.ele.	2,00	0,50	1,00	1,00	1,00
pom. ciep.+ PV	2,00	0,50	1,00	1,00	1,00
SUMA	8,00	3,50	5,50	5,50	5,50
Gabaryty rozwiązania	kot. gazowa	pom. ciep.	kol.sol.+ k.gaz	kol.sol.+ o.ele.	pom. ciep.+ PV
kot. gazowa	1,00	3,00	2,00	2,00	2,00
pom. ciep.	0,33	1,00	0,50	0,50	0,50
kol.sol.+ k.gaz	0,50	2,00	1,00	1,00	1,00
kol.sol.+ o.ele.	0,50	2,00	1,00	1,00	1,00
pom. ciep.+ PV	0,50	2,00	1,00	1,00	1,00
SUMA	2,83	10,00	5,50	5,50	5,50
Aspekty akustyczne	kot. gazowa	pom. ciep.	kol.sol.+ k.gaz	kol.sol.+ o.ele.	pom. ciep.+ PV
kot. gazowa	1,00	1,00	1,00	0,50	1,00
pom. ciep.	1,00	1,00	1,00	0,50	1,00
kol.sol.+ k.gaz	0,50	1,00	1,00	0,50	1,00
kol.sol.+ o.ele.	0,50	2,00	2,00	1,00	0,50
pom. ciep.+ PV	1,00	1,00	1,00	2,00	1,00
SUMA	4,00	6,00	6,00	4,50	4,50
Aspekty estetyczne	kot. gazowa	pom. ciep.	kol.sol.+ k.gaz	kol.sol.+ o.ele.	pom. ciep.+ PV
kot. gazowa	1,00	1,00	2,00	2,00	2,00
pom. ciep.	1,00	1,00	2,00	2,00	2,00
kol.sol.+ k.gaz	0,50	0,50	1,00	1,00	1,00
kol.sol.+ o.ele.	0,50	0,50	1,00	1,00	1,00
pom. ciep.+ PV	0,50	0,50	1,00	1,00	1,00
SUMA	3,50	3,50	7,00	7,00	7,00

Poniżej przedstawiono oceny porównawcze poszczególnych podkryteriów oceny dla budynku wielorodzinnego.

Tabela 5.7. Oceny porównawcze poszczególnych pod kryteriów dla budynku wielorodzinnego.

Wyszczególnienie	Uciążliwość w tran. nośnika	Uciążliwość w wypr. odpad.	Bezobsługowość	Możliwość niezal. uruch.	Gabaryty rozwiązania	Aspekty akustyczne	Aspekty estetyczne
Uciążliwość w tran. nośnika	1,00	1,00	0,33	0,33	1,00	0,50	0,33
Uciążliwość w wypr. odpad.	1,00	1,00	0,33	0,33	1,00	0,50	0,33
Bezobsługowość	3,00	3,00	1,00	1,00	2,00	2,00	2,00
Możliwość niezal. uruch.	3,00	3,00	1,00	1,00	2,00	2,00	2,00
Gabaryty rozwiązania	1,00	1,00	0,50	0,50	1,00	1,00	1,00
Aspekty akustyczne	2,00	2,00	0,50	0,50	1,00	1,00	0,50
Aspekty estetyczne	3,00	3,00	0,50	0,50	1,00	2,00	1,00

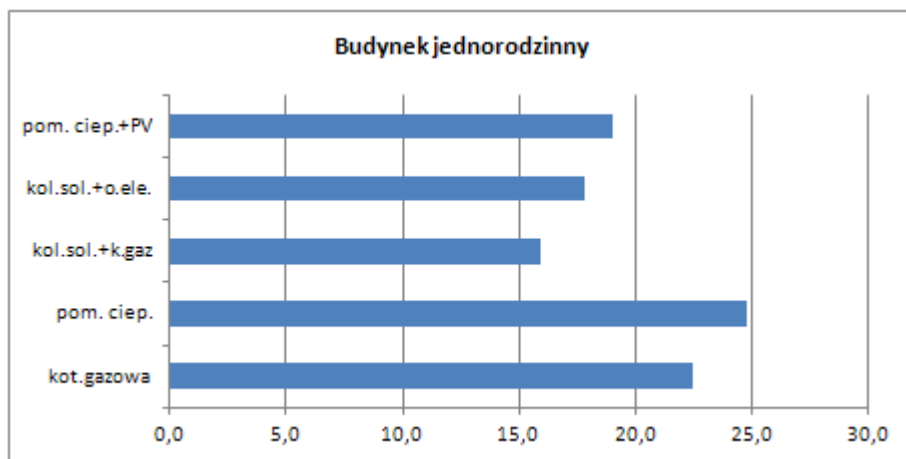
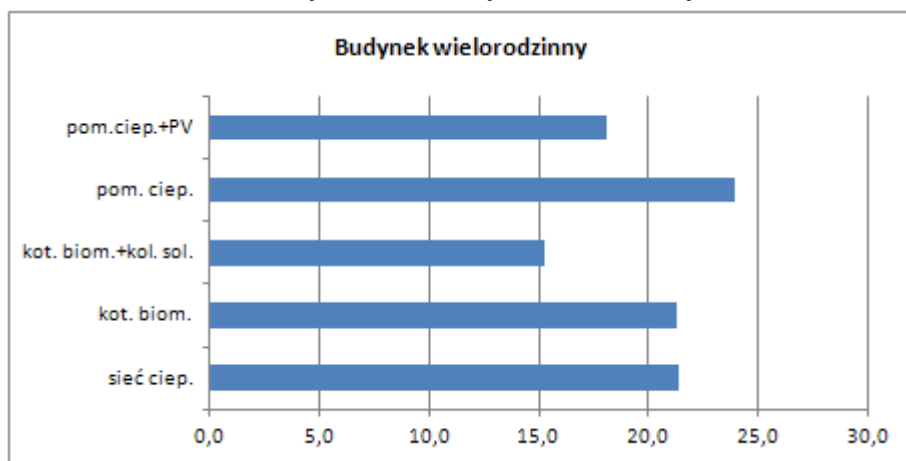
Poniżej przedstawiono oceny porównawcze poszczególnych rozwiązań w aspekcie podkryteriów oceny dla budynku wielorodzinnego.

Tabela 5.8. Oceny porównawcze poszczególnych rozwiązań w aspekcie pod kryteriów dla budynku wielorodzinnego.

Uciążliwość w tran. nośnika	sieć ciep.	kot. biom.	kot. biom.+ kol.	pom. ciep.	pom.ciep.+ PV
sieć ciep.	1,00	2,00	2,00	1,00	1,00
kot. biom.	0,50	1,00	1,00	0,50	0,50
kot. biom.+ kol.	0,50	1,00	1,00	0,50	0,50
pom. ciep.	1,00	2,00	2,00	1,00	1,00
pom.ciep.+ PV	1,00	2,00	2,00	1,00	1,00
SUMA	4,00	8,00	8,00	4,00	4,00
Uciążliwość w wypr. odpad.	sieć ciep.	kot. biom.	kot. biom.+ kol.	pom. ciep.	pom.ciep.+ PV
sieć ciep.	1,00	2,00	3,00	1,00	1,00
kot. biom.	0,50	1,00	1,00	0,50	0,50
kot. biom.+ kol.	0,33	1,00	1,00	0,50	0,50
pom. ciep.	1,00	2,00	2,00	1,00	1,00
pom.ciep.+ PV	1,00	2,00	2,00	1,00	1,00
SUMA	3,83	8,00	9,00	4,00	4,00
Bezobsługowość	sieć ciep.	kot. biom.	kot. biom.+ kol.	pom. ciep.	pom.ciep.+ PV
sieć ciep.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
kot. biom.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
kot. biom.+ kol.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
pom. ciep.	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
pom.ciep.+ PV	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
SUMA	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
Możliwość niezal. uruch.	sieć ciep.	kot. biom.	kot. biom.+ kol.	pom. ciep.	pom.ciep.+ PV
sieć ciep.	1,00	0,33	0,33	0,33	0,33
kot. biom.	3,00	1,00	2,00	1,00	2,00
kot. biom.+ kol.	3,00	0,50	1,00	0,33	1,00
pom. ciep.	3,00	1,00	3,00	1,00	2,00
pom.ciep.+ PV	3,00	0,50	1,00	0,50	1,00
SUMA	13,00	3,33	7,33	3,17	6,33
Gabaryty rozwiązania	sieć ciep.	kot. biom.	kot. biom.+ kol.	pom. ciep.	pom.ciep.+ PV
sieć ciep.	1,00	2,00	3,00	3,00	3,00
kot. biom.	0,50	1,00	2,00	2,00	3,00
kot. biom.+ kol.	0,33	0,50	1,00	2,00	2,00
pom. ciep.	0,33	0,50	0,50	1,00	2,00
pom.ciep.+ PV	0,33	0,33	0,50	0,50	1,00
SUMA	2,50	4,33	7,00	8,50	11,00
Aspekty akustyczne	sieć ciep.	kot. biom.	kot. biom.+ kol.	pom. ciep.	pom.ciep.+ PV
sieć ciep.	1,00	2,00	2,00	1,00	1,00
kot. biom.	0,50	1,00	1,00	0,50	0,50
kot. biom.+ kol.	0,50	1,00	1,00	0,50	0,50
pom. ciep.	1,00	2,00	2,00	1,00	1,00
pom.ciep.+ PV	1,00	2,00	2,00	1,00	1,00
SUMA	4,00	8,00	8,00	4,00	4,00
Aspekty estetyczne	sieć ciep.	kot. biom.	kot. biom.+ kol.	pom. ciep.	pom.ciep.+ PV
sieć ciep.	1,00	1,00	2,00	1,00	2,00
kot. biom.	1,00	1,00	2,00	1,00	2,00
kot. biom.+ kol.	0,50	0,50	1,00	0,50	1,00
pom. ciep.	1,00	1,00	2,00	1,00	2,00
pom.ciep.+ PV	0,50	0,50	1,00	0,50	1,00
SUMA	4,00	4,00	8,00	4,00	8,00

Dla tak sporządzonego rankingowania podkryteriów przeprowadzono sprawdzenie spójności obliczeń macierzy preferencji poprzez badanie zgodności ocen. Przeprowadzone analizy pozwalają stwierdzić zgodność z metodologią prawidłowość przyjętych ocen poszczególnych podkryteriów względem siebie przez użytkownika.

Na podstawie powyższych porównawczych ocen przykładowego użytkownika, rachunkowo określono preferowane rozwiązania zaopatrzenia w energię wg rozpatrywanych typów budynków, wg kryterium wygody użytkownika rozwiązania. Poniżej przedstawiono otrzymane wyniki w formie graficznej.

Rys. 5.2. Graficzna prezentacja wyników analizy preferencji rozwiązania w aspekcie kryterium wygody użytkowania – budynek jednorodzinny**Rys. 5.3.** Graficzna prezentacja wyników analizy preferencji rozwiązania w aspekcie kryterium wygody użytkowania – budynek wielorodzinny

Dla użytkownika ciepła w budynku jednorodzinnym oraz wielorodzinnym preferowanym rozwiązaniem wg wyników analizy jest rozwiązanie oparte o pompę ciepła, a najmniej preferowanym rozwiązanie wykorzystujące kolektory słoneczne wraz z kotłownią gazową w przypadku budynku jednorodzinnego lub kotłownią na biomasę w przypadku budynku wielorodzinnego, głównie ze względu na ocenę konieczność transportu nośnika oraz wyprowadzenie odpadów w przypadku kotłowni na biomasę oraz gabaryty instalacji i aspekty estetyczne w przypadku kolektorów słonecznych.

Bezpieczeństwo wytwarzania i użytkowania

Poniżej przedstawiono oceny porównawcze poszczególnych podkryteriów oceny dla budynku jednorodzinnego.

Tabela 5.9. Oceny porównawcze poszczególnych pod kryteriów dla budynku jednorodzinnego.

Wyszczególnienie	Zagrożenie wewnętrzne	Zagrożenie zewnętrzne	Zagrożenia eksploatacyjne
Zagrożenie wewnętrzne	1,00	1,00	0,50
Zagrożenie zewnętrzne	1,00	1,00	0,50
Zagrożenia eksploatacyjne	2,00	2,00	1,00

Poniżej przedstawiono oceny porównawcze poszczególnych rozwiązań w aspekcie podkryteriów oceny dla budynku jednorodzinnego.

Tabela 5.10. Oceny porównawcze poszczególnych rozwiązań w aspekcie pod kryteriów dla budynku jednorodzinnego.

Zagrożenie wewnętrzne	kot. gazowa	pom. ciep.	kol.sol.+ k.gaz	kol.sol.+ o.ele.	pom. ciep.+ PV
kot. gazowa	1,00	1,00	1,00	1,00	0,50
pom. ciep.	1,00	1,00	1,00	1,00	0,50
kol.sol.+ k.gaz	1,00	1,00	1,00	1,00	0,50
kol.sol.+ o.ele.	1,00	1,00	1,00	1,00	0,50
pom. ciep.+ PV	2,00	2,00	2,00	2,00	1,00
SUMA	6,00	6,00	6,00	6,00	3,00
Zagrożenie zewnętrzne	kot. gazowa	pom. ciep.	kol.sol.+ k.gaz	kol.sol.+ o.ele.	pom. ciep.+ PV
kot. gazowa	1,00	0,50	1,00	0,50	0,50
pom. ciep.	2,00	1,00	2,00	1,00	0,50
kol.sol.+ k.gaz	1,00	0,50	1,00	0,50	0,50
kol.sol.+ o.ele.	2,00	1,00	2,00	1,00	1,00
pom. ciep.+ PV	2,00	2,00	2,00	1,00	1,00
SUMA	8,00	5,00	8,00	4,00	3,50
Zagrożenia eksploatacyjne	kot. gazowa	pom. ciep.	kol.sol.+ k.gaz	kol.sol.+ o.ele.	pom. ciep.+ PV
kot. gazowa	1,00	0,33	1,00	0,33	0,33
pom. ciep.	3,00	1,00	2,00	1,00	0,33
kol.sol.+ k.gaz	1,00	0,50	1,00	0,50	0,33
kol.sol.+ o.ele.	3,00	1,00	2,00	1,00	0,50
pom. ciep.+ PV	3,00	3,00	3,00	2,00	1,00
SUMA	11,00	5,83	9,00	4,83	2,50

Poniżej przedstawiono oceny porównawcze poszczególnych podkryteriów oceny dla budynku wielorodzinnego.

Tabela 5.11. Oceny porównawcze poszczególnych pod kryteriów dla budynku wielorodzinnego.

Wyszczególnienie	Zagrożenie wewnętrzne	Zagrożenie zewnętrzne	Zagrożenia eksploatacyjne
Zagrożenie wewnętrzne	1,00	0,50	0,50
Zagrożenie zewnętrzne	2,00	1,00	0,50
Zagrożenia eksploatacyjne	2,00	2,00	1,00

Poniżej przedstawiono oceny porównawcze poszczególnych rozwiązań w aspekcie podkryteriów oceny dla budynku wielorodzinnego.

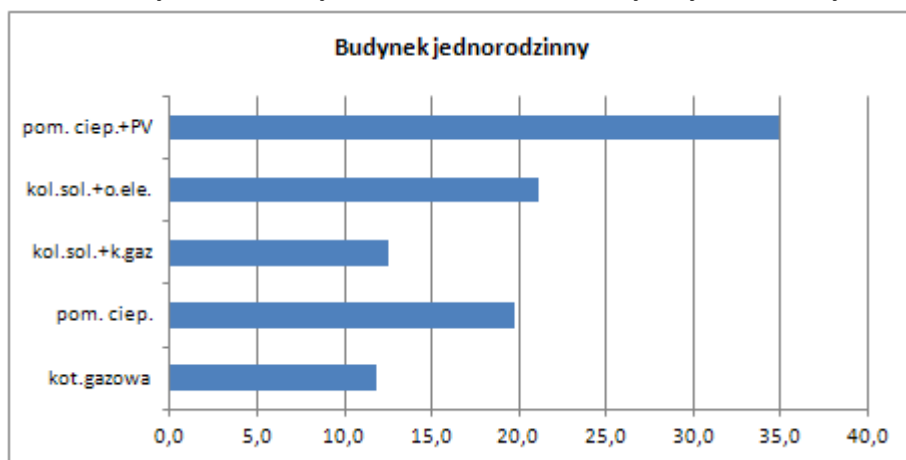
Tabela 5.12. Oceny porównawcze poszczególnych rozwiązań w aspekcie pod kryteriów dla budynku wielorodzinnego.

Zagrożenie wewnętrzne	sieć ciep.	kot. biom.	kot. biom.+ kol. sol.	pom. ciep.	pom.ciep.+ PV
sieć ciep.	1,00	0,50	0,50	0,50	0,50
kot. biom.	2,00	1,00	1,00	1,00	0,50
kot. biom.+ kol. sol.	2,00	1,00	1,00	1,00	0,50
pom. ciep.	2,00	1,00	1,00	1,00	0,50
pom.ciep.+ PV	2,00	2,00	2,00	2,00	1,00
SUMA	9,00	5,50	5,50	5,50	3,00
Zagrożenie zewnętrzne	sieć ciep.	kot. biom.	kot. biom.+ kol. sol.	pom. ciep.	pom.ciep.+ PV
sieć ciep.	1,00	0,50	0,50	0,50	0,50
kot. biom.	2,00	1,00	1,00	0,50	1,00
kot. biom.+ kol. sol.	2,00	1,00	1,00	2,00	2,00
pom. ciep.	2,00	2,00	0,50	1,00	0,50
pom.ciep.+ PV	2,00	1,00	0,50	2,00	1,00
SUMA	9,00	5,50	3,50	6,00	5,00
Zagrożenia eksploatacyjne	sieć ciep.	kot. biom.	kot. biom.+ kol. sol.	pom. ciep.	pom.ciep.+ PV
sieć ciep.	1,00	2,00	2,00	2,00	2,00
kot. biom.	0,50	1,00	1,00	1,00	0,50
kot. biom.+ kol. sol.	0,50	1,00	1,00	1,00	0,50
pom. ciep.	0,50	1,00	1,00	1,00	0,50
pom.ciep.+ PV	0,50	2,00	2,00	2,00	1,00
SUMA	3,00	7,00	7,00	7,00	4,50

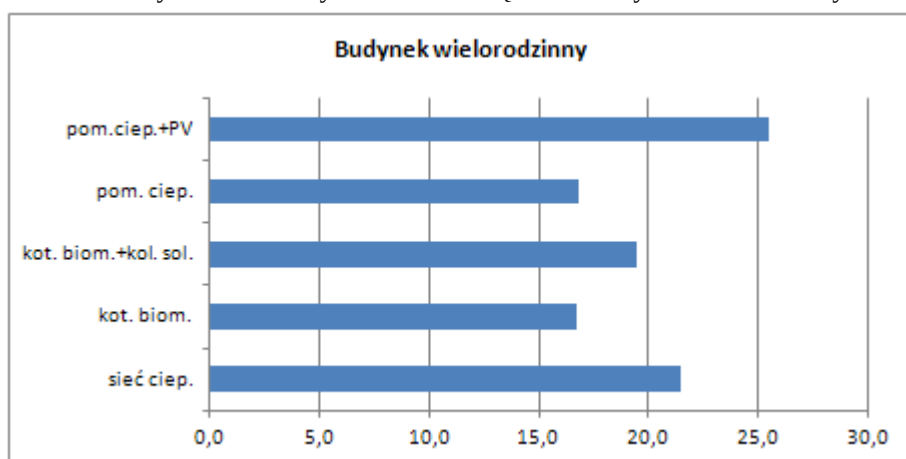
Dla tak sporządzonego rankingowania podkryteriów przeprowadzono sprawdzenie spójności obliczeń macierzy preferencji poprzez badanie zgodności ocen. Przeprowadzone analizy pozwalają stwierdzić zgodność z metodologią prawidłowość przyjętych ocen poszczególnych podkryteriów względem siebie.

Na podstawie powyższych porównawczych ocen użytkownika, określono najbardziej preferowane rozwiązania zaopatrzenia w energię wg rozpatrywanych typów budynków, wg kryterium bezpieczeństwa wytwarzania i użytkowania. Poniżej przedstawiono otrzymane wyniki w formie graficznej.

Rys. 5.4. Graficzna prezentacja wyników analizy preferencji rozwiązania w aspekcie kryterium bezpieczeństwa wytwarzania i użytkowania rozwiązania – budynek jednorodzinny



Rys. 5.5. Graficzna prezentacja wyników analizy preferencji rozwiązania w aspekcie kryterium bezpieczeństwa wytwarzania i użytkowania rozwiązania – budynek wielorodzinny



W ocenie użytkownika budynku jednorodzinnego i wielorodzinnego najkorzystniejszym rozwiązaniem zasilania obiektu w energię jest pompa ciepła wraz z zastosowaniem ogniw fotowoltaicznych. Wynika to głównie z faktu zaistnienia możliwości częściowego uniezależnienia się od zewnętrznych dostaw nośników energii.

Najmniej korzystnym rodzajem zasilania jest rozwiązanie oparte o gaz ziemny w przypadku budynku jednorodzinnego oraz kotłownię na biomasę w przypadku budynku wielorodzinnego. Takie wyniki są związane z subiektywnie ocenianą przez użytkownika możliwością zaistnienia zagrożenia wybuchu gazu oraz zakłóceniem ciągłości dostaw nośnika zarówno jeśli chodzi o gaz ziemny jak i o biomasę.

Świadomość otoczenia i użytkownika rozwiązania

Poniżej przedstawiono oceny porównawcze poszczególnych podkryteriów oceny dla budynku jednorodzinnego.

Tabela 5.13. Oceny porównawcze poszczególnych pod kryteriów dla budynku jednorodzinnego.

Wyszczególnienie	Oddz. najb. otoczenie	Opinia otoczenia	Oddz. globalne
Oddz. najb. otoczenie	1,00	0,50	2,00
Opinia otoczenia	2,00	1,00	2,00
Oddz. globalne	0,50	0,50	1,00

Poniżej przedstawiono oceny porównawcze poszczególnych rozwiązań w aspekcie podkryteriów oceny dla budynku jednorodzinnego.

Tabela 5.14. Oceny porównawcze poszczególnych rozwiązań w aspekcie pod kryteriów dla budynku jednorodzinnego.

Oddz. najb. otoczenie	kot. gazowa	pom. ciep.	kol.sol.+ k.gaz	kol.sol.+ o.ele.	pom. ciep.+ PV
kot. gazowa	1,00	2,00	1,00	0,33	2,00
pom. ciep.	0,50	1,00	1,00	0,50	1,00
kol.sol.+ k.gaz	1,00	1,00	1,00	0,50	2,00
kol.sol.+ o.ele.	3,00	2,00	2,00	1,00	2,00
pom. ciep.+ PV	2,00	1,00	0,50	0,50	1,00
SUMA	7,50	7,00	5,50	2,83	8,00
Opinia otoczenia	kot. gazowa	pom. ciep.	kol.sol.+ k.gaz	kol.sol.+ o.ele.	pom. ciep.+ PV
kot. gazowa	1,00	0,50	0,50	0,50	0,33
pom. ciep.	2,00	1,00	1,00	1,00	0,50
kol.sol.+ k.gaz	2,00	1,00	1,00	1,00	0,50
kol.sol.+ o.ele.	2,00	1,00	1,00	1,00	0,50
pom. ciep.+ PV	3,00	2,00	2,00	2,00	1,00
SUMA	10,00	5,50	5,50	5,50	2,83
Oddz. globalne	kot. gazowa	pom. ciep.	kol.sol.+ k.gaz	kol.sol.+ o.ele.	pom. ciep.+ PV
kot. gazowa	1,00	0,33	0,33	0,33	0,25
pom. ciep.	3,00	1,00	0,50	1,00	0,33
kol.sol.+ k.gaz	3,00	2,00	1,00	0,50	0,50
kol.sol.+ o.ele.	3,00	1,00	2,00	1,00	0,33
pom. ciep.+ PV	4,00	3,00	2,00	3,00	1,00
SUMA	14,00	7,33	5,83	5,83	2,42

Poniżej przedstawiono oceny porównawcze poszczególnych podkryteriów oceny dla budynku wielorodzinnego.

Tabela 5.15. Oceny porównawcze poszczególnych pod kryteriów dla budynku wielorodzinnego.

Wyszczególnienie	Oddz. najb. otoczenie	Opinia otoczenia	Oddz. globalne
Oddz. najb. otoczenie	1,00	0,50	2,00
Opinia otoczenia	2,00	1,00	2,00
Oddz. globalne	0,50	0,50	1,00

Poniżej przedstawiono oceny porównawcze poszczególnych rozwiązań w aspekcie podkryteriów oceny dla budynku wielorodzinnego.

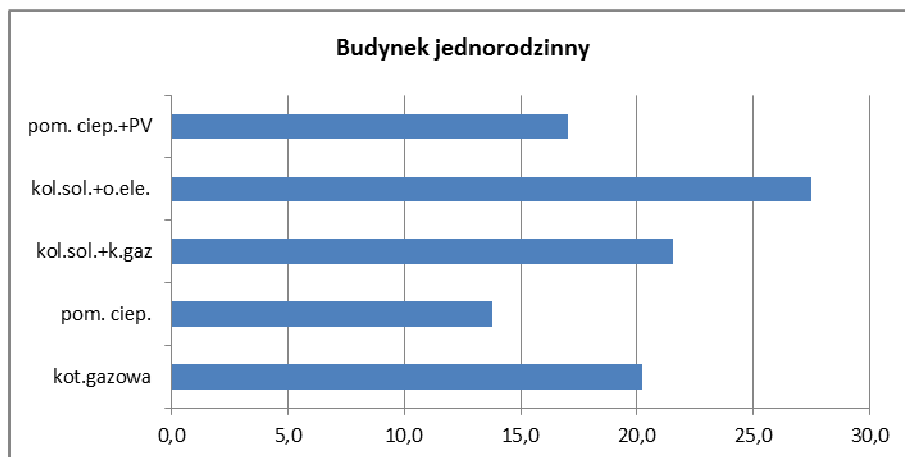
Tabela 5.16. Oceny porównawcze poszczególnych rozwiązań w aspekcie pod kryteriów dla budynku wielorodzinnego.

Oddz. najb. otoczenie	sieć ciep.	kot. biom.	kot. biom.+ kol. sol.	pom. ciep.	pom.ciep.+ PV
sieć ciep.	1,00	2,00	2,00	3,00	3,00
kot. biom.	0,50	1,00	1,00	2,00	2,00
kot. biom.+ kol. sol.	0,50	1,00	1,00	2,00	2,00
pom. ciep.	0,33	0,50	0,50	1,00	1,00
pom.ciep.+ PV	0,33	0,50	0,50	1,00	1,00
SUMA	2,67	5,00	5,00	9,00	9,00
Opinia otoczenia	sieć ciep.	kot. biom.	kot. biom.+ kol. sol.	pom. ciep.	pom.ciep.+ PV
sieć ciep.	1,00	0,33	0,50	0,50	0,50
kot. biom.	3,00	1,00	1,00	1,00	0,50
kot. biom.+ kol. sol.	2,00	1,00	1,00	1,00	0,50
pom. ciep.	2,00	1,00	1,00	1,00	1,00
pom.ciep.+ PV	2,00	2,00	2,00	1,00	1,00
SUMA	10,00	5,33	5,50	4,50	3,50
Oddz. globalne	sieć ciep.	kot. biom.	kot. biom.+ kol. sol.	pom. ciep.	pom.ciep.+ PV
sieć ciep.	1,00	1,00	0,50	0,50	0,50
kot. biom.	1,00	1,00	0,50	0,50	0,50
kot. biom.+ kol. sol.	2,00	2,00	1,00	1,00	0,50
pom. ciep.	2,00	2,00	1,00	1,00	0,50
pom.ciep.+ PV	2,00	2,00	2,00	2,00	1,00
SUMA	8,00	8,00	5,00	5,00	3,00

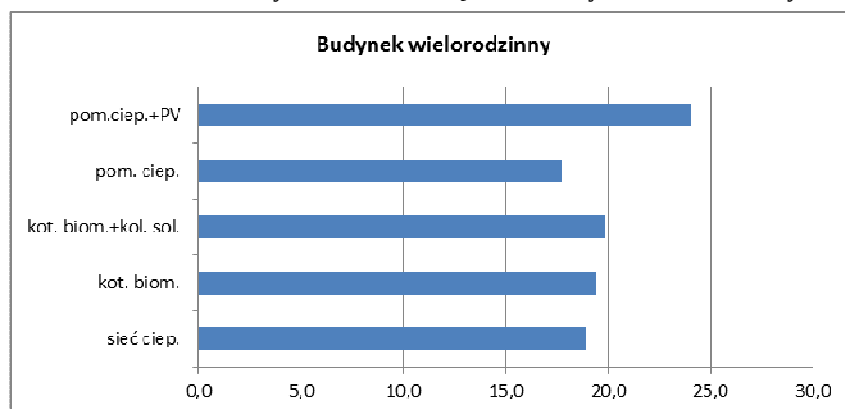
Dla tak sporządzonego rankingowania podkryteriów przeprowadzono sprawdzenie spójności obliczeń macierzy preferencji poprzez badanie zgodności ocen. Przeprowadzone analizy pozwalają stwierdzić zgodność z metodologią prawidłowość przyjętych ocen poszczególnych podkryteriów względem siebie.

Na podstawie przykładowych, porównawczych ocen użytkownika, określono najbardziej preferowane rozwiązania zaopatrzenia w energię rozpatrywanych typów budynków, wg kryterium świadomości otoczenia i użytkownika rozwiązania. Poniżej przedstawiono otrzymane wyniki w formie graficznej.

Rys. 5.6. Graficzna prezentacja wyników analizy preferencji rozwiązania w aspekcie kryterium świadomości otoczenia i użytkownika rozwiązania – budynek jednorodzinny



Rys. 5.7. Graficzna prezentacja wyników analizy preferencji rozwiązania w aspekcie kryterium świadomości otoczenia i użytkownika rozwiązania – budynek wielorodzinny



Dla użytkownika energii w budynku wielorodzinnym preferowanym rozwiązaniem zasilania jest pompa ciepła wraz z zastosowaniem ogniw fotowoltaicznych. Wynika to głównie z faktu minimalnego oddziaływania na najbliższe otoczenie. Dla użytkownika energii w budynku jednorodzinym preferowanym rozwiązaniem zasilania jest energia elektryczna i kolektory słoneczne. Wynika to głównie z faktu minimalnego oddziaływania na najbliższe otoczenie.

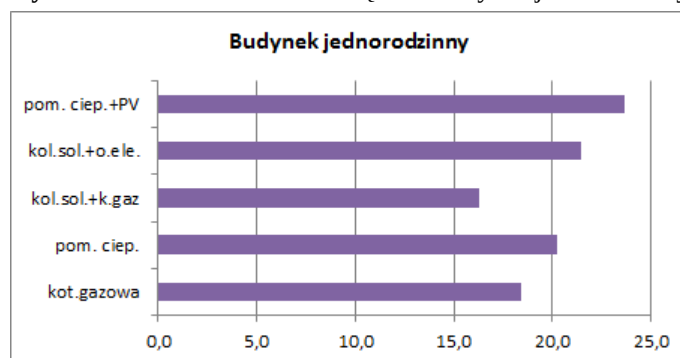
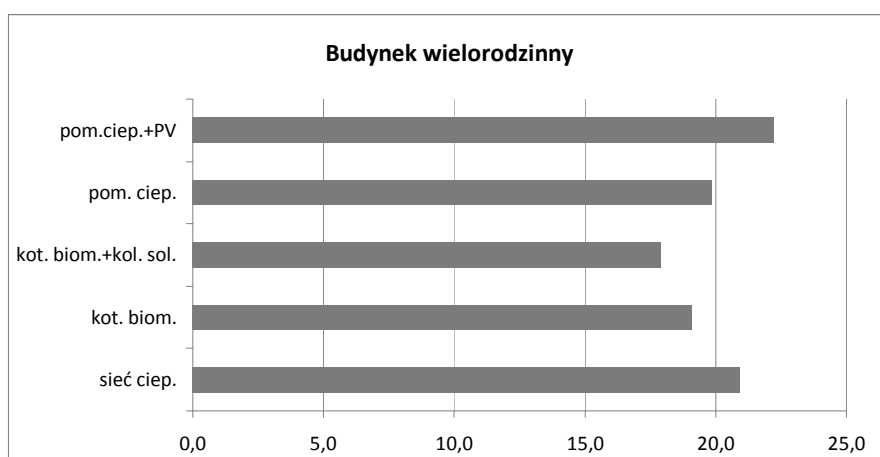
Podsumowanie

Podsumowując, powyższa analiza niemierzalnych kryteriów wyboru rozwiązania zaopatrywania budynku w ciepło z wykorzystaniem metody AHP, obrazuje subiektywne odczucia konkretnego użytkownika, zaś otrzymane wyniki mogą różnić się w zależności od podejścia, świadomości i wiedzy użytkownika oraz jego otoczenia które na te oceny oddziałuje.

Wybór rozwiązania na podstawie ww. metody nie ma wpływu na rentowność przedsięwzięcia oraz może być zależny od czynników zewnętrznych w otoczeniu np. świadomości. Na wykresach poniżej przedstawiono wyniki oceny sumacyjnej przy określonych przez użytkownika wagach na drodze analizy porównawczej kryteriów głównych.

Tabela 5.17. Wagi kryteriów głównych

Bud. Wiel.	Wyg.	Bezp.	Oddz.
Wyg.	1,0	1,0	2,0
Bezp.	1,0	1,0	2,0
Oddz.	0,5	0,5	1,0
Bud. Jedn.	Wyg.	Bezp.	Oddz.
Wyg.	1,0	2,0	1,0
Bezp.	0,5	1,0	2,0
Oddz.	1,0	0,5	1,0

Rys. 5.8. Ocena całkowita rozwiązań – budynek jednorodzinny**Rys. 5.9.** Ocena całkowita rozwiązań – budynek wielorodzinny

Wyniki oceny całkowitej dla budynku jednorodzinnego wskazują na preferencje użytkownika dla rozwiązania z wykorzystaniem pompy ciepła oraz ogniw fotowoltaicznych oraz ogrzewania elektrycznego z kolektorami słonecznymi dla podgrzewu ciepłej wody. Użytkownik budynku wielorodzinnego preferuje pompę ciepła i ogniwa fotowoltaiczne oraz system ciepłowniczy. Wyniki tak wykonanej analizy z wykorzystaniem ocen użytkownika, mogą ulegać modyfikacji w związku z oddziaływaniem edukacyjnym i popularyzującym ze strony władz w aspekcie kreowania pozytywnego wizerunku OZE. Kreowanie świadomości ekologicznej użytkowników ma znaczący wpływ na wybór rozwiązań zaopatrzenia odbiorców z wykorzystaniem OZE.

5.3. Sformułowanie założeń rachunkowych odnośnie kryteriów ekonomicznych

Podstawowym warunkiem oceny opłacalności inwestycji jest poprawna metoda rachunku ekonomicznego, oparta na jasno sformułowanych założeniach i obejmująca bezwzględnie wszystkie składowe mogące oddziaływać na opłacalność projektu [13]. Wynik obliczeń wg konkretnej metody stanowi kryterium oceny danego rozwiązania. Rachunek opłacalności inwestycji może być rachunkiem

bezwzględny, oceniającym jeden konkretny projekt, bądź względnym pozwalającym na opracowanie rankingu i wybranie „najlepszego” rozwiązania.

Oceny ekonomicznej projektu można dokonać z wykorzystaniem szeregu różnorodnych metod. Podstawę oceny każdego projektu inwestycyjnego stanowią sumaryczne koszty jego realizacji oraz koszty jego późniejszej eksploatacji. Kryteria ekonomicznej oceny inwestycji (funkcje oceny), także takiej związanej z szeroko pojętą energetyką, stosowane obecnie przez inwestorów na etapie planowania i opracowania koncepcji techniczno-ekonomicznej można podzielić w uproszczeniu na dwie podstawowe grupy:

- kryteria oceny nie uwzględniające czynnika czasu np.:
 - a) stopa zwrotu (SZ),
 - b) okres zwrotu (OZ),
- kryteria oceny uwzględniające wartość pieniądza w czasie np.:
 - a) sumaryczny zdyskontowany koszt inwestycyjny (CI)
 - b) zdyskontowane koszty eksploatacyjne w cyklu życia (CE)
 - c) wartość zaktualizowana netto (NPV),
 - d) wskaźnik wartości zaktualizowanej netto (NPVR),
 - e) wewnętrzna stopa zwrotu (IRR),
 - f) okres zwrotu (zdyskontowany),
 - g) analiza kosztów w cyklu życia (LCC).

5.3.1. Metody nie uwzględniające czynnika czasu

Stopa zwrotu

Należy do najprostszej metody, pozwalającej ocenić i porównać planowane inwestycję. Metoda polega na zestawieniu zysku i nakładów inwestycyjnych, przy czym wzór przybiera różną postać w zależności od sposobu obliczeń dwóch w/w pozycji.

Postać wzoru podstawowego przedstawiono poniżej [20]:

$$SZ = \frac{Z}{Ci}$$

gdzie:

SZ - stopa zwrotu,

Z - zysk,

Ci - nakłady inwestycyjne.

Wadą metody jest odniesienie się do wartości księgowych, które często różnią się od rzeczywistych przepływów pieniężnych, oraz subiektywne wyznaczenie roku reprezentatywnego.

Okres zwrotu

Okres zwrotu wyznacza czas, po jakim poniesione nakłady inwestycyjne zwrócą się w postaci skumulowanych przepływów pieniężnych netto (NCF) [8].

Do przepływów pieniężnych wlicza się odsetki od kredytów w poszczególnych latach, jako części dochodu przekazywanego kredytodawcy. Przepływy pieniężne można wyrazić wzorem:

$$NCV_t = NP_t + A_t + Y_t$$

gdzie:

NP_t – zysk netto w roku t ,

A_t – odpisy amortyzacyjne w roku t ,

Y_t – odsetki od kredytów w roku t .

Przy założeniu stałych skumulowanych przepływów pieniężnych w poszczególnych latach okres zwrotu wyznacza się wtedy ze wzoru:

$$OZ = \frac{Ci}{NCF + T_p}$$

gdzie:

OZ – okres zwrotu,

Ci – nakłady inwestycyjne,

T_b – czas budowy inwestycji w latach.

Okres zwrotu winien być krótszy niż tzw. punkt odniesienia tj, maksymalny okres zwrotu akceptowalny przez inwestora.

Do wad tej metody należy zaliczyć pominięcie rentowności po upływie obliczonego okresu zwrotu, co ma istotny wpływ na ocenę inwestycji długoterminowych oraz subiektywnie ustalany punkt odniesienia.

5.3.2. Metody uwzględniające wartość pieniądza w czasie

Sumaryczny zdyskontowany koszt inwestycyjny

Jedną z najprostszych ocen ekonomicznych pozwalającą na dokonanie przez użytkownika/inwestora wyboru rozwiązania zaopatrzenia budynku w ciepło jest sumaryczny zdyskontowany koszt inwestycyjny. Wielkość środków finansowych koniecznych do zainwestowania na etapie budowy i instalacji urządzeń często jest czynnikiem decydującym o wyborze lub nie danego rozwiązania.

Koszty inwestycyjne w przypadku mniejszych rozwiązań ponoszone są w przeciągu jednym roku – roku bazowym. Natomiast w przypadku inwestycji realizowanej dłużej niż 1 rok, koniecznym staje się zastosowanie współczynnika dyskonta obrazującego wartość pieniądza w czasie.

Sumaryczny zdyskontowany koszt inwestycyjny wyliczymy ze wzoru:

$$C_{i,sd} = \sum_{t=1}^N C_{i,t} * at$$

gdzie:

$C_{i,sd}$ – sumaryczne zdyskontowane koszty inwestycyjny,

$C_{i,t}$ – roczne koszty inwestycyjny w roku t ,

at – współczynnik dyskontujący w roku t .

Zdyskontowane koszty eksploatacyjne w cyklu życia

Prostą oceną ekonomiczną pozwalającą na dokonanie oceny rozwiązania zaopatrzenia budynku w ciepło, nie uwzględniającą konieczności poniesienia kosztów inwestycyjnych jest suma zdyskontowanych kosztów eksploatacyjnych w całym okresie życia instalacji. Zdyskontowane koszty eksploatacyjne wyliczone na podstawie danych technicznych oraz poszczególnych składników kosztów zaprezentowanych w rozdziałach wcześniejszych przedstawia wzór:

$$C_{e,sd} = \sum_{t=1}^N C_{e,t} * at$$

gdzie:

$C_{e,sd}$ – sumaryczne zdyskontowane koszty eksploatacyjne,

$C_{e,t}$ – roczne koszty eksploatacyjne w roku t ,

at – współczynnik dyskontujący w roku t .

Tak wyliczony sumaryczny zdyskontowany koszt eksploatacyjny obrazuje ile przyszły użytkownik będzie musiał zapłacić za użytkowanie instalacji w całym okresie funkcjonowania.

Wartość zaktualizowana netto

Klasycznym rozwiązaniem z zakresu oceny efektywności jest analiza opłacalności inwestycji uwzględniająca swoim zakresem zmianę wartości pieniądza w czasie. Zastosowanie rachunku dyskonta w prowadzonych obliczeniach pozwala urealnić wartości otrzymanych wyników. Najpopularniejszą metodą stosowaną w tego typu obliczeniach jest metoda zaktualizowanej wartości netto (NPV – Net Present Value) [14, 15].

Metoda NPV polega na porównaniu przewidywanych nakładów inwestycyjnych na realizację projektu z sumą spodziewanych nadwyżek finansowych z uwzględnieniem ich wielkości do wartości bieżącej. Zaktualizowaną wartość netto oblicza się wg wzoru [8]:

$$NPV = \sum_{t=1}^N (P_{ee,t} - C_{e,t}) * at - \sum_{t=1}^N C_{i,t} * at$$

gdzie:

t – kolejny rok okresu obliczeniowego,

$at = (1+p)^{-t}$ – współczynnik dyskontujący w roku t ,
 N – długość okresu obliczeniowego obejmująca etap budowy i eksploatacji,
 $P_{ee,t}$ – przychody ze sprzedaży w roku t ,
 $C_{e,t}$ – koszty w roku t uwzględniające podatek, bez amortyzacji,
 $C_{i,t}$ – nominalne nakłady inwestycyjne w roku t .

Powyższy sposób obliczania NPV wymaga stworzenia tablicy przepływów strumieni pieniężnych uwzględniających poszczególne pozycje zarówno po stronie przychodowej jak i kosztowej. Co do zasady, inwestycja jest opłacalna, pod warunkiem $NPV \geq 0$.

Dla rozwiązania technicznej instalacji, które dąży do osiągnięcia optimum ekonomicznego, wartość NPV przyjmuje wartość maksymalną. Daje to w rezultacie funkcję celu w postaci:

$$NPV \rightarrow \max$$

Wskaźnik wartości zaktualizowanej netto

Metoda NPV pozwala porównywać projekty względem siebie jedynie w przypadku zbliżonych nakładów inwestycyjnych poniesionych na jego realizację. W przypadku zróżnicowanych nakładów zalecane jest wykorzystanie wskaźnika wartości zaktualizowanej netto (NPVR – Net Present Value Ratio) wyrażonego:

$$NPVR = \frac{NPV}{C_{i,d}}$$

gdzie:

$C_{i,d}$ – nakłady zdyskontowane na rok bazowy, rok „0”.

„Najlepszym” projektem jest ten który osiąga najwyższą wartość NPVR, tj. charakteryzuje się względnie wysokim NPV w stosunku do koniecznych na jego realizację nakładów inwestycyjnych.

Wewnętrzna stopa zwrotu

Wewnętrzna stopa zwrotu (ang. Internal Rate of Return (IRR)) należy do dynamicznych metod oceny efektywności ekonomicznej projektów inwestycyjnych. Uwzględnia ona zmiany wartości pieniądza w czasie i jest oparta o analizę zdyskontowanych przepływów pieniężnych [14].

Jako wskaźnik IRR jest jedną z wielu stóp stopą dyskontową, przy których wskaźnik $NPV=0$. Obliczenie wartości IRR polega więc na znalezieniu takiej wartości stopy dyskontowej r , która spełnia warunek:

$$\sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+a)^t} - C_i = 0$$

gdzie:

CF_t – przepływy gotówkowe w okresie t ,

a – stopa dyskonta,

C_i – nakłady początkowe,

t – kolejne okresy (najczęściej lata) eksploatacji inwestycji.

Istotną wadą metody IRR jest trudność w hierarchizowaniu przedsięwzięć o różnej skali oraz brak możliwości stosowania do oceny inwestycji o niekonwencjonalnym przebiegu przepływu pieniędzy.

Okres zwrotu (zdyskontowany)

Metoda jest analogiczna do przedstawionej przy ocenianiu metod statycznych.

Modyfikacja polega jedynie na porównaniu zdyskontowanych przepływów pieniężnych netto związanych z bieżącym funkcjonowaniem przedsięwzięcia (bez nakładów inwestycyjnych) z zdyskontowanymi nakładami kapitałowymi, zamiast wielkości niezdyktowanych [20].

Analiza kosztów w cyklu życia

Metoda LCC (Life Cycle Cost) to analiza kosztów w całym okresie eksploatacji systemu czyli cyklu jego życia określonego jako przedział czasu od powstania koncepcji wyrobu do jego likwidacji [21].

Koszty LCC można zdefiniować jako sumę wszystkich kosztów przypisanych bezpośrednio i pośrednio do określonego systemu od początku do końca jego istnienia, co w praktyce obejmuje:

- koszty nabycia (nakłady inwestycyjne) w tym:

- a) koszty zakupu,
- b) koszty zabudowy,
- koszty posiadania (koszty eksploatacyjne) w tym:
 - a) koszty energii,
 - b) koszty obsługi i konserwacji,
 - c) koszty usuwania awarii,
 - d) koszty środowiskowe,
 - e) koszty wycofania z eksploatacji,
 - f) koszty pozostałe.

Wyznaczenie sumy nakładów inwestycyjnych oraz kosztów eksploatacyjnych w całym okresie analizy określa się zależnością [4]:

$$LCC = Ci + BCe$$

gdzie:

C_i – całkowite nakłady inwestycyjne,

C_e – całkowite roczne koszty eksploatacyjne,

B – czynnik określający bieżącą wartość kosztów eksploatacyjnych w cyklu życia liczony jako:

$$B = \frac{(1+a)^N - 1}{a(1+a)^N} \text{ gdzie „N” to okres życia inwestycji, zaś „a” to zewnętrzna stopa dyskonta.}$$

5.4. Założenia dla analiz według kryteriów ekonomicznych

Wszystkie ww. metody oceny (kryteria oceny) ekonomicznej opłacalności inwestycji w zakresie energetyki opierają się, co do zasady, na podobnych danych wejściowych.

Koniecznym jest z uwagi na to, dla wykonania analiz określenie poniższych parametrów i założeń:

- okres analizy - okres budowy i eksploatacji inwestycji. W przypadku projektów z zakresu energetyki średni okres eksploatacji został określony przez dokumenty konkursowe dotyczące dofinansowania inwestycji w zakresie OZE na poziomie 20 lat,
- wskaźniki makroekonomiczne opisujące dynamikę wartości pieniądza w czasie oparte o „Warianty rozwoju gospodarczego Polski” (MRR/H/14(2)01/2009) publikowane i aktualizowane są na stronie internetowej Ministerstwa Rozwoju Regionalnego,
- koszty inwestycyjne jako suma wydatków na realizację poszczególnych podsystemów systemu instalacji obejmujące zarówno etap realizacji prac jak i opracowanie niezbędnej dokumentacji. Dodatkowo koszty przedstawić należy w rozbiciu na źródła finansowania w związku z koniecznością uwzględnienia koszu kapitału,
- koszty eksploatacyjne jako suma kosztów nośników, obsługi i konserwacji instalacji wg wcześniejszych ustaleń (opisane szerzej i zdefiniowane w rozdziale Etapie 5 niniejszego zadania badawczego),
- ceny poszczególnych nośników energii w tym koszty magazynowania i transportu uzależnione od lokalizacji inwestycji liczone wg kalkulatorów kosztów przedstawionych w rozdziałach wcześniejszych,
- przychody uzyskane w wyniku odsprzedaży wytworzonej energii lub wyrażone jako koszty uniknięte,
- ilość wytworzonej energii przez instalację z uwzględnieniem energii certyfikowanej,
- parametry opisujące budynek tj. ilość użytkowników, zapotrzebowanie na energię użyteczną itp.,
- sprawność poszczególnych podsystemów systemów instalacji w celu wyliczenia zapotrzebowania na energię końcową jako efekt decyzji.

W celu uzyskania obiektywnych i rzetelnych wyników zaproponowanymi powyżej metodami analizy ekonomicznej konieczne jest wyznaczenie wszystkich danych wejściowych. Zasadą tą dotyczy zarówno danych zaczerpniętych bezpośrednio z dokumentów źródłowych (wskaźniki, taryfy, itp.), jak i danych będących wynikiem obliczeń pośrednich. W związku z powyższym dokonanie szczegółowych obliczeń możliwe jest jedynie dla konkretnie zdefiniowanego budynku lub grupy budynków z określoną lokalizacją i parametrami technicznymi. Na podstawie wyżej zdefiniowanych kryteriów oceny rozwiązania w aspekcie konkretnego stanu otoczenia zewnętrznego, użytkownik będzie mógł

porównywać między sobą poszczególne rozpatrywane rozwiązania zaopatrzenia budynku w energię, a tym samym określić najkorzystniejsze rozwiązanie wg preferowanej przez siebie metody oceny.

5.4.1. Analiza scenariuszowa zmian parametrów otoczenia zewnętrznego

W niniejszym rozdziale przeprowadzono uproszczoną analizę wpływu zmian parametrów otoczenia zewnętrznego na ekonomiczne funkcje oceny opcji realizacji inwestycji wg Etapu 5 zadania badawczego uzupełnionego o rozwiązania źródłowe. W dalszych analizach uwzględniono poniższe Warianty i Rozwiązania. Jako Wariant rozumiany jest zakres działań termomodernizacyjnych bryły budynku, natomiast pod pojęciem Rozwiązania rozumie się zakres inwestycji po stronie instalacji, w tym wytwórczych.

Dla budynku jednorodzinnego przewidziano trzy, wybrane warianty termomodernizacji zdefiniowane w Etapie 5 zadania badawczego:

- Wariant 1: budynek z wentylacją grawitacyjną, termomodernizacja w podstawowym zakresie nie zapewniającym spełnienia aktualnie obowiązujących normatywów określonych w Rozporządzeniu Ministra Infrastruktury z dnia 6 listopada 2008 r. zmieniającym rozporządzenie w sprawie warunków technicznych, jakimi powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie – ze wskaźnikiem brutto rocznego zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania budynku: 198,15 kWh/m²*rok.
- Wariant 2: budynek z wentylacją grawitacyjną, termomodernizacja w zakresie zapewniającym spełnienie aktualnie obowiązujących normatywów określonych w ww. Rozporządzeniu – ze wskaźnikiem brutto rocznego zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania budynku: 135,57 kWh/m²*rok.
- Wariant 4: budynek z wentylacją mechaniczną, termomodernizacja w zakresie zapewniającym spełnienie aktualnie obowiązujących normatywów określonych w ww. Rozporządzeniu – ze wskaźnikiem brutto rocznego zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania budynku: 96,52 kWh/m²*rok,

oraz pięć Rozwiązań zaopatrzenia obiektu w ciepło:

- kotłownia gazowa,
- pompa ciepła pokrywająca zapotrzebowanie obiektu w ciepło na potrzeby centralnego ogrzewania oraz ciepłej wody użytkowej w 100%,
- kolektory słoneczne + kotłownia gazowa,
- kolektory słoneczne + ogrzewanie elektryczne,
- pompa ciepła pokrywająca zapotrzebowanie obiektu w ciepło na potrzeby centralnego ogrzewania oraz ciepłej wody użytkowej w 100% + ogniwa fotowoltaiczne wytwarzające energię elektryczną na potrzeby własne.

Dla budynku wielorodzinnego przeanalizowano na podstawie danych z Etapu 5 jeden wariant termomodernizacyjny – termomodernizacja w kierunku budynku pasywnego, wentylacja mechaniczna z odzyskiem ciepła o sprawności 0,75.

W związku z odmienną specyfiką budynku wielorodzinnego oraz różnymi potrzebami energetycznymi dla budynku wielorodzinnego rozpatrywano odmienne rozwiązania zaopatrzenia niż w przypadku budynku jednorodzinnego, tj.:

- system ciepłowniczy,
- kotłownia na biomasę,
- kotłownia na biomasę + kolektory słoneczne,
- kotłownia na biomasę + ogniwa fotowoltaiczne,
- kotłownia na biomasę + kolektory słoneczne + ogniwa fotowoltaiczne.

Dodatkowo zgodnie z informacjami zawartymi w Etapie 5 uwzględniono potrzeby obiektów w zakresie wykorzystania energii elektrycznej na potrzeby oświetlenia i sprzętu ADG/RTV, tj.:

- dla obiektu jednorodzinnego: 2 800 kWh/rok,
- dla obiektu wielorodzinnego: 98 000 kWh/rok.

Zgodnie z określonymi scenariuszami w punkcie 1.1.3. niniejszego opracowania przeprowadzono analizę porównawczą poszczególnych Rozwiązań zaopatrzenia budynku w ciepło w obiekcie w grupie obiektów cechujących się jednakowym przeciętnym zapotrzebowaniem na ciepło, tj.: jednakowym Wariantem termomodernizacyjnym.

Poniżej w postaci tabelarycznej przedstawiono wyniki dla poszczególnych, rozpatrywanych Wariantów i Rozwiązań realizacji inwestycji.

Tabela 5.18. Scenariusz bazowy dla porównania – budynek jednorodzinny

Wyszczególnienie	Wyniki dla etapu budowy i okresu użytkowania			
	NPV	Ci	Ce	LCC
	tys. PLN	tys. PLN	tys. PLN	tys. PLN
WARIANT 1				
kołł. gazowa	-171,50	6,00	165,50	175,49
pompa 100%CO+CWU	-175,64	77,15	98,49	178,40
kolektor słoneczny + gaz ziemny	-174,47	23,43	151,03	178,11
kolektor słoneczny + energia elektryczna	-360,84	20,93	339,91	370,39
pompa 100%CO+CWU + ogniwa fotowoltaiczne	-183,05	91,15	91,90	185,63
WARIANT 2				
kołł. gazowa	-137,38	6,00	131,38	140,57
pompa 100%CO+CWU	-133,70	55,70	78,00	135,89
kolektor słoneczny + gaz ziemny	-140,35	23,43	116,91	143,20
kolektor słoneczny + energia elektryczna	-271,06	20,93	250,13	278,09
pompa 100%CO+CWU + ogniwa fotowoltaiczne	-141,12	69,70	71,42	143,12
WARIANT 4				
kołł. gazowa	-116,07	6,00	110,07	118,76
pompa 100%CO+CWU	-129,53	66,46	63,07	131,30
kolektor słoneczny + gaz ziemny	-119,04	23,43	95,60	121,39
kolektor słoneczny + energia elektryczna	-214,99	20,93	194,05	220,44
pompa 100%CO+CWU + ogniwa fotowoltaiczne	-136,95	80,46	56,48	138,53

Dla Scenariusza bazowego – budynek jednorodzinny – zakładającego najbardziej prawdopodobne parametry otoczenia zewnętrznego, najkorzystniejszym Rozwiązaniem biorąc pod uwagę zarówno koszty inwestycyjne oraz LCC jest kotłownia gazowa niezależnie od wybranego Wariantu termomodernizacyjnego. Najkorzystniejszym Rozwiązaniem w przypadku kosztów eksploatacyjnych oraz jednocześnie najmniej korzystne w przypadku kosztów inwestycyjnych jest Rozwiązanie wykorzystujące pompę ciepła oraz ogniwa fotowoltaiczne.

Tabela 5.19. Scenariusz I – budynek jednorodzinny

Wyszczególnienie	Wyniki dla etapu budowy i okresu użytkowania			
	NPV	Ci	Ce	LCC
	tys. PLN	tys. PLN	tys. PLN	tys. PLN
WARIANT 1				
kołł. gazowa	-180,72	6,00	174,72	184,96
pompa 100%CO+CWU	-215,03	77,15	137,88	218,90
kolektor słoneczny + gaz ziemny	-183,69	23,43	160,25	187,59
kolektor słoneczny + energia elektryczna	-496,81	20,93	475,87	510,17
pompa 100%CO+CWU + ogniwa fotowoltaiczne	-219,81	91,15	128,66	223,43
WARIANT 2				
kołł. gazowa	-146,60	6,00	140,60	150,05
pompa 100%CO+CWU	-164,90	55,70	109,20	167,97
kolektor słoneczny + gaz ziemny	-149,57	23,43	126,13	152,67
kolektor słoneczny + energia elektryczna	-371,11	20,93	350,18	380,95
pompa 100%CO+CWU + ogniwa fotowoltaiczne	-169,68	69,70	99,98	172,49
WARIANT 4				
kołł. gazowa	-125,29	6,00	119,29	128,24
pompa 100%CO+CWU	-154,76	66,46	88,30	157,24
kolektor słoneczny + gaz ziemny	-128,26	23,43	104,82	130,86
kolektor słoneczny + energia elektryczna	-292,61	20,93	271,68	300,24
pompa 100%CO+CWU + ogniwa fotowoltaiczne	-159,54	80,46	79,08	161,76

Scenariusz I zakładający wzrost cen energii elektrycznej o 100% do roku 2020 powoduje zmniejszenie dysproporcji pomiędzy poszczególnymi Rozwiązaniami, jednak nie występują zmiany w pozycji rankingowej w stosunku do Scenariusza bazowego.

Tabela 5.20. Scenariusz II – budynek jednorodzinny

Wyszczególnienie	Wyniki dla etapu budowy i okresu użytkowania			
	NPV	Ci	Ce	LCC
	tys. PLN	tys. PLN	tys. PLN	tys. PLN
WARIANT 1				
kotł. gazowa	-223,46	6,00	217,46	228,70
pompa 100%CO+CWU	-215,03	77,15	137,88	218,90
kolektor słoneczny + gaz ziemny	-222,08	23,43	198,65	226,89
kolektor słoneczny + energia elektryczna	-496,81	20,93	475,87	510,17
pompa 100%CO+CWU + ogniwa fotowoltaiczne	-219,81	91,15	128,66	223,43
WARIANT 2				
kotł. gazowa	-179,10	6,00	173,10	183,31
pompa 100%CO+CWU	-164,90	55,70	109,20	167,97
kolektor słoneczny + gaz ziemny	-177,73	23,43	154,29	181,49
kolektor słoneczny + energia elektryczna	-371,11	20,93	350,18	380,95
pompa 100%CO+CWU + ogniwa fotowoltaiczne	-169,68	69,70	99,98	172,49
WARIANT 4				
kotł. gazowa	-151,40	6,00	145,40	154,96
pompa 100%CO+CWU	-154,76	66,46	88,30	157,24
kolektor słoneczny + gaz ziemny	-150,02	23,43	126,59	153,14
kolektor słoneczny + energia elektryczna	-292,61	20,93	271,68	300,24
pompa 100%CO+CWU + ogniwa fotowoltaiczne	-159,54	80,46	79,08	161,76

Scenariusz II zakładający wzrost ceny energii elektrycznej o 100% do roku 2020 oraz 50% wzrost cen gazu ziemnego do roku 2020, powoduje wzrost atrakcyjności Rozwiązań opartych o kolektory słoneczne i gaz ziemny lub pompę ciepła. Wynika to z faktu zdecydowanego wzrostu cen gazu ziemnego, podnoszącego znacząco koszty eksploatacyjne kotłowni gazowej.

Tabela 5.21. Scenariusz III – budynek jednorodzinny

Wyszczególnienie	Wyniki dla etapu budowy i okresu użytkowania			
	NPV	Ci	Ce	LCC
	tys. PLN	tys. PLN	tys. PLN	tys. PLN
WARIANT 1				
kotł. gazowa	-171,50	6,00	165,50	175,49
pompa 100%CO+CWU	-175,64	77,15	98,49	178,40
kolektor słoneczny + gaz ziemny	-174,47	23,43	151,03	178,11
kolektor słoneczny + energia elektryczna	-352,13	12,22	339,91	361,67
pompa 100%CO+CWU + ogniwa fotowoltaiczne	-176,05	84,15	91,90	178,63
WARIANT 2				
kotł. gazowa	-137,38	6,00	131,38	140,57
pompa 100%CO+CWU	-105,85	27,85	78,00	108,04
kolektor słoneczny + gaz ziemny	-131,63	14,72	116,91	134,48
kolektor słoneczny + energia elektryczna	-262,35	12,22	250,13	269,37
pompa 100%CO+CWU + ogniwa fotowoltaiczne	-106,27	34,85	71,42	108,27
WARIANT 4				
kotł. gazowa	-116,07	6,00	110,07	118,76
pompa 100%CO+CWU	-96,30	33,23	63,07	98,07
kolektor słoneczny + gaz ziemny	-110,32	14,72	95,60	112,67
kolektor słoneczny + energia elektryczna	-206,27	12,22	194,05	211,72
pompa 100%CO+CWU + ogniwa fotowoltaiczne	-96,71	40,23	56,48	98,30

Scenariusz III zakładający dotację na urządzenia i instalację odnawialnych źródeł energii na poziomie 50% poniesionych wydatków powoduje, że zarówno LCC jak i NPV wskazują jako najkorzystniejsze Rozwiązanie pompę ciepła lub kolektory słoneczne i gaz ziemny. Scenariusz ten nie oddziałują na koszty eksploatacyjne, więc wg kryterium kosztów eksploatacyjnych najkorzystniejszym Rozwiązaniem pozostaje pompa ciepła z ogniwami fotowoltaicznymi.

Tabela 5.22. Scenariusz IV – budynek jednorodzinny

Wyszczególnienie	Wyniki dla etapu budowy i okresu użytkowania			
	NPV	Ci	Ce	LCC
	tys. PLN	tys. PLN	tys. PLN	tys. PLN
WARIANT 1				
kotł. gazowa	-223,46	6,00	217,46	228,70
pompa 100%CO+CWU	-215,03	77,15	137,88	218,90
kolektor słoneczny + gaz ziemny	-222,08	23,43	198,65	226,89

kolektor słoneczny + energia elektryczna	-488,09	12,22	475,87	501,45
pompa 100%CO+CWU + ogniwa fotowoltaiczne	-212,81	84,15	128,66	216,43
WARIANT 2				
kotł. gazowa	-179,10	6,00	173,10	183,31
pompa 100%CO+CWU	-137,05	27,85	109,20	140,12
kolektor słoneczny + gaz ziemny	-169,01	14,72	154,29	172,78
kolektor słoneczny + energia elektryczna	-362,40	12,22	350,18	372,23
pompa 100%CO+CWU + ogniwa fotowoltaiczne	-134,83	34,85	99,98	137,64
WARIANT 4				
kotł. gazowa	-151,40	6,00	145,40	154,96
pompa 100%CO+CWU	-121,53	33,23	88,30	124,01
kolektor słoneczny + gaz ziemny	-141,31	14,72	126,59	144,42
kolektor słoneczny + energia elektryczna	-283,89	12,22	271,68	291,52
pompa 100%CO+CWU + ogniwa fotowoltaiczne	-119,31	40,23	79,08	121,53

Scenariusz IV, będący kompilacją Scenariusza II i III, zakładający zarówno wzrost cen nośników energii oraz refundację 50% poniesionych kosztów inwestycyjnych na OZE, wyraźnie pokazuje, że najkorzystniejszym Rozwiązaniem staje się pompa ciepła wraz z ogniwami fotowoltaicznymi, ze względu na minimalizację zużycia stosunkowo wysokich jednostkowych kosztów nośników.

Tabela 5.23. Scenariusz bazowy dla porównania – budynek wielorodzinny.

Wyszczególnienie	Wyniki dla etapu budowy i okresu użytkowania			
	NPV	Ci	Ce	LCC
	tys. PLN	tys. PLN	tys. PLN	tys. PLN
system ciepłowniczy	-2 061,72	50,00	1 938,51	2 046,59
kotł. biomas.	-2 279,00	27,00	2 126,04	2 194,01
kotł. biomas. + kol. sol.	-2 097,19	477,00	1 958,19	2 474,42
kotł. biomas. + kol. sol. + PV	-2 077,44	519,00	1 938,44	2 496,11
kotł. biomas. + PV	-2 259,24	69,00	2 106,29	2 215,71

Scenariusz bazowy – budynek wielorodzinny – zakłada, że zgodnie z przyjętymi najbardziej prawdopodobnymi parametrami zewnętrznymi, najkorzystniejszym rozwiązaniem pod względem kosztów inwestycyjnych jest kotłownia na biomasę, zaś pod względem kosztów eksploatacyjnych kotłownia na biomasę wraz z kolektorami solarnymi i ogniwami fotowoltaicznymi. Jednak biorąc pod uwagę zarówno koszty eksploatacyjne oraz koszty eksploatacyjne w okresie użytkowania instalacji, ja korzystniejszym Rozwiązaniem jest system oparty o ciepło sieciowe. Analizując jednak

Tabela 5.24. Scenariusz I – budynek wielorodzinny.

Wyszczególnienie	Wyniki dla etapu budowy i okresu użytkowania			
	NPV	Ci	Ce	LCC
	tys. PLN	tys. PLN	tys. PLN	tys. PLN
system ciepłowniczy	-2 594,02	50,00	2 470,82	2 593,85
kotł. biomas.	-2 811,30	27,00	2 658,35	2 741,27
kotł. biomas. + kol. sol.	-2 629,50	477,00	2 490,50	3 021,67
kotł. biomas. + kol. sol. + PV	-2 599,87	519,00	2 460,87	3 033,21
kotł. biomas. + PV	-2 781,67	69,00	2 628,72	2 752,81

Scenariusz I zakładający wzrost ceny energii elektrycznej o 100% do roku 2020, podobnie jak w przypadku budynku jednorodzinnego, nie powoduje zmiany w rankingowaniu poszczególnych Rozwiązań, ze względu na fakt, iż udział kosztów energii elektrycznej w całkowitych kosztach nie jest dominujący. Koszty energii elektrycznej nie są więc najważniejszym parametrem mającym wpływ na koszty funkcjonowania instalacji.

Tabela 5.25. Scenariusz II – budynek wielorodzinny.

Wyszczególnienie	Wyniki dla etapu budowy i okresu użytkowania			
	NPV	Ci	Ce	LCC
	tys. PLN	tys. PLN	tys. PLN	tys. PLN
system ciepłowniczy	-2 812,50	50,00	2 689,30	2 819,37
kotł. biomas.	-2 811,30	27,00	2 658,35	2 741,27
kotł. biomas. + kol. sol.	-2 629,50	477,00	2 490,50	3 021,67
kotł. biomas. + kol. sol. + PV	-2 599,87	519,00	2 460,87	3 033,21
kotł. biomas. + PV	-2 781,67	69,00	2 628,72	2 752,81

Scenariusz II zakładający wzrost cen energii jak w Scenariuszu I oraz dodatkowo wzrost cen ciepła sieciowego o 50% do roku 2020 powoduje, że system ciepłowniczy najkorzystniejszy w Scenariuszu I bazowymi i Scenariusz I przestaje być najkorzystniejszym Rozwiązaniem. Wg kryterium LCC i kosztów inwestycyjnych najkorzystniejszym rozwiązaniem jest kotłownia na biomasę, głównie ze względu na stosunkowo niskie koszty realizacji inwestycji. W przypadku kosztów eksploatacyjnych najtańszym Rozwiązaniem jest kotłownia na biomasę wraz z kolektorami solarnymi.

Tabela 5.26. Scenariusz III – budynek wielorodzinny.

Wyszczególnienie	Wyniki dla etapu budowy i okresu użytkowania			
	NPV	Ci	Ce	LCC
	tys. PLN	tys. PLN	tys. PLN	tys. PLN
system ciepłowniczy	-2 061,72	50,00	1 938,51	2 046,59
kotł. biomas.	-2 756,64	27,00	2 603,68	2 676,64
kotł. biomas. + kol. sol.	-2 499,30	477,00	2 360,31	2 880,72
kotł. biomas. + kol. sol. + PV	-2 479,55	519,00	2 340,55	2 902,42
kotł. biomas. + PV	-2 736,89	69,00	2 583,93	2 698,33

Scenariusz III zakładający wzrost cen biomasy o 50% do roku 2031 ponownie wskazuje jako najkorzystniejsze Rozwiązanie system ciepłowniczy pomimo, że najniższe koszty inwestycyjne występują w Rozwiązaniu zakładającym budowę kotłowni na biomasę. Najkorzystniejszym rozwiązaniem pozostaje system ciepłowniczy.

Tabela 5.27. Scenariusz IV – budynek wielorodzinny.

Wyszczególnienie	Wyniki dla etapu budowy i okresu użytkowania			
	NPV	Ci	Ce	LCC
	tys. PLN	tys. PLN	tys. PLN	tys. PLN
system ciepłowniczy	-2 812,50	50,00	2 689,30	2 819,37
kotł. biomas.	-3 288,95	13,50	3 135,99	3 210,40
kotł. biomas. + kol. sol.	-3 031,61	238,50	2 892,61	3 189,48
kotł. biomas. + kol. sol. + PV	-3 001,98	259,50	2 862,98	3 180,02
kotł. biomas. + PV	-3 259,32	34,50	3 106,36	3 200,93

Scenariusz IV zakładający refundację 50% kosztów inwestycyjnych przeznaczonych na zakup i instalację OZE oraz wzrost cen wszystkich nośników energii wg Scenariusza II i Scenariusza III, powoduje proporcjonalny wzrost kosztów eksploatacyjnych, jednak nie powoduje zmiany pozycji rankingowych poszczególnych Rozwiązań. Najkorzystniejszym rozwiązaniem pozostaje system ciepłowniczy.

Tabela 5.28. Tabela 5-1. Scenariusz V – budynek wielorodzinny.

Wyszczególnienie	Wyniki dla etapu budowy i okresu użytkowania			
	NPV	Ci	Ce	LCC
	tys. PLN	tys. PLN	tys. PLN	tys. PLN
system ciepłowniczy	-2 812,50	50,00	2 689,30	2 819,37
kotł. biomas.	-2 811,30	13,50	2 658,35	2 727,77
kotł. biomas. + kol. sol.	-2 629,50	238,50	2 490,50	2 783,17
kotł. biomas. + kol. sol. + PV	-2 599,87	259,50	2 460,87	2 773,71
kotł. biomas. + PV	-2 781,67	34,50	2 628,72	2 718,31

Scenariusz V zakładający refundację 50% kosztów inwestycyjnych przeznaczonych na zakup i instalację OZE oraz wzrost cen konwencjonalnych nośników energii wg Scenariusza II powoduje, że najkorzystniejszym Rozwiązaniem stają się te, które minimalizują wykorzystanie konwencjonalnych nośników energii zastępując je nośnikami odnawialnymi, w tym biomasą. Dodatkowo przy znacznym wzroście cen energii elektrycznej z punktu widzenia LCC najkorzystniejszym Rozwiązaniem jest kotłownia na biomasę wraz z ogniwami fotowoltaicznymi wytwarzającymi energię elektryczną na potrzeby własne użytkownika.

Podsumowanie

Analizując powyższe wyniki można stwierdzić, iż wg Scenariusza bazowego najkorzystniejszym Rozwiązaniem z rozpatrywanych biorąc pod uwagę zarówno LCC, jak i NPV oraz kosztów

inwestycyjnych jest kotłownia gazowa, w przypadku budynku jednorodzinnego oraz system ciepłowniczy w przypadku budynku wielorodzinnego.

Oczywistym jest, że rozwiązania ww. cechujące się najniższymi kosztami inwestycyjnymi nie są jednocześnie najkorzystniejsze jeśli chodzi o koszty eksploatacyjne. W tym kryterium decyzji najlepszymi Rozwiązaniami są te, które wykorzystują najmniej energii zewnętrznej, tj. pompa ciepła + PV w przypadku budynku jednorodzinnego oraz kotłownia na biomasę + kolektory słoneczne + PV.

W przypadku Scenariuszy zakładających znaczny wzrost nośników energii w kolejnych latach (energia elektryczna, gaz ziemny, ciepło sieciowe) korzystniejsze stają się rozwiązania OZE oparte czy to o biomasę czy też o energię słoneczną. Dodatkowo ewentualna dotacja na zakup OZE zakładana w Scenariuszu III, IV i V znacznie poprawia rentowność rozpatrywanych Rozwiązań i sprawia, że konwencjonalne Rozwiązania wykorzystujące gaz ziemny czy system ciepłowniczy stają się mniej atrakcyjne.

Bibliografia

1. Jankowski A.: Model środowiskowo-energetyczny prognozowania preferencji dla odbiorców rozwiązań zaopatrzenia w ciepło. Praca doktorska, Główny Instytut Górnictwa w Katowicach, Katowice 2007.
2. Bewszko T.: Wielokryterialna analiza zasilania odbiorcy komunalno-bytowego. Pol. Rzeszowska, Rozprawa doktorska, 2004.
3. Gawin R.: Analiza wpływu komfortu odbiorców na wybór systemów zaopatrzenia w energię. Pol. Gdańska, Wydz. Elektrotechn. i Autom. Rozprawa doktorska 2004.
4. Wiszniewski A.: Systemu zaopatrzenia w energię w nowo wznoszonych budynkach. Bibliotek Fundacji Poszanowania Energii, Warszawa 2009.
5. Cieślak M: Prognozowanie gospodarcze. Wydawnictwo AE Wrocław, 1998.
6. Lichota A.: Prognozowanie krótkoterminowe na rynku energii elektrycznej, Praca doktorska, AGH Kraków 2006.
7. Urząd Regulacji Energetyki – oficjalna strona internetowa
8. Kamrat W.: Metodologia oceny efektywności inwestowania na lokalnym rynku energii. Politechnika Gdańska, Gdańsk 1999.
9. Bień. W: Zarządzanie finansami przedsiębiorstwa. Wyd. Difin, Warszawa 1996.
10. Czarnek J.: Rachunek efektywności inwestycji i postępu technicznego w przemyśle. PWN, Warszawa 1982.
11. Katalog cen jednostkowych robót i obiektów inwestycyjnych, I kwartał 2011. BISTYP-CONSULTING, Warszawa 2011.
12. Jankowski A.: Kryteria ekonomicznej i ekologicznej efektywności oraz zasady oceny energetycznej różnych sposobów dostarczania ciepła (na podstawie przykładów). Opracowanie na zlecenie. ENERGOEKSPERT, Katowice 2008.
13. Chojnowski J.: Efektywność ekonomiczna przedsięwzięć zmniejszających zużycie energii. IV Konferencja Naukowo-Techniczna „Rynek Energii Ciepłej”, Nałęczów, 19-21 listopada 1998.
14. Ratajczak E.: Badanie efektywności ekonomicznej przedsięwzięć inwestycyjnych i modernizacyjnych w energetyce. Gdańskie Dni Elektryki, SEP O/Gdańsk, 1994.
15. Ostaszewski J.: Zarządzanie finansami. Warszawa: CIM 1993.
16. Rączka J.: Analiza efektywności kosztowej w oparciu o wskaźnik dynamicznego kosztu jednostkowego, TRANSFORM ADVICE PROGRAMME: Investment in Environmental Infrastructure in Poland, Warszawa 2002.
17. Landaveri R., Nicolas di Sbroiavacca (Argentina Institute For Energy Economics): A Model of Household Sector. RECOMMEND nr 2, grudzień 2004.
18. Raport z realizacji Etapu 13 przedmiotowe zadania badawczego - Opracowanie metodologii oceny wpływu pozatechnicznych kryteriów na wybór źródeł energii – GIG, 2011
19. Saaty T.L.: The Analytic Hierarchy Process. New York, McGraw Hill, 1980.
20. Zespół pod kierownictwem Prof. Dr hab. Inż. Koziola Joachima, Ocena istniejącej metodologii wyznaczania technicznych, ekonomicznych i ekologicznych efektów wykorzystania OZE w budownictwie.
21. Palka-Wyżykowska K.: Metoda LCC i jej przydatność do ekonomicznej oceny efektywności systemów energetycznych na przykładzie systemów grzewczych w budownictwie mieszkaniowym, SiUChKI, Wydział Mechaniczny Politechniki Gdańskiej, Gdańsk, 2008.

6. OCENA ZASTOSOWANEGO ROZWIĄZANIA Z WYKORZYSTANIEM FUNKCJI KORZYŚCI

6.1. Wstęp

Realizacja z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii rozwiązania zaopatrzenia w energię nowego budynku lub modernizacja istniejącego wymagają szeregu działań przygotowawczych. Najważniejsze fazy przygotowania przedsięwzięcia związanego z budową rozwiązania zaopatrzenia to: opracowanie koncepcji technicznej, badanie jej szeroko pojętej atrakcyjności dla użytkownika, wykonanie dokumentacji budowlanej.

Szereg publikacji w tym [4,13] oraz praktyka wskazują na ogromne znaczenie wstępnej fazy przygotowania inwestycji, to jest koncepcji i studium wykonalności, w których inwestor między innymi dokonuje wyboru jednej z alternatyw oceniając jej zalety i wady. Etap ten obejmuje określenie realnych wariantów realizacji i eksploatacji rozwiązania. Schemat eksploatacji uwzględniać powinien pro oszczędnościowe zachowania i działania użytkownika. Podejście takie wymusza konieczność w procesie decyzyjnym analizy porównawczej różnych wariantów zaopatrzenia budynku w energię, np. co najmniej jednego wariantu z OZE i jednego „bazowego” opartego na energetyce konwencjonalnej [10].

W finale procesu nastąpić powinno wybranie wariantu realizacji inwestycji z punktu widzenia ograniczeń i wymagań technicznych, ekonomicznych oraz preferencji przyszłego użytkownika. Analizy i działania podejmowane w fazie przed inwestycyjnej nie wymagają wielkich nakładów. Natomiast zaniedbania popełnione na tym etapie, jak również brak kompleksowego podejścia do oceny koncepcji inwestycji może pociągać za sobą znaczne wydatki w kolejnych etapach działania [4], wysokie koszty eksploatacji w przyszłości oraz niezadowolenie użytkowników.

Głównym celem niniejszej pracy jest opracowanie metody oceny wariantów działania polegającego na budowie i późniejszej eksploatacji rozwiązania zaopatrzenia w energię budynku mieszkalnego z punktu widzenia użytkownika oraz przedstawienie procedury wspomagającej proces decyzyjny w tym zakresie uwzględniając możliwe zmiany w podejściu użytkownika do użytkowania energii (okresowe obniżanie temperatury wewnętrznej, zastosowanie ograniczającej zużycie ciepłej wody armatury, ograniczenie zużycia energii elektrycznej).

W przedmiotowym procesie głównymi elementami determinującymi powodzenie przedsięwzięcia będą źródła wytwórcze energii, zarówno odnawialne jak i nieodnawialne. Istotne w aspekcie obowiązującej polityki energetycznej wydaje się uwzględnienie w analizie różnych grup czynników determinujących ich przyjęcie takich jak: techniczne, ekonomiczne, prawne, społeczne, organizacyjne, ekologiczne, które pozwalają na rozpatrzenie problemu wielowymiarowo.

Określenie i wybór koncepcji przedsięwzięcia wynika w głównej mierze z jego charakteru i specyfiki. Ocena inwestycji budowlanej polegającej na realizacji rozwiązania zaopatrzenia w energię budynku mieszkalnego powinna być wieloaspektowa, a jednocześnie uwzględniać indywidualny charakter przedsięwzięcia i preferencje przyszłego użytkownika. Przyjęto, że takie cechy rozpatrywanego procesu decyzyjnego determinuje zastosowanie dyskretnych metod wielokryterialnych.

Analizując zagadnienie zauważyć należy, że część czynników (kryteriów wyboru) ma charakter **ilościowy - mierzalny**, m.in. całkowity koszt eksploatacji, całkowity koszt inwestycyjny, roczne zużycie energii odnawialnej i nieodnawialnej, emisja itp. Inne natomiast mają charakter **jakościowy - niemierzalny**, jak: wygoda użytkowania, prestiż inwestycji, bezpieczeństwo zaopatrzenia, oddziaływanie w otoczeniu itp. Te drugie mogą mieć istotny wpływ na podejmowaną decyzję w zakresie wyboru wariantu planowanej inwestycji, szczególnie w wypadku źródeł odnawialnych. Problematykę selekcji przedsięwzięć w energetyce, zwłaszcza ich wielokryterialnej oceny na podstawie opinii ekspertów z uwzględnieniem kryteriów różnych kryteriów podejmuje autorzy [2, 6, 8].

Jednym z efektem przyjęcia konkretnego rozwiązania jest pewien zestaw skutków w postaci wielkości zużycia energii w budynku w układzie różnych źródeł i nośników. Dla określenia optymalnej z punktu widzenia użytkownika decyzji dokonać należy hierarchizacji wariantów rozwiązań według ustalonych przez decydenta kryteriów, które stanowią oceny, między innymi, skutków poszczególnych opcji decyzji. Wybór wariantu może zostać wykonany na drodze przyjęcia syntetycznej analizy, łączącej poszczególne wyniki oceny. Istotne jest uwzględnienie w funkcji kryteriów zarówno mierzalnych, jak i niemierzalnych odzwierciedlających wymagania inwestora.

Zapewnienie inwestorowi kompleksowych metod i procedur analiz wspomagających podejmowanie decyzji na etapie przygotowania inwestycji pozwolić może na zwrócenie jego uwagi na istotne zagadnienie wykorzystania odnawialnych źródeł energii w budownictwie mieszkaniowym. Opracowanie wielokryterialnej metody uwzględniającej wybrane przez decydenta ilościowe i jakościowe kryteria oceny rozwiązania wzbogaci schemat decyzyjny, dostarczając jednocześnie dodatkowych przesłanek dla wyboru konkretnego rozwiązania.

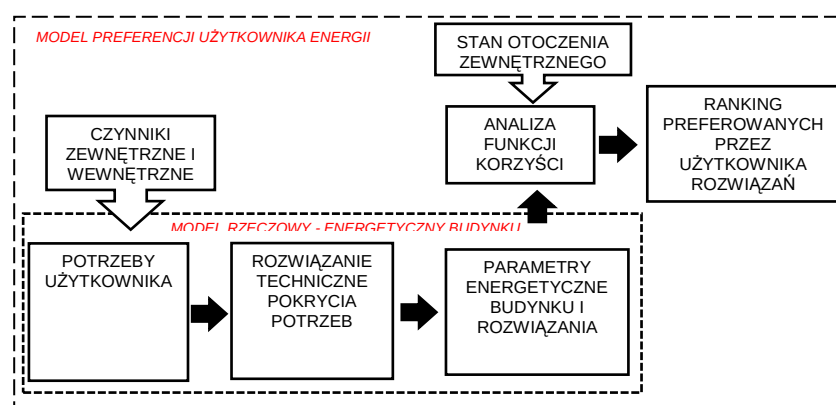
6.2. Modelowanie sytuacji decyzyjnej

Na wstępie niniejszej pracy założono na potrzeby kompleksowych analiz, że budynek jako **system energetyczno-budowlany** rozpatrywać należy z uwzględnieniem preferencji użytkownika podejmującego decyzje o wyborze źródła zasilania. Przyszły użytkownik będzie dążył do jego optymalizacji w aspekcie zaspokojenia swoich potrzeb zarówno na etapie eksploatacji jak i na etapie inwestycyjnym w różnicowany sposób.

Decyzją tego użytkownika nazywać będziemy wybór pomiędzy możliwymi **rozwiązaniami** zaopatrzenia, które nazywać będziemy **opcjami decyzji** (wariantami, alternatywami) i które stanowią będą zbiór **dyskretnych** rozpatrywanych przez użytkownika alternatywnych decyzji. Zagadnienie przygotowania decyzji jest zazwyczaj bardziej skomplikowane niż sam problem wyboru pomiędzy wariantami. We wstępnym etapie nie są znane docelowe warianty decyzji należy je samemu wypracować, co może być bardziej pracochłonne niż samo podjęcie decyzji.

Rozwijając zaprezentowany w rozdziale 1 model sytuacji decyzyjnej według [14], wyróżnić można dwie podstawowe części tej sytuacji: model rzeczowy i model preferencji. Ujęcie procesu decyzyjnego podzielonego wg założeń jak wyżej prezentuje schemat.

Rys. 6.1. Model preferencji użytkownika energii



Model rzeczowy to model wiedzy o danej sytuacji decyzyjnej. Jest to odwzorowanie decyzji w skutki. W naszej sytuacji modelem rzeczowym będzie model energetyczny budynku, w ramach którego różnego rodzaju potrzeby użytkownika (budynku) są pokrywane z wykorzystaniem różnych rozwiązań zaopatrzenia, które dają na wyjściu modelu rzeczowego skutki w postaci parametrów rozwiązania energetycznego (np. zużycie energii w różnych postaciach).

Model preferencji to model celów, wykorzystuje oceny i wagi tych ocen dla całkowitej oceny poszczególnych skutków opcji decyzji. Model ten określa, które warianty uważane są za lepsze, a które za gorsze. Model ten przekształca rezultaty opcji decyzji w ich oceny.

W omawianej sytuacji decyzyjnej podmiotem **podejmującym decyzję** jest użytkownik systemu budowlano-energetycznego. Zbiór użytkowników oznaczamy będziemy „*M*”. Indeks dolny „*i*” oznaczać będzie konkretny system i jego użytkownika o sprecyzowanych preferencjach. Zwrócić należy uwagę że zmiana użytkownika może również zmienić wynik procesu decyzyjnego przy braku zamiany obiektu. Tak określonego modelowego użytkownika charakteryzują parametry techniczne i funkcjonalne zależne od struktury budynku i formuły użytkowania oraz preferencje odnośnie ich kształtu. Podstawowe typy systemów energetyczno-budowlanych modelowych użytkowników to: budynek jednorodzinny i wielorodzinny wzniesiony w określonym czasie i poddany lub nie działaniom mającym na celu ograniczenie zużycia energii (termomodernizacja) lub grupa budynków jw.

Składową systemu budowlano-energetycznego jest rozwiązanie zaopatrzenia w energię użytkownika, które odgrywa wiodącą rolę w modelu rzeczowym, ponieważ jego właściwości między innymi decydują o skutkach działania systemu. Przez rozwiązania dopuszczalne rozumiany będzie zbiór konkretnych systemów instalacji wykorzystujących urządzenia i procesy służące pokryciu zapotrzebowania na energię użytkową z wykorzystaniem konkretnych nośników energii odnawialnych i nieodnawialnych. Rozwiązania dopuszczalne podlegać będą ograniczeniom w związku z czynnikami wewnętrznymi i zewnętrznymi. Wewnętrzne wynikać będą z właściwości części budowlanej obiektu i jego funkcjonalności. Zastosowanie w budynku tak zwanych pasywnych źródeł energii odnawialnej (np. helioaktywne elementy struktury budynku) daje efekty ograniczenia zapotrzebowania na energię użytkową, która w analizie nie stanowi skutku decyzji a jedynie parametr wejściowy analiz. Badaniami wpływu struktury budynku na udział OZE zajmują się autorzy etapu 9 zadania badawczego. Zewnętrzne związane będą z czynnikami lokalnymi oraz regulacjami prawnymi (np. barak warunków dla wykorzystania energetyki geotermalnej, ograniczenia w związku z zapisami miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego (MPZP) lub założeń do planu zaopatrzenia w energię (Założenia). Czynniki jw. stanowić będą ograniczenia dla wykorzystania poszczególnych rozwiązań. W celu uproszczenia analiz należy liczbę dopuszczalnych rozwiązań ograniczyć do tych, które uznać można za realne do realizacji dla danej lokalizacji (zbiór dyskretny).

Zbiór dopuszczalnych decyzji wyboru rozwiązań zaopatrzenia w energię zawierający się w przestrzeni decyzji „ D ” oznaczać będziemy „ D_0 ”.

D – przestrzeń decyzji;

D_0 – zbiór decyzji dopuszczalnych

D_{ij} – decyzja j rozpatrywana w analizie dla i – tego użytkownika

$D_0 \subset D, D_{ij} \in D_0$

Przyjęto, że zbiór dopuszczalnych rozwiązań jest zbiorem skończonym i zawiera co najmniej dwa elementy: rozwiązanie bazowe oparte wyłącznie na energii i nośnikach energii nieodnawialnej oraz rozwiązanie wykorzystujące odnawialne źródła energii. W skład typowego rozwiązania wchodzić będą: urządzenie wytwarzające energię lub jej nośnik, emitujące i regulacyjne, akumulujące oraz transportujące. Decyzje dopuszczalne spełniać będą warunek możliwej ich realizacji w danych warunkach lokalnych i w zgodzie z obowiązującym prawem.

Przez rezultat decyzji polegającej na wyborze rozwiązania zaopatrzenia w energię budynku w rozpatrywanej sytuacji decyzyjnej należy rozumieć wszystkie bezpośrednie skutki tej decyzji np. wykorzystywaną energię nieodnawialną i odnawialną dla pokrycia potrzeb użytkownika, koszty urządzeń. Właściwym w tym zakresie parametrem wynikającym z obowiązujących normatywnych metod jest między innymi roczne jednostkowe zapotrzebowanie na energię końcowa w układzie poszczególnych systemów (ogrzewanie i wentylacja, ciepła woda itd.) i wg nośników energii. Istotnymi skutkami decyzji są również koszty składowe instalacji oraz skutki nie mierzalne takie jak np. postrzeganie użytkownika wyposażonego w konkretne rozwiązanie przez bezpośrednich sąsiadów.

R – przestrzeń rezultatów;

R_{ij}^h – rezultat h dla decyzji dopuszczalnej j i i – tego użytkownika

$R_{ij}^h = f(D_{ij})$ odwzorowanie decyzji w jej rezultat zawiera reprezentację niepewności (w wypadku rozpatrywanym np. warunków pogodowych)

Stan otoczenia zewnętrznego dla użytkownika w danej lokalizacji obiektu zaopatrywanego w energię to ogół parametrów zewnętrznych mających wpływ na atrakcyjność danego rozwiązania dla użytkownika.

W literaturze [2, 6, 12] kryteria oceny rozwiązania zależne od stanów otoczenia zewnętrznego to na przykład: całkowite koszty spłaty nakładów na realizację inwestycji, sumaryczny koszt eksploatacji i konserwacji, LCC, NPV itp. Zbiór stanów otoczenia zewnętrznego oznaczono „ Z ”.

Funkcja korzyści, służy prognozowaniu decyzję dla konkretnego użytkownika. Na drodze analizy określić należy, które rozwiązanie w jakich warunkach dla użytkownika jest lepsze. Decyduje o tym efekt, jaki przynosi odbiorcy konkretna decyzja o wyborze rozwiązania. Efekt ten oceniany jest za pomocą różnych kryteriów (indywidualnych funkcji), niektóre z nich zależne są od stanu otoczenia zewnętrznego. Zatem wybranemu rozwiązaniu dopuszczalnemu D i towarzyszącym mu rezultatom R oraz stanowi otoczenia zewnętrznego Z dla konkretnego modelowego użytkownika M przypisać można pewną wartość K , którą nazwać można korzyścią, funkcję korzyści można zapisać [14, 21]:

$$K = f[R(D), K]$$

K_{ij}^{hks} - ocena h -tych rezultatów decyzji dopuszczalnej (ocena z wykorzystaniem k -tego kryterium, przy stanie otoczenia s – tym)

K - przestrzeń ocen rezultatów decyzji

W rozpatrywanym modelu Z , D i R są zbiorami skończonymi, a zatem funkcję korzyści można opisać:

$$K_{ij}^{hks} = f[R_{ij}^h(D_{ij}), Z_{ij}^s]$$

Gdzie:

i – ty modelowy użytkownik

j – te rozwiązanie zaopatrzenia w energię

h – ty rezultat decyzji

k – te kryterium oceny

s – ty stan otoczenia zewnętrznego.

Kryteria podzielić można na grupy w zależności od ich charakteru (techniczne, ekonomiczne, środowiskowe, inne niewymierne). Z uwagi na przyjęty do analiz określony stan otoczenia zewnętrznego wzór powyżej przyjmuje postać:

$$K_{ij}^{hk} = f[R_{ij}^h(D_{ij})]$$

Przedmiotowy problem decyzyjny ma charakter wielokryterialny, niema w nim jednego wskaźnika oceny który decydował by o wyborze rozwiązania. Decyzja zależna jest od oceny wg wielu kryteriów. W celu rankingowania dla użytkownika systemu budowlano-energetycznego rozwiązań w aspekcie prognozowania jego decyzji na potrzeby modelu oprócz kryteriów cząstkowych (oceny cząstkowe) określona zostanie metoda analiz, która stanowić będzie porównawczą wielokryterialną analizę. Z uwagi na nieliniowy charakter niektórych kryteriów cząstkowych przedmiotowe zadanie decyzyjne określić można mianem nieliniowego zadania decyzyjnego [23, 24]. Zadanie to jest zadaniem dyskretnym z uwagi na nieciągły charakter zmiennych decyzyjnych. Jako narzędzie analiz przyjęto wybrane metody wielokryterialne, są one najczęściej wykorzystywanymi narzędziami do tego typu badań [17].

6.3. Przegląd kryteriów oceny (funkcji) rozwiązania zaopatrzenia w energię budynku

Przeprowadzone analizy literaturowe w tym w opracowaniu [10] pozwoliły na zebranie szerokiej grupy kryteriów oceny rozwiązań zaopatrzenia w energię budynków mieszkalnych, które potencjalni użytkownicy (właściciele, inwestorzy, administratorzy, zarządcy, deweloperzy, projektanci) budynków mieszkalnych mogą brać pod uwagę w procesie podejmowania decyzji odnośnie wyboru rozwiązania zaopatrzenia. Kryteria oceny mają charakter technicznych, ekonomicznych, ekologicznych i socjologicznych funkcji korzyści. Kryteria te podzielić można na cztery podstawowe grupy:

1. Kryteria techniczne – Zwykle mają charakter ilościowy. Określane są metodami obiektywnymi na podstawie rezultatów technicznych wyboru rozwiązania zaopatrzenia. Normatywne kryteria oceny określone w przepisach krajowych wynikają z *Rozporządzenia Ministra Infrastruktury z dnia 6 listopada 2008 roku w sprawie metodologii obliczania charakterystyki energetycznej budynku...* [19]. Jako ich mankament określić można [10] brak bezpośredniej informacji o skali i charakterystyce wykorzystania odnawialnych źródeł energii w budynku.
2. Kryteria ekonomiczne – Mają charakter ilościowy, określane są metodami obiektywnymi na podstawie rezultatów technicznych i ekonomicznych wyboru rozwiązania zaopatrzenia. Znaczący wpływ mają na nie parametry w otoczeniu użytkownika takie jak np. koszty energii. Są najbardziej rozpowszechnione w zakresie analiz jakiegokolwiek wyboru rozwiązań inwestycyjnych ze strony użytkownika w budownictwie. Oceniają w różnej skali czasowej i jakościowej koszty z jakimi musi się w wypadku podjęcia decyzji o wyborze rozwiązania liczyć użytkownik. Podzielić je można na nieuwzględniające zmiany wartości pieniądza w czasie i tą zmianę uwzględniające.

- Kryteria środowiskowe (ekologiczne) – Mogą mieć charakter ilościowy i jakościowy. Określane są najczęściej obiektywnie na podstawie rezultatów technicznych decyzji o wyborze rozwiązania, stanowią grupę trudnych do zinterpretowania parametrów przez użytkownika bez porównania lub wsparcia ze strony specjalistów.
- Kryteria inne (trudno wymierne wg [10]) – Można określić je mianem subiektywnych ocen rozwiązania ze strony użytkownika. Mają charakter ocen socjologicznych i obyczajowych. Na potrzeby przykładowej analizy zdefiniowano je jako oceny subiektywne: oddziaływania z otoczeniem, bezpieczeństwa zaopatrzenia, wygody korzystania z rozwiązania oraz prestiżu społecznego jaki przynosi realizacja i korzystanie z danego rozwiązania.
- Poniżej zaprezentowano zestawienie wybranych do dalszych analiz kryteriów w poszczególnych grupach. Zestawienie sporządzono w oparciu o wykonane analizy i badania literaturowe własne oraz zaprezentowane w [10].

Niektóre z pośród niżej wymienionych kryteriów są warunkowane prze stany otoczenia zewnętrznego użytkownika energii w budynku mieszkalnym lub w otoczeniu zidentyfikować można ich ograniczenia.

Tabela 6.1. Kryteria techniczne oceny rozwiązania zaopatrzenia w energię budynku

Lp.	Nazwa	Oznaczenie	Jednostka	Opis / uwagi
1	Roczne jednostkowe zapotrzebowania na energię końcową w obiekcie	EK	kWh/(m ² rok)	Zdefiniowany przez [19] załącznik nr 6 i 5 lub wyliczany w sposób uproszczony wykorzystaniem założeń jak w [19]
2	Roczne jednostkowe zapotrzebowania na energię pierwotną w obiekcie	EP	kWh/(m ² rok)	Zdefiniowany przez [19] załącznik 6 i 5 lub wyliczany w sposób uproszczony wykorzystaniem założeń jak w [19]
3	Roczne jednostkowe zapotrzebowania na energię elektryczną dla urządzeń i oświetlenia w obiekcie przeliczone na energię pierwotną	EP _{ELE}	kWh/(m ² rok)	Iloraz rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną dla urządzeń i oświetlenia przeliczony na energię pierwotną [19] w obiekcie do powierzchni ogrzewanej lub chłodzonej jak w [19], nie uwzględniający energii elektrycznej dla urządzeń pomocniczych w podsystemach poza zaopatrującym w energię elektryczną

Tabela 6.2. Kryteria ekonomiczne oceny rozwiązania zaopatrzenia w energię budynku

Lp.	Nazwa	Oznaczenie	Jednostka	Opis / uwagi
1	Całkowity koszt inwestycyjny realizacji rozwiązania zaopatrzenia w energię	CI	zł	Nie uwzględnia wartości pieniądza w czasie, uwzględnia dotacje i inne formy wsparcia
2	Całkowity roczny koszt bezpośredni eksploatacji rozwiązania zaopatrzenia w energię	CE	zł/rok	Nie uwzględnia wartości pieniądza w czasie, uwzględnia dodatkowe korzyści związane ze sprzedażą energii i certyfikatów
3	Suma kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych w cyklu życia	LCC	zł/Trok	Uwzględnia wartość pieniądza w czasie
4	Wartość zaktualizowana netto	NPV	zł/rok	Jw.

Tabela 6.3. Kryteria środowiskowe oceny rozwiązania zaopatrzenia w energię budynku

Lp.	Nazwa	Oznaczenie	Jednostka	Opis / uwagi
1	Roczna emisja bezpośrednia CO ₂ dla wszystkich systemów obiektu	mco ²	MgCO ₂ /rok	Zdefiniowana wg [10,25]
2	Emisja równoważna (CO, NO _x , CO ₂ ,pył) przeliczona na SO ₂ dla wszystkich systemów obiektu	E _r	MgSO ₂ /rok	Wg [16]

Tabela 6.4. Kryteria inne (niemierzalne) rozwiązania zaopatrzenia w energię budynku:

Lp.	Nazwa	Oznaczenie	Jednostka	Opis / uwagi
1	Oddziaływanie na otoczenie rozwiązania	Oddz.	Niemierzalne	Do wyznaczenia na drodze oceny subiektywnej lub porównania
2	Wygoda użytkownika rozwiązania	Wyg.		
3	Bezpieczeństwo realizacji i użytkowania rozwiązania	Bezp.		

Analiza wg kryteriów stanowić będzie podstawę oceny rozwiązań zaopatrzenia w energię budynku jako opcji możliwych decyzji użytkownika.

6.4. Wykorzystywane metody w modelowaniu procesu decyzyjnego w zakresie zaopatrzenia w energię budynku

W szeroko pojętym obszarze zagadnień związanych z planowaniem zaopatrzenia budynku w energię prowadzonych jest szereg badań mających na celu poszukiwanie odpowiedzi na pytania jak optymalizować, jak mierzyć i jakie należy wykorzystywać do planowania metody. Często przedmiotem analiz jest zastosowanie wybranej metody i jej zaadaptowanie do rozpoznanej wcześniej sytuacji. W kwestii analizy atrakcyjności rozwiązań technicznych w budownictwie, do których bez wątpienia zaliczyć możemy poszukiwanie rozwiązania zaopatrzenia budynku w energię z wykorzystaniem OZE, w literaturze można znaleźć wiele metod. Zwykle wymagają one udziału decydenta w różnym stopniu, mają rozbudowaną strukturę oraz w różnym zakresie wymagają opracowania i przygotowania danych wejściowych [5].

Decyzje odnośnie wyboru źródła zaopatrzenia w energię dla budynku lub grupy budynków często są wynikiem różnych przesłanek i subiektywnych ocen dlatego w procesie wyboru takiego rozwiązania warto korzystać z narzędzi matematycznych.

Usystematyzowanie metod wykorzystywanych dla podejmowania decyzji odnośnie zaopatrzenia w energię budynku pod kątem określenia wykorzystywanych dla nich narzędzi matematycznych, związane jest z analizą metodologii tworzenia aplikacji i analiz. Z uwagi na znaczną liczbę praktycznych rozwiązań w niniejszych rozważaniach posłużono się głównie publikacjami przeglądowymi [1, 5, 10] dla tej dyscypliny.

Podstawowymi metodami matematycznymi wykorzystywanymi w modelowaniu procesu decyzyjnego w zakresie zaopatrzenia w energię budynku na różnym poziomie są: metody probabilistyczne (rachunek prawdopodobieństwa i statystyka) oraz metody wielokryterialnego wspomagania decyzji. Zagadnieniami decyzji w budownictwie rozwiązywane są również z wykorzystaniem sztucznych sieci neuronowych, drzew decyzyjnych i metody zbiorów rozmytych [5].

Do najistotniejszych cech wymienionych powyżej metod matematycznych świadczących o ich funkcjonalności zaliczyć należy:

- możliwość analizy danych mierzalnych i niemierzalnych;
- zastosowane narzędzie matematyczne;
- łatwość przygotowania danych wejściowych;
- interpretacja uzyskanych wyników i ich jakość.

Metody probabilistyczne stosowane do badania zmienności zjawisk poprzez średnią, wariancję, odchylenie standardowe itp. operują na zjawiskach mierzalnych i wymagają znacznej liczby danych wejściowych. Do podjęcia z ich wykorzystaniem decyzji potrzebujemy dodatkowych informacji odnośnie relacji zmian różnych parametrów oraz interpretacji otrzymanych wyników. Są metodami precyzyjnymi.

Techniki wielokryterialne (TW) są popularną grupą metod wykorzystywanych w modelach szczególnie decyzyjnych na potrzeby lokalnego planowania energetycznego. Techniki wielokryterialne są szczególnie przydatne w modelach, w których mamy do czynienia z wielością przeciwstawnych celów i kryteriów wyboru decyzji optymalnej (np. wybór sposobu zasilania w ciepło) [3, 6, 10].

Metody wielokryterialne operują na danych mierzalnych i niemierzalnych. W znacznym stopniu wykorzystują decydenta i jego oceny subiektywne.

Sytuacją więcej niż jednego kryterium oceny decyzji zajmuje się dział teorii decyzji zwany wielokryterialną analizą decyzyjną. Istnieją dwie główne nazwy problemu wielokryterialnego w ramach wielokryterialnej analizy decyzyjnej: wielokryterialne podejmowanie decyzji (multiple criteria decision making, MCDM) - używane w amerykańskiej szkole naukowej oraz wspomaganie decyzji wielokryterialnych (multiple criterial decision aid, MCDA) - najczęściej używane w Europie. W dalszych rozważaniach używana będzie nazwa MCDM. Metody te pozwalają na agregowanie wielu kryteriów dla rozwiązywania problemu wyboru rankingu sortowania lub opisanie konkurujących alternatyw. W literaturze funkcjonuje podział metod wielokryterialnych na wielokryterialne podejmowanie decyzji (MODM – Multi-Objective Decision Making) oraz wieloatrybutowe podejmowanie decyzji (MADM – Multi-Atribut Decision Making) [2, 3]. Ta pierwsza operuje na nieskończonym ciągłym zbiorze decyzji dopuszczalnych; w drugim wypadku zbiór decyzji jest zbiorem dyskretnym, zawierającym skończoną ilość rozwiązań. W planowaniu energetycznym wykorzystuje się równie często, oprócz wieloatrybutowego i wielokryterialnego wspomagania decyzji, metody optymalizacji wielokryterialnej.

Zestawienie poniżej przedstawia najpopularniejsze metody stosowane w ramach wielokryterialnego podejmowania decyzji we wspomaganiu planowania energetycznego [1, 3, 7, 9, 17, 23, 24]:

- Metoda WSM (Weighted Sum Metod) najbardziej rozpowszechniona w modelach decyzji w systemach energetycznych,
- Metoda WPM (Weighted Produkt Metod), która jest modyfikacją metody WSM,
- Metoda AHP (Analytic Hierarchy Proces) opisana w latach 80-tych zeszłego wieku przez Satty,
- Zmodyfikowana metoda AHP opisana przez Beltona i Gear,
- Metoda ELECTRE wprowadzona przez Benayouna,
- Metoda TOPSIS,
- Metoda PROMETHEE (Preference ranking Organization Method for Enrichment Evaluations metoda PROMETHEE należy do metod przewyższania zaproponowanych przez B. Roy, twórcą metody PROMETHEE jest J.P. Brans),
- Wieloatrybutowa teoria użyteczności MAUT (Multi Attribut Utility Theory).

W tabeli poniżej zestawiono, wg publikacji z 2003 roku, ilości wykorzystanych w różnych aspektach planowania energetycznego metod wielokryterialnych, w oparciu o przeanalizowane przez autora [17] publikacje.

Tabela 6.5. Wykorzystywane metody wielokryterialne w procesie planowania energetycznego.

Zastosowanie	Wielokryterialna optymalizacja	Metody wspomagania decyzji					Razem
		MAUT	AHP	PROMETREE	ELECTRE	INNE	
Planowanie rozwoju źródeł odnawialnych	7	2	4	3	2	5	23
Planowanie struktury zap. i pokrycia	4		4			2	10
Zarządzanie energią dla budowli	5			1	2		8
Planowanie systemów dystrybucji energii			2	1	1	1	5
Planowanie inwestycyjne			1	2	4		7
Planowanie użytkowania energii elektr.	4	2	2			4	12
Inne	1				1		2
RAZEM	20	4	13	7	10	12	67

Przedstawione w tabeli statystyki pozwalają na postawienie wniosku odnośnie najczęściej stosowanych technik wielokryterialnych w ramach różnych zastosowań w planowaniu energetycznym.

Sztuczne sieci neuronowe są narzędziem matematycznym którego popularność i zakres zastosowania systematycznie rośnie. Wynika to z relatywnie prostego procesu modelowania zjawisk dla których nie dysponujemy pełną wiedzą. Proces podejmowania decyzji niewątpliwie możemy zaliczyć do takich zjawisk. Problemem w zastosowaniu sieci neuronowych w rozważanym procesie decyzyjnym jest posiadanie pewnej liczby danych potrzebnych dla nauczania sieci wnioskowania. W rozważanym zagadnieniu zebranie takich danych jest wątpliwe.

Drzewa decyzyjne są często używana techniką analizy danych w procesie decyzyjnym. Wariantowość problemu decyzyjnego prezentowana jest w formie grafu z węzami decyzyjnymi i losowymi. Operują na danych mierzalnych i niemierzalnych nie dostarczają w sposób bezpośredni rankingu rozwiązań, raczej uświadamiają ich konsekwencje.

Zbiory rozmyte pozwalają na opis zjawisk określonych w naturze w sposób nie precyzyjny i wieloznaczny, zapewniają możliwość formalnego zapisu wielkości niemierzalnych jako mierzalnych z wykorzystaniem funkcji przynależności np. wykres w postaci ciągłej. Analiza i rozwiązanie problemu następuje na podstawie subiektywnej oceny ponieważ funkcja przynależności jest dobierana przez decydenta.

Zaprezentowany przegląd z uwagi na różnorodność metod matematycznych analizy procesu decyzyjnego uniemożliwia ich bezpośrednie porównanie. Poszczególne metody cechują się odmiennym tokiem obliczeń. O wykorzystaniu danej metody w praktyce decyduje założony stopień skomplikowania obliczeń, jakość uzyskiwanych wyników oraz możliwość ich praktycznego wykorzystania.

6.5. Analiza z wykorzystaniem funkcji korzyści

W oparciu o przeprowadzone analizy zgodnie z wcześniejszymi założeniami w celu realizacji założonego możliwie prostego charakteru tworzonego algorytmu analiz przyjęto, że skutki przyjęcia rozwiązania zaopatrzenia budynku w energię w aspekcie parametrów zewnętrznych mających wpływ na podejmowaną przez odbiorcę lub inwestora decyzję oceniać będziemy z wykorzystaniem czterech grup kryteriów:

- Kryteria techniczne (T);
- Kryteria ekonomiczne (E);
- Kryteria środowiskowe (S);
- Kryteria inne - niemierzalne (I).

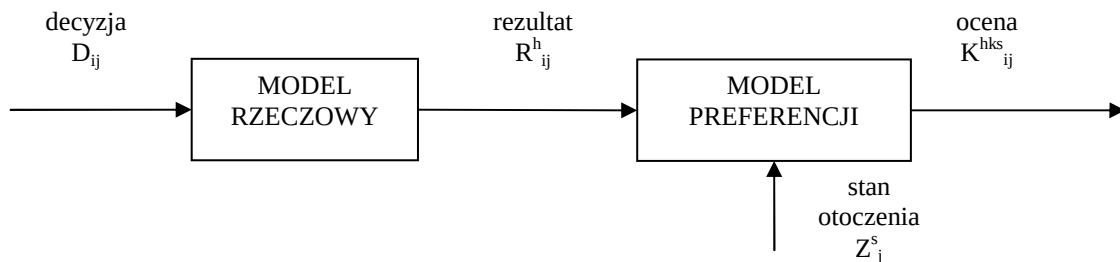
Ocena rezultatów decyzji z wykorzystaniem wyżej wymienionych grup kryteriów stanowi o atrakcyjności rozwiązania względem pozostałych w tym bazowego.

Zbór rozpatrywanych decyzji przyjętego dla budynku rozwiązania zaopatrzenia w energię jest zbiorem skończonym i przeliczalnym, który minimalnie liczyć może co najmniej dwa elementy zdefiniowane przez decydenta (bazowe – nieodnawialne i OZE – z wykorzystaniem źródeł odnawialnych). Mamy więc do czynienia w przedmiotowej analizie z wielokryterialną optymalizacją dyskretną polegającą na [11, 15, 22] wskazaniu najlepszej decyzji w skończonym zbiorze decyzji. Każda z decyzji D_{ij} z wykorzystaniem części rzeczowej modelu sytuacji decyzyjnej przynosić będzie rezultat decyzji R_{ij}^h . Do rezultatów możliwych do określenia w układzie poszczególnych nośników zaliczać będziemy:

- zużycie nieodnawialnej energii końcowej dla ogrzewania i wentylacji;
- zużycie nieodnawialnej energii końcowej dla chłodzenia i wentylacji;
- zużycie nieodnawialnej energii końcowej dla przygotowania ciepłej wody użytkowej;
- zużycie nieodnawialnej energii elektrycznej końcowej dla oświetlenia i urządzeń;
- koszty składowe realizacji rozwiązania.

Przyjęto, że rezultaty decyzji oceniane będą za pomocą kryteriów opisanych powyżej, z tym że w wypadku niektórych kryteriów ocena zależęć będzie od stanu otoczenia procesu decyzyjnego, który wpływa znacząco na niektóre oceny szczególnie wg kryteriów z grupy E (ekonomicznych). Niektóre kryteria będą miały zastosowanie w analizie dla budynku nowego lub istniejącego podawanego modernizacji z zastosowaniem rozwiązania OZE.

Rys. 6.2. Modelowanie sytuacji decyzyjnej [14]



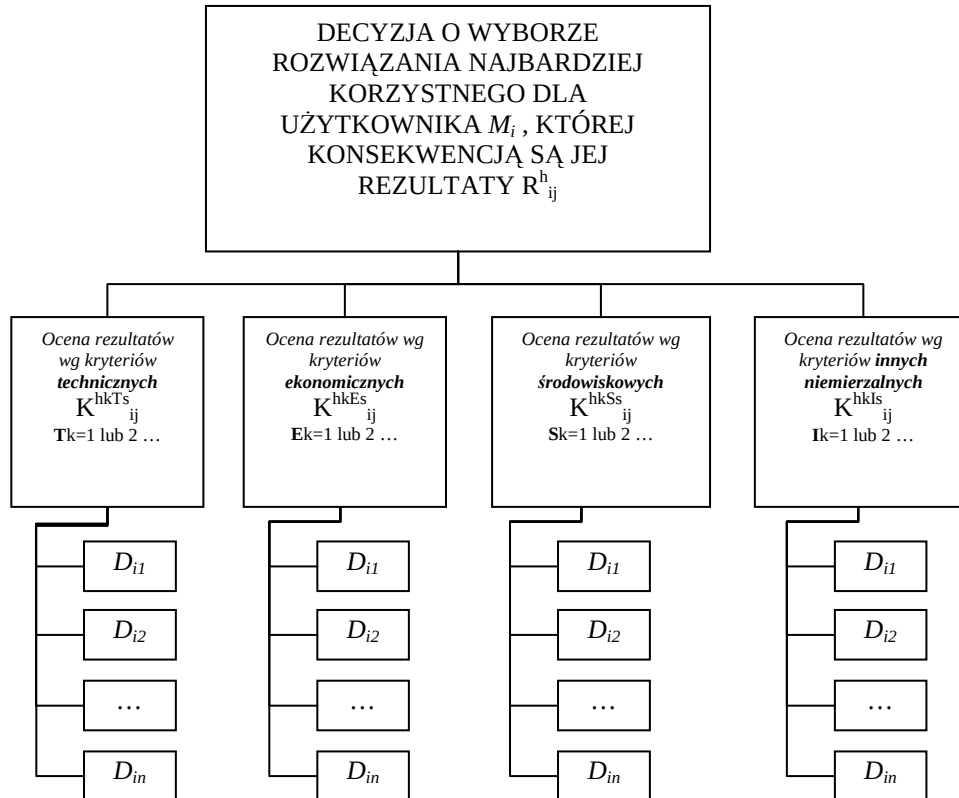
W ogólnym przypadku zakładamy, że oceny rezultatów decyzji dają się wyrazić ilościowo co jest zgodne z prawdą w wypadku kryteriów grupy TES kryteria, oznacza to, że kryteria oceny rezultatów decyzji są mierzalne. Kryteria grupy I są niemierzalne tak więc rozwiązaniem zastępczym może być w takiej sytuacji użycie rang w miejsce jakościowych ocen, lub wykorzystanie metod porównawczych.

Biorąc pod uwagę charakter modelowanego procesu decyzyjnego oraz szeroki zakres kryteriów proponuje się dla określenia wyboru rozwiązania optymalnego przyjąć następujące założenia:

1. Podejmowanie decyzji ma charakter hierarchiczny;
2. Podejmujący decyzję użytkownik będzie mógł wybrać kryteria, z wykorzystaniem których dokona oceny rozwiązania spośród zaproponowanych kryteriów w grupach T, E, S, I, które w analizie traktowane będą jako kryteria równorzędne;
3. Kryteria inne niemierzalne zostaną poddane ocenie indywidualnie z wykorzystaniem porównania parami;

4. Poszczególnym kryteriom zostaną przyporządkowane ich wagi z wykorzystaniem porównania parami;
5. Ranking rozwiązań rozpatrywany może być jako ranking wg indywidualnego kryterium wybranego przez decydenta lub jako ocena zbiorcza z wykorzystaniem zaproponowanej wielokryterialnej optymalizacji decyzyjnej;
6. W przedmiotowej wielokryterialnej optymalizacji decyzji wykorzystane zostaną ogólne zasady metody PROMENTREE i AHP;
7. Oceny zostaną normowane z wykorzystaniem kryteriów uogólnionych do wartości z przedziału 0-1.

Rys. 6.3. Hierarchiczna struktura przedmiotowego procesu decyzyjnego



Proponuje się etapowe podejście do wyznaczenia oceny i rankingu rozwiązań:

1. Wybór przez decydenta kryteriów mierzalnych i niemierzalnych z grup T, E, S, I dla oceny rozwiązań.
2. Wyznaczenie ocen rozwiązań dla kryteriów innych (niemierzalnych) z wykorzystaniem porównania parami rozwiązań zaopatrzenia w energię przy założeniu oddzielnej oceny wg wybranych kryteriów spośród czterech zaproponowanych.
3. Dokonanie ocen poszczególnych rozwiązań z wykorzystaniem wybranych kryteriów TES w oparciu o rezultaty decyzji i przy uwzględnieniu scenariusza podstawowego stanów otoczenia zewnętrznego
4. Wyznaczenie wartości funkcji preferencji dla wszystkich par ocen wg kryteriów mierzalnych i nie mierzalnych.
5. Normalizacja wartości funkcji preferencji dla wszystkich par decyzji wg wybranych do analizy kryteriów T, E, S, (mieralne) i innych - niemierzalnych jak w pkt. 1.
6. Wyznaczenie wag (ocen) poszczególnych kryteriów na drodze porównania parami z wykorzystaniem 9 stopniowej skali ocen.
7. Sprawdzenie spójności ocen wg kryteriów.
8. Wyznaczenie wielokryteriowych indeksów preferencji dla wszystkich par obiektów.
9. Wyznaczenie przepływów dominacji (wyjścia, wejścia i netto) dla każdego z rozwiązań.
10. Ustalenie rankingu rozwiązań na podstawie przepływów dominacji netto.
11. Badanie wrażliwości uzyskanych: ocen wg poszczególnych wybranych kryteriów, rankingów rozwiązań i przepływów dominacji na scenariusze zmian stanów otoczenia zewnętrznego.

Wybór przez decydenta kryteriów mierzalnych z grup T, E, S, I dla oceny rozwiązań.

Na potrzeby opracowania modelu przyjęto że użytkownik na wstępie analiz będzie mógł wskazać kryteria mierzalne i niemierzalne, wg których dokonywać będzie oceny hipotetycznie przez siebie skonstruowanych rozwiązań zaopatrzenia obiektu. Przyjęto na potrzeby niniejszej analizy, że użytkownik w ramach grupy kryteriów winien wybrać przynajmniej jedno kryterium oceny. Wybór kryteriów ekonomicznych ograniczany będzie w wypadku budynku nowo wznoszonego z uwagi na brak możliwości odniesienia się do danych historycznych.

6.5.1. Wyznaczenie ocen rozwiązań dla kryteriów grupy I (niemierzalnych)

Oceny rozwiązań zaopatrzenia w energię budynku wg kryteriów niemierzalnych dokonać proponuje się na drodze porównania poszczególnych rozwiązań z wykorzystaniem dziewięciostopniowej skali ocen przez użytkownika. Na tej drodze ustalona zostanie ocena wg kryteriów niemierzalnych. Ocena ta w dalszych analizach traktowana będzie jako ocena kryterialna. Dla przedmiotowej analizy zaproponowano 3 niemierzalne kryteria oceny z pod kryteriami:

- 1) **Oddziaływanie na otoczenie rozwiązania (Oddz.):**
 - a. oddziaływanie na najbliższe otoczenie,
 - b. opinia otoczenia (OZE jest modne, naciski innych ludzi w otoczeniu) - prestiż społeczny,
 - c. świadomość oddziaływania rozwiązania w skali globalnej.
- 2) **Wygoda użytkownika rozwiązania (Wyg.)** zostaje zwykle subiektywnie określona przez użytkownika rozwiązania biorąc pod uwagę różne czynniki:
 - a. udział/uciążliwość transportu nośnika - rozumiany jako obciążenie odbiorcy udziałem w transporcie paliwa lub uciążliwością z nim związaną;
 - b. uciążliwość wyprowadzenia odpadów - przy ocenie wg tego kryterium brane mogą być pod uwagę uciążliwości dla odbiorcy wynikające z powstawania i konieczności utylizacji odpadów z procesu przetwarzania nośnika ciepła u odbiorcy, istotny jest zakres odpowiedzialności odbiorcy za utylizację odpadu;
 - c. bezobsługowość rozwiązania - oceniana jest wg wymaganej częstości dozoru rozwiązania i skali zakresu czynności;
 - d. możliwość niezależnego uruchomienia rozwiązania – rozumiana jako bezpieczeństwo i niezależność funkcjonowania rozwiązania w sytuacji awarii układów sieciowych oraz rozumiana jako możliwość uruchomienia rozwiązania w dowolnym okresie roku – możliwość dowolnego wyznaczania okresu grzewczego.
 - e. gabaryty instalacji - kryterium to uwzględnia konieczność rezerwowania dla rozwiązania dodatkowej przestrzeni wewnątrz budynku lub w jego najbliższym otoczeniu;
 - f. aspekty akustyczne – rozumiane jako uciążliwość instalacji wynikająca z emitowanego hałasu przez urządzenia;
 - g. aspekty estetyczne – rozumiane jako nowoczesny design urządzeń przetwarzających dających się wkomponować w wystrój pomieszczeń i architekturę budynku.
- 3) **Bezpieczeństwo realizacji i użytkowania rozwiązania (Bezp.)** określone jako ocena poszczególnych rozwiązań dopuszczalnych pod kątem:
 - a. zagrożenia wewnętrznego związanego z ciągłością dostaw – rozumiane jako zależność ciągłości dostaw energii z lokalnego systemu poprzez możliwość wystąpienia awarii zasilania;
 - b. zagrożenia zewnętrzne związane z dostawą nośników energii – rozumiane jako zależność dostaw nośnika energii w skali kraju od sytuacji politycznej na świecie;
 - c. zagrożenia eksploatacyjne – rozumiane jako możliwość wystąpienia wybuchów i innych zagrożeń dla zdrowia i życia użytkowników rozwiązania;

6.5.2. Dokonanie ocen poszczególnych rozwiązań z wykorzystaniem wybranych kryteriów w oparciu rezultaty decyzji.

Dobrane przez użytkownika modelu rozwiązania zaopatrzenia w energię budynku zaopatrzone w parametry energetyczne i ekonomiczne zostaną przeliczone w celu uzyskania rezultatów decyzji w postaci zużycia energii końcowej w różnej postaci. Tak określone rezultaty decyzji z wykorzystaniem poszczególnych wybranych przez użytkownika funkcji (kryteriów z grupy T, E, S) przeliczone zostaną na mierzalne oceny. Oceny w zależności od kryterium będą reprezentowały różne wielkości liczbowe i jednostki.

6.5.3. Wyznaczenie wartości funkcji preferencji dla wszystkich par ocen

Funkcja preferencji $p_i^{hk}(j, j')$ służy do porównania ocen wykonanych z wykorzystaniem poszczególnych kryteriów. Przyjmuje się, że w przedmiotowej analizie funkcja preferencji będzie różnicą pomiędzy wartościami ocen wg danego kryterium dla wszystkich par rozpatrywanych rozwiązań. Tak zdefiniowana funkcja preferencji ma postać:

$$p_i^{hk}(j, j') = \begin{cases} 0 & \text{gdy } K_{ij}^{hk} - K_{ij'}^{hk} < 0 \\ K_{ij}^{hk} - K_{ij'}^{hk} & \text{gdy } K_{ij}^{hk} - K_{ij'}^{hk} \geq 0 \end{cases}$$

Zakres wartości funkcji preferencji będzie zróżnicowany i zależeć będzie od rodzaju kryterium, jako różnica będzie wielkością z wymiarem analogicznym jak kryterium. Wartości funkcji preferencji utworzą macierz kwadratową funkcji preferencji wg danego kryterium o wymiarze n gdzie, n to ilość badanych rozwiązań, która wg wcześniejszych założeń będzie większa bądź równa 2.

6.5.4. Normalizacja wartości funkcji preferencji

Normalizowanie funkcji preferencji odbywać się będzie do wielkości z przedziału $[0,1]$. Indywidualny indeks preferencji $H_i^{hk}(j, j')$ jako wynik normalizowania wyliczony będzie dla każdego przyjętego w analizie kryterium dla wszystkich par rozpatrywanych rozwiązań. W metodzie PROMETREE wyznaczanie indywidualnych indeksów preferencji wymaga posilkowania się kryteriami uogólnionymi. Metoda podaje 6 typów uogólnionych kryteriów, które definiowane są za pomocą funkcji preferencji $p_i^{hk}(j, j')$. Są to:

1. Zwykłe kryterium;
2. Quasi kryterium;
3. Kryterium z liniową preferencją;
4. Kryterium poziomemu;
5. Kryterium z liniową preferencją i obszarem obojętności;
6. Kryterium Gaussa.

Z uwagi na możliwy ciągły charakter ocen wg zaproponowanych kryteriów oraz możliwość wystąpienia preferencji wobec rozwiązania nawet przy niewielkiej wartości funkcji preferencji (trudny do uniwersalnego określenia obszar obojętności lub bezwzględnej preferencji) przyjęto wykorzystanie w przedmiotowej analizie kryterium nr 6. Indywidualny indeks preferencji liczony wg uogólnionego kryterium Gaussa ma postać jak we wzorze poniżej:

$$H_i^{hk}(j, j') = 1 - \exp \left\{ - \frac{[p_i^{hk}(j, j')]^2}{2\sigma^2} \right\}$$

Gdzie:

σ - jest odchyleniem standardowym, które można wyliczyć z wartości ocen wg danego kryterium K_{ij}^{hk} dla zbioru n ocen.

Za przyjęciem kryterium Gaussa przemawia również fakt, że dla średnich wartości funkcji preferencji $p_i^{hk}(j, j')$ indeks preferencji $H_i^{hk}(j, j')$ reaguje w przybliżeniu liniowo dając prawie proporcjonalną zależność dla różnych par obiektów, natomiast dla bardzo dużych wartości funkcji preferencji indeksy są zbliżone do siebie, podobnie ma się rzecz w wypadku małych różnic [15].

Zakres wartości indywidualnego indeksu preferencji będzie wielkością z przedziału $[0, 1]$. Wartości funkcji indywidualnego indeksu preferencji utworzą macierz kwadratową dla danego kryterium o wymiarze n , gdzie n to ilość badanych rozwiązań.

6.5.5. Wyznaczenie wag poszczególnych kryteriów na drodze porównania

Kolejnym etapem jest proponowanej analizy jest wyznaczenie wag poszczególnych kryteriów. Dla wybranych przez decydenta kryteriów należy wykonać ich porównanie parami. W naszym wypadku będzie to porównanie parami kryteriów w kontekście wyboru kryterium ważniejszego dla użytkownika. Przy wycenie, porównując każdą parę kryteriów, zawsze pytamy:

- Które z porównywanych kryteriów jest ważniejsze?
- O ile ważniejszy w kontekście zastosowanej skali ocen dla użytkownika jest to kryterium?

Przy odpowiedzi na drugie pytanie używamy podanej poniżej skali ocen wg T.L.Saatego [20].

Tabela 6.6. Rangi przy porównaniu kryteriów parami

Ocena werbalna (jakościowa)	Ocena numeryczna (ranga)
Kryteria równie preferowane	1
Kryterium równie preferowane do nieznacznie preferowanego	2
Kryterium nieznacznie preferowane	3
Kryterium nieznacznie preferowane do silnie preferowanego	4
Kryterium silnie preferowane	5
Kryterium silnie preferowane do bardzo silnie preferowanego	6
Kryterium bardzo silnie preferowane	7
Kryterium silnie preferowane do wyjątkowo preferowanego	8
Kryterium wyjątkowo preferowane	9

Wycenę każdej pary zapisuje się w macierzy preferencji kryteriów A o wymiarze odpowiadającym ilości przyjętych kryteriów. Tak zbudowana macierz ma następujące własności: na przekątnej macierzy wszystkie wyrazy $a^{k,k'} = 1$, nad przekątną $a^{k,k'}$ równe jest wycenie, a poniżej przekątnej, odwrotności tych wycen $a^{k,k'} = 1/a^{k',k}$.

W drugim kroku tworzymy wektor sum rang dla poszczególnych kryteriów. Wyniki oceny przedstawione w macierzy preferencji kryteriów A , w każdej kolumnie sumujemy i w ten sposób tworzymy wektor K :

$$k_{ij}^k = \sum_{k=1}^m a_{ij}^{kk'}$$

Następnie dokonujemy normowania ocen poprzez wyliczenie macierzy B jako ilorazu wartości z macierzy A i wektora sum:

$$b_{ij}^{kk'} = \frac{a_{ij}^{kk'}}{k_{ij}^k}$$

Dalsze obliczenia wag poszczególnych kryteriów polegają na obliczeniu wektora sum częściowych S , którego wartość obliczamy:

$$s_{ij}^k = \sum_{k=1}^m b_{ij}^{kk'}$$

Wartości wektora W wag poszczególnych kryteriów określa się wg poniższego wzoru:

$$w_{ij}^k = \frac{s_{ij}^{k'}}{m}$$

6.5.6. Sprawdzenie spójności ocen kryteriów

Spójne określenie wag poszczególnych kryteriów z uwagi na przyjęty algorytm obliczeń ma duży wpływ na końcową ocenę rozwiązania. Tworzenie macierzy porównań kryteriów parami bazuje na subiektywnych ocenach decydentów. Duża ilość porównań łatwo może doprowadzić do utraty ich spójność. Jeżeli kryterium K^1 jest ważniejsze od K^2 , a K^2 jest ważniejsze od K^3 , to K^1 musi być ważniejsze od K^3 . Szczegółowo procedura sprawdzania spójności ocen wg T.L. Saatego została zaprezentowana w rozdziale dotyczącym analizy stanów otoczenia zewnętrznego niniejszego opracowania. W sytuacji stwierdzenia braku spójności należał skorygować wykonane wcześniej porównania parami w celu uzyskania spójności ocen.

6.5.7. Wyznaczenie wielokryteriowych indeksów preferencji dla wszystkich par obiektów

Kolejnym etapem analizy jest określenie macierzy wielokryteriowych indeksów preferencji dla poszczególnych rozwiązań (decyzji). Elementy macierzy wylicza się jako średnią ważoną z indywidualnych indeksów preferencji $H_i^{hk}(j, j')$ z wykorzystaniem wag poszczególnych kryteriów w_{ij}^k wg wzoru:

$$\Pi(j, j') = \frac{\sum_{k=1}^m w_{ij}^k H_i^{hk}(j, j')}{\sum_{k=1}^m w_{ij}^k}$$

6.5.8. Wyznaczenie przepływów dominacji (wyjścia, wejścia) dla każdego z rozwiązań.

Przepływ dominacji dla poszczególnych wariantów decyzji (rozwiązań) mogą być trojakiemu rodzaju:

1. dominacji wyjścia – jego wartość informuje o rozmiarach dominacji rozwiązania j nad wszystkimi pozostałymi;
2. dominacji wejścia – jego wartość informuje o rozmiarach dominacji wszystkich pozostałych rozwiązań nad rozwiązaniem j;
3. dominacji netto – który stanowi różnicę pomiędzy wyżej wymienionymi.

Przepływ dominacji wyjścia oblicza się ze wzoru:

$$\Phi^+(j) = \sum_{j'=1}^n \Pi(j, j')$$

Przepływ dominacji wejścia oblicza się ze wzoru:

$$\Phi^-(j) = \sum_{j=1}^n \Pi(j, j')$$

6.5.9. Ustalenie rankingu rozwiązań na podstawie przepływów dominacji netto.

Przepływ dominacji netto stanowi różnicę pomiędzy przepływem dominacji wyjścia i przepływem dominacji wejścia.

$$\Phi(j) = \Phi^+(j) - \Phi^-(j)$$

Wartość przepływu dominacji netto informuje o wielkości i charakterze dominacji rozwiązania względem pozostałych n-1 rozwiązań. Dodatnia wartość przepływu dominacji oznacza, że obiekt j jest w grupie rozwiązań dominujących, ujemna zaś, że jest w grupie rozwiązań zdominowanych. Ranking rozwiązań (decyzji) otrzymujemy porządkując je od największej wartości przepływu dominacji netto do najmniejszej.

6.5.10. Badanie wrażliwości rankingu rozwiązań oraz uzyskanych ocen wg poszczególnych wybranych kryteriów na przyjęte scenariusze stanów otoczenia zewnętrznego

Model procesu wspomagania decyzji ma na celu pomóc przyszłemu użytkownikowi (decydentowi) w podjęciu najlepszej decyzji w oparciu o dane historyczne, aktualne oraz możliwe do zaprognozowania w przyszłości.

W poprzednich rozdziałach przedstawiono założenia modelu matematycznego przedmiotowego problemu decyzyjnego. W oparciu o zaproponowane założenia decydent może wybrać rozwiązanie najbardziej go satysfakcjonujące, w oparciu o informacje z przeszłości oraz teraźniejszości.

Wybór rozwiązania satysfakcjonującego w oparciu o dodatkowe informacje – związane z prognozowaniem zmian wartości wybranych parametrów otoczenia zewnętrznego modelu w przyszłości – pozwoli decydentowi uwzględnić ryzyko możliwych zmian i podjąć lepszą decyzję.

Analiza scenariuszowa polega na przygotowaniu wielu scenariuszy zmian wartości wybranych parametrów otoczenia zewnętrznego modelu matematycznego. W analizowanym procesie decyzyjnym mierzalnymi parametrami otoczenia mogą być podlegać zmianą będą głównie:

- koszty energii i jej nośników,
- składowe kosztów inwestycyjnych,
- dotacje i inne formy wsparcia realizacji OZE,
- ceny sprzedaży energii,
- inflacja i inne parametry ekonomiczne.

Dla kilku rozwiązań problemu decyzyjnego (potencjalnych decyzji uzyskanych z analiz wielokryterialnych), w oparciu o zbudowane scenariusze, bada się zmiany wybranego zbioru zmiennych wyjściowych (wartości poszczególnych kryteriów i rankingu rozwiązań) modelu w rozpatrywanym okresie analiz w przyszłości. Dla analiz należy opracować scenariusze:

- scenariusz optymistyczny (zakładając, że wszystkie kluczowe parametry modelu będą zmieniały się w sposób korzystny dla decydenta),
- scenariusz najbardziej prawdopodobny,
- scenariusz pesymistyczny,
- scenariusze niespodziankowe (zakładające, że poszczególne parametry zewnętrzne modelu zmieniają się w sposób najbardziej zaskakujący, nieprzewidywalny).

6.6. Przykład obliczeniowy

Dla zobrazowania proponowanego toku obliczeń poniżej zaprezentowano przykładową analizę z wykorzystaniem zaproponowanej metody oceny ze strony użytkownika odnośnie wyboru rozwiązania zaopatrzenia w energię budynku mieszkalnego jednorodzinnego jak w Etapie 5 zadania. W przykładzie pominięto obliczenia w modelu rzeczowym i częściowo w modelu preferencji prezentując jedynie porównanie zbiorcze ocen wg wybranych kryteriów (funkcji korzyści) z wykorzystaniem zaproponowanego algorytmu. Jako dane wejściowe przyjęto hipotetyczne oceny porównawcze rozwiązań wg wybranych kryteriów oceny rezultatów decyzji ze strony użytkownika.

6.6.1. Wybór przez decydenta kryteriów dla oceny rozwiązań

Założono, że użytkownik budynku jednorodzinnego istniejącego przeprowadza modernizację systemu grzewczego tego obiektu i rozważa trzy warianty termomodernizacji oraz pięć rozwiązań źródłowych zaopatrzenia budynku w energię. Warianty wg Etapu 5 zadania badawczego to:

- Wariant 1: budynek z wentylacją grawitacyjną, termomodernizacja w podstawowym zakresie nie zapewniającym spełnienia aktualnie obowiązujących normatywów określonych w Rozporządzeniu Ministra Infrastruktury z dnia 6 listopada 2008 r. zmieniającym rozporządzenie w sprawie warunków technicznych, jakimi powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie – ze wskaźnikiem końcowego rocznego zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania budynku: 198,15 kWh/m²*rok (bez sprawności wytwarzania ciepła 192,2 kWh/m²*rok),
- Wariant 2: budynek z wentylacją grawitacyjną, termomodernizacja w zakresie zapewniającym spełnienie aktualnie obowiązujących normatywów określonych w ww. Rozporządzeniu – ze wskaźnikiem brutto rocznego zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania budynku: 135,57 kWh/m²*rok (bez sprawności wytwarzania ciepła 131,5 kWh/m²*rok),
- Wariant 4: budynek z wentylacją mechaniczną, termomodernizacja w zakresie zapewniającym spełnienie aktualnie obowiązujących normatywów określonych w ww. Rozporządzeniu – ze wskaźnikiem brutto rocznego zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania budynku: 96,52 kWh/m²*rok (bez sprawności wytwarzania ciepła 93,6 kWh/m²*rok),
- Różne rezultaty decyzji odnośnie wyboru rozwiązania zaopatrzenia w energię warianty jw. rozpatrywane będą dalej jako modelowi użytkownicy M_1 , M_2 , M_3 .

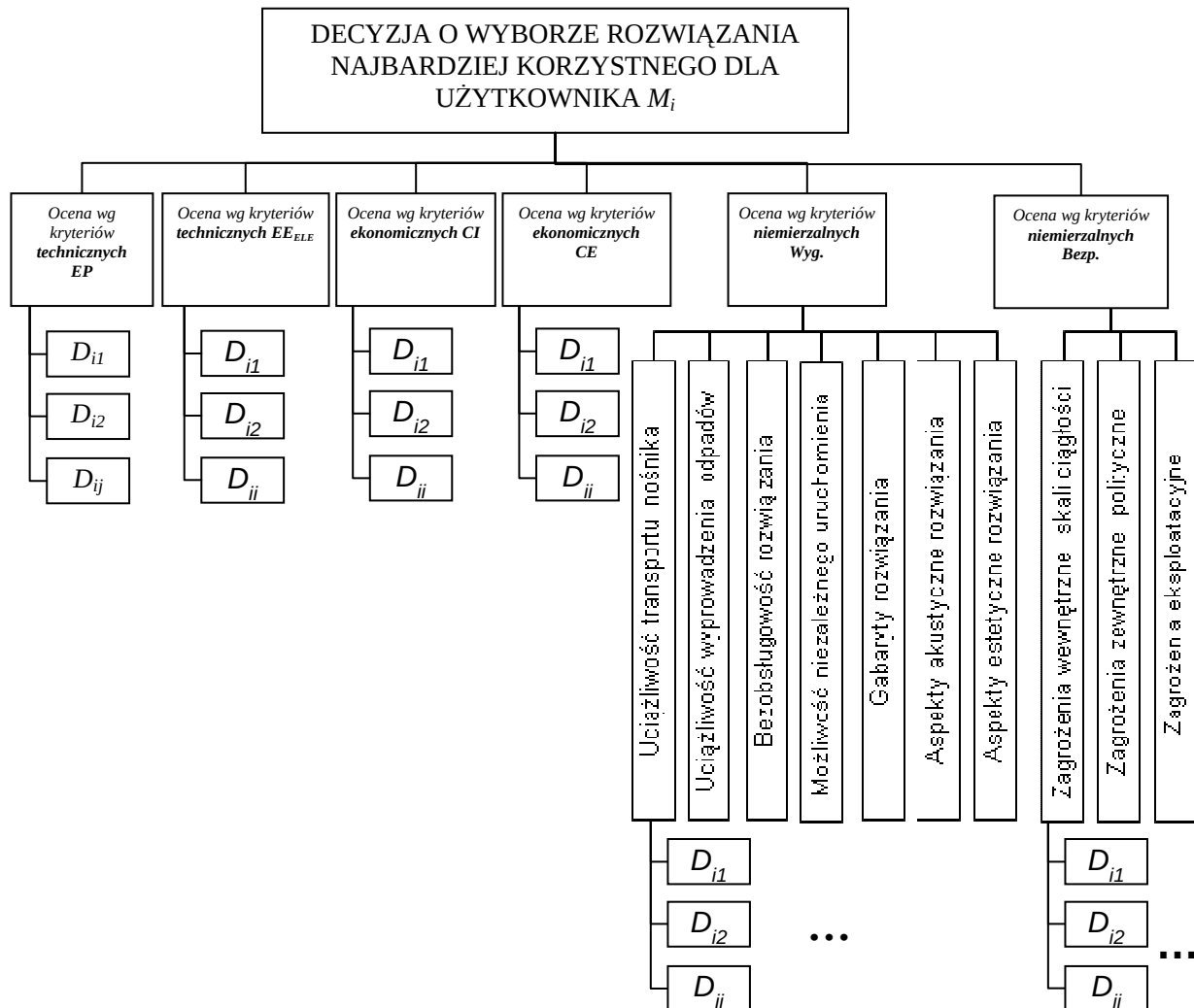
Dla M_1 , M_2 , M_3 rozpatrywane będzie pięć rozwiązań zaopatrzenia obiektu w energię (decyzji):

- kotłownia gazowa (D_{11}),
- pompa ciepła pokrywająca zapotrzebowanie obiektu w ciepło na potrzeby centralnego ogrzewania oraz ciepłej wody użytkowej w 100% (D_{12}),
- kolektory słoneczne + kotłownia gazowa (D_{13}),
- kolektory słoneczne + ogrzewanie elektryczne (D_{14}),

- pompa ciepła pokrywająca zapotrzebowanie obiektu w ciepło na potrzeby centralnego ogrzewania oraz ciepłej wody użytkowej w 100% + ogniwa fotowoltaiczne wytwarzające energię elektryczną na potrzeby własne (D_{15}).

Dla oceny atrakcyjności rozwiązania użytkownik wybrał sześć kryteriów oceny które prezentuje schemat hierarchiczny poniżej.

Rys. 6.4. Struktura hierarchiczna procesu decyzyjnego – przykład



6.6.2. Wyznaczenie ocen rozwiązań dla kryterium Wyg. i Bezp.

Do analizy przyjęto ocenę rozwiązań wg kryterium wygody i bezpieczeństwa użytkowania wg wyników analiz prezentowanych w rozdziale poświęconym analizie wpływu stanu otoczenia zewnętrznego na decyzję użytkownika. W przykładzie poszczególne decyzje porównano wg pod kryteriów i po porównaniu pod kryteriów między sobą ustalono oceny wg danego kryterium indywidualnie. Ocen porównawczych winien dokonywać użytkownik albo inwestor badanego obiektu.

6.6.3. Oceny poszczególnych rozwiązań z wykorzystaniem wybranych kryteriów (funkcji)

Określone dla obiektu rozwiązanie w konsekwencji daje rezultaty decyzji, które stanowią parametry energetyczne i ekonomiczne. Rezultaty decyzji należy przeliczyć wg wybranych kryteriów. Na potrzeby niniejszego przykładu założono oceny wg danych Etapu 5 jak w tabeli poniżej.

Tabela 6.7. Wartości ocen wg wybranych do analizy kryteriów, wariant 3, bazowy stan otoczenia zewnętrznego

Rozwiązanie zaopatrzenia:	D _{ij}	EP	EP _{ELE}	CI	CE	Wyg.	Bezp.
kotłownia na gaz ziemny	D31	187,3	47,2	6,0	110,1	22,5	11,9
pompa ciepła 100%	D32	82,0	47,2	66,5	63,1	24,8	19,7
kolektory słoneczne+k.gazowa	D33	146,4	47,2	23,4	95,6	15,9	12,5
kolektory słoneczne+ogrz. ele.	D34	350,4	47,2	20,9	194,1	17,8	21,1
pompa ciepła 100%+PV	D35	82,0	36,9	80,5	56,5	19,0	34,9

6.6.4. Wyznaczenie wartości funkcji preferencji

Funkcja preferencji stanowi różnicę ocen wg kryteriów i służy do porównania ocen wykonanych z wykorzystaniem poszczególnych kryteriów.

Tabela 6.8. Wartości funkcji preferencji dla poszczególnych kryteriów

EP	D31	D32	D33	D34	D35
D31	0,00	0,00	0,00	163,07	0,00
D32	105,30	0,00	64,39	268,37	0,00
D33	40,91	0,00	0,00	203,98	0,00
D34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
D35	105,30	0,00	64,39	268,37	0,00
EP _{ELE}	D31	D32	D33	D34	D35
D31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
D32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
D33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
D34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
D35	10,34	10,34	10,34	10,34	0,00
CI	D31	D32	D33	D34	D35
D31	0,00	60,46	17,43	14,93	74,46
D32	0,00	0,00	0,00	0,00	14,00
D33	0,00	43,03	0,00	0,00	57,03
D34	0,00	45,53	2,50	0,00	59,53
D35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CE	D31	D32	D33	D34	D35
D31	0,00	0,00	0,00	83,98	0,00
D32	47,00	0,00	32,54	130,99	0,00
D33	14,47	0,00	0,00	98,45	0,00
D34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
D35	53,59	6,58	39,12	137,57	0,00
Wyg.	D31	D32	D33	D34	D35
D31	0,00	0,00	6,55	4,64	3,46
D32	2,35	0,00	8,90	6,99	5,81
D33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
D34	0,00	0,00	1,91	0,00	0,00
D35	0,00	0,00	3,09	1,18	0,00
Bezp.	D31	D32	D33	D34	D35
D31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
D32	7,83	0,00	7,20	0,00	0,00
D33	0,63	0,00	0,00	0,00	0,00
D34	9,21	1,38	8,58	0,00	0,00
D35	22,98	15,16	22,35	13,78	0,00

Jak widać w tabeli zakres wartości funkcji preferencji jest zróżnicowany w zależności od rodzaju kryterium.

6.6.5. Normalizacja – indywidualne indeksy preferencji

Wartości funkcji preferencji znormalizowano do wielkości z przedziału [0,1] dają indywidualne indeksy preferencji. Indeksy jako wynik normalizowania z wykorzystaniem kryterium Gaussa dla funkcji EP prezentuje tabela poniżej.

Tabela 6.9. Indywidualne indeksy preferencji wg kryterium EP

H _{ij}	D31	D32	D33	D34	D35
D31	0,000	0,654	0,085	0,063	0,800
D32	0,000	0,000	0,000	0,000	0,055
D33	0,000	0,416	0,000	0,000	0,611
D34	0,000	0,452	0,002	0,000	0,643
D35	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Wyznaczeni indywidualnych indeksów preferencji wymaga wcześniejszego określenia odchyleniem standardowym, wartości ocen wg danego kryterium.

6.6.6. Wagi poszczególnych kryteriów

Kolejnym etapem analizy było wyznaczenie wag poszczególnych kryteriów dla hipotetycznego użytkownika „właściciel” i „deweloper”. Wycenę każdej pary kryteriów dla użytkownika „właściciela” prezentuje tabela poniżej.

Tabela 6.10. Ocena porównawcza wagi kryteriów parami

Wyszczególnienie	EP	EP _{ELE}	CI	CE	Wyg.	Bezp.
EP	1,00	1,00	0,14	0,14	0,20	0,20
EP _{ELE}	1,00	1,00	0,14	0,14	0,20	0,20
CI	7,00	7,00	1,00	0,50	2,00	2,00
CE	7,00	7,00	2,00	1,00	2,00	2,00
Wyg.	5,00	5,00	0,50	0,50	1,00	1,00
Bezp.	5,00	5,00	0,50	0,50	1,00	1,00

Wartości wektora wg oceny jak dla prezentuje tabela poniżej.

Tabela 6.11. Wyznaczone wagi poszczególnych kryteriów – użytkownik „właściciel”

	EP	EP _{ELE}	CI	CE	Wyg.	Bezp.
w _n	3,73%	3,73%	26,27%	33,15%	16,55%	16,55%

Tabela 6.12. Wyznaczone wagi poszczególnych kryteriów – użytkownik „deweloper”

	EP	EP _{ELE}	CI	CE	Wyg.	Bezp.
w _n	3,25%	3,25%	47,60%	20,16%	14,14%	11,60%

Tak uzyskane wyniki poddano kontroli spójności ocen wg procedury opisanej w rozdziale dotyczącym wpływu stanów otoczenia zewnętrznego.

6.6.7. Wyznaczenie wielokryteriowych indeksów preferencji

Następnym etapem analizy było określenie macierzy wielokryteriowych indeksów preferencji dla poszczególnych decyzji. Elementy macierzy wylicza się jako średnią ważoną z indywidualnych indeksów preferencji. Wyniki obliczeń prezentuje tabela poniżej.

Tabela 6.13. Wielokryterialne indeksy preferencji dla użytkownika „właściciel”

Π _{ij}	D31	D32	D33	D34	D35
D31	0,000	0,172	0,127	0,266	0,250
D32	0,126	0,000	0,203	0,414	0,105
D33	0,009	0,109	0,000	0,228	0,161
D34	0,042	0,120	0,051	0,000	0,169
D35	0,259	0,122	0,249	0,426	0,000

6.6.8. Wyznaczenie przepływów dominacji oraz rankingu rozwiązań

Model daje możliwość przy nie zmienionych ocenach wykonanych przez użytkownika zasymulowania zmian stanów otoczenia modelu preferencji. Poniżej zaprezentowano wyniki wykonanej

analizy scenariuszowej dla przykładu jw. Scenariusz bazowy stanów otoczenia uwzględniającego najbardziej prawdopodobne wartości kosztów nośników energii w kolejnych latach analizy. W analizie wzięto pod uwagę użytkowników: M_1 , M_2 , M_3 o różnym stanie termomodernizacji obiektu.

Przepływ dominacji dla poszczególnych wariantów decyzji prezentują tabele poniżej.

Tabela 6.14. Wartości przepływów dominacji dla użytkownika M_1 charakterystyka preferencji „właściciel” wg scenariusza bazowego stanów otoczenia

	Φ_i+	Φ_i-	Φ_i
D11	0,292	0,100	0,193
D12	0,293	0,291	0,002
D13	0,122	0,316	-0,194
D14	0,222	0,955	-0,733
D15	0,576	0,508	0,068

Tabela 6.15. Wartości przepływów dominacji dla użytkownika M_2 charakterystyka preferencji „właściciel” wg scenariusza bazowego stanów otoczenia

	Φ_i+	Φ_i-	Φ_i
D21	0,308	0,112	0,196
D22	0,305	0,266	0,039
D23	0,099	0,334	-0,235
D24	0,201	0,949	-0,748
D25	0,596	0,525	0,071

Tabela 6.16. Wartości przepływów dominacji dla użytkownika M_3 charakterystyka preferencji „właściciel” wg scenariusza bazowego stanów otoczenia

	Φ_i+	Φ_i-	Φ_i
D31	0,815	0,436	0,379
D32	0,847	0,523	0,324
D33	0,507	0,630	-0,123
D34	0,383	1,334	-0,951
D35	1,055	0,684	0,371

Jak widać w tabelach stan zaawansowania działań termomodernizacyjnych ma wpływ na wzrost atrakcyjności rozwiązań OZE dla „właściciela”, ale nie zmienia ich relacji względem rozwiązania z wykorzystaniem kotłowni gazowej.

Poniżej wyniki ocen dla użytkownika „deweloper”.

Tabela 6.17. Wartości przepływów dominacji dla użytkownika M_1 charakterystyka preferencji „deweloper” wg scenariusza bazowego stanów otoczenia

	Φ_i+	Φ_i-	Φ_i
D11	1,053	0,256	0,797
D12	0,609	0,848	-0,239
D13	0,665	0,484	0,181
D14	0,606	0,941	-0,335
D15	0,699	1,103	-0,404

Tabela 6.18. Wartości przepływów dominacji dla użytkownika M_2 charakterystyka preferencji „deweloper” wg scenariusza bazowego stanów otoczenia

	Φ_i+	Φ_i-	Φ_i
D21	1,115	0,272	0,842
D22	0,636	0,764	-0,129
D23	0,610	0,518	0,092
D24	0,565	0,953	-0,387
D25	0,712	1,131	-0,419

Tabela 6.19. Wartości przepływów dominacji dla użytkownika M_3 charakterystyka preferencji „deweloper” wg scenariusza bazowego stanów otoczenia

	Φ_i+	Φ_i-	Φ_i
D31	1,058	0,302	0,756
D32	0,639	0,816	-0,177
D33	0,640	0,510	0,130
D34	0,590	0,918	-0,328
D35	0,734	1,115	-0,381

Jak widać na wykresach zaawansowanie termomodernizacji nie zmienia w znaczny sposób relacji w rankingu z uwagi na wiodącą rolę kosztów inwestycyjnych w ocenie. Nadmienić należy że działania związane z termomodernizacją i wprowadzeniem wentylacji grawitacyjnej nie zostały w kosztach inwestycyjnych rozwiązania uwzględnione.

Na wykresie poniżej zaprezentowano wyniki analizy dla M_3 wg scenariusza I obejmującego wzrost cen energii elektrycznej. Przyjęto w nim, iż cena energii elektrycznej do roku 2020 wzrośnie o 100% w związku z wprowadzeniem nowych, bardziej restrykcyjnych obostrzeń dotyczących ograniczenia emisji CO_2 , zaś w kolejnych latach poziom ceny się ustabilizuje.

Tabela 6.20. Wartości przepływów dominacji dla użytkownika M_3 charakterystyka preferencji „właściciel” wg scenariusza I stanów otoczenia

	Φ_i+	Φ_i-	Φ_i
D31	0,871	0,325	0,546
D32	0,763	0,523	0,240
D33	0,543	0,565	-0,022
D34	0,383	1,418	-1,036
D35	0,956	0,684	0,272

Tabela 6.21. Wartości przepływów dominacji dla użytkownika M_3 charakterystyka preferencji „deweloper” wg scenariusza I stanów otoczenia

	Φ_i+	Φ_i-	Φ_i
D11	1,092	0,235	0,857
D12	0,587	0,816	-0,228
D13	0,662	0,470	0,191
D14	0,590	0,970	-0,379
D15	0,674	1,115	-0,441

Jak widać wzrost cen energii elektrycznej nie wpływa znacząco na relacje preferencji użytkownika. Scenariusz II zakładał wzrost cen energii elektrycznej i gazu sieciowego, przyjęto w nim założenia wg Scenariusza I oraz 50% wzrost cen gazu ziemnego do roku 2020 w związku ze stale rosnącym zapotrzebowaniem na ten surowiec.

Tabela 6.22. Wartości przepływów dominacji dla użytkownika M_3 charakterystyka preferencji „właściciel” wg scenariusza II stanów otoczenia

	Φ_{i+}	Φ_{i-}	Φ_i
D31	0,831	0,404	0,428
D32	0,822	0,523	0,300
D33	0,518	0,609	-0,092
D34	0,383	1,361	-0,979
D35	1,027	0,684	0,343

Tabela 6.23. Wartości przepływów dominacji dla użytkownika M_3 charakterystyka preferencji „deweloper” wg scenariusza II stanów otoczenia

	Φ_{i+}	Φ_{i-}	Φ_i
D11	1,068	0,283	0,785
D12	0,623	0,816	-0,192
D13	0,646	0,497	0,149
D14	0,590	0,935	-0,345
D15	0,718	1,115	-0,398

Jak widać na wykresach wzrost cen gazu ziemnego u „właściciela” wpływa na niemal zrównanie się w rankingu rozwiązań wykorzystujących pompy ciepła z kotłownią gazową u „dewelopera” relacje pozostają w tym scenariuszu niemal bez zmian.

Scenariusz III przewiduje dotację 50% dla OZE, przyjęto w nim założenia wg Scenariusza 0 oraz założono dotację na realizację wszystkich inwestycji OZE na poziomie 50% nakładów inwestycyjnych wg możliwego do uzyskania wsparcia z obecnych programów priorytetowych wdrażanych przez NFOŚiGW (m. in. „Program dla przedsięwzięć w zakresie odnawialnych źródeł energii i obiektów wysokosprawnej kogeneracji”). Wyniki prezentują wykresy poniżej.

Tabela 6.24. Wartości przepływów dominacji dla użytkownika M_3 charakterystyka preferencji „właściciel” wg scenariusza III stanów otoczenia

	Φ_{i+}	Φ_{i-}	Φ_i
D31	0,815	0,436	0,379
D32	0,850	0,513	0,337
D33	0,493	0,636	-0,142
D34	0,392	1,331	-0,939
D35	1,055	0,690	0,365

Tabela 6.25. Wartości przepływów dominacji dla użytkownika M_3 charakterystyka preferencji „deweloper” wg scenariusza III stanów otoczenia

	Φ_{i+}	Φ_{i-}	Φ_i
D11	1,058	0,302	0,756
D12	0,644	0,797	-0,154
D13	0,615	0,520	0,095
D14	0,608	0,913	-0,306
D15	0,734	1,126	-0,392

Z analizy wynika że dotacja silnie oddziaływać będzie na decyzję „właścicieli”, a w znikomym stopniu na „deweloperów”.

Scenariusz IV zakłada wzrost cen energii elektrycznej i gazu oraz dotację, przyjęto w nim założenia łącznie wg Scenariusza II i Scenariusza III. Na wykresach zaprezentowano wyniki analizy.

Tabela 6.26. Wartości przepływów dominacji dla użytkownika M_3 charakterystyka preferencji „właściciel” wg scenariusza IV stanów otoczenia

	Φ_i+	Φ_i-	Φ_i
D31	0,831	0,404	0,428
D32	0,825	0,513	0,313
D33	0,504	0,615	-0,111
D34	0,392	1,359	-0,966
D35	1,027	0,690	0,337

Tabela 6.27. Wartości przepływów dominacji dla użytkownika M_3 charakterystyka preferencji „developer” wg scenariusza IV stanów otoczenia

	Φ_i+	Φ_i-	Φ_i
D11	1,068	0,283	0,786
D12	0,629	0,797	-0,169
D13	0,622	0,508	0,114
D14	0,608	0,930	-0,322
D15	0,718	1,126	-0,409

Przyjęte założenia odnośnie preferencji użytkownika dla analizy zostały przyjęte hipotetycznie to też wynik analiz ma charakter przybliżony. Z analiz można wysnuć wniosek, że zmiany cen energii elektrycznej i gazu oraz oferta dotacyjna mogą zmienić preferencje użytkownika w kierunku OZE jedynie przy założeniu że będzie się on kierował korzyściami wynikającymi z niższych kosztów eksploatacji, „właściciel” a nie „deweloper” w badanej sytuacji.

Opracowany modela analizy potencjalnej decyzji użytkownika daje możliwość uwzględnienia w symulacjach i analizach realizowanych z jego wykorzystaniem:

1. Różnych kryteriów oceny rozwiązania z grupy zaproponowanych w pracy lub uzupełnienie ich o wskazane przez potencjalnego użytkownika.
2. Różnych preferencji użytkownika względem poszczególnych kryteriów oceny rozwiązania zaopatrzenia w energię obiektu poprzez ich porównanie parami i określenie wag (np. użytkownik: „właściciel”; „deweloper”).
3. Opracowany model daje możliwość przy nie zmienionych ocenach wykonanych poprzez użytkownika zasymulowania zmian czynników wewnętrznych i zewnętrznych wpływających na model rzeczowy oraz stanów otoczenia wpływających na model preferencji. Takie symulacje obrazują na ile warunki zewnętrzne (relacje kosztów energii i jej nośników, warunki finansowania rozwiązań) mogą zmienić wynik oceny przy niezmienionych wyrażonych w wykonanych wcześniej ocenach preferencjach użytkownika.
4. Z wykorzystaniem modelu rzeczowego generującego charakterystyki godzinowe zapotrzebowania, można zasymulować zmiany warunków eksploatacji (okresowe obniżenie nastawy temperatury, zastosowanie oszczędnej armatury i urządzeń), które zmieniając parametry modelu rzeczowego mogą uatrakcyjnić rozwiązanie zaopatrzenia w energię w tym z OZE.

7. PODSUMOWANIE -SCHEMATY BLOKOWE

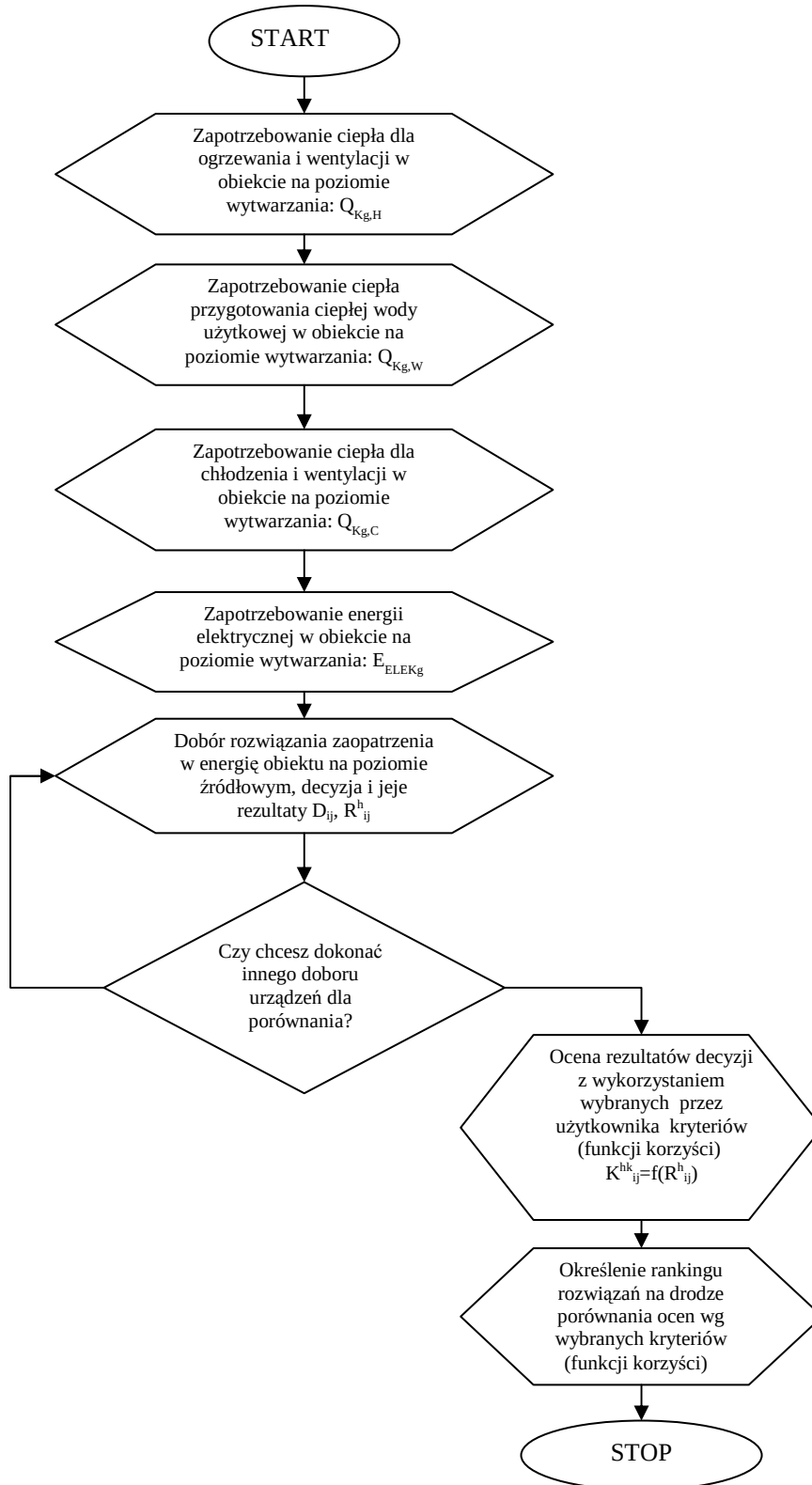
Modelowanie sposobu użytkowania energii w budynkach lub grupach budynków mieszkalnych, miało na celu określenie możliwości OZE w substytucji konwencjonalnych paliw i energii w zaspakajaniu potrzeb grzewczych, ciepłej wody użytkowej energii elektrycznej oraz chłodu (wytworzanego przy użycie energii elektrycznej).

W przedstawionych poniżej schematach graficznych zobrazowano przebiegi analiz, takiej substytucji z wykorzystaniem kompletnego algorytmu modelu użytkownika energii (budynek lub grupa budynków), nazywanego dla uproszczenia na schemacie obiektem. Schematy te będą wykorzystane do stworzenia programu komputerowego ułatwiającego wybór dostępnego rozwiązania systemu zaopatrzenia analizowanego budynku w energię.

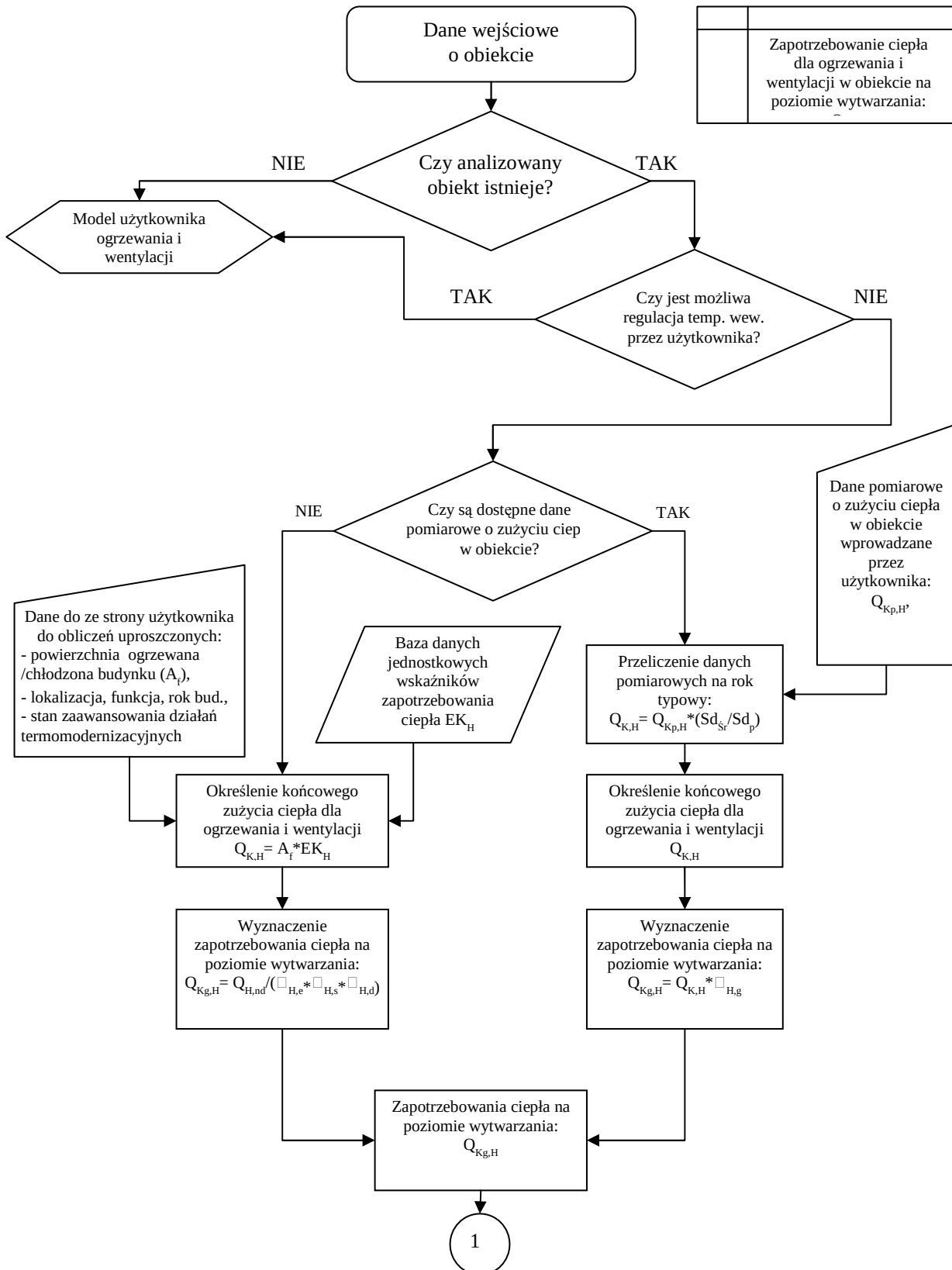
Wszystkie oznaczenia użyte na schematach wyjaśnione są w poszczególnych rozdziałach raportu.

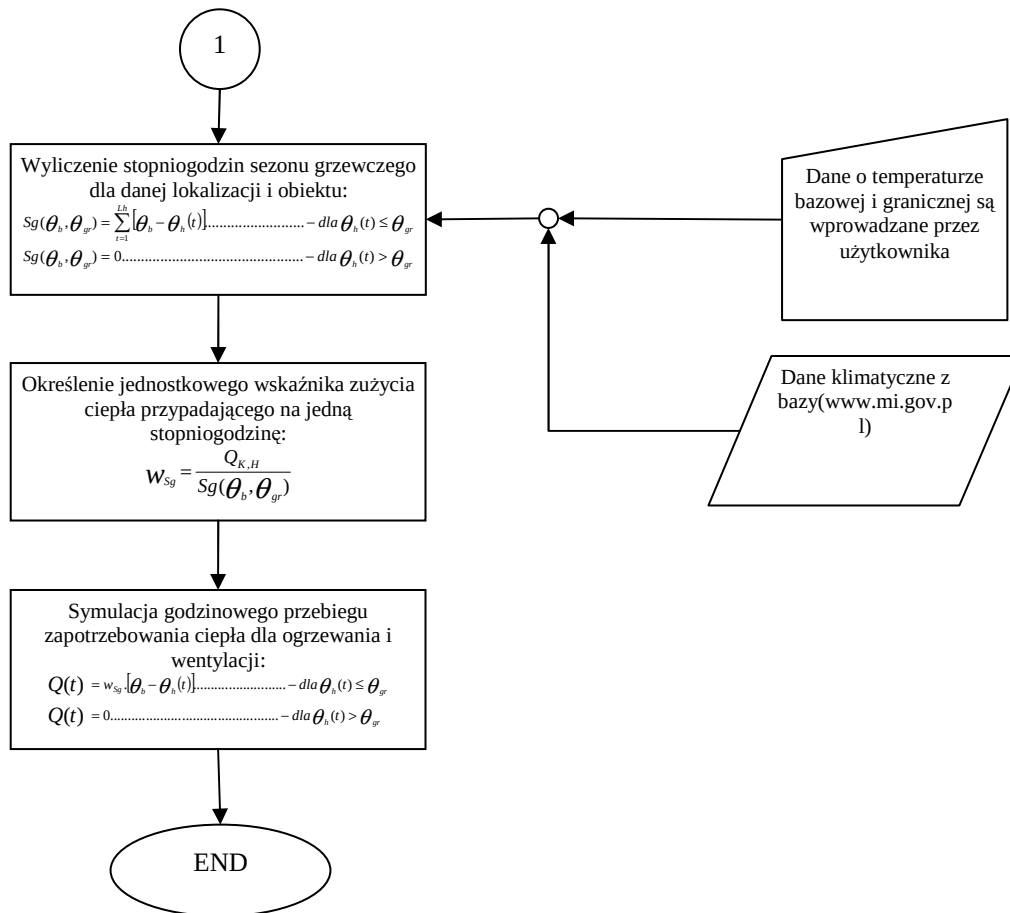
Pierwszym etapem analizy z wykorzystaniem algorytmu będzie ustalenie rocznego zapotrzebowania na energię obiektu na poziomie źródłowym w poszczególnych systemach w układzie godzinowym.

Rys. 7.1. Idea analizy możliwości zastosowania OZE w budynkach mieszkalnych

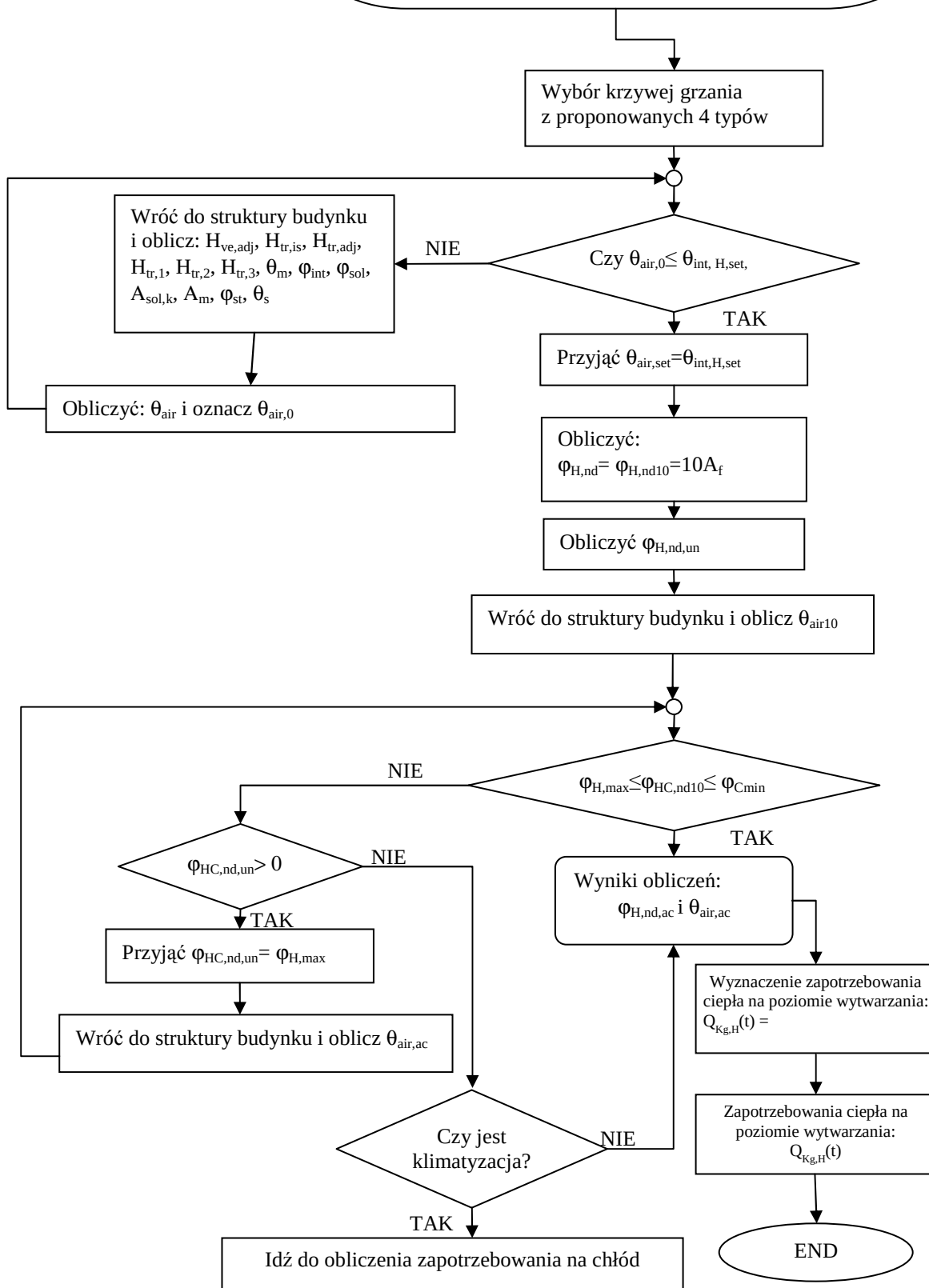


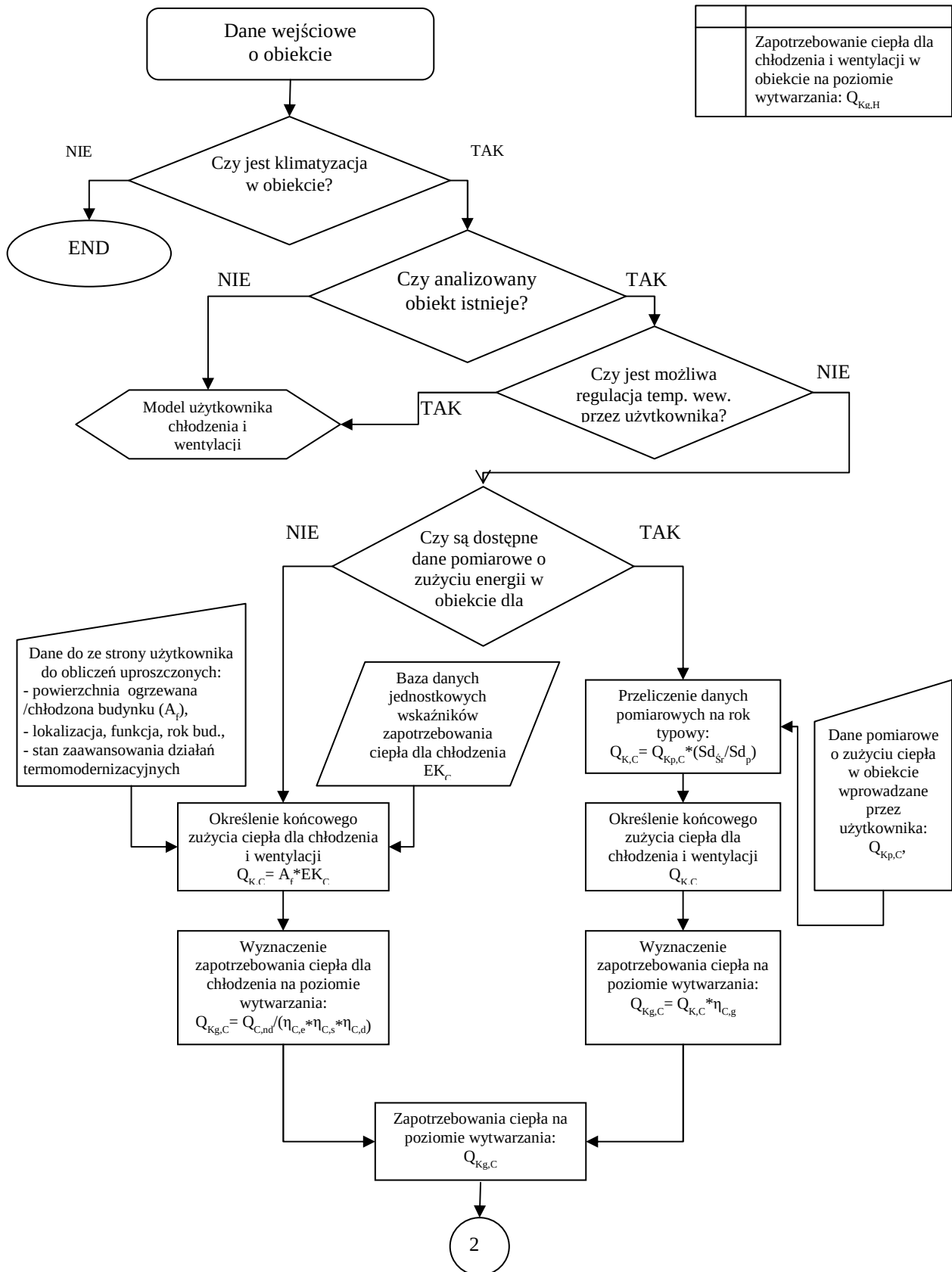
Rys. 7.2. Algorytm obliczeń zapotrzebowania budynku w ciepło grzewcze

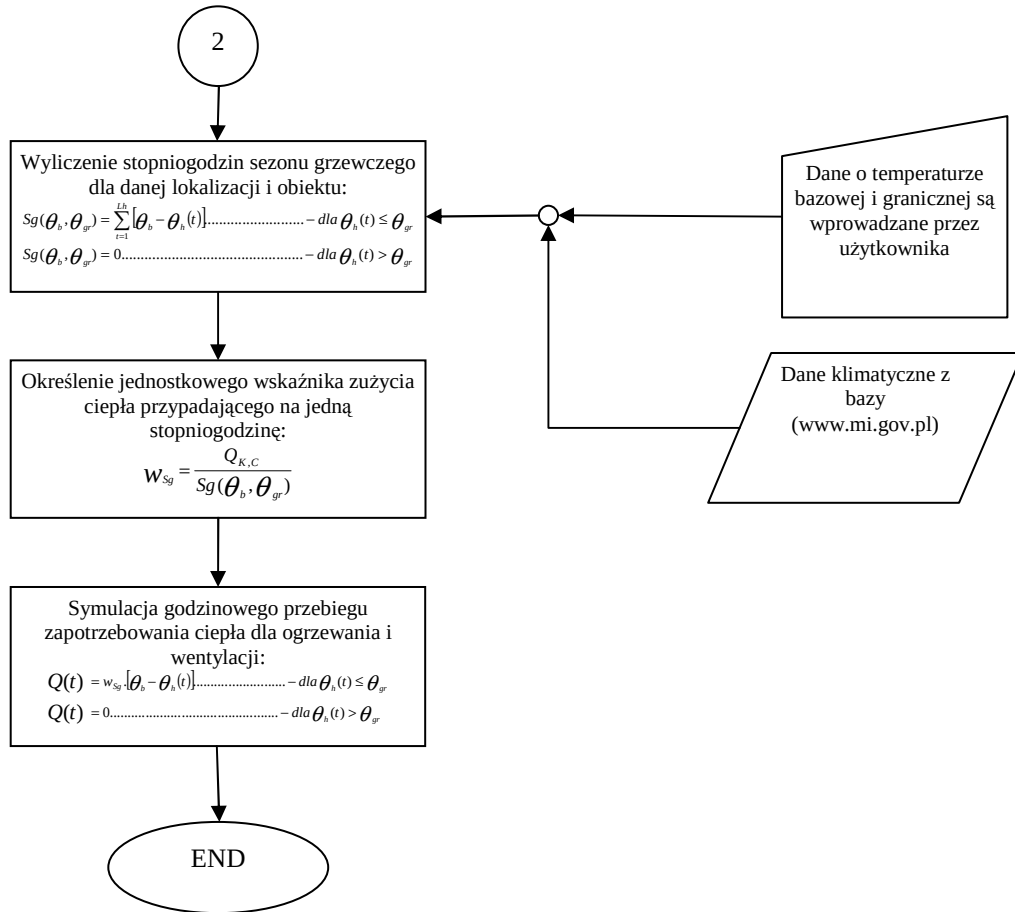




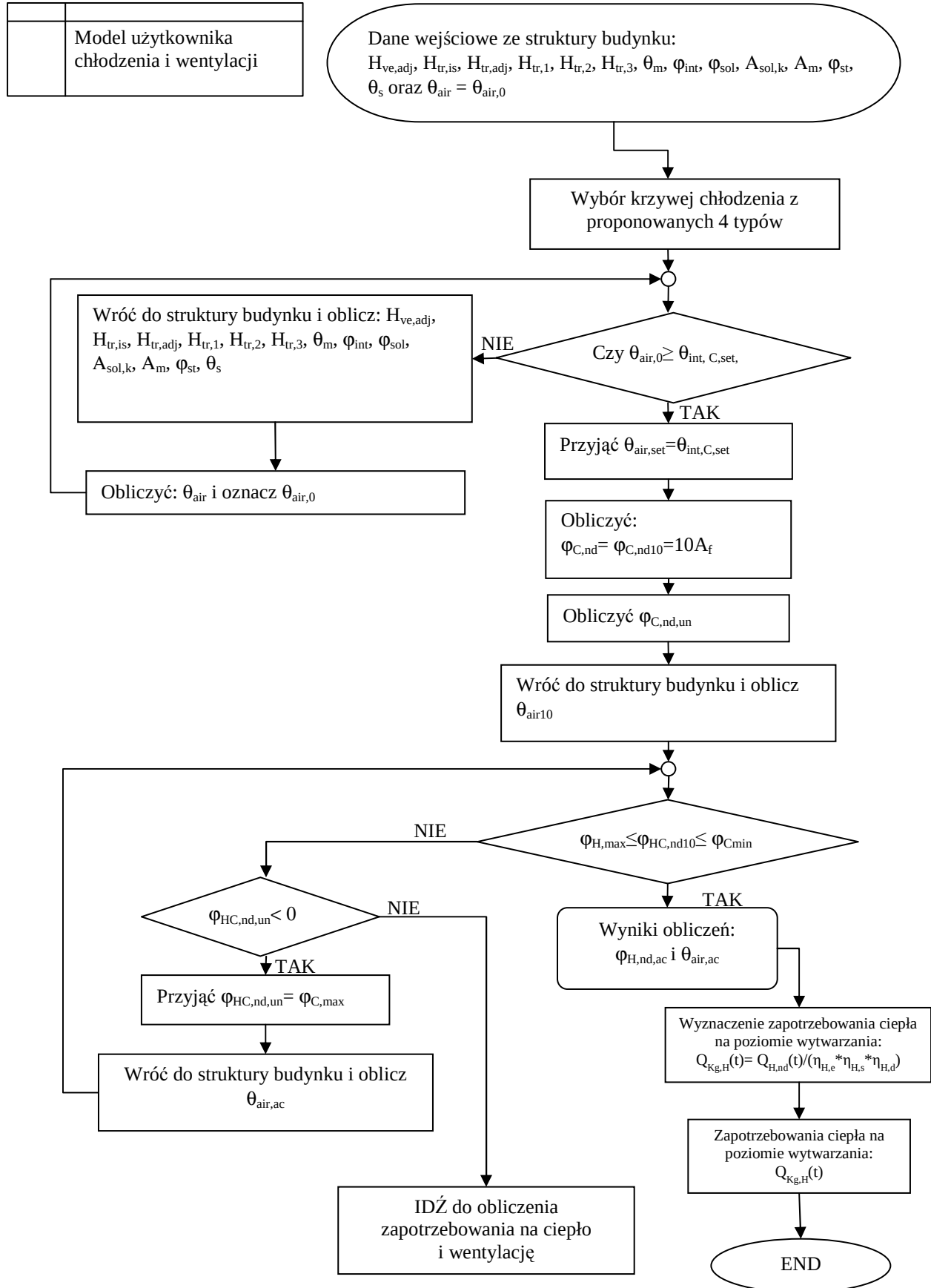
Dane wejściowe ze struktury budynku:
 $H_{ve,adj}$, $H_{tr,is}$, $H_{tr,adj}$, $H_{tr,1}$, $H_{tr,2}$, $H_{tr,3}$, θ_m , φ_{int} , φ_{sol} , $A_{sol,k}$, A_m , φ_{st} ,
 θ_s oraz $\theta_{air} = \theta_{air,0}$



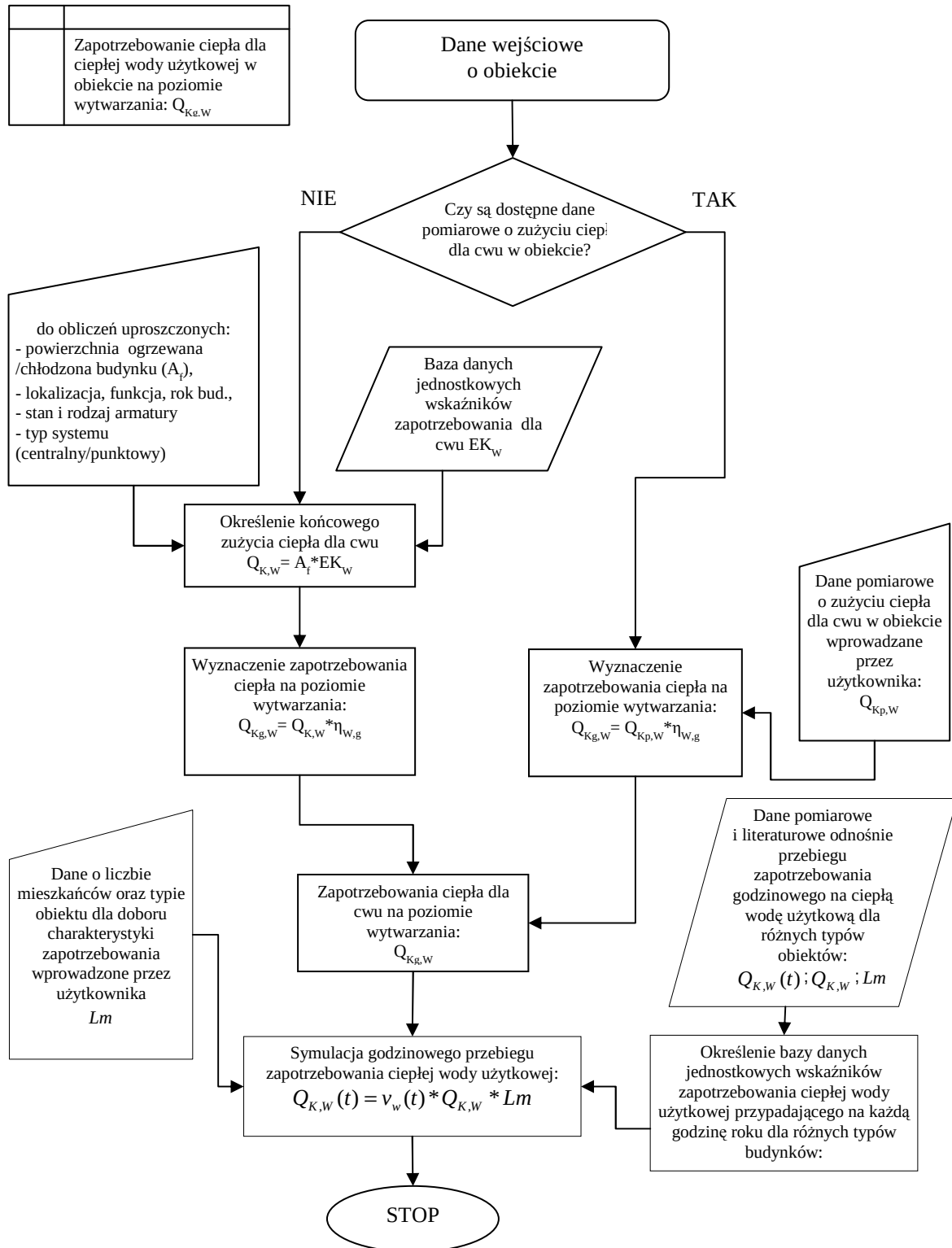
Rys. 7.4. Schemat analizy zapotrzebowania na chłód (klimatyzację) w budynku



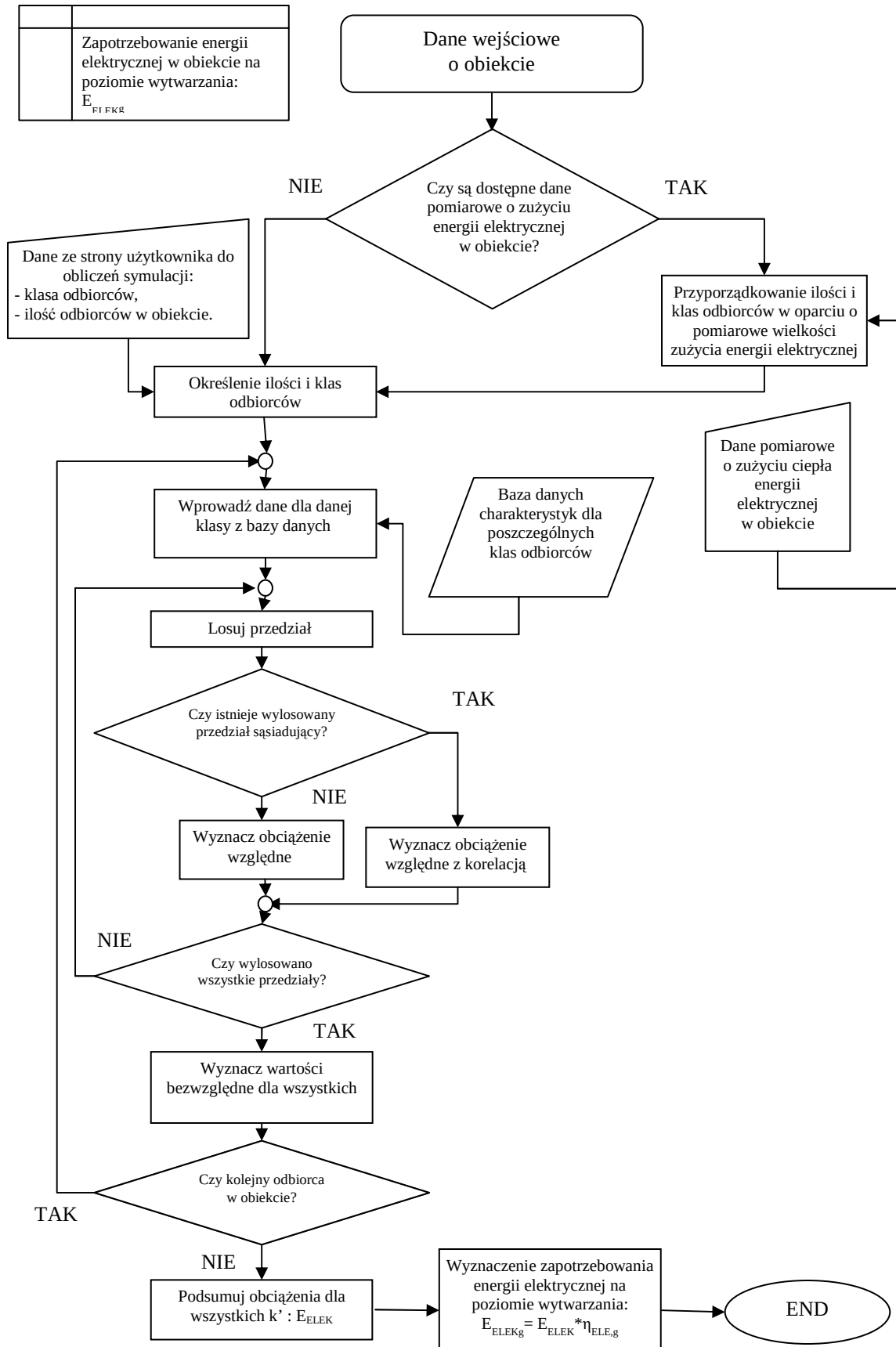
Rys. 7.5. Schemat modelu budynku z pomieszczeniami klimatyzowanymi



Rys. 7.6. Algorytm obliczeń dotyczących użytkowania ciepłej wody użytkowej



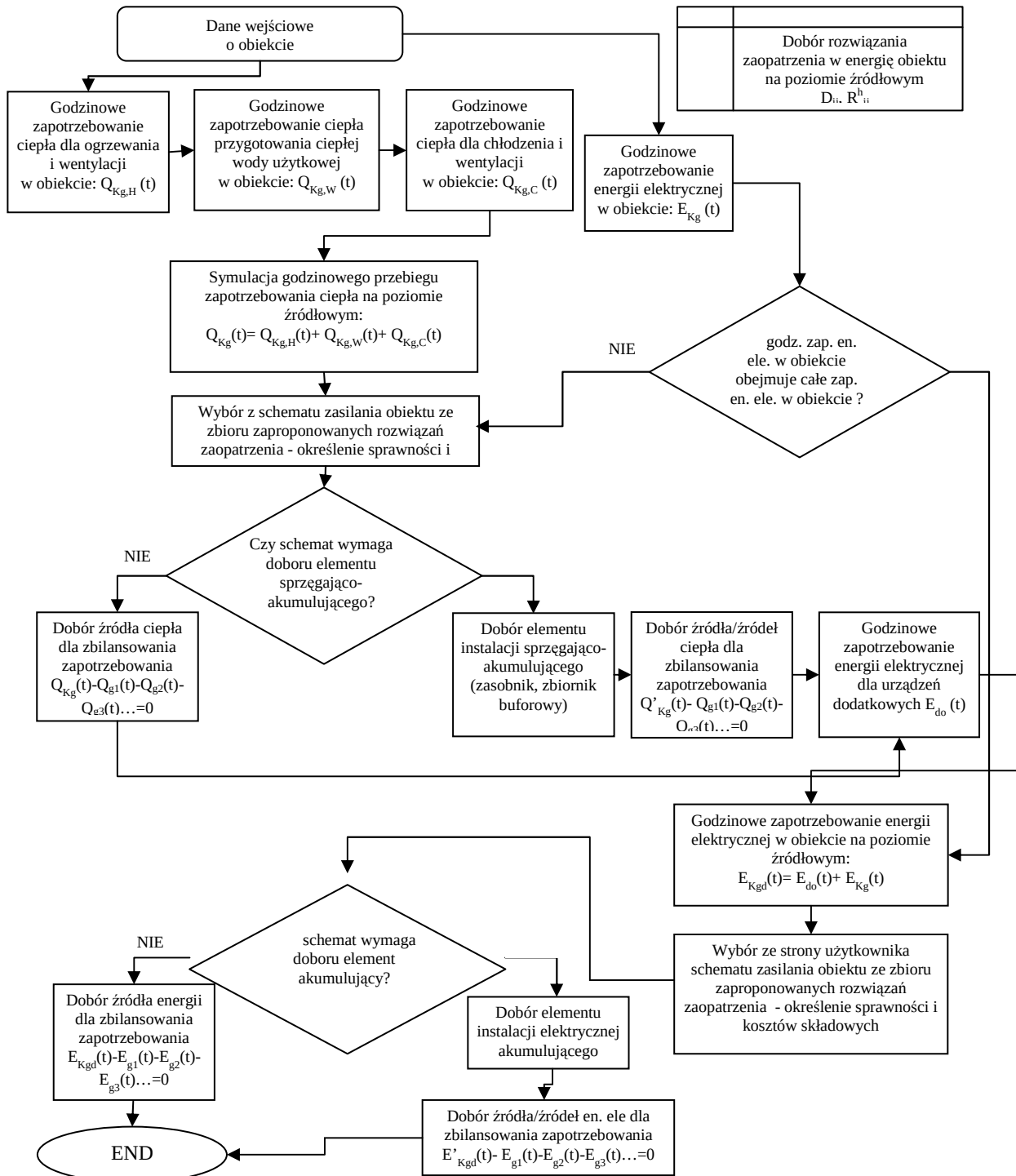
Rys. 7.7. Algorytm modelowania zapotrzebowania energii elektrycznej w obiektach mieszkalnych



Kolejnym etapem analiz jest dobór rozwiązania zaopatrzenia w energię obiektu z wykorzystaniem dostępnych w danej lokalizacji rozwiązań źródłowych w tym rozwiązania wykorzystującego odnawialne

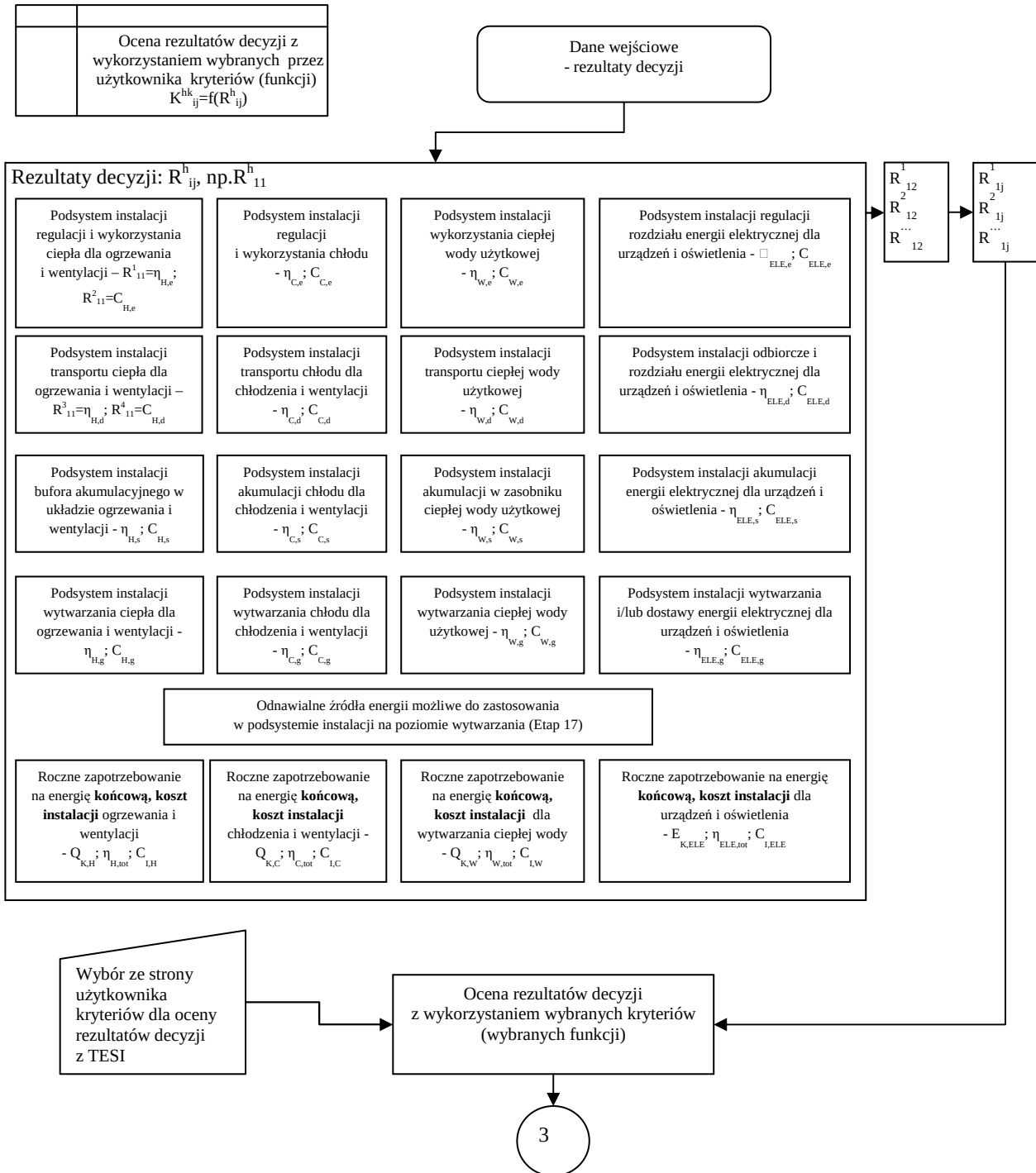
źródła energii. Na schemacie poniżej zaprezentowano uproszczony algorytm doboru rozwiązania źródła energii dla budynku.

Rys. 7.8. Algorytm doboru źródeł energii

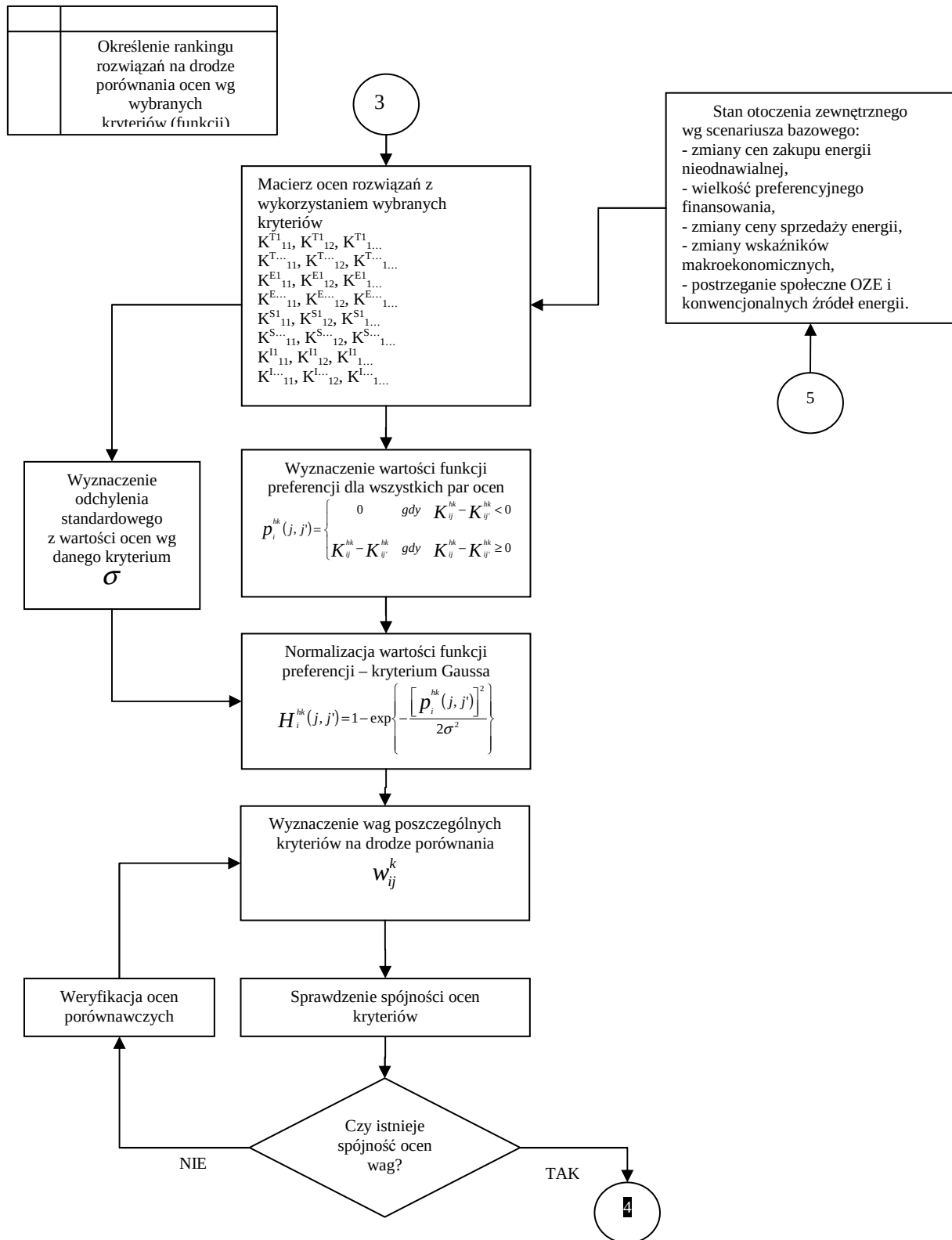


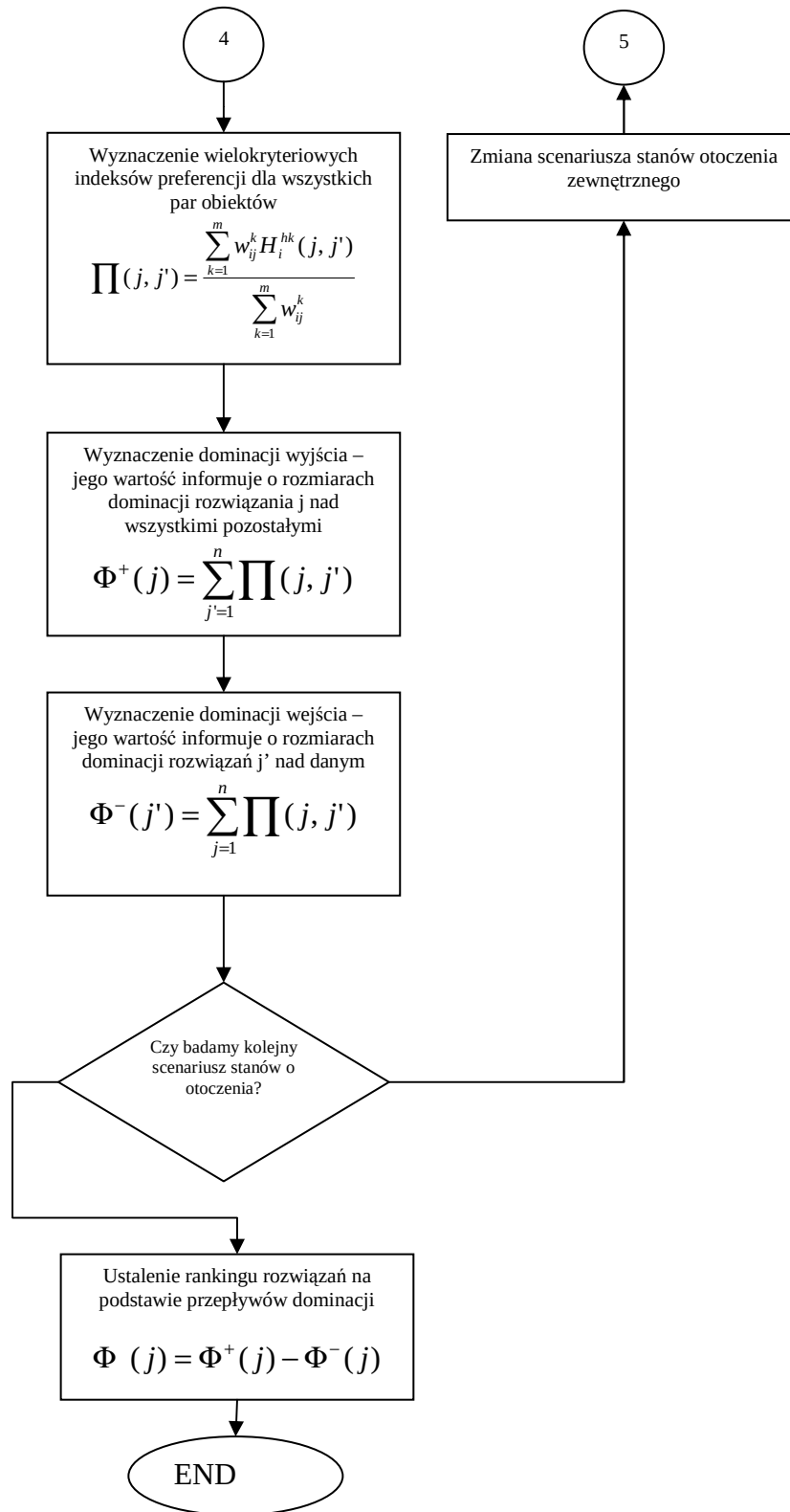
Określony kompletny schemat systemów w ramach modelu energetycznego budynku daje szansę na określenie skutków decyzji odnośnie wyboru rozwiązania zaopatrzenia w energię, na które składają się zużycie energii końcowej wg poszczególnych nośników, koszty i sprawności składowych rozwiązania zaopatrzenia, właściwości funkcjonalne rozwiązania.

Rys. 7.9. Algorytm oceny kryterialnej rozwiązania systemu zaopatrzenia budynków mieszkalnych w energię



Kolejnym etapem analiz będzie dokonanie porównania decyzji odnośnie wyboru rozwiązania zaopatrzenia w energię na drodze porównania ocen z wykorzystaniem wybranych kryteriów.





Bibliografia

1. Beeck N. Van, Groenendaal W. Van: Classification of Energy Models. Tilbury University & Eindhoven University of Technology FEW 777 may 1999.
2. Bewszko T., Trzaska Z.: Wielokryterialna analiza zasilania w energię osiedla budynków mieszkalnych jednorodzinnych, IX Konferencja Naukowo-Techniczna, Ogólnopolskie Targi Odnawialnych Źródeł Energii - 2003". Zakopane - Kościelisko. 21-23 maja 2003.
3. Bewszko T.: Wielokryterialna analiza zasilania odbiorcy komunalno-bytowego. Pol. Rzeszowska, Rozprawa doktorska, 2004.
4. Dziadosz A.: Ocena i selekcja inwestycji budowlanych z wykorzystaniem analizy procesu hierarchicznego (AHP), Czasopismo Techniczne, Wydawnictwo Politechniki Krakowskiej 1-B/2008.
5. Gajzler M., Dziadosz A., Szymański P.: Problem wyboru metody wspomagającej podejmowanie decyzji w budownictwie, Budownictwo, Czasopisma Techniczne, Wydawnictwo Politechniki Krakowskiej 1-B/2010.
6. Gawin R.: Analiza wpływu komfortu odbiorców na wybór systemów zaopatrzenia w energię. Pol. Gdańska, Wydż. Elektrotechn. i Autom. Rozprawa doktorska 2004.
7. Jebaraj A., Iniyar S.: A review of energy models. Renewable and Sustainable Energy Reviews 10 2006.
8. Kamrat W.: Metodologia oceny efektywności inwestowania na lokalnym rynku energii. Politechnika Gdańska, monografie 5 1999.
9. Khalil M.I.AI: Selecting in the appropriate project delivery metod using AHP. International Journal of Project Management nr 20, 2002.
10. Kozioł J. (kierownik części zadania badawczego): Ocena istniejącej metodologii wyznaczania technicznych, ekonomicznych i ekologicznych efektów wykorzystania OZE w budownictwie, Nr pracy: SP/B/3/76/469/10, Gliwice, listopad 2010.
11. Kwiesiewicz M.: Przegląd metod wieloaktrybutowych wspomagania podejmowania decyzji, Wydział Elektrotechniki i Automatyki, Gdańsk sierpień 1998.
12. Landaveri R., Nicolas di Sbroiavacca (Argentina Institute For Energy Economics): A Model of Household Sector. RECOMMEND nr 2, grudzień 2004.
13. Liszka Sz.: Prezentacja: Ocena projektów energetyki odnawialnej z wykorzystaniem narzędzi RETScreen, FEWE. (www.fewe.p).
14. Łodziński A.: Interaktywne wspomaganie wielokryterialnego wyboru decyzji, Polskie Stowarzyszenie Zarządzania Wiedzą, Studia i Materiały nr 13, 2008.
15. Miszczyk M.: Wielokryteriowa optymalizacja dyskretna (WOD); wybrane metody, Katedra Badań Operacyjnych Uniwersytetu Łódzkiego 2007.
16. Pasierb S., Bogacki M., Osicki A., Wojtulewicz J.: Odnawialne źródła energii, Efektywne wykorzystanie w budynkach i finansowanie przedsięwzięć, FEWE (www.fewe.pl).
17. Pohekar S.D., Ramachandran M.: Application of multi-criteria decision making to sustainable energy planning. Elsevier, Renewable and sustainable Energy Reviews 8(2004).
18. Roy B.: Wielokryterialne wspomaganie decyzji. WNT, Warszawa 1990.
19. ROZPORZADZENIE MINISTRA INFRASTRUKTURY z dnia 6 listopada 2008 r. w sprawie metodologii obliczania charakterystyki energetycznej budynku i lokalu mieszkalnego lub części budynku stanowiącej samodzielną całość techniczno-użytkową oraz sposobu sporządzania i wzorów świadectw ich charakterystyki energetycznej.
20. Saaty T.L.: The Analytic Hierarchy Process. New York, McGraw Hill, 1980.
21. Sadowski W.: Decyzje i prognozy. PWN Warszawa 1981.
22. Sulimowski A.M.J.: Metody wielokryterialnego wyboru i konstrukcji rankingów uwzględniających cele regionalne związane z realizacją Narodowej Strategii Spójności, Centrum Nauk o Decyzji i Prognozowania Kraków 2009.
23. Tarapata Z.: Optymalizacja decyzji inwestycyjnych cz.I, Instytut Systemów Informatycznych, Wojskowa Akademia Techniczna, wykłady 2010.
24. Trzaskalik T.: Wprowadzenie do badań operacyjnych z komputerem, Polskie Wydawnictwa Ekonomiczne 2008.
25. Wiszniewski A., Bonder L., Kwiatkowski J., Trzaski A.: Systemy zaopatrzenia w energię w nowo wznoszonych budynkach. Nowy Ekspert, BFPE 2009.

Spis rysunków

Rys. 1.1. Porównanie klasycznego i zintegrowanego podejścia do planowania energetycznego	11
Rys. 1.2. Wycinek systemu, w którym podejmowane są decyzje o wykorzystaniu OZE w budownictwie	15
Rys. 1.3. Systemy w otoczeniu systemu budowlano-energetycznego	16
Rys. 1.4. Różne typy użytkowników systemu budowlano-energetycznego	19
Rys. 2.1. Porównanie wyznaczonych z równania (1) i danych eksploatacyjnych dla 2170 budynków	58
Rys. 2.2. Porównanie zależności (2) dla budynków przed termomodernizacją (a) i po (b)	59
Rys. 2.3. Wskaźnik zapotrzebowania na energię dla grupy budynków o kubaturze $<1000 \text{ m}^3$	60
Rys. 2.4. Wskaźnik zapotrzebowania na energię dla grupy budynków o kubaturze $1000\text{--}5000 \text{ m}^3$	60
Rys. 2.5. Wskaźnik zapotrzebowania na energię dla grupy budynków o kubaturze $5000\text{--}20000 \text{ m}^3$	61
Rys. 2.6. Rys. 6. Porównanie zależności (3) dla budynków przed termomodernizacją (a) i po (b)	61
Rys. 2.7. Wskaźnik zapotrzebowania na energię dla grupy budynków o powierzchni $<500 \text{ m}^2$	62
Rys. 2.8. Wskaźnik zapotrzebowania na energię dla grupy budynków o powierzchni $<1000 \text{ m}^2$	63
Rys. 2.9. Wskaźnik zapotrzebowania na energię dla grupy budynków o powierzchni $<5000 \text{ m}^2$	63
Rys. 2.10. Porównanie współczynnika $E_{kco,A}$ budynków o różnej powierzchni z danymi literaturowymi [1]	64
Rys. 2.11. Krzywe grzania dla 4 typów użytkowników, na przestrzeni tygodnia liczonego od poniedziałku do piątku	65
Rys. 2.12.	67
Rys. 2.13. Skala zmian maksymalnego godzinowego zapotrzebowania na c.w.u.	82
Rys. 2.14. Średnia roczna dla zapotrzebowania godzinowego odbiorcy indywidualnego z zaznaczonymi typowymi strefami dobowymi	92
Rys. 2.15. Dopasowanie funkcji zapotrzebowania dla jednego z rozpatrywanych miesięcy	93
Rys. 2.16. Zapotrzebowanie na CWU dla budynku w dni robocze dla stycznia	96
Rys. 2.17. Zapotrzebowanie na CWU dla budynku w dni robocze dla czerwca	96
Rys. 2.18. Zapotrzebowanie na CWU dla budynku w dni robocze dla dni wolnych	96
Rys. 3.1. Zużycie energii elektrycznej przez gospodarstwa domowe.	101
Rys. 3.2. Skonsolidowane grupy energetyczne: zasięg terytorialny, struktura podmiotowa, przedmiot działalności * (źródło: URE na podstawie danych ARE S.A.).	105
Rys. 3.3. Operatorzy systemów dystrybucyjnych (źródło: URE)	105
Rys. 3.4. Sprzedaż gazu według województw w 2009 roku.	107
Rys. 3.5. Sprzedaż energii cieplnej według województw w 2009 roku.	110
Rys. 3.6. Zużycie węgla kamiennego.	112
Rys. 3.7. Zużycie lekkiego oleju opałowego.	113
Rys. 3.8. Zużycie gazu ciekłego (zużycie stacjonarne, bez pojazdów).	114
Rys. 3.9. Porównanie jednostkowych kosztów brutto energii elektrycznej w grupie taryfowej G11 w roku 2011	119
Rys. 3.10. Porównanie jednostkowych kosztów brutto energii elektrycznej w grupie taryfowej G11 w roku 2010	119
Rys. 3.11. Porównanie jednostkowych kosztów brutto energii elektrycznej w grupie taryfowej G11 w roku 2009	120
Rys. 3.12. Porównanie jednostkowych kosztów brutto energii elektrycznej w grupie taryfowej G11 w roku 2008	120
Rys. 3.13. Porównanie jednostkowych kosztów brutto energii elektrycznej w grupie taryfowej G12 w roku 2011	121
Rys. 3.14. Porównanie jednostkowych kosztów brutto energii elektrycznej w grupie taryfowej G12 w roku 2010	121
Rys. 3.15. Porównanie jednostkowych kosztów brutto energii elektrycznej w grupie taryfowej G12 w roku 2009	122
Rys. 3.16. Porównanie jednostkowych kosztów brutto energii elektrycznej w grupie taryfowej G12 w roku 2008	122
Rys. 3.17. Jednostkowy koszt zakupu gazu w grupie W-1 [zł/Nm ³]	124
Rys. 3.18. Jednostkowy koszt zakupu gazu w grupie W-2 [zł/Nm ³]	124
Rys. 3.19. Jednostkowy koszt zakupu gazu w grupie W-3 [zł/Nm ³]	125
Rys. 3.20. Jednostkowy koszt zakupu gazu w taryfie W-4 [zł/Nm ³]	125
Rys. 4.1. Ogrzewanie ścienne i podłogowe (Stallaerts)	131
Rys. 4.2. Przegląd najczęściej spotykanych technik grzewczych	138
Rys. 4.3. Schemat składowych systemu ogrzewania budynku.	139
Rys. 4.4. Schemat przygotowania c.w.u. w indywidualnej stacji mieszkaniowej Oznaczenia: (1) – wymiennik płytowy; (2) – hydrauliczny regulator przepływu.	141
Rys. 4.5. Schemat struktury podsystemu przygotowania ciepłej wody użytkowej.	146

Rys. 4.6. Przykładowy dobowy grafik obciążenia odbiorcy taryfy G11	150
Rys. 4.7. Przykładowy dobowy grafik obciążenia odbiorcy taryfy G12	150
Rys. 4.8. Przykładowy dobowy grafik obciążenia odbiorcy taryfy C11 - sklep	151
Rys. 4.9. Realizacje oraz wartość oczekiwana procesu losowego $X(t)$	152
Rys. 4.10. Wykres typowy oraz średni dla przykładowego odbiorcy taryfy G11-domy w styczniowej dobie roboczej	154
Rys. 4.11. Wykres typowy oraz średni dla przykładowego odbiorcy taryfy G11-domy w styczniowej dobie świątecznej	155
Rys. 4.12. Wykres typowy oraz średni dla przykładowego odbiorcy taryfy G11-domy w lipcowej dobie roboczej	155
Rys. 4.13. Wykres typowy oraz średni dla przykładowego odbiorcy taryfy G11-domy w lipcowej dobie świątecznej	156
Rys. 4.14. Wykres typowy oraz średni dla przykładowego odbiorcy taryfy C11-handel w styczniowej dobie roboczej	156
Rys. 4.15. Wykres typowy oraz średni dla przykładowego odbiorcy taryfy C11-handel w lipcowej dobie roboczej	157
Rys. 4.16. Wykres typowy oraz średni dla przykładowego odbiorcy taryfy C11-produkcja w styczniowej dobie roboczej.....	157
Rys. 4.17. Wykres typowy oraz średni dla przykładowego odbiorcy taryfy C11-produkcja w lipcowej dobie roboczej	158
Rys. 4.18. Wykres typowy oraz średni dla grupy 10-ciu przykładowych odbiorców taryfy G11-domy w styczniowej dobie roboczej.....	158
Rys. 4.19. Wykres typowy oraz średni dla grupy 100-u przykładowych odbiorców taryfy G11-domy w styczniowej dobie roboczej.....	159
Rys. 4.20. Procentowy udział zużytej energii w poszczególnych miesiącach roku przez odbiorców klasy G12-domy.....	161
Rys. 4.21. Procentowy udział zużytej energii w poszczególnych miesiącach roku przez odbiorców klasy G11-mieszkania.....	161
Rys. 4.22. Procentowy udział zużytej energii w poszczególnych miesiącach roku przez odbiorców klasy G11-mieszkania.....	161
Rys. 4.23. Schemat blokowy algorytmu symulacji rocznego przebiegu obciążenia odbiorcy lub grupy odbiorców	164
Rys. 4.24. Przebieg obciążenia pojedynczego odbiorcy klasy G11-Mieszkania 1000-3000 w okresie zimowym	165
Rys. 4.25. Przebieg obciążenia pojedynczego odbiorcy klasy G11-Mieszkania 1000-3000 w okresie letnim	165
Rys. 4.26. Przebieg obciążenia przykładowego budynku w okresie zimowym	166
Rys. 4.27. Przebieg obciążenia przykładowego budynku w okresie letnim	166
Rys. 4.28. Porównanie wykresu typowego uzyskanego z symulacji i z pomiarów – klasa G11-Mieszkania 1000-3000, doba robocza, okres zimowy	167
Rys. 4.29. Porównanie wykresu typowego uzyskanego z symulacji i z pomiarów – klasa G11-Mieszkania 1000-3000, doba świąteczna, okres zimowy	167
Rys. 4.30. Porównanie wykresu typowego uzyskanego z symulacji i z pomiarów – klasa G11-Mieszkania 1000-3000, doba robocza, okres letni	168
Rys. 4.31. Porównanie wykresu typowego uzyskanego z symulacji i z pomiarów – klasa G11-Mieszkania 1000-3000, doba świąteczna, okres letni	168
Rys. 4.32. Porównanie wykresu typowego uzyskanego z symulacji i z pomiarów – klasa G11-Mieszkania powyżej 3000, doba robocza, okres zimowy	168
Rys. 4.33. Porównanie wykresu typowego uzyskanego z symulacji i z pomiarów – klasa C-Handel, doba robocza, okres zimowy	169
Rys. 4.34. Porównanie wykresu typowego uzyskanego z symulacji i z pomiarów – klasa C-Uslugi, doba robocza, okres zimowy	169
Rys. 4.35. Porównanie wykresu typowego uzyskanego z symulacji i z pomiarów – klasa G12-Domy, doba robocza, okres zimowy	169
Rys. 4.36. Typowy przebieg ładowania akumulatora samochodu elektrycznego	171
Rys. 4.37. Przykładowy przebieg obciążenia przydomowej stacji ładowania samochodu elektrycznego o przebiegu 50 000 km/rok	171
Rys. 4.38. Przykładowy przebieg obciążenia domu jednorodzinnego ze stacją ładowania samochodu elektrycznego o przebiegu 50 000 km/rok w okresie letnim	172
Rys. 4.39. Przykładowy przebieg obciążenia domu jednorodzinnego ze stacją ładowania samochodu elektrycznego o przebiegu 50 000 km/rok w okresie zimowym.....	172
Rys. 4.40. Przykładowy przebieg obciążenia domu jednorodzinnego ze stacją ładowania samochodu elektrycznego o przebiegu 50 000 km/rok w okresie zimowym, moc ładowania zmniejszona do 5 kW	173

Rys. 4.41. Z1. Klasa G11-mieszkania do 1000 kWh/a, grudzień, doba robocza	174
Rys. 4.42. Klasa G11-mieszkania do 1000 kWh/a, grudzień, doba świąteczna	174
Rys. 4.43. Klasa G11-mieszkania do 1000 kWh/a, lipiec, doba robocza	174
Rys. 4.44. Klasa G11-mieszkania do 1000 kWh/a, lipiec, doba świąteczna	175
Rys. 4.45. Klasa G11-mieszkania od 1000 do 3000 kWh/a, grudzień, doba robocza	175
Rys. 4.46. Klasa G11-mieszkania od 1000 do 3000 kWh/a, grudzień, doba świąteczna	175
Rys. 4.47. Klasa G11-mieszkania od 1000 do 3000 kWh/a, lipiec, doba robocza	176
Rys. 4.48. Klasa G11-mieszkania od 1000 do 3000 kWh/a, lipiec, doba świąteczna	176
Rys. 4.49. Klasa G11-mieszkania powyżej 3000 kWh/a, grudzień, doba robocza	176
Rys. 4.50. Klasa G11-mieszkania powyżej 3000 kWh/a, grudzień, doba świąteczna	177
Rys. 4.51. Klasa G11-mieszkania powyżej 3000 kWh/a, lipiec, doba robocza	177
Rys. 4.52. Klasa G11-mieszkania powyżej 3000 kWh/a, lipiec, doba świąteczna	177
Rys. 4.53. Klasa G11-domy, grudzień, doba robocza	178
Rys. 4.54. Klasa G11-domy, grudzień, doba świąteczna	178
Rys. 4.55. Klasa G11-domy, lipiec, doba robocza	178
Rys. 4.56. Klasa G11-domy, lipiec, doba świąteczna	179
Rys. 4.57. Klasa G12-mieszkania, grudzień, doba robocza	179
Rys. 4.58. Klasa G12-mieszkania, grudzień, doba świąteczna	179
Rys. 4.59. Klasa G12-mieszkania, lipiec, doba robocza	180
Rys. 4.60. Klasa G12-mieszkania, lipiec, doba świąteczna	180
Rys. 4.61. Klasa G12-domy, grudzień, doba robocza	180
Rys. 4.62. Klasa G12-domy, grudzień, doba świąteczna	181
Rys. 4.63. Klasa G12-domy, lipiec, doba robocza	181
Rys. 4.64. Klasa G12-domy, lipiec, doba świąteczna	181
Rys. 4.65. Klasa C-handel, grudzień, doba robocza	182
Rys. 4.66. Klasa C-handel, grudzień, doba świąteczna	182
Rys. 4.67. Klasa C-handel, lipiec, doba robocza	182
Rys. 4.68. Klasa C-handel, lipiec, doba świąteczna	183
Rys. 4.69. Klasa C-usługi, grudzień, doba robocza	183
Rys. 4.70. Klasa C-usługi, grudzień, doba świąteczna	183
Rys. 4.71. Klasa C-usługi, lipiec, doba robocza	184
Rys. 4.72. Klasa C-usługi, lipiec, doba świąteczna	184
Rys. 4.73. Klasa C-produkcja, grudzień, doba robocza	184
Rys. 4.74. Klasa C-produkcja, grudzień, doba świąteczna	185
Rys. 4.75. Klasa C-produkcja, lipiec, doba robocza	185
Rys. 4.76. Klasa C-produkcja, lipiec, doba świąteczna	185
Rys. 4.77. Ogólny schemat doboru rozwiązania	186
Rys. 4.78. Ogólny schemat systemów obiektu	187
Rys. 4.79. Bilans strat ciepła w obiekcie	188
Rys. 4.80. Przykładowy schemat – kocioł gazowy + kolektor słoneczny	206
Rys. 4.81. Zależność mocy cieplnej kotła na przygotowanie c.w.u. od objętości zasobnika	210
Rys. 4.82. Schemat ideowy współpracy kotła grzewczego z kolektorem słonecznym – przykładowa instalacja dla budynku jednorodzinnego	213
Rys. 4.83. Schemat ideowy współpracy układu kotłów grzewczych z kolektorami słonecznymi – przykładowa instalacja dla budynku wielorodzinnego	213
Rys. 4.84. Schemat ideowy współpracy kotła grzewczego z kolektorem słonecznym – przykładowa instalacja dla budynku jednorodzinnego	214
Rys. 4.85. Schemat ideowy współpracy układu kotłów grzewczych z kolektorami słonecznymi – przykładowa instalacja dla budynku wielorodzinnego	214
Rys. 4.86. Schemat ideowy współpracy pompy ciepła z kolektorem słonecznym i kominkiem na biomase – przykładowa instalacja dla budynku jednorodzinnego	215
Rys. 4.87. Schemat ideowy współpracy pompy ciepła i kotła grzewczego z kolektorami słonecznymi – przykładowa instalacja dla budynku wielorodzinnego	215
Rys. 4.88. Schemat ideowy instalacji „samowystarczальной”	216
Rys. 5.1. Propozycja struktury hierarchicznej	231
Rys. 5.2. Graficzna prezentacja wyników analizy preferencji rozwiązania w aspekcie kryterium wygod użytkowania – budynek jednorodzinny	236
Rys. 5.3. Graficzna prezentacja wyników analizy preferencji rozwiązania w aspekcie kryterium wygod użytkowania – budynek wielorodzinny	236
Rys. 5.4. Graficzna prezentacja wyników analizy preferencji rozwiązania w aspekcie kryterium bezpieczeństwa wytwarzania i użytkowania rozwiązania – budynek jednorodzinny	238

Rys. 5.5. Graficzna prezentacja wyników analizy preferencji rozwiązania w aspekcie kryterium bezpieczeństwa wytwarzania i użytkowania rozwiązania – budynek wielorodzinny	238
Rys. 5.6. Graficzna prezentacja wyników analizy preferencji rozwiązania w aspekcie kryterium świadomości otoczenia i użytkownika rozwiązania – budynek jednorodzinny	240
Rys. 5.7. Graficzna prezentacja wyników analizy preferencji rozwiązania w aspekcie kryterium świadomości otoczenia i użytkownika rozwiązania – budynek wielorodzinny	240
Rys. 5.8. Ocena całkowita rozwiązań – budynek jednorodzinny	241
Rys. 5.9. Ocena całkowita rozwiązań – budynek wielorodzinny	241
Rys. 6.1. Model preferencji użytkownika energii	253
Rys. 6.2. Modelowanie sytuacji decyzyjnej [14]	259
Rys. 6.3. Hierarchiczna struktura przedmiotowego procesu decyzyjnego	260
Rys. 6.4. Struktura hierarchiczna procesu decyzyjnego – przykład	266
Rys. 7.1. Idea analizy możliwości zastosowania OZE w budynkach mieszkalnych	274
Rys. 7.2. Algorytm obliczeń zapotrzebowania budynku w ciepło grzewcze	275
Rys. 7.3. Obraz modelu użytkownika energii	277
Rys. 7.4. Schemat analizy zapotrzebowania na chłód (klimatyzację) w budynku	278
Rys. 7.5. Schemat modelu budynku z pomieszczeniami klimatyzowanymi	280
Rys. 7.6. Algorytm obliczeń dotyczących użytkowania ciepłej wody użytkowej	281
Rys. 7.7. Algorytm modelowania zapotrzebowania energii elektrycznej w obiektach mieszkalnych	282
Rys. 7.8. Algorytm doboru źródeł energii	283
Rys. 7.9. Algorytm oceny kryterialnej rozwiązania systemu zaopatrzenia budynków mieszkalnych w energię	284

Spis fotografii

Fot. 4.1. Współczesne węzły cieplne (Frese, Giacomini)	129
Fot. 4.2. Elementy sterujące instalacji centralnego ogrzewania zasilanych zdalaczynne, od lewej: zawór termostatyczny, termostat sterujący ogrzewaniem powierzchniowym, zegar sterujący z wyłącznikiem obwodu grzejnego, sterownik przedpłatowy	132
Fot. 4.3. Ogrzewacze na paliwo ciekłe (DuraHeat, AGNI, Sengoku)	134

Spis tabel

Tabela 1.1. Porównanie typów narzędzi analizy zapotrzebowania nośników energii w budynkach w aspekcie zastosowania OZE [26]	11
Tabela 1.2. Granice analiz dla różnych typów systemów budowlano-energetycznych	18
Tabela 2.1. Temperatury obliczeniowe ogrzewanych pomieszczeń	23
Tabela 2.2. Współczynnik korekcyjny ΔU_{ib} dla pionowych elementów budynku	27
Tabela 2.3. Współczynnik korekcyjny ΔU_{tb} dla poziomych elementów budynku	27
Tabela 2.4. Współczynnik korekcyjny ΔU_{tb} dla otworów	27
Tabela 2.5. Równoważny współczynnik przenikania ciepła podłogi na poziomie terenu	30
Tabela 2.6. Równoważny współczynnik przenikania ciepła podłogi ogrzewanego podziemia z płytą podłogi położoną 1,5 m poniżej poziomu terenu	30
Tabela 2.7. Równoważny współczynnik przenikania ciepła podłogi ogrzewanego podziemia z płytą podłogi położoną 3,0 m poniżej poziomu terenu	30
Tabela 2.8. Współczynnik nagrzewania w budynkach niemieszkalnych, osłabienie nocne maksimum przez 12 h	32
Tabela 2.9. Współczynnik nagrzewania w budynkach niemieszkalnych, osłabienie nocne maksimum przez 8 h	32
Tabela 2.10. Współczynnik poprawkowy ze względu na wysokość pomieszczenia	33
Tabela 2.11. Współczynnik redukcji obliczeniowej różnicy temperatury b_{tr}	37
Tabela 2.12. Współczynniki osłonięcia e i f , stosowane do obliczeń dodatkowego strumienia powietrza wg wzoru (1.35)	39
Tabela 2.13. Wartości współczynnika przepuszczalności energii promieniowania słonecznego przez oszklenie g ...	39
Tabela 2.14. Wartości współczynnika korekcyjnego nachylenia κ_a	40
Tabela 2.15. Wartości współczynnika zacielenia budynku Z	40
Tabela 2.16. Średnia moc jednostkowa wewnętrznych zysków ciepła (bez zysków od instalacji grzewczych i ciepłej wody) - odniesiona do powierzchni A_f	40
Tabela 2.17. Wartości $L_d(m)$ dni ogrzewania dla miesiąca m	42
Tabela 2.18. Współczynnik redukcji temperatury	52
Tabela 2.19. Krotność wymiany powietrza dotycząca całego budynku	52
Tabela 2.20. Współczynnik osłonięcia	52
Tabela 2.21. Współczynnik poprawkowy ze względu na wysokość	52
Tabela 2.22. Minimalna krotność wymiany powietrza zewnętrznego	53
Tabela 2.23. Struktura zużycia wody przeznaczonej na potrzeby bytowo gospodarcze	79

Tabela 2.24. Maksymalne godzinowe zapotrzebowanie na c.w.u. w zależności od ilości odbiorców przy toku obliczeń wg PN-B-01706.....	82
Tabela 2.25. Obniżenie zużycia wody w odniesieniu do tradycyjnej baterii dwuuchwytowej.....	84
Tabela 2.26. Sprawności akumulacji ciepła w systemie ciepłej wody n_w	85
Tabela 2.27. Tok obliczeń dla budynku jednorodzinnego	86
Tabela 2.28. Tok obliczeń dla budynku wielorodzinnego	87
Tabela 2.29. Normatyw liczby osób w zależności od liczby pomieszczeń.....	91
Tabela 2.30. Tablica 3.3.. Parametry funkcji (2) dla odbiorcy o zapotrzebowaniu średnim $170 \text{ dm}^3/24\text{h}$	93
Tabela 2.31. Tablica 3.4. Parametry funkcji (2) dla odbiorcy o zapotrzebowaniu średnim $330 \text{ dm}^3/24\text{h}$	93
Tabela 2.32. Parametry funkcji (2) dla odbiorcy o zapotrzebowaniu średnim $500 \text{ dm}^3/24\text{h}$	93
Tabela 3.1. Przedsiębiorstwa ciepłownicze poddane analizie w niniejszym opracowaniu.....	115
Tabela 3.2. Uśrednione ceny za ciepło do węzła odbiorcy uszeregowane wg ceny ciepła w źródle	116
Tabela 3.3. Uśrednione ceny za ciepło do węzła odbiorcy uszeregowane wg ceny ciepła za przesył.....	116
Tabela 3.4. Uśrednione ceny za ciepło uszeregowane wg ceny ciepła u odbiorcy.....	117
Tabela 3.5. Wykaz przedsiębiorstw dystrybucji i obrotu energią elektryczną poddanych w niniejszej analizie (wg stanu na dzień 31.07.2011 r.).....	118
Tabela 3.6. Wyciąg z Taryfy PGNiG S.A. (dla odbiorców gazu ziemnego wysokometanowego z sieci dystrybucyjnych spółek gazowniczych prowadzących działalność na terenie RP)	123
Tabela 3.7. Porównanie kosztów brutto energii cieplnej z różnych paliw (z uwzględnieniem średniorocznej sprawności urządzeń przetwarzających).....	126
Tabela 3.8. Porównanie ogólnych kosztów ogrzewania dla wybranych nośników energii.	127
Tabela 4.1. Gazowe, przepływowe podgrzewacze wody – charakterystyka, przykładowe parametry pracy.....	142
Tabela 4.2. Charakterystyka elektrycznych podgrzewaczy wody	143
Tabela 4.3. Porównanie cech użytkowych kolektorów słonecznych.....	144
Tabela 4.4. Zróżnicowane klasy odbiorców zasilanych z sieci nN.....	160
Tabela 4.5. Zakres wykorzystania energii elektrycznej do realizacji poszczególnych funkcji w gospodarstwie domowym	160
Tabela 4.6. Współczynniki zmienności dla występujących zmiennych w procesie losowym.....	162
Tabela 4.7. Wartości współczynnika korelacji między poszczególnymi przedziałami czasowymi dla przykładowego odbiorcy klasy G11 -mieszkania	163
Tabela 4.8. Współczynniki autokorelacji procesu losowego dla poszczególnych klas odbiorców	163
Tabela 4.9. Parametry odbiorców w analizowanym budynku.....	166
Tabela 4.10. Względne odchylenie wartości na wykresie typowym uzyskanym z symulacji i z pomiarów dla wybranych klas odbiorców	170
Tabela 4.11. Sprawności wytwarzania ciepła (dla ogrzewania) w źródłach $\eta_{H,g}$ [16]	189
Tabela 4.12. Jednostkowe straty ciepła przez zbiornik buforowy (zasobnik) w układzie centralnego ogrzewania q_s [W/dm^3] [16].....	191
Tabela 4.13. Sprawności układu akumulacji ciepła w systemie ogrzewczym $\eta_{H,s}$ [16].....	191
Tabela 4.14. Jednostkowe straty ciepła przez przewody centralnego ogrzewania q_l [W/m] [16].....	192
Tabela 4.15. Wymagania izolacji cieplnej przewodów i komponentów [15].....	192
Tabela 4.16. Sprawności przesyłu (dystrybucji) ciepła $\eta_{H,d}$ (wartości średnie) [16]	193
Tabela 4.17. Sprawności regulacji i wykorzystania ciepła $\eta_{H,e}$ [16].....	194
Tabela 4.18. Średnie moce jednostkowe układów pomocniczych odniesione do powierzchni A_U i średni czas ich pracy w ciągu roku [16]	195
Tabela 4.19. Sprawności wytwarzania ciepła (dla przygotowania ciepłej wody) w źródłach $\eta_{H,g}$ [16]	197
Tabela 4.20. Jednostkowe straty ciepła przez zasobniki ciepłej wody użytkowej q_s [W/dm^3] [16]	198
Tabela 4.21. Sprawności akumulacji ciepła w systemie ciepłej wody $\eta_{w,s}$ [16].....	198
Tabela 4.22. Jednostkowe straty ciepła przez przewody ciepłej wody użytkowej q_l [W/m] [16]	199
Tabela 4.23. Wymagania izolacji cieplnej przewodów i komponentów [15].....	199
Tabela 4.24. Sprawność przesyłu wody ciepłej użytkowej $\eta_{w,d}$ [16]	200
Tabela 4.25. Średnie moce jednostkowe układów pomocniczych odniesione do powierzchni A_U i średni czas ich pracy w ciągu roku [16]	201
Tabela 5.1. Ocena ważności czynników przy podejmowaniu decyzji o zastosowaniu OZE w budynku jednorodzinnym (%).	218
Tabela 5.2. Znaczenie i wpływ przykładowych czynników na podejmowanie decyzji o zastosowaniu odnawialnych źródeł energii w zarządzanych/oferowanych na sprzedaż budynkach wielorodzinnych w poszczególnych podgrupach (%).	219
Tabela 5.3. Wskaźnik procentowy kosztów dokumentacji projektowej w kosztach robót budowlano-montażowych.	227
Tabela 5.4. Współczynniki losowe zgodności wg T.L. Saaty'ego.	232
Tabela 5.5. Oceny porównawcze poszczególnych pod kryteriów dla budynku jednorodzinnego.....	233

Tabela 5.6. Oceny porównawcze poszczególnych rozwiązań w aspekcie pod kryteriów dla budynku jednorodzinnego.	234
Tabela 5.7. Oceny porównawcze poszczególnych pod kryteriów dla budynku wielorodzinnego.	234
Tabela 5.8. Oceny porównawcze poszczególnych rozwiązań w aspekcie pod kryteriów dla budynku wielorodzinnego.	235
Tabela 5.9. Oceny porównawcze poszczególnych pod kryteriów dla budynku jednorodzinnego.	236
Tabela 5.10. Oceny porównawcze poszczególnych rozwiązań w aspekcie pod kryteriów dla budynku jednorodzinnego.	237
Tabela 5.11. Oceny porównawcze poszczególnych pod kryteriów dla budynku wielorodzinnego.	237
Tabela 5.12. Oceny porównawcze poszczególnych rozwiązań w aspekcie pod kryteriów dla budynku wielorodzinnego.	237
Tabela 5.13. Oceny porównawcze poszczególnych pod kryteriów dla budynku jednorodzinnego.	238
Tabela 5.14. Oceny porównawcze poszczególnych rozwiązań w aspekcie pod kryteriów dla budynku jednorodzinnego.	239
Tabela 5.15. Oceny porównawcze poszczególnych pod kryteriów dla budynku wielorodzinnego.	239
Tabela 5.16. Oceny porównawcze poszczególnych rozwiązań w aspekcie pod kryteriów dla budynku wielorodzinnego.	239
Tabela 5.17. Wagi kryteriów głównych	241
Tabela 5.18. Scenariusz bazowy dla porównania – budynek jednorodzinny.....	247
Tabela 5.19. Scenariusz I – budynek jednorodzinny	247
Tabela 5.20. Scenariusz II – budynek jednorodzinny	248
Tabela 5.21. Scenariusz III – budynek jednorodzinny	248
Tabela 5.22. Scenariusz IV – budynek jednorodzinny	248
Tabela 5.23. Scenariusz bazowy dla porównania – budynek wielorodzinny.....	249
Tabela 5.24. Scenariusz I – budynek wielorodzinny.	249
Tabela 5.25. Scenariusz II – budynek wielorodzinny.....	249
Tabela 5.26. Scenariusz III – budynek wielorodzinny.	250
Tabela 5.27. Scenariusz IV – budynek wielorodzinny.	250
Tabela 5.28. Tabela 4-11. Scenariusz V – budynek wielorodzinny.....	250
Tabela 6.1. Kryteria techniczne oceny rozwiązania zaopatrzenia w energię budynku	256
Tabela 6.2. Kryteria ekonomiczne oceny rozwiązania zaopatrzenia w energię budynku.....	256
Tabela 6.3. Kryteria środowiskowe oceny rozwiązania zaopatrzenia w energię budynku	256
Tabela 6.4. Kryteria inne (niemierzalne) rozwiązania zaopatrzenia w energię budynku:	256
Tabela 6.5. Wykorzystywane metody wielokryterialne w procesie planowania energetycznego.	258
Tabela 6.6. Rangi przy porównaniu kryteriów parami	263
Tabela 6.7. Wartości ocen wg wybranych do analizy kryteriów, wariant 3, bazowy stan otoczenia zewnętrznego .	267
Tabela 6.8. Wartości funkcji preferencji dla poszczególnych kryteriów	267
Tabela 6.9. Indywidualne indeksy preferencji wg kryterium EP.....	268
Tabela 6.10. Ocena porównawcza wagi kryteriów parami.....	268
Tabela 6.11. Wyznaczone wagi poszczególnych kryteriów – użytkownik „właściciel”	268
Tabela 6.12. Wyznaczone wagi poszczególnych kryteriów – użytkownik „deweloper”	268
Tabela 6.13. Wielokryterialne indeksy preferencji dla użytkownika „właściciel”	268
Tabela 6.14. Wartości przepływów dominacji dla użytkownika M ₁ charakterystyka preferencji „właściciel” wg scenariusza bazowego stanów otoczenia	269
Tabela 6.15. Wartości przepływów dominacji dla użytkownika M ₂ charakterystyka preferencji „właściciel” wg scenariusza bazowego stanów otoczenia	269
Tabela 6.16. Wartości przepływów dominacji dla użytkownika M ₃ charakterystyka preferencji „właściciel” wg scenariusza bazowego stanów otoczenia	269
Tabela 6.17. Wartości przepływów dominacji dla użytkownika M ₁ charakterystyka preferencji „deweloper” wg scenariusza bazowego stanów otoczenia	269
Tabela 6.18. Wartości przepływów dominacji dla użytkownika M ₂ charakterystyka preferencji „deweloper” wg scenariusza bazowego stanów otoczenia	270
Tabela 6.19. Wartości przepływów dominacji dla użytkownika M ₃ charakterystyka preferencji „deweloper” wg scenariusza bazowego stanów otoczenia	270
Tabela 6.20. Wartości przepływów dominacji dla użytkownika M ₃ charakterystyka preferencji „właściciel” wg scenariusza I stanów otoczenia	270
Tabela 6.21. Wartości przepływów dominacji dla użytkownika M ₃ charakterystyka preferencji „deweloper” wg scenariusza I stanów otoczenia	270
Tabela 6.22. Wartości przepływów dominacji dla użytkownika M ₃ charakterystyka preferencji „właściciel” wg scenariusza II stanów otoczenia.....	271
Tabela 6.23. Wartości przepływów dominacji dla użytkownika M ₃ charakterystyka preferencji „deweloper” wg scenariusza II stanów otoczenia.....	271

Tabela 6.24. Wartości przepływów dominacji dla użytkownika M_3 charakterystyka preferencji „właściciel” wg scenariusza III stanów otoczenia	271
Tabela 6.25. Wartości przepływów dominacji dla użytkownika M_3 charakterystyka preferencji „developer” wg scenariusza III stanów otoczenia	271
Tabela 6.26. Wartości przepływów dominacji dla użytkownika M_3 charakterystyka preferencji „właściciel” wg scenariusza IV stanów otoczenia	272
Tabela 6.27. Wartości przepływów dominacji dla użytkownika M_3 charakterystyka preferencji „developer” wg scenariusza IV stanów otoczenia	272