

SKRYPT SZKOLENIOWY
PRAKTYCZNE PODEJŚCIE DO ZAGADNIENIA MOCY I ENERGII
ORAZ ANALIZY JAKOŚCI ENERGII ELEKTRYCZNEJ



Rzeczpospolita
Polska

Sfinansowane przez
Unię Europejską
NextGenerationEU



Projekt pn. „Utworzenie i funkcjonowanie Branżowego Centrum Umiejętności w branży elektroenergetycznej” w ramach Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności, w Komponentcie A „Odporność i konkurencyjność gospodarki”, jako inwestycja A3.1.1 „Wsparcie rozwoju nowoczesnego kształcenia zawodowego, szkolnictwa wyższego oraz uczenia się przez całe życie”

Spis treści

Przedmowa	4
1. MODUŁ 1 – Moc i energia elektryczna (5 godzin).....	5
1.1. Cel modułu:	5
1.1.1. Zakres treści modułu.....	5
1.1.2. Wykaz najważniejszych skrótów i terminów.....	6
1.2. Wprowadzenie teoretyczne	7
1.3. Podstawowe definicje wielkości mocy w układach prądu przemiennego.....	7
1.4. Najczęstsze błędy obliczeniowe i interpretacyjne w analizie mocy	10
1.5. Zadania kontrolne, rozszerzenie merytoryczne i studium przypadku.....	11
1.6. Minitest.....	12
1.7. Literatura podstawowa.....	12
2. MODUŁ 2 – Pomiary mocy i energii – liczniki, watomierze, rejestratory (5 h)	13
2.1. Cel modułu	13
2.1.1. Zakres treści modułu.....	14
2.1.2. Wykaz najważniejszych skrótów i terminów.....	14
2.2. Wprowadzenie teoretyczne	18
2.3. Błędy krytyczne – analiza przypadków.....	20
2.4. Zadania aplikacyjne	20
2.5. Minitest.....	21
2.6. Literatura podstawowa.....	21
3. Moduł 3 – Jakość Energii Elektrycznej: parametry, normy, oddziaływanie na instalacje (czas trwania: 5 godzin).....	22
3.1. Cel modułu	22
3.1.1. Zakres merytoryczny modułu.....	23
3.1.2. Wykaz najważniejszych skrótów i terminów.....	24
3.2. Wprowadzenie teoretyczne	26
3.3. Typowe błędy inżynierskie	27
3.4. Zadania kontrolne dla uczestników	28
3.5. Minitest.....	28
3.6. Literatura podstawowa.....	28
4. Moduł 4 – Analiza obciążeń, strat i bilansowania energetycznego w infrastrukturze (czas trwania: 5 godzin).....	29

4.1.	Cel modułu	29
4.1.1.	Zakres merytoryczny.....	30
4.1.2.	Wykaz najważniejszych skrótów i terminów.....	31
4.2.	Wprowadzenie teoretyczne	32
4.3.	Najczęstsze błędy inżynierskie.....	33
4.4.	Minitest.....	34
4.5.	Literatura podstawowa.....	34
5.	Moduł 5 – Kompensacja mocy biernej i optymalizacja efektywności energetycznej (czas trwania: 5 godzin).....	35
5.1.	Cel dydaktyczny	35
5.1.1.	Zakres merytoryczny.....	36
5.1.2.	Kluczowe pojęcia i definicje techniczne	36
5.2.	Wprowadzenie teoretyczne	37
5.3.	Najczęstsze błędy techniczno-organizacyjne.....	38
5.6.	Zadania kontrolne dla uczestników	39
5.7.	Minitest.....	39
5.8.	Literatura podstawowa.....	39
6.	Moduł 6 – Magazynowanie energii elektrycznej: pomiary, analiza danych i interpretacja wyników (czas trwania: 5 godzin)	40
6.1.	Cel modułu	40
6.1.1.	Zakres treści modułu.....	41
6.1.2.	Wykaz najważniejszych skrótów i terminów.....	41
6.2.	Wprowadzenie teoretyczne	42
6.3.	Najczęstsze błędy techniczne	44
6.4.	Minitest.....	44
6.5.	Literatura podstawowa.....	44
7.	MODUŁ 7 – Wytyczne postępowania w przypadku porażenia prądem elektrycznym (2 godziny).....	45
7.1.	Uwalnianie porażonego spod działania prądu elektrycznego o napięciu do 1 kV	45
7.2.	Wytyczne udzielania pomocy przedlekarskiej osobom porażonym prądem elektrycznym	47
7.3.	Użycie defibrylatora AED	49

Przedmowa

Skrypt szkoleniowy pt. „*Praktyczne podejście do zagadnienia mocy i energii oraz analizy jakości energii elektrycznej*” powstał jako rezultat potrzeby ustrukturyzowanego i merytorycznie spójnego opracowania zagadnień z zakresu szeroko rozumianej elektroenergetyki, w szczególności zaś w obszarach dotyczących pomiarów, analiz oraz poprawy parametrów zasilania. Opracowanie to nosi znamiona materiału dydaktycznego ukierunkowanego na przekazanie wiedzy technicznej w sposób możliwie przejrzysty, aplikacyjny i zgodny z obowiązującym stanem wiedzy oraz aktualnymi wymaganiami normatywnymi.

Głównym celem przygotowania niniejszego skryptu jest zapewnienie uczestnikowi dostępu do logicznie uporządkowanych treści, wspierających proces systematycznej nauki poprzez powiązanie teorii z praktyką. Struktura dokumentu została tak zaprojektowana, aby umożliwić samodzielne przyswajanie wiedzy z wykorzystaniem zwięzłych wykładów, przykładów obliczeniowych, zadań kontrolnych oraz testów diagnostycznych. Każdy moduł tematyczny odpowiada konkretnej jednostce dydaktycznej i może być wykorzystywany niezależnie lub jako część całościowego programu szkoleniowego.

Dla właściwego realizowania szkolenia konieczne jest przyjęcie następującej procedury pracy z materiałem: przed rozpoczęciem zajęć zaleca się zapoznanie się ze streszczeniem modułu oraz wstępem teoretycznym; po zakończeniu danego tematu – wykonanie ćwiczeń oraz minitestu. Taka sekwencja działań ma charakter intencjonalny i służy utrwaleniu wiedzy oraz rozwojowi umiejętności inżynierskich w zakresie analizy oraz interpretacji parametrów pracy układów elektroenergetycznych.

Pod względem formalnym skrypt ten stanowi narzędzie wspomagające zarówno zajęcia wykładowe, jak i ćwiczenia obliczeniowo-analityczne. Zawarte w nim treści uwzględniają wybrane normy branżowe, przykłady zaczerpnięte z praktyki technicznej oraz podstawową terminologię obowiązującą w sektorze elektroenergetycznym. Opracowanie może być również traktowane jako materiał pomocniczy podczas wykonywania audytów, projektów inżynierskich także analiz techniczno-ekonomicznych w obszarze zarządzania energią.

1. MODUŁ 1 – Moc i energia elektryczna (5 godzin)

1.1. Cel modułu:

Celem pierwszego modułu szkoleniowego jest ugruntowanie kompetencji technicznych w zakresie podstawowych wielkości elektrycznych oraz ich zastosowania w praktyce inżynierskiej, ze szczególnym uwzględnieniem zagadnień związanych z bilansem mocy i przepływem energii w układach jedno i trójfazowych prądu przemiennego.

Uczestnik nabywa umiejętności ilościowej analizy parametrów takich jak napięcie, prąd, moc czynna (P), bierna (Q), pozorna (S) oraz energia elektryczna (E), a także umiejętność stosowania zależności analitycznych w typowych konfiguracjach układów zasilania niskiego napięcia. Moduł wprowadza również pojęcie współczynnika mocy ($\cos \varphi$) jako istotnego parametru eksploatacyjnego oraz charakteryzuje jego wpływ na straty przesyłowe, obciążenie transformatorów, przewodów i źródeł zasilania.

W części praktycznej uczestnik zapoznaje się z metodami kompensacji mocy biernej w oparciu o baterie kondensatorów i regulatory mocy, w kontekście zgodności z normą PN-EN IEC 61921. Szczególną uwagę poświęca się również wpływowi parametrów jakości zasilania – zgodnie z PN-EN 50160 – na stabilność pracy urządzeń odbiorczych.

Uczestnik zdobywa podstawowe umiejętności w zakresie interpretacji danych pozyskanych z liczników energii oraz analizatorów jakości energii klasy PQM, w oparciu o metodykę zawartą w normie PN-EN 61000-4-30. Wiedza ta jest niezbędna dla opanowania treści modułów zaawansowanych, koncentrowanych na projektowaniu, diagnostyce i optymalizacji pracy systemów zasilających.

1.1.1. Zakres treści modułu

- Pojęcia podstawowe: napięcie, natężenie prądu, rezystancja, moc, energia
- Rodzaje mocy: czynna (P), bierna (Q), pozorna (S)
- Zależności między mocami i współczynnik mocy ($\cos \varphi$)
- Układy 1-fazowe i 3-fazowe: różnice, wzory obliczeniowe

1.1.2. Wykaz najważniejszych skrótów i terminów

P	Moc czynna [W]
Q	Moc bierna [var]
S	Moc pozorna [VA]
$\cos\varphi$	Współczynnik mocy
THD	<i>Total Harmonic Distortion</i> – wskaźnik zniekształceń harmoniczných
PF	<i>Power Factor</i> – rzeczywisty współczynnik mocy uwzględniający THD
PQM	<i>Power Quality Meter</i> – analizator jakości energii
PN-EN 50160	Norma parametrów napięcia zasilającego
PN-EN 61000-4-30	Norma dot. pomiarów parametrów jakości energii
PN-EN IEC 61921	Norma dotycząca kompensacji mocy biernej

1.2. Wprowadzenie teoretyczne

Energia elektryczna stanowi fundament funkcjonowania infrastruktury przemysłowej, komunalnej i transportowej, pełniąc funkcję uniwersalnego nośnika energii użytkowej w niemal wszystkich obszarach techniki. Jej powszechność wynika z łatwości transformacji, przesyłu i przemiany na inne postaci energii, a także wysokiej efektywności procesów konwersji w zautomatyzowanych układach przemysłowych. W warunkach rosnących wymagań dotyczących efektywności energetycznej, stabilności systemów zasilania oraz redukcji emisji CO₂, znajomość zasad funkcjonowania systemów elektroenergetycznych na poziomie podstawowym staje się nieodzownym elementem kompetencji inżynierskich.

W niniejszym module zaprezentowano zestaw podstawowych pojęć z zakresu elektrotechniki, niezbędnych do zrozumienia zasad analizy przepływu oraz zarządzania zużyciem energii elektrycznej w układach jedno- i trójfazowych prądu przemiennego. W szczególności omówiono zależności pomiędzy napięciem elektrycznym (U), natężeniem prądu (I), mocą czynną (P), bierną (Q) oraz pozorną (S), a także wskazano, w jaki sposób wielkości te wpływają na pracę rzeczywistych odbiorników i jakość zasilania.

Znaczącą część modułu poświęcono problematyce współczynnika mocy ($\cos\varphi$) jako parametru eksploatacyjnego, którego obniżenie może skutkować powiększonym zapotrzebowaniem na moc pozorną, powodować przeciążenie transformatorów, linii kablowych i urządzeń rozdzielczych, a także prowadzić do wzrostu strat mocy czynnej.

Wprowadzenie to jest niezbędne dla zrozumienia kolejnych części szkolenia, w których uczestnik rozwijać będzie umiejętności w zakresie projektowania układów zasilania, analizy pracy systemów elektroenergetycznych, doboru urządzeń oraz oceny efektywności energetycznej obiektów. Kluczowym efektem dydaktycznym niniejszego modułu jest nie tylko znajomość podstawowych pojęć i metod, ale także rozwój świadomości tematyki energetycznej – niezbędnej w procesie podejmowania racjonalnych decyzji inżynierskich.

1.3. Podstawowe definicje wielkości mocy w układach prądu przemiennego

W analizie przepływu energii elektrycznej w układach prądu przemiennego stosuje się trzy podstawowe pojęcia mocy: moc czynną (P), moc bierną (Q) oraz moc pozorną (S). Każda z tych wielkości odgrywa istotną rolę w ocenie pracy systemów zasilania, projektowaniu instalacji oraz doborze urządzeń

zabezpieczających i kompensacyjnych. Ich poprawna interpretacja ma kluczowe znaczenie zarówno dla efektywności energetycznej, jak i dla niezawodności układów elektroenergetycznych.

Moc czynna (P)

Moc czynna to część mocy, która charakteryzuje wykonanie pracy przez odbiorniki energii elektrycznej w odpowiednim czasie. Praca ta przyjmuje postać użytecznej energii mechanicznej, cieplnej, świetlnej i innych.

Jednostka: wat [W]

Wyrażenie analityczne (dla układów jednofazowych):

$$P = U \cdot I \cdot \cos\varphi$$

gdzie:

U – napięcie skuteczne [V],

I – prąd skuteczny [A],

$\cos\varphi$ – współczynnik mocy, zdefiniowany jako kosinus kąta przesunięcia fazowego między napięciem i prądem.

Moc bierna (Q)

Moc bierna to komponent mocy całkowitej, który charakteryzuje cykliczną wymianę energii pola elektrycznego i magnetycznego między źródłem zasilania a odbiornikiem (w obwodach zawierających elementy indukcyjne lub pojemnościowe). Wpływa istotnie na obciążenie źródeł, przewodów oraz transformatorów.

Jednostka: war [var]

Wyrażenie analityczne (dla układów jednofazowych):

$$Q = U \cdot I \cdot \sin\varphi$$

Moc pozorna (S)

Moc pozorna jest geometryczną sumą mocy czynnej i biernej i określa całkowitą moc przesyłaną przez źródło do odbiornika. Determinuje wymagania dotyczące przekroju przewodów, doboru transformatorów oraz mocy znamionowej aparatury elektroenergetycznej.

Jednostka: VA

Wyrażenie analityczne:

$$S = U \cdot I$$

Z porównania podanych wzorów wynika, że moc czynna, bierna i pozorna związane są zależnością :

$$S^2 = P^2 + Q^2$$

Współczynnik mocy ($\cos\varphi$)

Współczynnik mocy czyli stosunek mocy czynnej do mocy pozornej, stanowi wskaźnik efektywności energetycznej przesyłu i przetwarzania energii elektrycznej. Im niższy współczynnik mocy, tym wyższe straty w przesyśle i większe obciążenie aparatury.

Wyrażenie:

$$\cos\varphi = P / S$$

Rozszerzenie dla układów trójfazowych symetrycznych

W przypadku symetrycznych układów trójfazowych, przy założeniu równego obciążenia faz i napięcia międzyfazowego U , podstawowe zależności przyjmują postać:

Moc czynna:

$$P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos\varphi$$

Moc pozorna:

$$S = \sqrt{3} \cdot U \cdot I$$

gdzie: U oznacza napięcie międzyfazowe [V], I – prąd przewodowy [A],
 $\cos\varphi$ współczynnik przesunięcia fazowego pomiędzy napięciem a prądem w tej samej fazie.

Przykład obliczeniowy – analiza przepływu mocy w układzie trójfazowym

Rozważmy trójfazowy układ zasilania o napięciu międzyfazowym $U = 400 \text{ V}$ natężeniu prądu fazowego $I = 32 \text{ A}$ oraz współczynniku mocy $\cos \varphi = 0,85$.

Zakładając symetrię obciążenia i przebiegi sinusoidalne, można wyznaczyć moce charakterystyczne dla tego układu zgodnie z poniższymi zależnościami:

Moc czynna (P):

$$P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos\varphi = \sqrt{3} \cdot 400 \cdot 32 \cdot 0,85 \approx 18\,800 \text{ W}$$

Moc pozorna (S):

$$S = \sqrt{3} \cdot U \cdot I = \sqrt{3} \cdot 400 \cdot 32 \approx 22\,200 \text{ VA}$$

Moc bierna (Q):

$$Q = \sqrt{(S^2 - P^2)} \approx \sqrt{(22200^2 - 18800^2)} \approx 11\,800 \text{ var}$$

Wartości mocy czynnej, biernej i pozornej uzyskano na podstawie klasycznych wzorów obowiązujących dla symetrycznych układów trójfazowych przy założeniu przebiegów sinusoidalnych i stałego przesunięcia fazowego. W praktyce inżynierskiej, wyniki te mogą służyć jako podstawa do oceny obciążenia transformatorów, doboru zabezpieczeń oraz analizy efektywności energetycznej systemu.

1.4. Najczęstsze błędy obliczeniowe i interpretacyjne w analizie mocy

- Mylenie mocy biernej z mocą strat cieplnych. Moc bierna Q nie jest związana z przemianą energii na ciepło, lecz z wymianą energii pola magnetycznego lub elektrycznego pomiędzy źródłem a odbiornikiem.
- Stosowanie zależności dotyczących obwodów jednofazowych w analizie układów trójfazowych. Pomijanie współczynnika $\sqrt{3}$ skutkuje istotnymi błędami w obliczeniach.
- Pomijanie wartości $\cos\varphi$ przy doborze przewodów, kabli i zabezpieczeń. Prowadzi to do niedowymiarowania i przegrzania instalacji.
- Brak uwzględnienia współczynnika zniekształceń harmoniczných (THD) w ocenie współczynnika mocy (PF). W obecności odbiorników nieliniowych rzeczywisty PF może być zaniżony mimo wysokiego $\cos\varphi$.
- Założenie, że nowoczesne odbiorniki automatycznie poprawiają współczynnik mocy. Ich skuteczność zależy od warunków zasilania i konstrukcji instalacji.

1.5. Zadania kontrolne, rozszerzenie merytoryczne i studium przypadku

Zadania kontrolne – wersja rozszerzona

Zestaw zadań został opracowany z myślą o rozwijaniu umiejętności inżynierskich w zakresie stosowania wiedzy teoretycznej do analizy i optymalizacji rzeczywistych układów elektroenergetycznych. Każde zadanie zawiera sprecyzowany cel dydaktyczny i odnosi się do praktyki zawodowej w obszarze instalacji i systemów zasilania.

Zadanie 1: Analiza mocy w układzie jednofazowym

Dane wejściowe: $U = 230 \text{ V}$, $I = 10 \text{ A}$, $\cos\varphi = 0,8$.

Polecenie: Oblicz moc czynną (P), bierną (Q) i pozorną (S). Wyznacz udział energii czynnej i biernej w układzie. Przedstaw konsekwencje braku kompensacji mocy biernej.

Zadanie 2: Efektywność energetyczna pracy silnika indukcyjnego

Dane wejściowe: $P = 22 \text{ kW}$, $U = 400 \text{ V}$, $\cos\varphi = 0,9$.

Polecenie: Oblicz prąd, moc pozorną oraz wpływ pogorszenia $\cos\varphi$ do 0,75. Zaproponuj metodę kompensacji (np.: wyznacz pojemność C baterii kondensatorów) i oceń efekty energetyczne.

Zadanie 3: Bilans zużycia energii i emisji CO_2

Dane: Silnik $P = 5,5 \text{ kW}$, obciążony 6 h/dzień, 5 dni/tydzień, wskaźnik emisji $0,82 \text{ kg CO}_2/\text{kWh}$.

Polecenie: Oblicz tygodniowe i roczne zużycie energii oraz emisję CO_2 . Oceń wpływ poprawy PF lub modernizacji silnika.

Zadanie 4: Projekt kompensacji mocy biernej

Dane: $S = 100 \text{ kVA}$, $\cos\varphi_1 = 0,7$, $\cos\varphi_2 = 0,95$.

Polecenie: Oblicz wymaganą moc kompensacyjną. Oceń skutki ekonomiczne i opracuj schemat wdrożeniowy.

1.6. Minitest

Poniższy zestaw pytań kontrolnych został opracowany w celu weryfikacji wiedzy inżynierskiej w zakresie kompensacji mocy biernej, jakości energii elektrycznej oraz wpływu parametrów zasilania na efektywność pracy układów elektroenergetycznych. Odpowiedzi dobrane na podstawie obowiązujących norm i literatury technicznej.

1. Jaki jest podstawowy cel kompensacji mocy biernej?
2. Jakie są skutki wzrostu mocy biernej w układzie?
3. Jakie zjawiska mogą prowadzić do obniżenia współczynnika mocy (PF)?
4. Jaka strategia jest skuteczna dla poprawy jakości energii elektrycznej?
5. W jakich warunkach możliwy jest wysoki $\cos\varphi$ przy jednocześnie niskim współczynniku mocy PF ?

1.7. Literatura podstawowa

1. Siergiejczyk M., Podstawy elektrotechniki, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa, 2021.
2. Hanzelka Z., Jakość energii elektrycznej, Wydawnictwa AGH, Kraków, 2016.
3. Wiatr J., Jakość energii elektrycznej w instalacjach przemysłowych, WNT, Warszawa, 2014.
4. Sudoł P., Maszyny i napędy elektryczne, WNT, Warszawa, 2020.
5. Machowski J., M. Białek, J. Bumby, Systemy elektroenergetyczne. Modele i obliczenia, PWN, Warszawa, 2011.
6. PTPiREE, Zasady naliczania opłat za moc bierną i wymogi OSD, 2022.

2. MODUŁ 2 – Pomiary mocy i energii – liczniki, watomierze, rejestratory (5 h)

2.1. Cel modułu

Celem niniejszego modułu szkoleniowego jest rozwinięcie kompetencji uczestników w zakresie zaawansowanej metrologii wielkości energetycznych, ze szczególnym uwzględnieniem pomiarów mocy i energii elektrycznej w układach elektroenergetycznych niskiego (nn) oraz średniego napięcia (SN). Moduł stanowi integralny komponent wiedzy inżynierskiej niezbędnej do efektywnego projektowania, wdrażania oraz eksploatacji systemów pomiarowych w nowoczesnych obiektach przemysłowych, komunalnych i infrastrukturalnych.

Celem nadrzędnym modułu jest nauczanie zasad funkcjonowania urządzeń pomiarowych – takich jak liczniki energii elektrycznej, watomierze oraz rejestratory parametrów jakości energii (PQ) – zarówno pod kątem ich architektury wewnętrznej, jak i funkcjonalności eksploatacyjnej w warunkach rzeczywistych. Zakres dydaktyczny modułu obejmuje ponadto analizę wpływu konfiguracji układów pomiarowych na dokładność oraz wiarygodność pozyskiwanych danych metrologicznych w kontekście ich dalszego wykorzystania w systemach zarządzania energią (EMS), bilansowania zużycia, detekcji anomalii jakości energii oraz diagnostyki stanu technicznego instalacji elektroenergetycznych.

Z punktu widzenia aktualnych trendów technologicznych, moduł uwzględnia również zagadnienia cyfryzacji pomiarów, integracji urządzeń zdalnego odczytu (AMI – *Advanced Metering Infrastructure* oraz AMR – *Automated Meter Reading*) oraz znaczenie synchronizacji czasowej (NTP, GPS) w analizatorach PQ klasy A w świetle wymagań normy PN-EN 61000-4-30. Szczególny nacisk położono na aspekty interoperacyjności urządzeń z systemami SCADA, BMS, DCS oraz lokalnymi platformami zarządzania zużyciem energii, przy jednoczesnym spełnieniu wymagań formalno-prawnych (m.in. ustawa Prawo energetyczne, wytyczne URE i TPA – *Third Party Access*).

Moduł ma również charakter aplikacyjny – uczestnicy zostaną zapoznani z praktycznymi przykładami projektowania systemów pomiarowych w złożonych środowiskach przemysłowych, ze szczególnym uwzględnieniem warunków zmiennego obciążenia, obecności zakłóceń harmonicznych (THD), występowania zapadów (a więc krótkich, nieprzewidywalnych obniżen napięcia zasilającego dla wartości od 90% do 1% napięcia deklarowanego,

powodowanych na ogół zwarciami w instalacjach odbiorników lub w sieciach rozdzielczych) i przepięć, oraz konieczności prowadzenia ciągłego nadzoru parametrów jakościowych energii elektrycznej. Wiedza ta stanowi fundament kompetencji zarówno dla specjalistów odpowiedzialnych za monitoring i optymalizację zużycia energii, jak i dla inżynierów odpowiedzialnych za integrację systemów pomiarowych z automatyką zabezpieczeniową i systemami informatycznymi wspierającymi zarządzanie obiektem.

Podsumowując, moduł ma na celu nie tylko zapoznanie uczestników z obowiązującą terminologią oraz klasyfikacją urządzeń pomiarowych, ale także rozwinięcie kompetencji umożliwiających ocenę przydatności technicznej oraz eksploatacyjnej różnych klas urządzeń w zależności od potrzeb aplikacyjnych i nietypowych warunków występujących w danej instalacji elektroenergetycznej. W efekcie uczestnik nabyte umiejętności doboru odpowiednich instrumentów metrologicznych do konkretnych scenariuszy operacyjnych, uwzględniając ograniczenia normatywne, ekonomiczne i systemowe.

2.1.1. Zakres treści modułu

- Mechanizmy działania liczników energii elektrycznej – konstrukcje indukcyjne, elektroniczne i systemy zdalnego odczytu (AMI/AMR).
- Watomierze – klasyfikacja, zakresy pomiarowe, obszary zastosowań, zasady kalibracji.
- Rejestratory parametrów jakości energii (PQ) – architektura sprzętowa i funkcjonalność w kontekście zgodności z normą PN-EN 61000-4-30
- Analiza danych pomiarowych – wykresy czasowe, profile obciążenia, przebiegi współczynnika mocy, histogramy zapadów i przepięć.
- Metodyka doboru urządzeń pomiarowych do instalacji elektroenergetycznych – analiza techniczno-ekonomiczna i kryteria eksploatacyjne.

2.1.2. Wykaz najważniejszych skrótów i terminów

AMI	<i>Advanced Metering Infrastructure</i> – infrastruktura zaawansowanego zdalnego odczytu danych pomiarowych
AMR	<i>Automated Meter Reading</i> – zautomatyzowany system zdalnego odczytu liczników
PQ	<i>Power Quality</i> – jakość energii elektrycznej

PQ Analyzer	urządzenie klasy A lub S służące do pomiaru parametrów jakości energii (PN-EN 61000-4-30)
CT	<i>Current Transformer</i> – przekładnik prądowy
VT	<i>Voltage Transformer</i> – przekładnik napięciowy
NTP	<i>Network Time Protocol</i> – protokół synchronizacji czasu w systemach pomiarowych
GPS	<i>Global Positioning System</i> – system wykorzystywany do synchronizacji czasowej w rejestratorach PQ
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i> – system nadzoru i akwizycji danych
BMS	<i>Building Management System</i> – system zarządzania budynkiem
DCS	<i>Distributed Control System</i> – rozproszony system sterowania
EMS	<i>Energy Management System</i> – system zarządzania energią
TPA	<i>Third Party Access</i> – zasada dostępu stron trzecich do infrastruktury energetycznej
DLMS/COSEM	protokół komunikacji liczników energii zgodny z IEC 62056

Licznik energii elektrycznej czynnej (*Active Energy Meter*)

Urządzenie pomiarowe przeznaczone do rejestracji ilości oddanej lub zużytej energii czynnej w funkcji czasu, wyrażonej najczęściej w jednostkach: kilowatogodzina (kWh) lub megawatogodzina (MWh). Współczesne liczniki energii czynnej stanowią komponent zintegrowanych systemów pomiarowych i bazują na cyfrowym przetwarzaniu sygnałów wejściowych napięcia i prądu. Pomiar odbywa się w trybie ciągłym, przy wykorzystaniu przetworników ADC wysokiej rozdzielczości, a wyniki są przetwarzane za pomocą dedykowanych procesorów sygnałowych (DSP). Zgodność z normą PN-EN 50470-1/-3 sprawia, że urządzenie spełnia wymagania metrologiczne, elektromagnetyczne i środowiskowe w zakresie pomiaru energii czynnej w instalacjach trójfazowych symetrycznych oraz niesymetrycznych, przy różnych klasach dokładności (0.2S, 0.5S, 1.0, 2.0).

Miernik mocy (*Wattmeter*)

Instrument pomiarowy przeznaczony do określania mocy elektrycznej w obwodach prądu przemiennego (AC) lub stałego (DC). W zależności od konstrukcji i sposobu przetwarzania sygnału, mierniki klasyfikuje się jako:

- watomierze czynne (pomiar $P = U \cdot I \cdot \cos\varphi$),
- mierniki mocy biernej (pomiar $Q = U \cdot I \cdot \sin\varphi$),
- mierniki mocy pozornej (pomiar $S = U \cdot I$).

W warunkach przemysłowych najczęściej stosowane są cyfrowe watomierze elektrodynamiczne lub elektroniczne z wyjściem analogowym (4–20 mA, 0–10 V) oraz cyfrowym (RS-485, Modbus, Ethernet).

Rejestrator parametrów jakości energii (*Power Quality Recorder, PQ Analyzer*)

Zaawansowane urządzenie rejestrujące parametry jakościowe energii elektrycznej zgodnie z wymaganiami normatywnymi PN-EN 61000-4-30, IEC 62586 oraz IEC 61000-4-7/15. Rejestratory klasy A są zdolne do pomiaru m.in.: poziomu harmonicznych napięcia i prądu (THD, TDD), zapadów i wzrostów napięcia, przerw chwilowych, asymetrii fazowej (*voltage unbalance*), współczynnika mocy, migotania (*flicker*), częstotliwości sieciowej i transjentów napięciowych.

Przekładnik prądowy (*CT – Current Transformer*)

Przetwornik pomiarowy stosowany do odwzorowania prądu pierwotnego o dużej wartości na łatwą do pomiarów wartość wtórną (najczęściej 5 A lub 1 A), proporcjonalną do wartości pierwotnej z uwzględnieniem przekładni nominalnej (np. 400/5 A). Parametrami krytycznymi przekładnika CT są: klasa dokładności, znamionowe obciążenie wtórne (w VA), współczynnik bezpieczeństwa (FS), liniowość charakterystyki w zakresie nominalnym.

Przekładnik napięciowy (*VT – Voltage Transformer*)

Element układu pomiarowego służący do transformacji napięcia pierwotnego (np. 15 kV, 20 kV) na napięcie wtórne (najczęściej 100 V lub 110 V), przy zachowaniu liniowej relacji amplitudy i fazy. Podstawowe parametry techniczne: przekładnia, klasa dokładności, napięcie izolacji, częstotliwość znamionowa, typ konstrukcji (suchy, olejowy, żywiczny), napięcie zakłócenkowe.

Klasa dokładności (*Accuracy Class*)

Zdefiniowany przez normy techniczne dopuszczalny błąd względny pomiaru, wyrażony jako procentową różnicę od wartości rzeczywistej, przy określonych warunkach znamionowych pracy. Na przykład: Klasa 1.0 oznacza dopuszczalny błąd $\pm 1,0\%$ przy znamionowym obciążeniu i współczynniku mocy 1.0, Klasa 0.2S (specjalna) oznacza dopuszczalny błąd $\pm 0,2\%$ w rozszerzonym zakresie.

THD – Całkowite zniekształcenie harmoniczne (*Total Harmonic Distortion*)

Miara poziomu zakłóceń harmonicznych w sygnale napięcia lub prądu, wyrażona jako stosunek wartości skutecznej składowych harmonicznych do wartości skutecznej składowej podstawowej. Wysokie wartości THD ($>5\%$) wpływają negatywnie na żywotność urządzeń, powodują wzrost strat mocy czynnej, przegrzewanie transformatorów, błędy pomiarowe i zakłócenia w działaniu zabezpieczeń.

2.2. Wprowadzenie teoretyczne

Współczesne systemy elektroenergetyczne, zarówno na poziomie dystrybucyjnym, jak i przesyłowym, ulegają dynamicznym przeobrażeniom wynikającym z implementacji technologii inteligentnych sieci (*Smart Grids*), rosnącego udziału źródeł rozproszonych (*Distributed Energy Resources – DER*) oraz wymagań w zakresie efektywności energetycznej i niezawodności zasilania. W konsekwencji, obserwuje się wzrost zapotrzebowania na precyzyjne, odpowiednio dobrane oraz interoperacyjne systemy pomiarowe, zdolne do nieprzerwanej rejestracji zarówno wielkości bilansowych (energia czynna, moc), jak i jakościowych (THD, flicker, zapady, przepięcia), umożliwiających prowadzenie zaawansowanej diagnostyki technicznej i optymalizacji pracy instalacji.

Pomiar mocy i energii elektrycznej stanowi podstawową funkcję metrologii elektroenergetycznej, bez której niemożliwe jest prawidłowe funkcjonowanie rynku energii elektrycznej, efektywna kontrola zużycia, alokacja kosztów inwestycyjnych, detekcja stanów zakłóceń. Rzetelność i dokładność pomiarów, a także ich powtarzalność i odporność na zakłócenia środowiskowe takie jak: temperatura, zakłócenia elektromagnetyczne i zasilania (asymetria napięć) stają się determinantami wiarygodności danych wejściowych do systemów EMS, DMS (*Distribution Management Systems*) oraz BMS (*Building Management Systems*).

Tradycyjne metody pomiaru energii, oparte na licznikach indukcyjnych z napędem ferromagnetycznym, ustępują miejsca układom w pełni elektronicznym, opartym na pomiarze napięcia i prądu za pomocą przetworników analogowo-cyfrowych (ADC) oraz numerycznej analizie sygnałów (FFT, RMS, filtrowanie cyfrowe). Liczniki te, zgodne z normą PN-EN 50470 (części 1–3), umożliwiają pomiar energii w czterech kwadrantach, rozliczenia dwukierunkowe, detekcję kierunku przepływu mocy oraz komunikację w czasie rzeczywistym z nadrzędnymi systemami analitycznymi przy wykorzystaniu protokołów IEC 62056 (DLMS/COSEM), Modbus RTU/TCP oraz M-Bus.

Analogicznie, watomierze nowej generacji to urządzenia wyposażone w konfigurowalne interfejsy cyfrowe, przetwarzające sygnały w czasie rzeczywistym i prezentujące wyniki z dużą dokładnością (często rzędu klasy 0,2S wg IEC 62053-22), a jednocześnie oferujące funkcje diagnostyczne, takie jak wykrywanie przekroczeń granicznych, analizę obciążenia harmonicznymi czy też wypracowującej sygnaty dla automatycznej kompensacji przesunięcia fazowego. Szczególne znaczenie zyskują analizatory mocy typu PMD (*Power Monitoring Devices*), które zgodnie z IEC 61557-12, oferują rozszerzoną

funkcjonalność rejestracyjną, transmisję danych w trybie ciągłym i kompatybilność z systemami SCADA/EMS.

W dziedzinie nadzoru nad jakością energii elektrycznej (*Power Quality Monitoring*), zastosowanie znajdują rejestratory klasy A i S zgodne z PN-EN 61000-4-30, które umożliwiają precyzyjne monitorowanie zjawisk przejściowych, takich jak transjenty napięciowe, zapady i przerwy, asymetria fazowa, także obecność wyższych harmonicznych. Klasa A, jako najwyższy standard metrologiczny, zapewnia jednoczesną synchronizację czasową (np. GPS, IRIG-B), dokładność rejestracji napięcia rzędu $\pm 0,1\%$, a także zgodność z wytycznymi IEC 62586-2 dla celów rozliczeniowych oraz arbitrażowych.

Z punktu widzenia teorii sygnałów i przetwarzania danych, rejestratory PQ wykorzystują zaawansowane algorytmy analizy Fouriera (FFT, DFT), adaptacyjne filtry Kalmana, algorytmy waveletowe oraz metody estymacji parametrów sygnałów niestacjonarnych. Dzięki temu możliwa jest nie tylko detekcja i klasyfikacja zdarzeń jakościowych, ale również ich korelacja w czasie oraz przestrzeni, co nabiera szczególnego znaczenia w rozległych układach zasilających o topologii rozproszonej.

W kontekście poprawności pomiarowej i eksploatacyjnej kluczowe znaczenie odgrywa dobór i konfiguracja przekładników pomiarowych – prądowych (CT) oraz napięciowych (VT). Przekładniki te, zgodne z normami PN-EN 61869 oraz IEC 60044, muszą charakteryzować się odpowiednią klasą dokładności (np. 0,2; 0,5; 1), współczynnikiem bezpieczeństwa (FS), obciążalnością (VA) oraz spełniać wymagania dotyczące liniowości i niewielkiej histerezy magnetycznej. Niewłaściwy dobór przekładni (np. przy dużym przesunięciu fazowym lub zbyt niskim obciążeniu wtórnym) może skutkować znaczącym błędem względnym pomiaru energii, co w zastosowaniach rozliczeniowych prowadzi do poważnych konsekwencji finansowych.

W praktyce inżynierskiej pomiar mocy i energii wymaga również uwzględnienia efektów wtórnych, takich jak: wpływ zakłóceń harmoniczných (THD), asymetrii napięciowej, zjawisk ferorezonansowych oraz obecności obciążeń nieliniowych (np. przekształtniki częstotliwości, UPS-y, stacje ładowania EV). W związku z tym urządzenia pomiarowe muszą być projektowane i kalibrowane z uwzględnieniem szerokiego pasma pomiarowego (do 50. harmonicznej lub wyżej) oraz odporności na przepięcia i skoki napięciowe, zgodnie z wymaganiami norm IEC 61010-1 oraz IEC 61000-6-2/4.

Integracja systemów pomiarowych z infrastrukturą IT, cyberbezpieczeństwo transmisji danych (szyfrowanie AES, protokoły TLS), redundancja rejestracji

oraz archiwizacji danych to aspekty coraz częściej wymagane w obiektach klasy przemysłowej i krytycznej (infrastruktura energetyczna, wodociągowa, transportowa). W środowiskach takich powszechnie wdrażane są rozwiązania redundantne (*dual channel metering*), z replikacją danych na poziomie lokalnym i zdalnym, a także interfejsy z aplikacjami do detekcji anomalii energetycznych z wykorzystaniem metod sztucznej inteligencji (ML/AI).

Podsumowując, wprowadzenie do zagadnienia pomiarów mocy i energii wymaga od uczestnika kursu szkoleniowego opanowania szerokiego zakresu wiedzy z obszarów: metrologii elektrycznej, przetwarzania sygnałów, konstrukcji urządzeń pomiarowych, zasad eksploatacji sieci elektroenergetycznych, normatywów jakościowych oraz aktualnych trendów cyfryzacji. Tylko kompleksowe podejście do problematyki pomiarowej – obejmujące zarówno aspekty sprzętowe, jak i informatyczne – umożliwia uzyskanie danych metrologicznych o wysokiej dokładności, dostępności i wartości diagnostycznej.

2.3. Błędy krytyczne – analiza przypadków

- Montaż układów pomiarowych za układami kompensacyjnymi – skutkuje błędnym bilansem energii biernej.
- Brak uwzględnienia przekładni CT/VT w konfiguracji rejestratorów – prowadzi do zaniżenia lub zawyżenia rejestrowanych wartości.
- Zastosowanie liczników klasy 2.0 w instalacjach powyżej 50 kW – niezgodne z wymogami URE.
- Brak synchronizacji rejestratorów PQ – uniemożliwia korelację zdarzeń w sieciach wielosegmentowych.
- Brak filtracji danych pomiarowych – prowadzi do nadinterpretacji chwilowych wartości i błędnych decyzji operacyjnych.

2.4. Zadania aplikacyjne

1. Zaprojektuj układ pomiarowy dla hali przemysłowej o obciążeniu 400 kVA.
2. Przeanalizuj wykres współczynnika mocy PF, który zmienia się od 0,82 do 0,60 w ciągu doby.
3. Dla licznika klasy 1.0 rejestrującego 100 kW, oblicz możliwy błąd pomiaru i porównaj go z błędem licznika klasy 0,2S.

2.5. Minitest

1. Jakie konsekwencje techniczne wywołuje wartość $\text{THD} = 18\%$ w uzwojeniach transformatora SN/nn?
2. Jakie zjawiska mogą wynikać z niewłaściwego algorytmu uśredniania danych przez rejestrator PQ?
3. Porównaj zakres danych dostępnych w analizatorach PQ klasy *A i S*.
4. Jakie skutki ma błędna orientacja montażowa przekładnika prądowego CT?

2.6. Literatura podstawowa

1. Karwowski A., Pomiar w elektroenergetyce, WNT, 2008
2. Wiatr M., Analiza jakości energii w praktyce, Oficyna Wydawnicza PW, 2012
3. PN-EN 50470-1:2010 – Liczniki energii elektrycznej – Wymagania ogólne, 2010
4. PN-EN 61000-4-30 – Metody pomiaru parametrów jakości energii, 2016

3. Moduł 3 – Jakość Energii Elektrycznej: parametry, normy, oddziaływanie na instalacje (czas trwania: 5 godzin)

3.1. Cel modułu

Celem niniejszego modułu jest rozszerzenie wiedzy uczestników w zakresie zagadnień jakości energii elektrycznej (*Power Quality – PQ*), rozumianej jako zbiór parametrów charakteryzujących przebieg napięcia i prądu w systemach elektroenergetycznych, które bezpośrednio wpływają na niezawodność, efektywność oraz bezpieczeństwo eksploatacji odbiorników energii elektrycznej. Moduł ma za zadanie przygotować uczestników do analitycznej i inżynierskiej oceny stanu jakościowego energii dostarczanej przez systemy dystrybucyjne oraz generowanej lokalnie, z uwzględnieniem dynamicznych zmian wynikających z transformacji sektora elektro-energetycznego.

Współczesne instalacje zasilające, zarówno w sektorze przemysłowym, jak i infrastrukturalnym, są coraz częściej eksploatowane w warunkach złożonych – zdominowanych przez odbiorniki nieliniowe, urządzenia energoelektroniczne, systemy przekształtnikowe oraz częste zmiany obciążenia. W tych warunkach klasyczne podejście do projektowania sieci, oparte na założeniach quasi-stacjonarnych i symetrycznych warunków pracy, okazuje się niewystarczające. Kluczowe staje się zatem rozpoznanie i umiejętność oceny parametrów PQ, takich jak całkowite zniekształcenie harmoniczne (THD), flicker (migotanie napięcia), asymetria napięć międzyfazowych, zapady oraz przebiegi napięcia, które mają istotny wpływ na trwałość i niezawodność urządzeń zasilanych oraz stabilność pracy całej instalacji.

W Module położono nacisk na wiedzę dotyczącą obowiązujących norm technicznych – przede wszystkim PN-EN 50160 i PN-EN 61000-4-30 – w kontekście dopuszczalnych odchyłeń parametrów napięcia w publicznych sieciach rozdzielczych oraz metod pomiaru tych parametrów w warunkach rzeczywistych. Uczestnicy kursu szkoleniowego zostaną zapoznani z metodyką pomiarową opartą na standardzie klasy A, wymogami dotyczącymi synchronizacji czasowej oraz odpowiednim formatem rejestracji danych, co stanowi warunek konieczny dla ich wiarygodności i przydatności operacyjnej oraz arbitrażowej.

Istotnym celem dydaktycznym modułu jest także rozwinięcie kompetencji w zakresie praktycznej oceny wpływu zakłóceń PQ na funkcjonowanie poszczególnych klas odbiorników energii – ze szczególnym uwzględnieniem: napędów o zmiennej prędkości (VSD), transformatorów dystrybucyjnych, zasilaczy UPS, sterowników PLC, systemów automatyki i monitoringu, a także źródeł światła o charakterystyce nieliniowej (światłówki, lampy sodowe, LED). Uczestnicy nauczą się identyfikować symptomy obniżonej jakości energii, klasyfikować źródła zakłóceń oraz dobierać odpowiednie środki zaradcze, takie jak: filtry harmoniczných (pasywne i aktywne), układy kompensacji mocy biernej, systemy tłumienia przepięć oraz izolacji galwanicznej.

W perspektywie techniczno-inżynierskiej, moduł rozwija także kompetencje związane z analizą danych pomiarowych uzyskanych z rejestratorów PQ oraz analizatorów parametrów napięcia, poprzez interpretację wykresów czasowych, histogramów, wskaźników Pst/Plt, profili harmoniczných oraz identyfikację zdarzeń przejściowych (transientów) i anomalii z zakresu crest factor. Praktyczne przykłady będą odnosiły się do scenariuszy występujących w obiektach przemysłowych, centrach danych, zakładach produkcyjnych oraz jednostkach infrastruktury krytycznej.

Wymiernym rezultatem dydaktycznym niniejszego modułu jest nie tylko poszerzenie wiedzy technicznej w zakresie standardów jakości energii elektrycznej, lecz także wykształcenie umiejętności operacyjnych niezbędnych do wdrażania systemów monitoringu PQ, projektowania układów odpornych na zakłócenia, a także przygotowywania dokumentacji technicznej niezbędnej w procedurach reklamacyjnych i audytowych. Z uwagi na rosnącą wrażliwość urządzeń energoelektroniczných oraz wprowadzenie opłat za przekroczenia parametrów jakościowych w niektórych taryfach, problematyka poruszana w tym module stanowi fundament racjonalnej gospodarki energetycznej w dobie cyfryzacji i decentralizacji systemów zasilania.

3.1.1. Zakres merytoryczny modułu

- Pojęcie jakości energii elektrycznej i jej znaczenie eksploatacyjne.
- Kluczowe parametry jakości energii: THD, flicker, asymetria napięcia, zapady i przepięcia.
- Standardy normalizacyjne: PN-EN 50160, PN-EN 61000-4-30 – struktura, wymagania, kryteria akceptowalności.

- Skutki eksploatacyjne pogorszonej jakości energii: degradacja urządzeń, zakłócenia systemów automatyki, spadek sprawności układów napędowych.
- Metody diagnostyki PQ, narzędzia analizy i środki techniczne do poprawy parametrów jakościowych energii.

3.1.2. Wykaz najważniejszych skrótów i terminów

Pst / Plt	(<i>short-term / long-term flicker severity index</i>) – wskaźniki oceny migotania napięcia (krótkoterminowy i długoterminowy)
Crest Factor (CF)	współczynnik szczytu napięcia: stosunek wartości maksymalnej do skutecznej; ważny przy analizie impulsowych odbiorników
Transient	krótkotrwałe zjawiska przejściowe (impulsowe lub oscylacyjne) w napięciu lub prądzie
Zapady napięcia	<i>Voltage Sags</i> , krótkotrwałe obniżenia napięcia skutecznego (do 10–90% U_n)
<i>Surge</i> / Przepięcie	gwałtowny, chwilowy wzrost napięcia ponad wartość znamionową
<i>Voltage Unbalance</i>	asymetria napięcia międzyfazowego (różnica poziomów faz)
Flicker	efekt migotania światła spowodowany zmianami napięcia
Interharmoniczne	składowe napięcia/prądu o częstotliwości niebędącej całkowitą wielokrotnością podstawowej harmonicznej
PQ Monitoring System	– system monitorowania parametrów jakości energii
PLC	<i>Programmable Logic Controller</i> – programowalny sterownik logiczny (użycie w kontekście wpływu PQ na automatykę)
Edge Computing	lokalne przetwarzanie danych (wspomniane w kontekście PQ i AI)

THD (*Total Harmonic Distortion*) – całkowite zniekształcenie harmoniczne napięcia/prądu, wyrażone jako procentowy stosunek sumy składowych wyższych rzędów do składowej podstawowej.

Flicker (migotanie światła) – subiektywnie odczuwalne wahania jasności oświetlenia wywołane zmianami napięcia, które mogą skutkować zarówno dyskomfortem, jak i zakłóceniami pracy urządzeń cyfrowych.

Asymetria napięcia – odchyłka napięć międzyfazowych powyżej 2–3% prowadząca do zwiększonych strat mocy i przegrzewania maszyn wirujących. (wg. PN-EN 50160: dopuszcza max. asymetrię napięć fazowych w systemie zasilania do 2%).

Zapady napięcia (*voltage sags*) – to krótkotrwałe obniżenie skutecznej wartości napięcia do poziomu 90% napięcia znamionowego, trwające od 0,5 cyklu do 1 minuty. Zjawisko to może powodować zakłócenia w pracy układów automatyki, sterowników PLC, falowników, komputerów przemysłowych oraz innych urządzeń wrażliwych na spadki napięcia.

Przebiegięcia (*surges*) – krótkie, często impulsowe przekroczenia napięcia nominalnego, wynikające z wyładowań atmosferycznych lub operacji łączeniowych.

Parametry przejściowe (*transient states*) – szybkie zmiany wartości napięcia lub prądu (trwające < 1 s), generujące błędy załączeń i resetowanie układów elektronicznych.

Interharmoniczne – sygnały o częstotliwościach niebędących całkowitymi wielokrotnościami podstawowej harmonicznej, powodujące niestabilność synchronizacji.

Transienty (przebiegięcia przejściowe) – oscylacyjne zmiany napięcia o czasie trwania rzędu mikrosekund, wymagające rejestracji z wysoką częstotliwością próbkowania (> 20 kHz).

Crest Factor (CF) – stosunek wartości szczytowej napięcia do wartości skutecznej; $CF > 1,8$ typowe dla obciążeń impulsowych, stanowiących zagrożenie dla transformatorów i systemów zabezpieczeń.

3.2. Wprowadzenie teoretyczne

Współczesna elektroenergetyka, będąca systemem o wysokim stopniu nieliniowości i niestacjonarności, coraz częściej funkcjonuje w warunkach odbiegających od quasistabilnych. Zjawiska takie jak harmoniczne wyższych rzędów, zapady napięcia, asymetria napięć, migotanie światła (flicker) czy przepięcia impulsowe, traktowane są jako istotne zagrożenia dla stabilności pracy urządzeń odbiorczych, jak również dla poprawnego działania układów sterowania, przetwarzania energii, transmisji danych oraz komfortu użytkowników energii elektrycznej. Według aktualnych norm technicznych, a zwłaszcza PN-EN 50160 i PN-EN 61000-4-30, jakość energii elektrycznej definiowana jest poprzez zestaw parametrów, które muszą mieścić się w ściśle określonych granicach tak, aby zasilanie mogło zostać uznane za spełniające wymagania eksploatacyjne.

Zakłócenia jakości energii mogą być klasyfikowane według różnych kryteriów, w tym częstotliwości występowania, czasu trwania odkształcenia od poziomu normatywnego oraz źródła ich powstawania. Harmoniczne napięcia i prądu, będące wynikiem działania odbiorników nieliniowych, a więc falowników, zasilaczy impulsowych czy systemów UPS, przyczyniają się do zwiększania strat cieplnych w transformatorach, przegrzewania przewodów oraz powstawania błędów w układach pomiarowych i zabezpieczeniowych. Z kolei zapady napięcia (*voltage sags*), typowe dla sieci niskiego napięcia, mogą prowadzić do chwilowych przerw w działaniu urządzeń automatyki przemysłowej, co skutkuje nieplanowanymi przestojami produkcyjnymi.

Asymetria napięcia międzyfazowego (*voltage unbalance*) jest szczególnie szkodliwa dla pracy silników indukcyjnych i transformatorów, powodując zwiększone straty mocy, pulsacje momentu elektromagnetycznego oraz podwyższenie temperatury uzwojeń. W warunkach długotrwałych może to prowadzić do uszkodzenia izolacji termicznej i awarii mechanicznej. Innym zjawiskiem, którego znaczenie wzrasta w instalacjach z oświetleniem wyładowczym, jest flicker. Efekt ten, choć trudny do obiektywnego pomiaru ze względu na jego subiektywną percepcję, jest regulowany wskaźnikami Pst i Plt, które muszą być rejestrowane przez analizatory klasy A z częstotliwością próbkowania przekraczającą 10,24 kHz.

Transjenty, czyli szybkie i krótkotrwałe przepięcia o charakterze impulsowym lub oscylacyjnym, generowane przez operacje łączeniowe, stany zwarcia lub wyładowania atmosferyczne, stanowią poważne zagrożenie dla integralności systemów cyfrowych, napędów oraz instalacji o niskiej odporności

dielektrycznej. Wymagają stosowania zaawansowanych technik rejestracyjnych, z wysoką rozdzielczością czasową oraz wdrażania odpowiednich środków ochrony przepięciowej, zgodnych z wymaganiami normy PN-EN 61643.

Ze względu na istotny wpływ jakości energii na niezawodność procesów przemysłowych i stabilność infrastruktury krytycznej, konieczne staje się wdrażanie kompleksowych strategii monitoringu parametrów PQ. Są one realizowane za pomocą systemów ciągłej rejestracji jakości energii, integrujących rejestratory klasy A z systemami SCADA, BMS lub platformami *edge computing*, co umożliwia lokalną analizę i szybkie reagowanie na zmiany parametrów jakościowych. Dodatkowo, coraz częściej wykorzystuje się algorytmy sztucznej inteligencji i uczenia maszynowego do klasyfikacji zdarzeń PQ oraz prognozowania potencjalnych awarii.

W kontekście prawnym i regulacyjnym, operatorzy systemów dystrybucyjnych są zobowiązani do zapewnienia parametrów jakościowych na poziomie nie gorszym niż określony w dokumentach normalizacyjnych. Oznacza to, że każde odstępstwo parametrów napięcia od wartości referencyjnych może być podstawą reklamacji ze strony odbiorcy końcowego, a także skutkować obowiązkiem wypłaty rekompensaty. Z tego względu, znajomość obowiązujących norm, metodyki pomiarowej oraz skutków technicznych zaburzeń PQ staje się kompetencją kluczową w pracy każdego inżyniera elektroenergetyka.

Podsumowując, jakość energii elektrycznej to pojęcie wieloaspektowe, wymagające od specjalistów zarówno wiedzy teoretycznej z zakresu elektrotechniki i teorii sygnałów, jak i praktycznych umiejętności w zakresie doboru, konfiguracji i interpretacji wyników pomiarowych. Moduł niniejszy ma na celu dostarczenie pogłębionej wiedzy w tym obszarze, stanowiącej fundament dla działań diagnostycznych, modernizacyjnych oraz projektowych w nowoczesnych instalacjach zasilających.

3.3. Typowe błędy inżynierskie

- Brak ciągłej rejestracji PQ (niedostosowane interwały pomiarowe ≥ 10 min).
- Nieuwzględnianie wpływu obciążeń nieliniowych przy projektowaniu sieci IT/TT.
- Dobór filtrów harmoniczných bez analizy widmowej – indukcja rezonansów.
- Ograniczenie analizy PQ wyłącznie do THD – pomijanie flickerów, zapadów.
- Niewłaściwa interpretacja crest factor w analizie obciążeń.

3.4. Zadania kontrolne dla uczestników

1. Przeprowadź analizę THD w układzie z falownikiem i zasilaczem UPS; oceń wpływ na pracę transformatora.
2. Zaprojektuj rozmieszczenie analizatorów PQ w zakładzie z pięcioma liniami produkcyjnymi.
3. Oblicz asymetrię napięcia przy wartościach faz: 230 V, 228 V, 243 V.
4. Dobierz filtr pasywny dla układu z dominującą 5. i 11. harmoniczną.
5. Oceń flicker w hali sportowej wyposażonej w oświetlenie sodowe.
6. Oblicz wskaźniki krótkoterminowe i długoterminowe (Pst, Plt) na podstawie danych z analizatora.

3.5. Minitest

1. Co oznacza wskaźnik Pst = 1,8?
2. Która harmoniczna najczęściej występuje w obciążeniach nieliniowych?
3. Jakie są skutki przekroczenia THD > 15%?
4. Jaki wpływ ma asymetria napięcia na pracę silników indukcyjnych?
5. Różnice działania: filtr aktywny vs pasywny?
6. Wpływ flicker na systemy automatyki PLC?
7. Geneza harmoniczných nieparzystych?
8. Znaczenie współczynnika CF > 1,8 w analizie PQ?

3.6. Literatura podstawowa

1. PN-EN 50160 – Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach rozdzielczych, 2010
2. PN-EN 61000-4-30 – Metody pomiaru parametrów jakości energii, 2016
3. Wiatr M., Analiza jakości energii elektrycznej, WNT, 2008
4. Pasko M., Harmoniczne w instalacjach przemysłowych, Oficyna Wydawnicza, 2014
5. Materiały katalogowe: APQ Systems, ABB, Schneider Electric, stan na rok 2025

4. Moduł 4 – Analiza obciążeń, strat i bilansowania energetycznego w infrastrukturze (czas trwania: 5 godzin)

4.1. Cel modułu

Celem niniejszego modułu jest rozwinięcie kompetencji uczestników w zakresie prowadzenia bilansowania energetycznego, analizy obciążeń oraz identyfikacji i klasyfikacji strat mocy w złożonych systemach elektroenergetycznych infrastruktury technicznej. Szczególny nacisk położono na integrację wiedzy teoretycznej z metodyką praktyczną umożliwiającą podejmowanie racjonalnych decyzji eksploatacyjnych, projektowych i modernizacyjnych w kontekście efektywności energetycznej, obciążalności infrastruktury przesyłowej oraz struktury kosztów energii elektrycznej.

Moduł zakłada pogłębione omówienie zasad przygotowania bilansu mocy czynnej (P), biernej (Q) oraz pozornej (S) w ujęciu czasowo-rozdzielczym, uwzględniającym zmienność obciążenia w funkcji doby, tygodnia i sezonu eksploatacyjnego. Analizie podlegają również parametry wpływające na efektywność wykorzystania infrastruktury, takie jak współczynnik obciążenia (LF), współczynnik mocy ($PF = \cos\phi$), wskaźniki intensywności zużycia energii (EUI, SPI, KPI), a także charakterystyki profilu obciążenia (*load profile*) rozumianego jako funkcja obciążeń chwilowych w przedziałach 15-minutowych, godzinowych i dobowych.

Uczestnicy uzyskają umiejętność identyfikacji głównych źródeł strat energii, obejmujących m.in. straty rezystancyjne (I^2R) w liniach i szynoprzewodach, straty magnetyczne (histerezy i prądów wirowych) w transformatorach oraz straty konwersyjne w przekształtnikach energoelektronicznych. Równolegle analizowane będą tzw. straty organizacyjne i proceduralne, które – pomimo że trudne do jednoznacznej kwantyfikacji – stanowią znaczące źródło nieefektywności energetycznej. Do tej kategorii zalicza się: nieefektywne sterowanie odbiornikami dużej mocy, przewymiarowanie mocy umownej, nieoptymalny dobór taryf energetycznych, a także zjawiska pików obciążenia wynikające z nieskorelowanego czasowo załączania odbiorów.

Moduł ma na celu wykształcenie praktycznych umiejętności wykorzystania narzędzi diagnostycznych i analitycznych – w tym: analizatorów jakości energii, systemów klasy BEMS (*Building Energy Management Systems*), oprogramowania do modelowania energetycznego (np. ETAP, PowerFactory, EPLAN Electric P8) – w celu prowadzenia obliczeń bilansowych, opracowania wskaźników efektywności energetycznej oraz formułowania

rekomendacji modernizacyjnych i inwestycyjnych. Istotnym komponentem dydaktycznym jest także analiza wpływu lokalnej i scentralizowanej kompensacji mocy biernej na strukturę przepływów mocy oraz warunki napięciowe w węzłach zasilających.

W ujęciu szerszym, celem jest także ugruntowanie świadomości ekonomicznej i systemowej związanej z kosztami energii – zarówno w wymiarze opłat za moc pozorną i przekroczenia mocy umownej, jak i w zakresie taryf dynamicznych oraz prognozowania zapotrzebowania na moc szczytową. Uczestnicy poznają metody optymalizacji obciążenia bazujące na analizie historycznej danych pomiarowych, zarządzaniu profilami zapotrzebowania (*demand shaping, demand shifting*), a także implementacji technologii automatyki rozproszonej i systemów zarządzania obciążeniem.

Moduł ten stanowi podstawową wiedzę dla specjalistów odpowiedzialnych za efektywność energetyczną, zarządzanie infrastrukturą krytyczną, projektowanie rozbudowy instalacji elektroenergetycznych, a także dla zespołów wdrażających programy transformacji energetycznej i dekarbonizacji. W dobie rosnących cen energii, zaostających się regulacji środowiskowych oraz zwiększającej się presji na neutralność klimatyczną, umiejętność poprawnego bilansowania energetycznego i analizy strat stanowią kompetencję kluczową, determinującą zarówno ciągłość zasilania, jak i rentowność operacyjną obiektów technicznych.

4.1.1. Zakres merytoryczny

- Bilans mocy czynnej (P), biernej (Q) i pozornej (S) – analiza danych pomiarowych, konstrukcja profili obciążenia i modelowanie przepływów mocy.
- Charakterystyka obciążeń zmiennych – analiza profilu dobowego, sezonowego oraz identyfikacja szczytów zapotrzebowania.
- Wskaźniki efektywności energetycznej – zastosowanie miar odniesienia do oceny jednostkowego zużycia energii (np. kWh/m², kWh/jedn. produkcji).
- Identyfikacja i klasyfikacja strat mocy – straty rezystancyjne, magnetyczne, prądów wirowych oraz straty organizacyjne.
- Strategie optymalizacji efektywności energetycznej – zastosowanie kompensacji, automatyzacji i zarządzania obciążeniem w oparciu o dane pomiarowe.

4.1.2. Wykaz najważniejszych skrótów i terminów

PF (<i>Power Factor</i>)	współczynnik mocy, określany jako $\cos\phi$; kluczowy parametr efektywności przesyłu mocy.
EUI (<i>Energy Use Intensity</i>)	wskaźnik intensywności zużycia energii (np. kWh/m ²).
SPI (<i>Specific Power Indicator</i>)	– wskaźnik jednostkowego zużycia mocy, np. na produkt.
KPI (<i>Key Performance Indicator</i>)	– kluczowy wskaźnik efektywności; w module odnosi się do oceny efektywności energetycznej.
DSM (<i>Demand Side Management</i>)	– zarządzanie popytem po stronie odbiorcy; działania wpływające na kształtowanie profilu zapotrzebowania.
BEMS (<i>Building Energy Management System</i>)	– system zarządzania energią w budynkach (klasa rozbudowana w stosunku do EMS).
Bilans mocy – zestawienie chwilowych lub skumulowanych wartości mocy wejściowej i wyjściowej w danym systemie elektroenergetycznym.	
Obciążenie zmienne – czasowe fluktuacje zapotrzebowania na energię wynikające z cyklicznych lub losowych zmian w pracy urządzeń oraz czynników zewnętrznych (np. temperatura, oświetlenie dzienne).	
Profil obciążenia (<i>load profile</i>) – wykres ilustrujący przebieg zużycia energii w czasie, służący do identyfikacji okresów przeciążenia i rezerw.	
Straty techniczne – obejmują straty rezystancyjne (I^2R), straty histerezy i prądów wirowych w transformatorach, straty konwersji w przekształtnikach i UPS-ach.	
EUI (<i>Energy Use Intensity</i>) – wskaźnik zużycia energii wyrażony w przeliczeniu na jednostkę powierzchni, objętości lub produktu (kWh/m ² , kWh/kg, kWh/szt.).	

Kompensacja mocy biernej – zastosowanie elementów kompensacyjnych (baterii kondensatorów, dławików kompensacyjnych, aktywnych filtrów mocy) w celu redukcji zapotrzebowania na moc bierną.

Współczynnik obciążenia (*load factor, LF*) – $LF = P'_{st} / P_{max}$; miara równomierności obciążenia, gdzie $LF < 0,5$ wskazuje na niską efektywność energetyczną systemu.

4.2. Wprowadzenie teoretyczne

Bilansowanie energetyczne, analiza obciążeń oraz identyfikacja strat w systemach elektroenergetycznych wymagają szczegółowego zrozumienia struktury przepływów mocy w złożonych układach zasilania. Nowoczesne instalacje elektroenergetyczne, występujące w obiektach przemysłowych, komercyjnych i użyteczności publicznej, charakteryzują się złożoną strukturą oraz zmiennym profilem obciążenia. Wymusza to stosowanie zaawansowanych metod pomiarowych, analitycznych i modelowania numerycznego.

Podstawową wielkością wykorzystywaną w bilansowaniu energetycznym jest moc czynna (P), związana z przemianą energii elektrycznej na pracę użyteczną. Uzupełniają ją: moc bierna (Q), odpowiadająca za wytwarzanie i utrzymanie pola elektromagnetycznego w odbiornikach indukcyjnych i pojemnościowych, oraz moc pozorna (S) – będąca geometryczną sumą składowych P i Q . Relacje między tymi wielkościami przedstawiane są w postaci tzw. trójkąta mocy, a kluczowym parametrem charakteryzującym efektywność wykorzystania energii jest współczynnik mocy $\cos\varphi$.

W systemach zasilania o wysokim stopniu złożoności – takich jak zintegrowane węzły energetyczne z wieloma źródłami i odbiornikami – zarządzanie obciążeniem staje się procesem iteracyjnym. Wymaga równoległego uwzględniania podejścia deterministycznego (dla parametrów znanych i kontrolowanych) oraz probabilistycznego (dla zmiennych losowych, np. fluktuacji obciążenia). Charakterystyka obciążeń (indukcyjna, pojemnościowa, nieliniowa), ich dynamika oraz chwilowe zapotrzebowanie wpływają zarówno na profil energetyczny obiektu, jak i na dobór komponentów infrastruktury technicznej – a więc transformatorów, aparatów łączeniowych, zabezpieczeń i systemów kompensacyjnych.

W kontekście strat mocy wyróżnia się:

1. straty techniczne, wynikające z praw fizyki – m.in. straty rezystancyjne, histerezy, prądów wirowych oraz straty przełączania w przekształtnikach i aparaturze;
2. straty nietechniczne (organizacyjne), powstające na skutek błędów eksploatacyjnych i zarządczych – np. przewymiarowania instalacji, nieefektywnego harmonogramu pracy odbiorników wielkiej mocy nieadekwatnej struktury taryfowej.

Zastosowanie zaawansowanych narzędzi symulacyjnych i analitycznych – takich jak PowerFactory, MATLAB/Simulink oraz systemy zarządzania energią (*Building Energy Management Systems, BEMS*) – umożliwia predykcyjną analizę scenariuszy eksploatacyjnych, ocenę wpływu zmian konfiguracji źródeł i odbiorów również identyfikację punktów krytycznych dla ciągłości zasilania i efektywności energetycznej.

Coraz większe znaczenie odnawialnych źródeł energii (OZE) oraz rozwój prosumeryzmu wprowadzają dodatkowe wyzwania związane z niestabilnością generacji i potrzebą dynamicznego bilansowania mocy w warunkach zmiennych warunków pogodowych. Prowadzenie bilansu energetycznego w czasie rzeczywistym wymaga integracji funkcji magazynowania energii, sterowania popytem (*Demand Side Management, DSM*) oraz zastosowania rozwiązań hybrydowych: instalacji PV, magazynów bateryjnych, mikrosieci oraz lokalnych źródeł kogeneracyjnych.

Wreszcie, aspekt regulacyjny odgrywa istotną rolę w standaryzacji metod bilansowania mocy oraz identyfikacji strat. Obowiązujące akty prawne – m.in. PN-EN 16247, Dyrektywa EED, oraz krajowe rozporządzenia dotyczące efektywności energetycznej – nakładają obowiązek prowadzenia audytów energetycznych, stosowania wskaźników zużycia energii oraz raportowania danych dotyczących profilu obciążeniowego i strat energetycznych. Integracja wiedzy inżynierskiej z wymaganiami legislacyjnymi staje się zatem nieodzownym elementem profesjonalnej praktyki technicznej.

4.3. Najczęstsze błędy inżynierskie

- Niedoszacowanie wpływu niskiego współczynnika mocy na opłaty za moc bierną.
- Zawyżanie mocy szczytowej przy projektowaniu – skutkujące przewymiarowaniem infrastruktury.
- Nieskoordynowane załączanie urządzeń dużej mocy – generowanie pików obciążenia.

- Brak kompensacji lokalnej – stosowanie jedynie centralnych rozwiązań bez analizy punktów zapotrzebowania.
- Pominięcie analizy profilu obciążenia przy doborze taryf i mocy umownej.

4.4. Minitest

1. Czym jest współczynnik obciążenia i jak się go oblicza?
2. Jakie są główne źródła strat w energetycznym transformatorze trójfazowym?
3. W jaki sposób $PF = 0,65$ wpływa na moc pozorną i koszty przesyłu?
4. Dlaczego analiza profilu obciążenia jest kluczowa przy modernizacji zasilania?
5. W jakich przypadkach zalecana jest kompensacja lokalna, a w jakich centralna?

4.5. Literatura podstawowa

1. Mielczarski W., Efektywność energetyczna w zakładach przemysłowych, PŁ, Łódź, 2013
2. PN-EN 16247 – Wytyczne w zakresie audytów energetycznych, 2012
3. Siemens SENTRON – Praktyczny podręcznik bilansowania mocy, Siemens AG
4. Janitza Electronics – UMG: Systemy klasy A do pomiarów PQ
5. KAPE, Poradnik efektywności energetycznej, Warszawa, 2021

5. Moduł 5 – Kompensacja mocy biernej i optymalizacja efektywności energetycznej (czas trwania: 5 godzin)

5.1. Cel dydaktyczny

Moduł 5 został zaprojektowany w celu rozwinięcia kompetencji uczestników w zakresie racjonalizacji i optymalizacji zużycia energii elektrycznej w strukturach przemysłowych, komunalnych oraz usługowych. Celem dydaktycznym niniejszego modułu jest wyposażenie słuchaczy w umiejętność analizy profilu zużycia energii, identyfikacji i klasyfikacji odbiorników energochłonnych, prowadzenia bilansu mocy biernej oraz doboru odpowiednich strategii kompensacyjnych. Kształcenie ukierunkowane jest również na wdrażanie i eksploatację systemów zarządzania energią zgodnych z normą ISO 50001 oraz na ocenę efektywności technologicznej i kosztowej działań optymalizacyjnych.

Podstawowym celem nauczania jest rozwinięcie zdolności do przeprowadzania krytycznej oceny struktury kosztów energii, ze szczególnym uwzględnieniem opłat zmiennych (związanych z energią czynną i bierną) oraz kosztów stałych, takich jak opłata przesyłowa, jakościowa, mocowa oraz podatki i składki środowiskowe. Uczestnik powinien rozróżniać charakterystyki grup taryfowych (np. B21 vs B23), identyfikowania nieprawidłowości w harmonogramach zużycia oraz wdrażania rozwiązań opartych na automatyzacji procesów i synchronizacji z warunkami zakupowymi energii.

W module skoncentrowano się również na aspektach technicznych doboru urządzeń kompensacyjnych, takich jak baterie kondensatorów, dławiki kompensacyjne czy filtry aktywne. Zakres dydaktyczny obejmuje nie tylko ocenę parametrów znamionowych tych urządzeń, ale również analizę stabilności systemu elektroenergetycznego w warunkach zmiennego obciążenia, obecności odbiorników nieliniowych oraz wpływu zjawisk rezonansowych. Szczególna uwaga poświęcona jest ocenie wskaźników jakości energii, w tym współczynnika mocy ($\cos\phi$), współczynnika THDi oraz oddziaływania harmonicznym wyższych rzędów na odbiorniki.

Uczestnicy modułu nabędą również umiejętność stosowania oprogramowania inżynierskiego do modelowania profilu zużycia oraz symulacji działań optymalizacyjnych. Przewidziano zapoznanie się z narzędziami takimi jak Power Monitoring Expert, EMTP-ATP, MATLAB/Simulink oraz arkusze analityczne wspomagające planowanie inwestycji w infrastrukturę kompensacyjną. Program kładzie nacisk na synergię wiedzy technicznej z uwarunkowaniami ekonomicznymi oraz ramami regulacyjnymi, w tym

Dyrektywą EED oraz krajowymi regulacjami dotyczącymi efektywności energetycznej.

5.1.1. Zakres merytoryczny

- Analiza struktury kosztów energii elektrycznej – składniki faktury, identyfikacja źródeł kosztów stałych i zmiennych.
- Systemy zarządzania energią (EnMS) – normy ISO 50001, wykorzystanie systemów EMS i metodologii ciągłego doskonalenia.
- Audyt energetyczny odbiorników końcowych – lokalizacja urządzeń o wysokim współczynniku intensywności energetycznej.
- Strategie optymalizacyjne – zmiana grupy taryfowej, kompensacja mocy biernej, harmonogramowanie pracy, automatyzacja procesów.
- Analiza przypadków wdrożeniowych – wpływ działań technicznych na koszty operacyjne, profil zużycia oraz emisje środowiskowe.

5.1.2. Kluczowe pojęcia i definicje techniczne

Koszty energii – suma opłat zawarta na fakturze: energia czynna, bierna, przesył, opłaty stałe, opłata mocowa, akcyza, OZE, opłaty jakościowe.

EMS (*Energy Management System*) – zintegrowany system rejestracji, analizy i raportowania danych energetycznych w czasie rzeczywistym.

ISO 50001 – międzynarodowa norma systemowa określająca wymagania dotyczące efektywnego zarządzania energią.

Profil zużycia energii – czasowy rozkład zużycia energii w ujęciu godzinowym, dobowym lub sezonowym; wykorzystywany do optymalizacji taryfowej i operacyjnej.

Taryfa energetyczna – zestaw warunków zakupu energii w zależności od pory dnia i grupy przyłączeniowej (np. G11, C21, B21, B23).

Opłata mocowa – składnik kosztowy wprowadzony w 2021 r., uzależniony od zużycia w godzinach szczytowych i profilu obciążenia.

5.2. Wprowadzenie teoretyczne

Współczesna inżynieria energetyczna, oparta na założeniach zrównoważonego rozwoju, koncentruje się nie tylko na dostarczaniu odpowiedniej ilości energii elektrycznej do odbiorców, ale przede wszystkim na racjonalnym zarządzaniu jej zużyciem. Proces ten obejmuje aspekty zarówno techniczne (charakterystyka układów zasilania, jakość energii, bilansowanie mocy), jak i organizacyjne (struktura taryf, alokacja kosztów inwestycyjnych, modele eksploatacyjne), a także środowiskowe (emisja CO₂, ślad energetyczny, wpływ OZE). Kluczowym zagadnieniem w tym kontekście pozostaje efektywność energetyczna, rozumiana jako stosunek uzyskanej użyteczności energetycznej do całkowitej energii dostarczonej do systemu. Efektywność ta może być znacząco zwiększona poprzez optymalizację parametrów sieci elektroenergetycznej, minimalizację strat oraz wdrażanie systemów kompensacji mocy biernej.

Moc bierna, jako niezbędny składnik dla prawidłowego funkcjonowania odbiorników indukcyjnych i pojemnościowych, przyczynia się do dodatkowego obciążenia systemu przesyłowego, zwiększenia strat energetycznych oraz pogorszenia stabilności poziomu napięcia w sieci. Chociaż nie powiązana jest z wykonywaniem pracy w sensie klasycznym, jej obecność jest nieunikniona w układach prądu przemiennego. Niewłaściwa kompensacja mocy biernej może skutkować nie tylko podwyższonymi kosztami związanymi z opłatą za energię bierną, ale również destabilizacją pracy urządzeń wrażliwych na wahania napięć, obniżeniem współczynnika mocy oraz przeciążeniem transformatorów i linii przesyłowych.

W warunkach współczesnego przemysłu, szczególnie energochłonnego (np. hutnictwo, przemysł chemiczny, zakłady produkcyjne z dużym udziałem napędów elektrycznych), odpowiednia gospodarka mocą bierną staje się priorytetem strategicznym. Prawidłowo zaprojektowany i eksploatowany układ kompensacyjny (centralny, lokalny lub mieszany) umożliwia poprawę współczynnika mocy $\cos\phi$ ograniczenie kosztów przesyłowych oraz zwiększenie przepustowości infrastruktury elektroenergetycznej bez konieczności jej rozbudowy.

Jednym z kluczowych narzędzi inżynierskich w zakresie racjonalizacji zużycia energii elektrycznej są systemy zarządzania energią (EMS), które umożliwiają ciągły monitoring, analizę i raportowanie danych energetycznych. Ich integracja z normami ISO 50001 pozwala na systematyczne podnoszenie efektywności energetycznej poprzez wdrażanie cyklu PDCA (*Plan-Do-Check-Act*, tj. zaplanuj – wykonaj – sprawdź – działaj korygująco). Systemy te, wyposażone w zaawansowane algorytmy prognozujące i modele symulacyjne,

umożliwiają tworzenie scenariuszy optymalizacyjnych, które uwzględniają zarówno dane historyczne, jak i prognozowane zapotrzebowanie.

Dodatkowym elementem wpływającym na efektywność systemów elektroenergetycznych jest analiza kosztów skojarzonych z charakterystyką taryfową. Opłaty mocowe, wprowadzone w Polsce w 2021 r., stanowią istotny komponent kosztowy, którego wysokość zależy od profilu obciążenia w godzinach szczytu. W związku z tym precyzyjne harmonogramowanie pracy urządzeń energochłonnych oraz zaawansowana automatyzacja procesów przemysłowych może prowadzić do istotnych redukcji kosztów operacyjnych. Uwzględnienie zmienności cen energii w czasie rzeczywistym (*time-of-use pricing*) oraz wykorzystanie mechanizmów DSM (*Demand Side Management*) stanowi aktualny kierunek rozwoju polityki energetycznej przedsiębiorstw.

W ujęciu teoretycznym, kompensacja mocy biernej może być rozpatrywana jako działanie korekcyjne mające na celu maksymalizację wartości współczynnika mocy przy minimalizacji skutków ubocznych związanych z niewłaściwą kompensacją. Modele matematyczne opisujące proces kompensacji opierają się na teorii obwodów prądu przemiennego oraz na analizie harmonicznym. Uwzględnienie aspektów nieliniowości, stanów przejściowych oraz zjawisk rezonansowych stanowi istotny element projektowania nowoczesnych układów kompensacyjnych, w tym także filtrów aktywnych i pasywnych, które przeciwdziałają pogorszeniu jakości energii (*Power Quality*).

5.3. Najczęstsze błędy techniczno-organizacyjne

1. Brak analizy faktur i nieuwzględnienie opłaty mocowej.
2. Brak identyfikacji energochłonnych odbiorników – brak opomiarowania wydzielonego.
3. Nieobecność automatyki sterującej pracą urządzeń w zależności od zapotrzebowania.
4. Przewymiarowanie lub niewłaściwy dobór urządzeń kompensacyjnych.
5. Brak synchronizacji harmonogramów pracy z taryfami energetycznymi.

5.6. Zadania kontrolne dla uczestników

1. Przeanalizuj fakturę energetyczną i wskaż możliwe obszary redukcji kosztów.
2. Dla zakładu o rocznym zużyciu 2,5 GWh oszacuj oszczędności wynikające ze zmiany taryfy B21 na B23.
3. Zaprojektuj harmonogram pracy sprężarek z uwzględnieniem godzin szczytu i struktury taryfowej.
4. Wskaż możliwe działania modernizacyjne w przedsiębiorstwie z $PF = 0,72$ i wysokimi opłatami za moc bierną.

5.7. Minitest

1. Na czym polega opłata mocowa i jak można ją zredukować?
2. Jakie są cechy charakterystyczne taryfy B23?
3. Jakie funkcje pełni system EMS w przedsiębiorstwie?
4. W jaki sposób przesunięcie godzin pracy urządzeń wpływa na strukturę kosztów?
5. Dlaczego analiza profilu zużycia energii jest krytyczna dla optymalizacji taryfowej?

5.8. Literatura podstawowa

1. ISO 50001:2018 – System zarządzania energią – Wymagania i wytyczne wdrażania, 2018
2. URE – Jak czytać fakturę za energię?, Urząd Regulacji Energetyki, 2022
3. KAPE – Efektywność energetyczna w przemyśle – dobre praktyki, Warszawa, 2020
4. Schneider Electric – Power Monitoring Expert – Zarządzanie energią w zakładach przemysłowych, 2021
5. Emerson Energy Advisor – Metody optymalizacji zużycia energii w systemach technologicznych, 2019

6. Moduł 6 – Magazynowanie energii elektrycznej: pomiary, analiza danych i interpretacja wyników (czas trwania: 5 godzin)

6.1. Cel modułu

Moduł 6 został zaprojektowany w celu pogłębienia wiedzy i kompetencji uczestników w zakresie zarządzania procesami magazynowania energii elektrycznej w układach zintegrowanych z infrastrukturą przemysłową, komunalną i prosumencką. Celem dydaktycznym jest przekazanie interdyscyplinarnych doświadczeń technicznych z zakresu konstrukcji, działania, integracji oraz eksploatacji systemów magazynowania energii (SME), ze szczególnym uwzględnieniem aspektów pomiarowych, analitycznych i prognostycznych.

Kształcenie w ramach modułu obejmuje szczegółową analizę parametrów eksploatacyjnych systemów opartych na ogniwach litowo-jonowych, litowo-żelazowo-fosforanowych (LFP), technologii przepływowych oraz superkondensatorów, z uwzględnieniem ich charakterystyki dynamicznej, trwałości cyklicznej, efektywności konwersji oraz kompatybilności z istniejącą infrastrukturą energetyczną. Uczestnicy kursu zdobędą umiejętność modelowania i doboru technologii magazynowania w kontekście zapotrzebowania energetycznego obiektów oraz warunków techniczno-ekonomicznych.

Moduł umożliwia również rozwój kompetencji w zakresie wykorzystania systemów zarządzania energią (EMS), systemów SCADA oraz architektur sterujących klasy BMS w kontekście koordynacji pracy magazynu energii z odnawialnymi źródłami energii, siecią elektroenergetyczną oraz odbiornikami końcowymi. Uczestnicy uzyskują wiedzę niezbędną do analizy danych czasowo-seryjnych, interpretacji przebiegów pomiarowych, identyfikacji anomalii eksploatacyjnych oraz oceny efektywności energetycznej i ekonomicznej inwestycji.

Szczególny nacisk położony jest na aspekt regulacyjny oraz interoperacyjność systemów magazynowania z siecią elektroenergetyczną – zarówno w kontekście przyłączeniowym (wymogi OSD), jak i raportowania zgodnego z wytycznymi Urzędu Regulacji Energetyki (URE). Analizowane będą wymagania normatywne w zakresie bezpieczeństwa pożarowego, detekcji gazów, ochrony przepięciowej oraz zarządzania ryzykiem eksploatacyjnym w środowiskach o podwyższonym zagrożeniu.

Moduł ma na celu nie tylko przekazanie wiedzy teoretycznej, ale także wykształcenie z dolności praktycznego wykorzystania narzędzi analitycznych i symulacyjnych w ocenie opłacalności wdrożenia SME, obliczaniu C-rate (współczynnika szybkości ładowania/rozładowania magazynu energii, wyrażającego stosunek prądu ładowania do pojemności znamionowej akumulatora), optymalizacji cyklu ładowania i rozładowania oraz szacowaniu wpływu na szczytowe zapotrzebowanie mocy i autokonsumpcję. Przekazana wiedza umożliwi uczestnikom formułowanie rekomendacji inżynierskich oraz przygotowywanie dokumentacji technicznej i projektowej zgodnej z obowiązującymi standardami.

6.1.1. Zakres treści modułu

- Technologie magazynowania energii – charakterystyka baterii litowo-jonowych, litowo-żelazowo-fosforanowych (LFP), systemów przepływowych i superkondensatorów.
- Funkcje operacyjne magazynów – peak shaving, load shifting, backup, stabilizacja napięcia i częstotliwości.
- Integracja z odnawialnymi źródłami energii – PV, mikroturbiny wiatrowe, mikrokogeneracja.
- Systemy zarządzania energią (EMS, SCADA, BMS) – architektura, funkcje, algorytmy sterujące.
- Aspekty regulacyjne i formalne – wymogi przyłączeniowe OSD, dokumentacja zgodna z URE, normy bezpieczeństwa.

6.1.2. Wykaz najważniejszych skrótów i terminów

Magazyn energii – układ techniczny służący do czasowego przechowywania energii elektrycznej oraz jej późniejszego oddania do systemu odbiorczego.

Peak shaving – strategia redukcji chwilowych szczytów mocy poprzez zasilanie odbiorników z magazynu, co skutkuje obniżeniem opłat za moc umowną.

Load shifting – przesunięcie zużycia energii na godziny z niższymi taryfami poprzez inteligentne zarządzanie cyklem ładowania i rozładowania magazynu.

C-rate – współczynnik szybkości ładowania/rozładowania akumulatora; wyrażony jako odwrotność czasu pełnego cyklu w godzinach.

EMS (*Energy Management System*) – zintegrowany system monitorujący i sterujący przepływem energii w układzie: OZE–magazyn–odbiorniki.

SCADA/BMS – systemy nadzoru i zarządzania technologią przemysłową (SCADA) oraz infrastrukturą budynkową (BMS) z funkcją integracji energetycznej.

6.2. Wprowadzenie teoretyczne

Magazynowanie energii elektrycznej stanowi obecnie jedno z kluczowych wyzwań i jednocześnie obszarami poszukiwania fundamentalnych rozwiązań w kontekście transformacji energetycznej i rozwoju inteligentnych systemów elektroenergetycznych (*Smart Grids*). W dobie dynamicznego rozwoju odnawialnych źródeł energii (OZE) – szczególnie fotowoltaiki oraz mikroturbin wiatrowych – integracja magazynów energii (*Energy Storage Systems, ESS*) staje się nieodzownym elementem infrastruktury elektroenergetycznej. Wysoka zmienność produkcji z OZE, a także brak możliwości planowania generacji energii, powodują konieczność wdrażania lokalnych i rozproszonych układów akumulacyjnych, które zapewniają stabilność napięciową i częstotliwościową w lokalnych węzłach dystrybucyjnych.

Pod względem technologii, systemy magazynowania energii można klasyfikować na podstawie mechanizmu akumulacji energii: chemicznego (baterie elektrochemiczne), mechanicznego (np. koła zamachowe, sprężone powietrze), elektrycznego (superkondensatory) oraz elektrochemicznego (systemy przepływowe). Spośród dostępnych rozwiązań, największe zainteresowanie wzbudzają baterie litowo-jonowe oraz litowo-żelazowo-fosforanowe (LFP), które dzięki wysokiej gęstości energii, dużej liczbie cykli pracy oraz stosunkowo niewielkim wymaganiom eksploatacyjnym, znajdują zastosowanie zarówno w sektorze przemysłowym, jak i prosumenckim.

Systemy te pełnią szereg funkcji operacyjnych, w tym m.in.: *peak shaving* (redukowanie chwilowych szczytów mocy), *load shifting* (przesuwanie zapotrzebowania na tańsze okresy taryfowe), stabilizację napięcia i częstotliwości (*ancillary services*), funkcję zasilania awaryjnego (*backup power*), a także wspomaganie autokonsumpcji w systemach prosumenckich. Kluczowym aspektem ich zastosowania jest możliwość redukcji opłat dystrybucyjnych oraz ograniczenie strat przesyłowych dzięki lokalnemu bilansowaniu mocy.

Integracja ESS z OZE wymaga implementacji zaawansowanych systemów sterowania i monitorowania, w tym systemów zarządzania energią (EMS), systemów SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) oraz układów

BMS (*Battery Management System*). EMS odpowiada za optymalizację harmonogramów ładowania i rozładowania, uwzględniając prognozy produkcji OZE, ceny energii na rynku bilansującym oraz aktualny stan sieci. SCADA oraz BMS zapewniają monitoring parametrów operacyjnych, takich jak napięcie ogniw, temperatura, stan naładowania, a także sygnalizują występowanie stanów niebezpiecznych – przeładowania, zwarcia lub przegrzania.

Z perspektywy regulacyjnej, istotne znaczenie mają wymagania określone przez operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD), jak również wytyczne Urzędu Regulacji Energetyki (URE) dotyczące warunków technicznych przyłączenia oraz bezpieczeństwa eksploatacyjnego. Systemy magazynowania energii muszą spełniać kryteria zgodności z normami IEC/EN w zakresie ochrony przepięciowej, zabezpieczeń przeciwpożarowych oraz detekcji gazów. Szczególne wyzwania stwarzają instalacje bateryjne o dużej pojemności, gdzie istotna jest redundancja zabezpieczeń, kontrola środowiska pracy oraz integracja z systemami bezpieczeństwa obiektu.

Moduł ma na celu nie tylko przekazanie wiedzy teoretycznej, ale także wykształcenie zdolności praktycznego wykorzystania narzędzi analitycznych i symulacyjnych w ocenie opłacalności wdrożenia SME, obliczaniu C-rate (współczynnika szybkości ładowania/rozładowania magazynu energii, wyrażającego stosunek prądu ładowania do pojemności znamionowej akumulatora), optymalizacji parametrów procesu ładowania i rozładowania oraz szacowaniu wpływu na szczytowe zapotrzebowanie mocy i autokonsumpcję. Przekazana wiedza umożliwi uczestnikom formułowanie rekomendacji inżynierskich oraz przygotowywanie dokumentacji technicznej i projektowej zgodnej z obowiązującymi standardami.

Podsumowując, magazynowanie energii elektrycznej stanowi element strategiczny nowoczesnych systemów zasilania. Jego efektywna implementacja wymaga znajomości parametrów technicznych stosowanych urządzeń, umiejętności integracji z OZE, zrozumienia wymogów regulacyjnych oraz zaawansowanych kompetencji w zakresie analizy danych i optymalizacji operacyjnej. Znajomość powyższych zagadnień jest warunkiem konieczny dla inżynierów i projektantów systemów energetycznych, operujących w warunkach rosnących wymagań rynkowych i środowiskowych.

6.3. Najczęstsze błędy techniczne

1. Niedoszacowanie pojemności magazynu względem rzeczywistego profilu obciążenia
2. Brak synchronizacji EMS z prognozami produkcji i zużycia
3. Nieprzystosowanie infrastruktury do pracy z przepływami dwukierunkowymi
4. Nieuwzględnienie warunków technicznych przyłączenia określonych przez OSD
5. Brak systemów detekcji gazów oraz zabezpieczeń przeciwpożarowych w pomieszczeniach akumulatorowych

6.4. Minitest

1. Na czym polega funkcja *peak shaving* i jaki ma wpływ na strukturę kosztów energii?
2. Jakie parametry techniczne i eksploatacyjne należy uwzględnić przy doborze pojemności magazynu?
3. W jaki sposób działa system EMS w układzie z OZE i magazynem energii?
4. Jakie zagrożenia eksploatacyjne wiążą się z bateriami litowo-jonowymi?
5. Jakie systemy automatyki stosuje się do zarządzania magazynami energii?

6.5. Literatura podstawowa

1. NFOŚiGW – Przewodnik po programach wsparcia dla systemów magazynowania energii
2. Fraunhofer ISE – Energy Storage Roadmap: Technologies, Integration and Costs
3. URE – Wytyczne techniczne dotyczące przyłączania magazynów energii do sieci
4. Schneider Electric – Katalog rozwiązań systemowych EcoStruxure Energy Hub
5. SMA Solar Technology AG – Podręcznik doboru systemów magazynowania energii dla instalacji PV

7. MODUŁ 7 – Wytyczne postępowania w przypadku porażenia prądem elektrycznym (dodatkowy)

7.1. Uwalnianie porażonego spod działania prądu elektrycznego o napięciu do 1 kV

- a). Porażonego należy natychmiast uwolnić spod działania prądu elektrycznego.
- b). Uwolnienia należy dokonać jedną z następujących metod:
- przez wyłączenie napięcia właściwego obwodu elektrycznego,
 - przez odciągnięcie porażanego od urządzeń będących pod napięciem,
 - przez odizolowanie porażonego, uniemożliwiając przepływ prądu przez jego ciało.
- c). Wyłączenie napięcia należy dokonać jednym z następujących sposobów:
- przez otwarcie właściwych łączników, od strony zasilania. W przypadku, gdy uchwyt łącznika nie jest izolowany, wyłączenia należy dokonać przy użyciu dostępnego w danej chwili materiału izolacyjnego z jednoczesnym odizolowaniem się od podłoża i przedmiotów przewodzących,
 - przez uruchomienie bezpiecznika automatycznego, w instalacjach starszego typu poprzez wyjęcie wkładek topikowych z obwodu zasilania, przy czym w przypadku uszkodzenia główki bezpiecznikowej wyłączenia należy dokonać przy zachowaniu środków ostrożności,
 - przez przecięcie przewodów od strony zasilania za pomocą narzędzi z izolowanymi rękojeściami i przy zastosowaniu środków ochraniających przed skutkami luku elektrycznego.
- d). Odciągnięcia porażonego od urządzeń będących w stanie załączenia należy dokonywać w przypadku, gdy wyłączenie napięcia trwałoby zbyt długo albo byłoby trudniejsze i bardziej niebezpieczne do wykonania.

- e). Uwolnienie porażonego spod działania prądu elektrycznego przez odizolowanie dokonuje się w sposób następujący:
- przy przepływie prądu przez ciało porażonego od ręki do nóg, przy jednoczesnym zaciśnięciu dłoni na urządzeniu będącym pod napięciem - odizolowania należy dokonać przez podsuniecie pod nogi porażonego materiału izolacyjnego,
 - przy przepływie prądu od jednej ręki drugiej (podłoże izolowane) - należy przerwać obwód prądu za pomocą podkładania materiału izolacyjnego pod kolejno odginane palce jednej dłoni.
- f). Przy uwalnianiu porażonych spod działania prądu elektrycznego o napięciu do 1 kV jako podstawowy materiał izolacyjny należy stosować sprzęt ochronny zasadniczy i dodatkowy, jak: rękawice gumowe, półbuty, dywaniki, drążki itp. W razie braku sprzętu ochronnego można stosować jako materiał izolacyjny zastępczy: suche drewno, tworzywa sztuczne, suche materiały tekstylne.
- g). Osoba ratująca musi dokonać wyboru metody i sposobu uwolnienia porażonego spod działania prądu elektrycznego w zależności od warunków, w jakich nastąpiło porażenie, mając na uwadze własne bezpieczeństwo oraz potrzebę natychmiastowego uwolnienia porażonego.
- h). Gdy porażenie nastąpiło na wysokości, a wyłączenie napięcia może spowodować groźny upadek porażonego - należy przed wyłączeniem napięcia zabezpieczyć porażonego przed skutkami upadku.

7.2. Wytyczne udzielania pomocy przedlekarskiej osobom porażonym prądem elektrycznym

W czasie ratowania należy działać:

SZYBKO – nie tracić czasu na przyglądanie się porażonemu, poszukiwanie osób mogących pomóc i na inne zbędne czynności;

SPRAWNIE – wykonać tylko czynności zamierzone i celowe;

SPOKOJNIE - nie wpadać w panikę.

Jeżeli w pobliżu są inne osoby powinny one wezwać lekarza (pogotowie ratunkowe). Jeżeli poza udzielającym pomocy nie ma przy porażonym innej osoby, nie należy odstępować porażonego.

Nie wolno przerywać akcji ratowniczej - pomocy wzywać krzykiem.

Czynności wstępne

Bezpośrednio po uwolnieniu porażonego spod napięcia należy wykonać następujące czynności:

- jeżeli porażony krwawi, zatrzymać krwawienie,
- sprawdzić czy nie ma ciał obcych w jamie ustnej,
- zdecydować, jaki ma być zakres doraźnej pomocy i sposób jej udzielenia.

Sposób ratowania zależy od stanu porażonego. Porażony może być przytomny lub nieprzytomny. Człowiek nieprzytomny może oddychać, krążenie krwi może zaś trwać lub może być wstrzymane.

a). Porażony przytomny

Należy rozluźnić ubranie w okolicy szyi, klatki piersiowej i brzucha oraz ułożyć wygodnie porażonego. Zaleca się przewiezienie lub przeniesienie porażonego na noszach do lekarza. Jeżeli transport jest niemożliwy, należy wezwać lekarza na miejsce wypadku. Porażony musi być zbadany przez lekarza. Do chwili badania powinien pozostawać w pozycji leżącej.

b). Porażony nieprzytomny – oddycha

Nie wolno nieprzytomnego pozostawić ani chwili w pozycji na wznak. Należy ułożyć porażonego na boku, rozluźnić ubranie. Nie wolno odstępować od porażonego. Porażonego należy stale obserwować, albowiem oddech może się zatrzymać. Transport do lekarza w tej samej pozycji.

c). Porażony nieprzytomny - nie oddycha – krążenie krwi trwa

Tlen nie dochodzi do płuc. Serce tłoczy krew z resztkami tlenu do narządów ciała. Stopniowo wzrasta niedotlenienie mózgu. Tętno na szyi jest wyczuwane. Źrenice niewielkie. Objawy bezdechu:

- papierek, (nitka, włos) położony wzdłuż nosa nie porusza się,
- klatka piersiowa nie porusza się,
- lśniący przedmiot zbliżony do nosa i ust nie pokrywa się para,
- uchem zbliżonym do nosa i ust nie słyszy się szmeru wydechu,
- stopniowo narasta sinica twarzy i paznokci.

d). Porażony nieprzytomny - nie oddycha – krążenie krwi zatrzymane

Brak tlenu. Nawet resztki tlenu zawartego we krwi nie docierają do mózgu. Mózg pozbawiony tlenu szybko zamiera. Życie jest bezpośrednio zagrożone.

Występują objawy bezdechu i prawie jednocześnie:

- źrenice oczu powiększają się i stają się ogromne,
- na tętnicy szyjnej brak tętna.

Należy stosować natychmiast sztuczne oddychanie (dwa spokojne wdechy po ok. 1 sekundy) i pośredni masaż serca (serie po 30 uciśnień klatki piersiowej co ok. pół sekundy). Ratujący powinien swoim oddechem doprowadzić tlen do płuc, a przez uciskanie serca doprowadzić krew z tlenem do mózgu.

- e). Podczas przywracania samoistnych, głębokich oddechów aż do chwili odzyskania przy przez porażonego przytomności należy zapewnić mu dostateczną ilość ciepła (okryć starannie całe jego ciało). Nie wlewać do ust nieprzytomnego żadnych płynów. Nie odstępować porażonego. Po odzyskaniu przytomności ułożyć porażonego wygodnie, nie pozwalając wstawać i nadal utrzymywać w cieple. Można podać do picia łyżeczkę ciepłego, słodkiego płynu (kawa, herbata).

Należy wezwać i oczekiwać na pomoc medyczną.

7.3. Użycie defibrylatora AED

Defibrylator AED (*automated external defibrillator*) jest urządzeniem w pełni zautomatyzowanym, którego celem jest przywrócenie prawidłowej pracy serca.

Defibrylator AED jest urządzeniem pomocnym przy wykonywaniu reanimacji w trudnych nawet warunkach. Sprzęt oddziałuje na organizm poprzez zamocowane na klatce piersiowej elektrody. Dokonują one analizy rytmu serca i pozwalają na ocenę zasadności zastosowania defibrylacji w konkretnym przypadku.

Urządzenie wywołuje reakcję mięśnia sercowego pod wpływem przekazywania prądu stałego o określonej wartości energii.

Technologia wykorzystana w urządzeniu umożliwia rzetelną ocenę sytuacji (na podstawie analizy rytmu serca, dokonanej po przyłączeniu do ciała elektrod) i szybką, samodzielną reakcję sprzętu. Urządzenie informuje na wyświetlaczu, jakie postępowanie należy podjąć. Dzięki temu osoby bez kwalifikacji medycznych mogą przeprowadzić w bezpieczny sposób akcję ratunkową.

Użycie defibrylatora jest konieczne wówczas, gdy dochodzi do nagłego zatrzymania krążenia, które bez udzielonej pomocy, przeważnie prowadzi do śmierci. Przyczyny jego wystąpienia mogą być różne, jednak

niezależnie od nich, czas na uratowanie poszkodowanego to tylko kilkanaście minut.

W przypadku m.in. migotania komór bądź częstoskurczu, konieczna jest defibrylacja.

Wtedy niezbędne jest użycie zewnętrznego urządzenia AED, który przeanalizuje pracę serca i w razie potrzeby, doprowadzi do wyładowania elektrycznego.