

KARTA AKTUALIZACJI nr K/1/2007
Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej –
Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji
i planowania rozwoju sieci

Data wejścia w życie: 3 października 2007 roku.

Przedmiot zmian: Warunki przyłączenia do sieci, zasady planowania przedsięwzięć inwestycyjnych, parametry jakościowe energii elektrycznej i standardy jakościowe obsługi odbiorców oraz związane z tym terminy planowania wyłączeń elementów sieci zamkniętej i planowania koordynacyjnego, zawartość poszczególnych planów koordynacyjnych, wymagania dotyczące protokołów i standardów systemów WIRE i SOWE oraz zadań i architektury systemu SOWE, zadania, struktura funkcjonalna i zakres informacji uzyskiwanych przy wykorzystaniu systemu CSPR, wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych elektroenergetycznych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich podmiotów zaliczanych do I i II grupy przyłączeniowej w związku z przepisami rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 roku w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. Nr 93, poz. 623).

Przyczyna zmian:

Zmiany, zawarte w Karcie Aktualizacji, są wprowadzane przede wszystkim w związku z wejściem w życie wydanego w dniu 4 maja 2007 roku rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. nr 93, poz. 623), które powoduje konieczność dostosowania zapisów Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci do postanowień tego rozporządzenia. W związku z powyższym OSP opracował zmiany postanowień w/w części IRiESP dotyczące: wymagań technicznych w zakresie przyłączania do sieci urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich podmiotów zaliczanych do I i II grupy przyłączeniowej, zawartych w Załączniku nr 1 do tego rozporządzenia, wymagań dotyczących protokołów i standardów systemów WIRE i SOWE oraz

Karta Aktualizacji nr K/1/2007		
IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 17 września 2007 r.		Strona 1 z 36

zadań i architektury systemu SOWE, zasad planowania przedsięwzięć inwestycyjnych, zasad planowania koordynacyjnego i związanych z tym terminów planowania wyłączeń elementów sieci zamkniętej.

Ponadto, w związku z wydzieleniem OSD ze spółek dystrybucyjnych oraz otwarciem rynku energii elektrycznej dla wszystkich odbiorców od 1 lipca 2007 roku i związanymi z tym zmianami w procesach bilansowania handlowego na Rynku Bilansującym (RB) w zakresie struktury podmiotowej i obiektowej RB, wprowadzonymi do IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi Kartą aktualizacji nr B/3/2007, zaistniała konieczność wprowadzenia zmian dotyczących zadań, struktury funkcjonalnej i zakresu informacji uzyskiwanych przy wykorzystaniu Centralnego systemu pomiarowo-rozliczeniowego.

Dodatkowo, niniejszą Kartą Aktualizacji wprowadzono szereg zmian, które były już konsultowane z użytkownikami systemu w ramach procesu konsultacji projektu Karty Aktualizacji nr K/1/2006 Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci, przeprowadzonego w 2006 roku.

Kartą Aktualizacji dokonano również zmiany, uwzględniającej obowiązek OSP potwierdzania ilości energii elektrycznej w procesie wydawania świadectw pochodzenia z kogeneracji, w związku z wejściem w życie ustawy z dnia 12 stycznia 2007 r. o zmianie ustawy Prawo energetyczne, ustawy Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności (Dz.U. nr 21, poz. 124).

Zakres zmian:

Lp.	Rozdział IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci	Zestawienie zmian
1.	Słownik stosowanych pojęć	Dodaje się definicje: <ul style="list-style-type: none"> - Blok gazowo-parowy. - Moc dyspozycyjna jednostki wytwórczej. - Moc dyspozycyjna ruchowa jednostki wytwórczej. - Moc dyspozycyjna ruchowa elektrowni krajowych. - Moc dyspozycyjna OSP. - Rezerwa mocy jednostki wytwórczej. - Rezerwa mocy ruchowa jednostki wytwórczej. - Rezerwa mocy w elektrowniach krajowych. - Rezerwa mocy OSP. - Samoczynne napięciowe odciążanie (SNO). Skreśla się definicje: <ul style="list-style-type: none"> - Moc dyspozycyjna. - Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych dostępna OSP. - Rezerwa mocy.

Karta Aktualizacji nr K/1/2007
IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci

data: 17 września 2007 r.

Strona 2 z 36

Lp.	Rozdział IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci	Zestawienie zmian	
		Zmianie ulegają definicje: <ul style="list-style-type: none"> - Jednostka wytwórcza nie będąca jednostką wytwórczą centralnie dysponowaną (nJWCD). - Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych. - Miejsce dostarczania. - Moc przyłączeniowa. 	
2.	II.A.2. Wymagania dotyczące jakości i niezawodności pracy sieci zamkniętej	Zmianie ulegają punkty:	II.A.2.1.2., II.A.2.2.
		Dodaje się punkty:	II.A.2.2.9., II.A.2.2.10., II.A.2.2.11.
3.	II.B. Przyłączanie do sieci	Zmianie ulegają punkty:	II.B.1.1.9., II.B.1.1.10., II.B.1.2.1.3., II.B.1.2.1.4., II.B.1.2.1.6., II.B.1.2.1.9., II.B.1.2.2.5., II.B.1.4.1., II.B.3.2.6., II.B.3.3.1.1., II.B.3.3.1.2., II.B.3.3.1.3., II.B.3.3.1.19., II.B.3.3.1.20., II.B.3.3.1.27., II.B.3.3.2.2.5., II.B.3.4.2., II.B.3.4.3., II.B.3.4.5., II.B.3.4.7., II.B.3.4.8., II.B.3.4.11., II.B.3.4.12., II.B.3.4.13., II.B.3.4.14., II.B.3.7.1., II.B.3.7.2., II.B.3.7.3., II.B.3.7.4., II.B.3.7.6., II.B.3.7.7., II.B.3.7.8., II.B.3.7.13., II.B.3.7.15., II.B.3.7.16.,

Karta Aktualizacji nr K/1/2007 IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 17 września 2007 r.		Strona 3 z 36

Lp.	Rozdział IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci	Zestawienie zmian	
			II.B.3.7.17., II.B.3.7.18., II.B.3.7.19., II.B.3.7.20., II.B.3.7.21., II.B.3.7.22., II.B.3.7.23., II.B.3.8.2.2., II.B.3.8.2.5., II.B.3.9.1.2., II.B.3.9.1.4., II.B.3.9.2.1., II.B.3.9.2.2., II.B.3.9.2.3., II.B.3.9.2.9., II.B.3.10.2.2.
	II.B. Przyłączanie do sieci (c.d.)	Dodaje się punkty:	II.B.3.7.1.A., II.B.3.7.1.B., II.B.3.7.15.A., II.B.3.7.15.B., II.B.3.7.15.C., II.B.3.7.16.A., II.B.3.7.17.A., II.B.3.7.22.A., II.B.3.7.22.B., II.B.3.7.22.C., II.B.3.7.22.D., II.B.3.7.22.E., II.B.3.7.22.F., II.B.3.7.22.G., II.B.3.7.22.H.
		Skreśla się punkty:	II.B.3.7.5., II.B.3.7.14.
4.	II.C.6. Standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu i odbiorców	Zmianie ulegają punkty:	II.C.6.4.1., II.C.6.4.3.
5.	IV.B.12. Wymagania w zakresie rozbudowy i eksploatacji dla podmiotów przyłączonych do sieci przesyłowej	Zmianie ulega punkt:	IV.B.12.8.
6.	IV.C. Prowadzenie ruchu sieciowego	Zmianie ulegają punkty:	IV.C.3.5., IV.C.3.6., IV.C.3.7., IV.C.3.10., IV.C.4.1., IV.C.4.2.,

Karta Aktualizacji nr K/1/2007 IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 17 września 2007 r.		Strona 4 z 36

Lp.	Rozdział IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci	Zestawienie zmian	
			IV.C.4.5., IV.C.4.6., IV.C.4.7., IV.C.4.8., IV.C.4.14., IV.C.4.15., IV.C.4.18., IV.C.4.19., IV.C.6.6., IV.C.6.11., IV.C.9.20., IV.C.10.18., IV.C.10.19., IV.C.10.20., IV.C.11.14.
	IV.C. Prowadzenie ruchu sieciowego (c.d.)	Dodaje się punkt:	IV.C.10.20.A.
7.	VI.A. System wymiany informacji o rynku energii	Zmianie ulegają punkty:	VI.A.4.1., VI.A.5.1.1., VI.B.2.1., VI.B.2.2., VI.B.4.1., VI.B.5.2.1., VI.B.5.2.2., VI.B.5.2.3., VI.B.5.3.2.
8.	VI.D. Centralny system pomiarowo-rozliczeniowy	Zmianie ulegają punkty:	VI.D.1.1., VI.D.1.2., VI.D.2.1., VI.D.2.3., VI.D.3.1., VI.D.3.2., VI.D.4.1.

Karta Aktualizacji nr K/1/2007 IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 17 września 2007 r.		Strona 5 z 36

**Specyfikacja zmian
wprowadzanych Kartą Aktualizacji nr K/1/2007
Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej –
Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji
i planowania rozwoju sieci**

Zmianie ulegają następujące punkty Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci:

Słownik stosowanych pojęć

Dodaje się następujące definicje:

Blok gazowo-parowy	- Zespół urządzeń składający się z turbiny gazowej, kotła odzysknicowego, turbiny parowej oraz generatora (generatorów). W urządzeniu tym energia chemiczna zawarta w paliwie gazowym przekształcana jest na energię mechaniczną turbiny gazowej, a wytworzona w tym procesie energia cieplna służy do wytworzenia, w kotle odzysknicowym, pary wykorzystywanej przez turbinę parową oraz do celów ciepłowniczych. W skład zespołu może wchodzić więcej niż jedna turbina gazowa, parowa oraz generatory synchroniczne, jednakże wszystkie te urządzenia powiązane są wzajemnie poprzez proces technologiczny i spełniają definicję jednostki wytwórczej.
Moc dyspozycyjna jednostki wytwórczej	- Moc osiągalna pomniejszona o ubytki mocy zgłoszone przez wytwórcę.
Moc dyspozycyjna ruchowa jednostki wytwórczej	- Moc dyspozycyjna jednostki wytwórczej pomniejszona o ubytki mocy wynikające z warunków pracy sieci.
Moc dyspozycyjna ruchowa elektrowni krajowych	- Suma mocy dyspozycyjnej ruchowej JWCD i nJWCD.
Moc dyspozycyjna OSP	- Suma mocy dyspozycyjnej ruchowej JWCD i obciążenia nJWCD.
Rezerwa mocy jednostki wytwórczej	- Niewykorzystana w danym okresie moc dyspozycyjna jednostki wytwórczej.
Rezerwa mocy ruchowa jednostki wytwórczej	- Niewykorzystana w danym momencie moc dyspozycyjna ruchowa jednostki wytwórczej.

Karta Aktualizacji nr K/1/2007		
IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 17 września 2007 r.		Strona 6 z 36

- Rezerwa mocy w elektrowniach krajowych - Wyznaczona dla danego okresu nadwyżka sumy mocy dyspozycyjnej ruchowej jednostek wytwórczych nad zapotrzebowaniem do pokrycia przez elektrownie krajowe.
- Rezerwa mocy OSP - Wyznaczona dla danego okresu nadwyżka mocy dyspozycyjnej OSP nad zapotrzebowaniem do pokrycia przez elektrownie krajowe.
- Samoczynne napięciowe odciążanie (SNO) - Samoczynne wyłączenie zdefiniowanych grup odbiorców w przypadku obniżenia się napięcia do określonej wielkości spowodowanej deficytem mocy biernej, który może spowodować utratę stabilności napięciowej w danym obszarze systemu elektroenergetycznego.

Skreśla się następujące definicje:

Moc dyspozycyjna.

Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych dostępna OSP.

Rezerwa mocy.

Zmianie ulegają następujące definicje:

- Jednostka wytwórcza nie będąca jednostką wytwórczą centralnie dysponowaną (nJWCD) - Jednostka wytwórcza nie podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP.
- Miejsce dostarczania - Punkt w sieci, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określony w umowie o przyłączenie do sieci albo w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji, będący jednocześnie miejscem jej odbioru.
- Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych - Suma mocy dyspozycyjnej JWCD i nJWCD.
- Moc przyłączeniowa - Moc czynna planowana do pobierania lub wprowadzania do sieci, określona w umowie o przyłączenie do sieci jako wartość maksymalna wyznaczana w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy w okresach 15-minutowych, służąca do zaprojektowania przyłącza.

Karta Aktualizacji nr K/1/2007		
IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 17 września 2007 r.		Strona 7 z 36

II.A.2. Wymagania dotyczące jakości i niezawodności pracy sieci zamkniętej

Pkt II.A.2.1.2. otrzymuje brzmienie:

- II.A.2.1.2. Jakość częstotliwości w sieci zamkniętej powinna spełniać następujące parametry:
- 1) wartość średnia częstotliwości, mierzonej przez 10 sekund w miejscach przyłączenia, powinna być zawarta w przedziale:
 - a) $50 \text{ Hz} \pm 1 \%$ (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5% tygodnia,
 - b) $50 \text{ Hz} + 4 \%$ / -6% (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100% tygodnia;
 - 2) ze względu na pracę systemów połączonych UCTE, zgodnie z Instrukcją pracy systemów połączonych UCTE, zwaną dalej UCTE Operation Handbook, jakość częstotliwości uznaje się za satysfakcjonującą, jeżeli w okresie miesiąca:
 - a) odchylenie standardowe dla 90 % i 99 % przedziałów pomiarowych jest mniejsze niż odpowiednio 40 mHz i 60 mHz,
 - b) liczba dni pracy z częstotliwością zadaną 49,99 Hz lub 50,01 Hz nie przekracza ośmiu.

Pkt II.A.2.2. otrzymuje brzmienie:

II.A.2.2. Napięcie i moc bierna

Dodaje się punkty od II.A.2.2.9. do II.A.2.2.11. w brzmieniu:

- II.A.2.2.9. Współczynnik $\text{tg } \varphi$ dla zagregowanego poboru godzinowej mocy czynnej i biernej w stacjach 110/SN, w uzgodnionych przez OSP i OSD obszarach sieci dystrybucyjnej, po stronie napięcia 110 kV powinien być nie większy niż 0,3.
- II.A.2.2.10. Warunkiem dotrzymania przez OSP parametrów napięcia w miejscach dostarczania energii elektrycznej z sieci przesyłowej jest prowadzenie przez OSD kompensacji mocy biernej w sieci dystrybucyjnej i pokrycie zapotrzebowania na moc bierną w tej sieci z lokalnych źródeł mocy biernej, w zakresie niezbędnym do dotrzymania poziomu $\text{tg } \varphi$ określonego w punkcie II.A.2.2.9.
- II.A.2.2.11. Obszary, o których mowa w punkcie II.A.2.2.9. są uzgadniane i aktualizowane przez OSP i poszczególnych OSD raz w roku na podstawie wykonywanej i przekazywanej do OSP przez danego OSD co najmniej raz w roku analizy technicznej układu pracy sieci dystrybucyjnej 110 kV w powiązaniu z węzłami sieci przesyłowej NN/110 kV.

Karta Aktualizacji nr K/1/2007		
IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 17 września 2007 r.		Strona 8 z 36

II.B. Przyłączanie do sieci

Pkt II.B.1.1.9. otrzymuje brzmienie:

II.B.1.1.9. Warunki przyłączenia do sieci dystrybucyjnej oraz zakres i warunki wykonania ekspertyzy, o której mowa w II.B.1.2.1.7.c), wymagają uzgodnienia z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w przypadku:

- a) urządzeń, instalacji i sieci należących do podmiotów zaliczanych do II grupy przyłączeniowej,
- b) połączeń sieci krajowych i międzynarodowych o napięciu znamionowym 110 kV.

Pkt II.B.1.1.10. otrzymuje brzmienie:

II.B.1.1.10. Przedsiębiorstwo energetyczne nie będące operatorem, przed wydaniem warunków przyłączenia dla podmiotu zaliczanego do I lub II grupy przyłączeniowej, uzgadnia je z operatorem, do którego sieci przedsiębiorstwo to jest przyłączone.

W pkt II.B.1.2.1.3 skreśla się ppkt g) i zmienia się oznaczenie ppkt h) na g).

Pkt II.B.1.2.1.4. otrzymuje brzmienie:

II.B.1.2.1.4. Wniosek o określenie warunków przyłączenia dla urządzeń, instalacji lub sieci wytwórców, oprócz danych i informacji wymienionych w pkt II.B.1.2.1.3., powinien określać:

- a) liczbę przyłączanych jednostek wytwórczych, moc dyspozycyjną, osiągalną, zainstalowaną i pozorną jednostek wytwórczych, zakres dopuszczalnych zmian obciążeń jednostek wytwórczych lub ich grup, maksymalną roczną ilość wytwarzania energii elektrycznej i ilość tej energii dostarczanej do sieci,
- b) wielkości planowanego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w celu pokrycia potrzeb własnych wytwórcy,
- c) stopień skompensowania mocy biernej związanej z odbiorem energii elektrycznej czynnej na potrzeby własne wytwórcy oraz związanej z wprowadzaniem wyprodukowanej energii elektrycznej do sieci.

Pkt II.B.1.2.1.6. otrzymuje brzmienie:

II.B.1.2.1.6. Wniosek o określenie warunków przyłączenia może zawierać także wymagania dotyczące odmiennych od standardowych parametrów technicznych energii elektrycznej lub parametrów jej dostarczenia, w tym wymagania dotyczące:

- a) dopuszczalnej zawartości interharmonicznych i wyższych harmonicznych,

Karta Aktualizacji nr K/1/2007		
IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 17 września 2007 r.		Strona 9 z 36

- b) dopuszczalnej asymetrii napięć,
- c) dopuszczalnych odchyień i wahań napięcia w miejscu dostarczania energii elektrycznej,
- d) dopuszczalnego czasu trwania przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej.

Pkt II.B.1.2.1.9. otrzymuje brzmienie:

II.B.1.2.1.9. Obowiązek wykonania ekspertyzy, o której mowa w pkt II.B.1.2.1.7. c) nie dotyczy:

- a) wytwórców składających wnioski o określenie warunków przyłączenia dla jednostek wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW,
- b) odbiorców końcowych składających wnioski o określenie warunków przyłączenia dla swoich urządzeń o łącznej mocy przyłączeniowej nie większej niż 5 MW.

Pkt II.B.1.2.2.5. otrzymuje brzmienie:

II.B.1.2.2.5. Warunki przyłączenia do sieci określają w szczególności:

- a) miejsce przyłączenia, rozumiane jako punkt w sieci, w którym przyłączy łączy się z siecią,
- b) miejsce dostarczania energii elektrycznej,
- c) moc przyłączeniową,
- d) rodzaj przyłącza,
- e) zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem,
- f) dane znamionowe urządzeń, instalacji i sieci oraz dopuszczalne, graniczne parametry ich pracy a także dopuszczalny poziom zmienności parametrów technicznych energii elektrycznej,
- g) miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego,
- h) wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego i systemu pomiarowo-rozliczeniowego,
- i) rodzaj i usytuowanie zabezpieczenia głównego, dane znamionowe oraz inne niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej,
- j) dane umożliwiające określenie wartości prądów zwarć wielofazowych w miejscu przyłączenia i czasu ich wyłączeń,
- k) dane umożliwiające określenie wartości prądu zwarcia doziemnego w miejscu przyłączenia i czasów ich wyłączeń lub trwania,
- l) wymagany stopień skompensowania mocy biernej,

Karta Aktualizacji nr K/1/2007		
IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 17 września 2007 r.		Strona 10 z 36

- m) wymagania w zakresie dostosowania przyłączanych urządzeń instalacji lub sieci do systemów sterowania dyspozytorskiego,
- n) wymagania w zakresie przystosowania układu pomiarowo-rozliczeniowego do systemów zdalnego odczytu danych pomiarowych,
- o) wymagania w zakresie zabezpieczenia sieci przed zakłóceniami elektrycznymi powodowanymi przez urządzenia, instalacje lub sieci przyłączanego podmiotu,
- p) wymagania w zakresie wyposażenia urządzeń, instalacji lub sieci, niezbędne do współpracy z siecią, do której ma nastąpić przyłączenie,
- q) możliwości dostarczania energii elektrycznej w warunkach odmiennych od standardów określonych w IRiESP, w tym w szczególności energii elektrycznej o indywidualnie określonych, następujących parametrach: zawartości wyższych harmonicznych, asymetrii napięcia oraz odchyleniach i wahaniach napięcia,
- r) dane i informacje dotyczące sieci, niezbędne w celu doboru systemu ochrony przed porażeniami w instalacji lub sieci podmiotu, którego instalacje lub sieci będą przyłączane.

Pkt II.B.1.4.1. otrzymuje brzmienie:

- II.B.1.4.1. Uzgodnienie warunków przyłączenia, o których mowa w pkt II.B.1.1.9. obejmuje uzgodnienie technicznych wymagań zawartych w warunkach przyłączenia i jest realizowane w terminie nieprzekraczającym 60 dni od daty otrzymania przez OSP dokumentów, o których mowa w pkt II.B.1.4.2.

Pkt II.B.3.2.6. otrzymuje brzmienie:

- II.B.3.2.6. W celu dotrzymania wymaganych parametrów jakościowych energii elektrycznej odbiorca przyłączony do sieci zamkniętej powinien instalować urządzenia eliminujące wprowadzanie odkształceń napięcia i prądu. Rodzaj instalowanych urządzeń, eliminujących wprowadzanie odkształceń napięcia i prądu, odbiorca powinien uzgodnić z operatorem właściwym dla miejsca przyłączenia.

Pkt II.B.3.3.1.1. otrzymuje brzmienie:

- II.B.3.3.1.1. Jednostki wytwórcze nowe lub po najbliższej modernizacji urządzeń, o mocy osiągalnej 50 MW lub wyższej powinny być wyposażone w:
- a) regulator turbiny umożliwiający pracę w trybie regulacji prędkości obrotowej (regulator prędkości obrotowej typu P) zgodnie z zamodelowaną charakterystyką statyczną,
 - b) regulatory napięcia zdolne do współpracy z nadrzędnymi układami regulacji napięcia i mocy biernej,

Karta Aktualizacji nr K/1/2007		
IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 17 września 2007 r.		Strona 11 z 36

- c) wyłączniki mocy po stronie napięcia generatorowego,
- d) transformatory blokowe z możliwością zmiany przekładni pod obciążeniem,

zgodnie, z wymaganiami szczegółowymi, określonymi w pkt II.B.3.3.

Pkt II.B.3.3.1.2. otrzymuje brzmienie:

II.B.3.3.1.2. Jednostki wytwórcze ciepłne, kondensacyjne oraz bloki gazowo-parowe o mocy osiągalnej 100 MW lub wyższej, przyłączone do sieci zamkniętej powinny być przystosowane do:

- a) pracy w regulacji pierwotnej,
 - b) pracy w automatycznej regulacji wtórnej mocy wg zadawanego zdalnie sygnału sterującego,
 - c) zdalnego zadawania obciążenia bazowego,
 - d) opanowywania zrzutów mocy do pracy na potrzeby własne (PPW),
- zgodnie z wymaganiami szczegółowymi, określonymi w pkt II.B.3.3.

Wymóg określony w pkt d) stosuje się tylko i wyłącznie dla jednostek wytwórczych nowych lub po najbliższej modernizacji urządzeń, od których zależy spełnienie tego wymagania.

Pkt II.B.3.3.1.3. otrzymuje brzmienie:

II.B.3.3.1.3. Jednostki wytwórcze ciepłne, kondensacyjne oraz bloki gazowo-parowe o mocy osiągalnej 100 MW lub wyższej przyłączone do sieci zamkniętej powinny być wyposażone w:

- a) system monitorowania pracy jednostek wytwórczych umożliwiającą kontrolę wszystkich wielkości niezbędnych do operatywnego prowadzenia ruchu KSE, oceny ich pracy regulacyjnej oraz dokonywania analiz pracy systemu elektroenergetycznego, zgodnie z wymaganiami OSP,
- b) system operatywnej współpracy z elektrowniami, umożliwiającą wymianę informacji niezbędnych do operacyjnego zarządzania ruchem KSE, kompatybilny z systemem SOWE pracującym u OSP,

o ile OSP nie wyrazi zgody na odstępstwo od ich stosowania.

Pkt II.B.3.3.1.19. otrzymuje brzmienie:

II.B.3.3.1.19. Jednostki wytwórcze mogą być wyposażone w systemy zabezpieczeń zapewniające automatyczne odłączenie od sieci zamkniętej w następujących przypadkach:

- a) spadku częstotliwości poniżej 47,5 Hz ze zwłoką czasową uzgodnioną z OSP,

Karta Aktualizacji nr K/1/2007		
IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 17 września 2007 r.		Strona 12 z 36

- b) utraty stabilności,
- c) spadku napięcia na zaciskach łączących sieć z transformatorem blokowym do poziomu 80 % wartości znamionowej, pomimo podtrzymującego napięcie działania regulatora napięcia jednostki wytwórczej ze zwłoką czasową uzgodnioną z OSP.

O uruchomieniu systemów zabezpieczeń, o których mowa powyżej, wytwórca ma obowiązek niezwłocznie powiadomić OSP.

W przypadku gdy ww. zabezpieczenia nie spełniają wymagań określonych w tej części IRiESP, w szczególności w zakresie nastaw i logiki ich działania, wytwórca ma obowiązek, na polecenie OSP, wyłączyć te zabezpieczenia.

W pkt II.B.3.3.1.20. zdanie pierwsze otrzymuje brzmienie:

- II.B.3.3.1.20. Po odłączeniu jednostki wytwórczej od sieci z przyczyn wymienionych w pkt II.B.3.3.1.19., układ regulacji turbiny powinien umożliwiać bezpieczny zrzut mocy na potrzeby własne, zgodnie z wymaganiami określonymi w pkt II.B.3.3.1.2.

Pkt II.B.3.3.1.27. otrzymuje brzmienie:

- II.B.3.3.1.27. Jednostki wytwórcze powinny być przystosowane do wytwarzania mocy osiągalnej przy zmieniającym się współczynniku mocy w zakresie od 0,85 o charakterze indukcyjnym do 0,95 o charakterze pojemnościowym. Przy pracy z mocami niższymi od mocy osiągalnej dostępny zakres mocy biernej powinien być odpowiednio większy, zgodnie z wykresem kołowym generatora.

W pkt II.B.3.3.2.2.5.f) kropkę zastępuje się przecinkiem i dodaje się ppkt g) i h) w brzmieniu:

- II.B.3.3.2.2.5. g) wymagania zapisane w punktach b), c), d), i e) nie dotyczą bloków gazowo-parowych,
- h) układy automatyki jednostek wytwórczych powinny zapewnić zdolność do opanowania zrzutu z dowolnego punktu pracy jednostki wytwórczej do dowolnego obciążenia wydzielonego ze szczególnym uwzględnieniem pracy z obciążeniem potrzeb własnych PPW (bez identyfikacji stanu położenia wyłącznika sieciowego).

W pkt II.B.3.4.2. ppkt f) otrzymuje brzmienie:

- II.B.3.4.2. f) zapewnienia łączności ruchowej wewnątrz obiektów, w zakresie uzależnionym od potrzeb obiektu,

Pkt II.B.3.4.3. otrzymuje brzmienie:

- II.B.3.4.3. Kanały telekomunikacyjne niezbędne do realizacji ww. celów powinny

Karta Aktualizacji nr K/1/2007		
IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 17 września 2007 r.		Strona 13 z 36

zapewniać transmisję danych z określoną przez OSP szybkością transmisji oraz powinny posiadać fizycznie niezależną rezerwację łączy do węzłów telekomunikacyjnych OSP.

Pkt II.B.3.4.5. otrzymuje brzmienie:

- II.B.3.4.5. Urządzenia technologiczne systemów telekomunikacji powinny posiadać dopuszczenie do instalowania i użytkowania na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej oraz certyfikaty jakościowe w zakresie stosowania urządzeń i instalacji w obiektach elektroenergetycznych. Spełnienie kryteriów i wymogów w nich zawartych gwarantuje poprawność działania stosowanej sieci telekomunikacyjnej oraz umożliwia przedłożenie przez producentów sprzętu deklaracji zgodności wykonania i oznakowania z obowiązującymi normami.

W pkt II.B.3.4.7. ppkt b) otrzymuje brzmienie:

- II.B.3.4.7. b) system łączności z sąsiadującymi obiektami, z wymaganą jego rezerwacją dla ważniejszych obiektów, w zależności od potrzeb.

Pkt II.B.3.4.8. otrzymuje brzmienie:

- II.B.3.4.8. Do budowy podstawowego systemu łączności dyspozytorskiej jest wykorzystywana dedykowana centrala telefoniczna zainstalowana w obiekcie elektroenergetycznym. W uzasadnionych przypadkach oraz dla obiektów o górnym napięciu 110 kV dopuszcza się stosowanie telefonów wyniesionych z innych central.

Pkt II.B.3.4.11. otrzymuje brzmienie:

- II.B.3.4.11. Operator systemu przesyłowego ustala wymagania dla elementów sieci telekomunikacyjnej systemu łączności dyspozytorskiej w obiektach sieci przesyłowej w oparciu o przyjęte w OSP standardy.

W pkt II.B.3.4.12. dodaje się zdanie po ppkt c):

W okresie przejściowym do 31 grudnia 2010 r. dopuszczalne są odstępstwa od wymagań określonych w powyższym ppkt c).

W pkt II.B.3.4.13. datę „1 lipca 2007 r.” zastępuje się datą „31 grudnia 2008 r.”.

W pkt II.B.3.4.14. datę „1 lipca 2007 r.” zastępuje się datą „31 grudnia 2009 r.”.

Pkt II.B.3.7.1. otrzymuje brzmienie:

- II.B.3.7.1. Ogólne wymagania stawiane urządzeniom elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej są następujące:
- a) poszczególne elementy sieci (linie napowietrzne i kablowe, linie odbiorców energii elektrycznej, transformatory, dławiki, łączniki szyn i

Karta Aktualizacji nr K/1/2007		
IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 17 września 2007 r.		Strona 14 z 36

szyny zbiorcze), powinny być wyposażone w układy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i urządzenia współpracujące, zwane dalej układami i urządzeniami EAZ, niezbędne do: niezawodnej, samoczynnej, możliwie szybkiej i selektywnej likwidacji zakłóceń sieciowych; regulacji rozpliwów mocy biernej i poziomów napięcia; prowadzenia ruchu stacji o górnym napięciu 750, 400, 220 i 110 kV przy użyciu środków sterowniczych, lokalnych urządzeń pomiarów i sygnalizacji; odtworzenia przebiegu zakłóceń przy użyciu rejestratorów zakłóceń i zdarzeń,

- b) układy i urządzenia EAZ powinny reagować na zakłócenia w pracy elementów sieci elektroenergetycznej oraz jednostek wytwórczych, urządzeń i sieci podmiotów przyłączonych do sieci elektroenergetycznych, takie jak: zwarcia doziemne i międzyfazowe; zwarcia metaliczne i wysokooporowe; zwarcia przemijające i trwałe; zwarcia rozwijające; zakłócenia o charakterze technologicznym w urządzeniach; nieprawidłowe działanie wyłącznika; a w szczególnych przypadkach również: niebezpieczny wzrost napięcia na liniach elektroenergetycznych; zagrożenie utraty równowagi systemu elektroenergetycznego,
- c) zabezpieczenia i automatyki poszczególnych elementów sieci i elementów do niej przyłączonych należy dostosować do sposobu ich pracy i parametrów,
- d) nastawienia automatyk i układów EAZ, urządzeń i instalacji podmiotów przyłączonych do sieci o górnym napięciu 750, 400, 220 i 110 kV, muszą być skoordynowane i liczone przez OSP,
- e) dla zwiększenia pewności likwidacji zakłóceń przez układy i urządzenia EAZ, uwzględniając możliwość zawiedzenia elementów tych układów, należy stosować rezerwowanie urządzeń EAZ,
- f) poszczególne elementy sieci przesyłowej powinny być wyposażone w przynajmniej dwa niezależne zestawy urządzeń EAZ,
- g) dwa zabezpieczenia podstawowe linii należy stosować w sieci o napięciu znamionowym powyżej 220 kV, a w sieci o napięciu znamionowym 220 i 110 kV w przypadku braku możliwości zdalnego rezerwowania zabezpieczeń linii i występującego zagrożenia utraty równowagi KSE,
- h) w celu zapewnienia niezależności poszczególnych zestawów urządzeń EAZ, każde z nich ma współpracować z oddzielnymi: obwodami pomiarowymi prądowymi i napięciowymi, obwodami napięcia pomocniczego (sterowniczymi) oraz obwodami wyłączającymi (cewkami wyłączającymi),
- i) obwody sterownicze napięcia pomocniczego poszczególnych obwodów urządzeń EAZ, powinny być zasilane z różnych sekcji rozdzielni prądu stałego współpracujących z oddzielnymi bateriami akumulatorowymi; zabezpieczenia włączone w poszczególne obwody powinny korzystać z innych uzwojeń (rdzeni) przekładników prądowych lub z innych uzwojeń

Karta Aktualizacji nr K/1/2007		
IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 17 września 2007 r.		Strona 15 z 36

przekładników napięciowych. Zaleca się, aby te wymagania stosować również dla ważniejszych obiektów sieci zamkniętej o napięciu znamionowym 110 kV,

- j) podstawowe urządzenia EAZ powinny być wyposażone w układy kontroli ciągłości obwodów wyłączania,
- k) dla zapewnienia synchronicznego łączenia linii i transformatorów do sieci zamkniętej niezbędne jest wyposażenie tych elementów sieci w układy kontroli synchronizacji. Wymaganie to stosuje się do pola łącznika szyn zbiorczych, służącego do zastępowania tych pól,
- l) jednostki wytwórcze muszą być wyposażone w synchronizatory umożliwiające synchroniczne łączenie z siecią,
- m) w miejscu przyłączenia do sieci zamkniętej jednostek wytwórczych oraz na liniach w ważnych węzłach tej sieci może być wymagane zainstalowanie synchronizatorów dla potrzeb odbudowy systemu,
- n) systemy sterowania i nadzoru nad pracą obiektów elektroenergetycznych przyłączonych bezpośrednio do stacji o górnym napięciu 750 kV, 400 kV, 220 kV oraz 110 kV będących w posiadaniu OSP powinny być przystosowane do współpracy z systemem sterowania i nadzoru OSP,
- o) w celu dokonywania analizy zaistniałych zakłóceń, poszczególne elementy sieci zamkniętej oraz jednostki wytwórcze, urządzenia, instalacje i sieci podmiotów przyłączonych powinny być wyposażone w systemy rejestracji zakłóceń, sygnalizacji lub rejestracji zdarzeń, a dla linii o napięciu znamionowym powyżej 110 kV także lokalizatory uszkodzeń; zaleca się, aby lokalizatory uszkodzeń stosować również w skoordynowanej sieci 110 kV,
- p) na liniach o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV należy stosować łącza do współbieżnej pracy zabezpieczeń i dla automatyk; w wyjątkowych przypadkach może zachodzić potrzeba stosowania łącz na liniach o napięciu znamionowym 110 kV,
- q) dla zapewnienia wysokiej dyspozycyjności urządzeniom EAZ wymagane jest stosowanie urządzeń z układami ciągłej kontroli i testowania,
- r) zapewnienie wzajemnego bezpieczeństwa obwodów wtórnych przez stosowanie: elementów o odpowiedniej izolacji, właściwej ochrony przeciwprzebiegowej, wysokiej jakości osprzętu instalacyjnego (zacisków, wtyków, złącz itp.) i narzędzi instalacyjnych, urządzeń odpornych na zakłócenia (kompatybilność elektromagnetyczna) w obwodach wtórnych stacji oraz zapewnienia przejrzystej architektury obwodów wtórnych i wykonywania połączeń; stosowanie układów i urządzeń EAZ oraz osprzętu instalacyjnego posiadających certyfikaty jakościowe, stosowanie w układach potrzeb własnych źródeł, elementów oraz rozwiązań układowych odpowiednio wysokiej jakości,
- s) uszkodzenie jednego z zabezpieczeń dedykowanych dla zabezpieczenia elementu sieciowego w stacjach o górnym napięciu 400 i 220 kV

Karta Aktualizacji nr K/1/2007		
IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 17 września 2007 r.		Strona 16 z 36

ważnych systemowo i przyelektrownianych nie powinno stwarzać konieczności odstawienia pola z ruchu, a jedynie powinno stanowić podstawę do planowania czynności naprawczych.

Po pkt II.B.3.7.1. dodaje się pkt II.B.3.7.1.A i pkt II.B.3.7.1.B o następującym brzmieniu:

II.B.3.7.1.A. Wymagania techniczne dla układów EAZ w zakresie zapewnienia w krótkim czasie likwidacji zakłóceń powinny dotyczyć:

- a) zachowania warunków równowagi dynamicznej sieci,
- b) zmniejszenia zakresu zniszczeń w miejscach powstałych zakłóceń,
- c) zapobiegania starzeniu się urządzeń sieciowych i elektrownianych,
- d) zmniejszenia zakłóceń technologicznych odbiorców końcowych,
- e) poprawy warunków bezpieczeństwa ludzi i urządzeń w obiektach sieci.

II.B.3.7.1.B. Uzyskanie wymaganych krótkich czasów zwarć oraz zapewnienia selektywnych wyłączeń wymaga zastosowania:

- a) zabezpieczeń podstawowych o czasie ich działania krótszym od 30 ms,
- b) wyłączników o czasie ich wyłączenia nieprzekraczającym 40 ms (z możliwością odstępstwa w uzasadnionych przypadkach),
- c) łącz do współpracy z urządzeniami teleautomatyki o czasie przekazywania sygnałów nieprzekraczającym 20 ms – dla sygnałów binarnych, oraz nieprzekraczającym 5 ms – dla sygnałów analogowych,
- d) układów lokalnego rezerwowania wyłączników z dwoma kryteriami otwarcia wyłącznika: prądowym wykorzystującym przekładniki prądowe o szybkim działaniu i powrocie (do 20 ms) dla każdej fazy oraz wyłącznikowym wykorzystującym styki sygnałowe wyłącznika,
- e) możliwie najmniejszej liczby przekładników pośredniczących,
- f) zabezpieczeń szyn zbiorczych o czasie działania nieprzekraczającym 20 ms,
- g) zabezpieczeń odcinkowych.

Pkt II.B.3.7.2. otrzymuje brzmienie:

II.B.3.7.2. Linie przesyłowe o napięciu znamionowym 750 i 400 kV powinny być wyposażone w następujące układy EAZ i urządzenia współpracujące:

- a) zabezpieczenie odcinkowe (pod warunkiem dostępności odpowiedniej jakości łącza), umożliwiające wyłączenia 1 i 3 fazowe,
- b) dwa zabezpieczenia odległościowe (od różnych producentów lub o innym algorytmie działania w przypadku produktów od jednego producenta) z pamięcią napięciową, blokadą od kołysań mocy, umożliwiające

Karta Aktualizacji nr K/1/2007		
IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 17 września 2007 r.		Strona 17 z 36

- wyłączenia 1 i 3 fazowe,
- c) zabezpieczenie ziemnozwarciowe kierunkowe dwustopniowe,
 - d) układy samoczynnego ponownego załączania (SPZ) umożliwiające dokonywanie 1 i 3 fazowego cyklu samoczynnego ponownego załączania,
 - e) lokalizator miejsca zwarcia,
 - f) układ kontroli napięcia i synchronizacji,
 - g) automatyki od wzrostu napięcia (jeśli jest niezbędna z powodów systemowych, w punktach sieci, gdzie jest to wymagane).

Pkt II.B.3.7.3. otrzymuje brzmienie:

- II.B.3.7.3. Linie przesyłowe o napięciu znamionowym 220 kV wyposaża się alternatywnie w następujące układy EAZ i urządzenia współpracujące:
- a) zabezpieczenie odcinkowe (pod warunkiem dostępności odpowiedniej jakości łącza), umożliwiające wyłączenia 1 i 3 fazowe,
 - b) w liniach odchodzących z rozdzielni ważnych systemowo i przyelektrownianych należy stosować zabezpieczenia jak dla linii 400 kV,
 - c) w pozostałych liniach dopuszcza się stosowanie jednego zabezpieczenia odległościowego lub dwóch zabezpieczeń podstawowych – odcinkowego i odległościowego,
 - d) jedno dwustopniowe zabezpieczenie prądowe reagujące na zwarcia z ziemią,
 - e) układy samoczynnego ponownego załączania (SPZ) umożliwiające dokonywanie 1 i 3 fazowego cyklu samoczynnego ponownego załączania,
 - f) lokalizator miejsca zwarcia,
 - g) układ kontroli napięcia i synchronizacji.

Pkt II.B.3.7.4. otrzymuje brzmienie:

- II.B.3.7.4. Linie o napięciu znamionowym 110 kV powinny być wyposażone w następujące układy EAZ i urządzenia współpracujące:
- a) jedno zabezpieczenie podstawowe – odległościowe lub odcinkowe. W przypadku linii kablowych lub napowietrznych o długości do 2 km, należy stosować zabezpieczenia odcinkowe,
 - b) jedno zabezpieczenie rezerwowe – odległościowe lub ziemnozwarciowe, a dla linii promieniowych – prądowe,
 - c) urządzenia automatyki 3 fazowego samoczynnego ponownego załączania (SPZ),

Karta Aktualizacji nr K/1/2007		
IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 17 września 2007 r.		Strona 18 z 36

- d) pożądaną w liniach o dużej liczbie zakłóceń lokalizator miejsca zwarcia.

Pkt II.B.3.7.5. skreśla się.

Pkt II.B.3.7.6. otrzymuje brzmienie:

II.B.3.7.6. Linie blokowe powinny być wyposażone w następujące układy EAZ i urządzenia współpracujące (wszystkie zabezpieczenia linii blokowej powinny działać na 3 fazowe wyłączenie wyłącznika blokowego):

- a) dwa zabezpieczenia podstawowe umożliwiające wyłączenia 3 fazowe,
- b) zabezpieczenie rezerwowe reagujące na niesymetryczne zwarcia z ziemią w linii blokowej i sieci zewnętrznej,
- c) elementy układów automatyki zapobiegającej kołysaniom mocy oraz przeciążeniom elementów sieci, zwane dalej układami APKO,
- d) układ bezwarunkowego wyłączenia wyłącznika blokowego od sygnału przesłanego z nastawni blokowej.

Wszystkie ww. zabezpieczenia działają na 3-fazowe otwarcie wyłącznika.

Pkt II.B.3.7.7. otrzymuje brzmienie:

II.B.3.7.7. Transformatory o górnym napięciu znamionowym 750 kV, 400 kV i 220 kV powinny być wyposażone w następujące układy EAZ i urządzenia współpracujące:

- a) dwa zabezpieczenia podstawowe (różnicowe) reagujące na zwarcia zlokalizowane w transformatorze, z wyjątkiem zwarć zwojowych,
- b) po dwa zabezpieczenia rezerwowe (zabezpieczenie odległościowe, zabezpieczenie ziemnozwarciowe) po każdej stronie uzwojenia górnego i dolnego napięcia transformatora,
- c) zabezpieczenia technologiczne (producenta): zabezpieczenie przepływowo-gazowe, modele cieplne oraz czujniki temperaturowe transformatora,
- d) zabezpieczenia w punkcie/punktach gwiazdowych transformatora,
- e) zabezpieczenia ziemnozwarciowe prądowe po stronie górnego i dolnego napięcia transformatora,
- f) zabezpieczenie nadprądowe od przeciążeń transformatora,
- g) układy automatycznej regulacji napięcia ARST,
- h) układ sygnalizujący przeciążenie transformatora prądem,
- i) układ monitorowania warunków pracy transformatorów, w przypadku jednostek nowych i po najbliższej modernizacji urządzeń.

Karta Aktualizacji nr K/1/2007		
IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 17 września 2007 r.		Strona 19 z 36

Pkt II.B.3.7.8. otrzymuje brzmienie:

- II.B.3.7.8. Transformatory mocy dwu i wielouzwojeniowe 110 kV/SN/SN powinny być wyposażone w następujące układy EAZ i urządzenia współpracujące:
- zabezpieczenia podstawowe reagujące na zwarcie w transformatorze – zwarciowo-prądowe, a dla transformatorów powyżej 5 MVA różnicowe,
 - każda strona transformatora powinna być wyposażona w zabezpieczenia nadprądowo-zwłoczne,
 - każda strona transformatora powinna być wyposażona w zabezpieczenia przeciążeniowe (transformatory dwuuzwojeniowe zabezpiecza się tylko po jednej stronie),
 - zaleca się, aby każda ze stron średniego napięcia (SN) transformatora była wyposażona w zabezpieczenia umożliwiające skracanie czasu zwarcia na szynach średniego napięcia (SN),
 - zabezpieczenia fabryczne transformatorów: temperaturowe oraz gazowo-przepływowe kadzi i gazowo-podmuchowe przełącznika zaczepeków,
 - zabezpieczenia transformatora reagujące na zwarcia wewnętrzne i zewnętrzne powinny działać na wyłączenie.

Pkt II.B.3.7.13. otrzymuje brzmienie:

- II.B.3.7.13. Wszystkie rodzaje łączników szyn należy wyposażyć w następujące układy EAZ i urządzenia współpracujące:
- jedno zabezpieczenie podstawowe pracujące w trybie na rozcinanie spiętych szyn zbiorczych działające na wyłączenie 3 fazowe własnego wyłącznika,
 - pola łączników szyn zastępujących pola linii przesyłowych, transformatorów a także linii blokowych należy wyposażyć w dodatkowy zestaw urządzeń EAZ, umożliwiający realizację wszystkich funkcji zabezpieczeniowych, niezbędnych przy użyciu pola łącznika szyn do zastąpienia innego pola, w tym układ umożliwiający współpracę łącznika szyn z zabezpieczeniami technologicznymi transformatora oraz bloku elektrowni,
 - dopuszcza się stosowanie jednego, zamiast dwóch zabezpieczeń podstawowych oraz niestosowanie lokalizatora miejsca zwarcia.

Pkt II.B.3.7.14. skreśla się.**Pkt II.B.3.7.15. otrzymuje brzmienie:**

- II.B.3.7.15. Szyny zbiorcze rozdzielni 750, 400, 220 i 110 kV należy wyposażyć w jeden zespół zabezpieczenia szyn, zapewniający wyłączenie systemów (sekcji) szyn zbiorczych, w tym także zwarć zlokalizowanych między wyłącznikiem

Karta Aktualizacji nr K/1/2007		
IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 17 września 2007 r.		Strona 20 z 36

a przekładnikiem prądowym w polach łączników szyn.

Po pkt II.B.3.7.15. dodaje się punkty od II.B.3.7.15.A. do II.B.3.7.15.C. o następującym brzmieniu:

- II.B.3.7.15.A. Nowobudowane, przebudowywane i remontowane rozdzielnie 110 kV stacji szynowych należy wyposażać w układy zabezpieczenia szyn niezależne od lokalnej rezerwy wyłącznikowej.
- II.B.3.7.15.B. W stacjach uproszczonych 110 kV typu „H” dopuszcza się możliwość rozwiązania automatyki szyn w oparciu o wsteczne strefy zabezpieczeń odległościowych pól liniowych.
- II.B.3.7.15.C. W rozdzielniach 1,5 i 2 wyłącznikowych należy stosować uproszczone zabezpieczenie szyn zbiorczych, nie wykorzystujące informacji o stanie położenia odłączników szynowych.

Pkt II.B.3.7.16. otrzymuje brzmienie:

- II.B.3.7.16. Wszystkie rozdzielnie sieci 750, 400, 220 i 110 kV należy wyposażać w układy lokalnej rezerwy wyłącznikowej (LRW) niezależne od układów zabezpieczeń szyn zbiorczych, przy czym za zgodą OSP dopuszcza się stosowanie układów LRW zintegrowanych z zabezpieczeniem szyn zbiorczych.
- Przed wyłączeniem odpowiedniego systemu szyn, powinno być wykonane dodatkowe sterowanie wyłącznikiem pola poprzez element LRW przypisany polu, w którym nie zadziałał wyłącznik.

Po pkt II.B.3.7.16. dodaje się pkt II.B.3.7.16.A. o następującym brzmieniu:

- II.B.3.7.16.A. Wszystkie rozdzielnie sieci 750, 400, 220 i 110 kV należy wyposażać, w zależności od układu pracy rozdzielni w układy zdalnego rezerwowania wyłączników - w przypadku działania EAZ szyn zbiorczych. Układy zdalnego rezerwowania wyłączników powinny, gdy nie zadziała wyłącznik:
- w polu linii przesyłowej - przesłać sygnał na jej drugi koniec,
 - w polu linii blokowej - przesłać sygnał wyłączający transformator po stronie dolnego napięcia lub sygnał odwzbudzenia generatora - gdy nie ma wyłącznika generatorowego,
 - w przypadku niezadziałania wyłącznika w polu transformatora o górnym napięciu 400 lub 220 kV - przesłać sygnał wyłączający transformator po stronie dolnego napięcia,
 - w polu łącznika szyn sprzęgającego systemy - wyłączyć obydwie systemy szyn połączone tym wyłącznikiem.

Karta Aktualizacji nr K/1/2007		
IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 17 września 2007 r.		Strona 21 z 36

Układy zdalnego rezerwowania wyłączników powinny także, gdy niezadziała dowolny wyłącznik wyłączany przez układy i urządzenia EAZ szyn zbiorczych - zrealizować próbę bezwłocznego powtórnego wyłączenia uszkodzonego wyłącznika.

Pkt II.B.3.7.17. otrzymuje brzmienie:

- II.B.3.7.17. Łącza w układach EAZ i urządzeniach współpracujących powinny zapewnić dla linii przesyłowych przesyłanie następujących sygnałów:
- a) od pierwszego zabezpieczenia odległościowego,
 - b) od drugiego zabezpieczenia odległościowego,
 - c) dla zabezpieczeń odcinkowych,
 - d) od zabezpieczeń ziemnozwarciowych,
 - e) od układu automatyki od nadmiernego wzrostu napięcia,
 - f) od układu zdalnego rezerwowania wyłączników na bezwarunkowe wyłączenie elementu systemu linii na drugim jej końcu,
 - g) topologie pól przeciwległych dla automatyki przeciwkołysaniowo-odciążającej (od układów APKO),
 - h) na liniach blokowych do przesyłania sygnałów z zabezpieczeń pomiędzy stacją elektroenergetyczną a jednostką wytwórczą.

Po pkt II.B.3.7.17. dodaje się pkt II.B.3.7.17.A. o następującym brzmieniu:

- II.B.3.7.17.A. Wskazane jest aby jednocześnie wykorzystać do przesyłania sygnałów, o których mowa w pkt II.B.3.7.17., dwa niezależne łącza, w tym co najmniej jedno przeznaczone wyłącznie dla układu EAZ.

Pkt II.B.3.7.18. otrzymuje brzmienie:

- II.B.3.7.18. Wymaga się dla sygnałów bezwarunkowego wyłączenia drugiego końca linii zapewnienia dwóch niezależnych łącz – dwa łącza, sygnały kodowane. Dla automatyk i sygnałów jednostka wytwórcza – stacja elektroenergetyczna należy stosować dwie niezależne drogi transmisji. Odstawienie z pracy na czas naprawy lub przeglądu jednego łącza nie powinno powodować ograniczeń ruchowych w pracy sieci.

Pkt II.B.3.7.19. otrzymuje brzmienie:

- II.B.3.7.19. Zabezpieczenie odcinkowe linii przesyłowych powinno być wyposażone we własne łącze, wykorzystane tylko do sprzęgania półkompletów. W przypadku łącza światłowodowego wykorzystuje się wydzielone żyły z wiązki światłowodu zainstalowanego na linii.

Karta Aktualizacji nr K/1/2007		
IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 17 września 2007 r.		Strona 22 z 36

Pkt II.B.3.7.20. otrzymuje brzmienie:

II.B.3.7.20. Przesyłanie sygnałów od zabezpieczeń linii przesyłowych powinno się odbywać w pierwszej kolejności z zachowaniem wysokiej niezawodności ich przekazywania i mieć priorytet, przy zachowaniu wysokiej niezawodności przekazywania sygnałów, szczególnie w wypadkach bezwarunkowego wyłączenia drugiego końca linii (dwa łącza, sygnały kodowane).

Pkt II.B.3.7.21. otrzymuje brzmienie:

II.B.3.7.21. Konstrukcja, zasada działania i sposób eksploatacji urządzenia zabezpieczeń linii przesyłowych i współpracujące z nimi łącza powinny być traktowane jako jeden zespół urządzeń.

Pkt II.B.3.7.22. otrzymuje brzmienie:

II.B.3.7.22. Rejestratory zakłóceń sieciowych przeznaczone do wykonywania analiz przebiegu zakłóceń oraz działania układów EAZ oraz wyłączników, powinny być instalowane we wszystkich czynnych polach rozdzielni przesyłowych. Rejestratory zakłóceń sieciowych powinny:

- a) rejestrować w każdym polu sygnały analogowe: 3 napięcia i 3 prądy fazowe oraz napięcie $3U_0$ i prąd $3I_0$,
- b) rejestrować sygnały o pobudzeniu zabezpieczeń podstawowych, wszystkie sygnały o zadziałaniu zabezpieczeń lub automatyk na wyłączenie, wszystkie sygnały telezabezpieczeniowe (nadawanie i odbiór), sygnały załączające od układów SPZ,
- c) rejestrować przebiegi wolnozmiennne,
- d) rejestrować zapis w zalecanym formacie Comtrade.

Powinien być łatwy dostęp do rejestratora zakłóceń sieciowych – lokalnego w miejscu jego zainstalowania oraz zdalnego.

W okresie przejściowym do 31 grudnia 2010 r. dopuszczalne są odstępstwa od wymagań określonych w tym punkcie.

Po pkt II.B.3.7.22. dodaje się punkty od II.B.3.7.22.A. do II.B.3.7.22.G. o następującym brzmieniu:

II.B.3.7.22.A. Przekazniki pośredniczące powinny spełniać następujące wymagania:

- a) zaleca się stosowanie w zabezpieczeniach przekazników wyjściowych (wyłączających) - zestyków o zdolności wyłączalnej dostosowanej do wielkości poboru mocy cewek wyłączających wyłączników oraz wyposażonych w układy ograniczające przepięcia powstające przy rozłączaniu obwodu cewki wyłączającej,
- b) w układach sterowania powinny być stosowane wysokiej jakości przekazniki dwustanowe.

Karta Aktualizacji nr K/1/2007		
IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 17 września 2007 r.		Strona 23 z 36

II.B.3.7.22.B. W układach EAZ stosuje się następujące przekładniki prądowe:

- a) wolnostojące, pięciordzeniowe zainstalowane w polach elementów sieci przesyłowej, w których rdzenie 3, 4 i 5 są rdzeniami zabezpieczeniowymi klasy 5P20 o mocy odpowiedniej dla danych obwodów i zasilanych układów i urządzeń EAZ,
- b) kombinowane,
- c) zainstalowane w przepustach transformatorów - przewiduje się wykorzystywanie dla układów i urządzeń EAZ nie mniej niż dwóch rdzeni o odpowiednich parametrach,
- d) zainstalowane w przewodach uziemiających punkt gwiazdowy transformatorów.

II.B.3.7.22.C. W polach elementów sieci przesyłowej stosuje się przekładniki napięciowe pojemnościowe, indukcyjne i kombinowane, posiadające trzy uzwojenia wtórne, przy czym trzecie połączone jest w układ otwartego trójkąta. Uzwojenia nr II i III współpracują z układami i urządzeniami EAZ (uzwojenie nr II klasy 3P, uzwojenie nr III klasy 6P o mocach odpowiednich dla konkretnych obwodów i zasilanych urządzeń EAZ).

II.B.3.7.22.D. Dobór pojemnościowych i indukcyjnych przekładników napięciowych oraz przekładników prądowych musi zapewnić sprawdzoną prawidłową współpracę z układami i urządzeniami EAZ w miejscu ich zainstalowania.

II.B.3.7.22.E. Wyłączniki 750, 400 i 220 kV powinny być wyposażone:

- a) z kolumnami nie sprzężonymi mechanicznie, w zabezpieczenie od niezgodności położenia jego kolumn,
 - b) w blokadę, która po wyłączeniu wyłącznika uniemożliwia jego załączenie od ewentualnego trwałego impulsu załączającego,
 - c) w komplet zestyków pomocniczych w ilości i konfiguracji dostosowanej do potrzeb obwodów wtórnych pola,
 - d) do kontroli otwarcia się wyłącznika powinny być stosowane 2 kryteria: prądowe z przekąźnikami dla każdej fazy oraz wyłącznikowe przy wykorzystaniu zestyków sygnałowych wyłącznika,
- oraz umożliwiać realizację funkcji samoczynnego ponownego załączania.

II.B.3.7.22.F. Odłączniki powinny być wyposażone w komplet zestyków, w ilości i

Karta Aktualizacji nr K/1/2007		
IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 17 września 2007 r.		Strona 24 z 36

konfiguracji dostosowanej do potrzeb układów sterowania, sygnalizacji, zabezpieczeń szyn zbiorczych i układu lokalnej rezerwy wyłącznikowej.

- II.B.3.7.22.G. Układy i urządzenia EAZ powinny spełniać szczegółowe wymagania określone przez OSP lub odpowiedniego OSD. Dotyczy to urządzeń czynnych, jak i nowoprojektowanych. Układy i urządzenia EAZ nowoprojektowane powinny być na etapie projektów wstępnych techniczno-montażowych uzgadniane i zatwierdzane przez OSP lub OSD.
- II.B.3.7.22.H. Urządzenia, układy i urządzenia EAZ, aparaty, osprzęt instalacyjny oraz ich elementy powinny posiadać certyfikaty jakości i świadectwa dopuszczające zastosowanie ich w obiektach sieci przesyłowej. Dotyczy to w szczególności:
- świadectw jakości i protokołów z wynikami badań laboratoriów potwierdzających zgodność wykonania urządzeń z wymaganiami norm międzynarodowych i europejskich,
 - świadectw jakości i protokołów z wynikami badań przeprowadzonych przez jednostki badawcze,
 - aktualnego certyfikatu dopuszczającego do stosowania w sieci.

Pkt II.B.3.7.23. otrzymuje brzmienie:

- II.B.3.7.23. Przekazniki realizujące funkcję samoczynnego częstotliwościowego odciążania (SCO) powinny spełniać następujące wymagania:
- umożliwiać nastawienie wartości częstotliwości z zakresu od 47 do 50 Hz ze zmianą skokową co 0,05 Hz,
 - umożliwiać nastawienie zwłoki czasowej w zakresie od 0,05 do 1 s ze zmianą skokową co 0,05 s,
 - czas własny przekazników nie może być większy niż 100 ms,
 - zapewniać poprawną pracę w zakresie od 0,5 do 1,1 U_n ,
 - dokładność pomiaru częstotliwości nie mniejsza niż 10 mHz,

W okresie do dnia 31 grudnia 2008 r. dla przekazników zainstalowanych dopuszcza się czas własny przekaznika większy niż 200 ms.

W okresie po 31 grudnia 2010 r. czas własny wszystkich przekazników nie może być większy niż 100 ms.

Pkt II.B.3.8.2.2. otrzymuje brzmienie:

- II.B.3.8.2.2. Przesyłanie i odbieranie dokumentów realizowane jest za pomocą narzędzi WebSphere MQ oraz protokołu TCP/IP, zaś dystrybucja dokumentów odbywa się z wykorzystaniem bibliotek JMS, środowiska JAVA.

Karta Aktualizacji nr K/1/2007		
IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 17 września 2007 r.		Strona 25 z 36

Pkt II.B.3.8.2.5. otrzymuje brzmienie:

- II.B.3.8.2.5. Dostęp do bezpiecznego serwera Archiwum WIRE realizowany jest poprzez szyfrowany kanał wykorzystujący technologię EkstranetVPN (AppGate) oraz autoryzację poprzez narzędzia RSA.

Pkt II.B.3.9.1.2. otrzymuje brzmienie:

- II.B.3.9.1.2. Podsystem transmisji danych u OSP zapewnia gwarantowaną komunikację w protokole TCP/IP z każdym serwerem SOWE/EL z przepustowością 64 kB/s dla każdego kanału i posiada stały adres IP, a także udostępnione porty komunikacyjne.

Pkt II.B.3.9.1.4. otrzymuje brzmienie:

- II.B.3.9.1.4. Każdy serwer SOWE/EL powinien posiadać stały adres IP i udostępnione porty komunikacyjne.

Pkt II.B.3.9.2.1. otrzymuje brzmienie:

- II.B.3.9.2.1. Do komunikacji pomiędzy systemami SOWE a SOWE/EL wykorzystywany jest mechanizm szyfrowania i autoryzacji oparty na protokole IPSec w trybie Transport.

Pkt II.B.3.9.2.2. otrzymuje brzmienie:

- II.B.3.9.2.2. Przesyłanie i odbieranie dokumentów realizowane jest za pomocą narzędzi WebSphere MQ oraz protokołu TCP/IP, zaś dystrybucja dokumentów odbywa się z wykorzystaniem bibliotek JMS, środowiska JAVA.

Pkt II.B.3.9.2.3. otrzymuje brzmienie:

- II.B.3.9.2.3. Ochrona dostępu komunikacji serwerów realizowana jest poprzez autoryzację i identyfikację adresu IP oraz kluczy symetrycznych serwera a także na poziomie MQ WebSphere na podstawie nazwy kanału i adresu IP.

Pkt II.B.3.9.2.5. otrzymuje brzmienie:

- II.B.3.9.2.5. Dostęp do bezpiecznego serwera Archiwum SOWE realizowany jest poprzez szyfrowany kanał wykorzystujący technologię EkstranetVPN (AppGate) oraz autoryzację poprzez narzędzia RSA.

W pkt II.B.3.10.2.2. datę „1 lipca 2007 r.” zastępuje się datą „31 grudnia 2008 r.”

Karta Aktualizacji nr K/1/2007		
IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 17 września 2007 r.		Strona 26 z 36

II.C.6. Standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu i odbiorców

Pkt II.C.6.4.1. otrzymuje brzmienie:

- II.C.6.4.1. Operator systemu przesyłowego potwierdza ilości energii elektrycznej niezbędnej do uzyskania świadectw pochodzenia w rozumieniu ustawy Prawo energetyczne, pochodzącej z następujących źródeł energii:
- a) jednostki wytwórcze przyłączone do sieci przesyłowej,
 - b) JWCD przyłączone do koordynowanej sieci 110 kV.

Pkt II.C.6.4.3. otrzymuje brzmienie:

- II.C.6.4.3. Podmiot składający wniosek o wydanie świadectwa pochodzenia, w celu określenia lokalizacji źródła energii elektrycznej, powinien podać kod identyfikacyjny jednostki wytwórczej, zgodny z zasadami kodyfikacji stosowanymi przez OSP.

IV.B.12. Wymagania w zakresie rozbudowy i eksploatacji dla podmiotów przyłączonych do sieci przesyłowej

Pkt IV.B.12.8. otrzymuje brzmienie:

- IV.B.12.8. Operator systemu przesyłowego wykonuje obliczenia oraz koordynuje nastawienia automatyk i układów EAZ zainstalowanych w sieci przesyłowej i koordynowanej sieci 110 kV oraz urządzeń i instalacji podmiotów przyłączonych do sieci o górnym napięciu 750, 400, 220 i 110 kV.

IV.C. Prowadzenie ruchu sieciowego

W pkt IV.C.3.5. ppkt b) otrzymuje brzmienie:

- IV.C.3.5. b) plan koordynacyjny PKM – dla marca do dnia 23 lutego, a dla pozostałych miesięcy do dnia 25 miesiąca poprzedzającego, na kolejny miesiąc,

Pkt IV.C.3.6. otrzymuje brzmienie:

- IV.C.3.6. Plan koordynacyjny PKR zawiera dla poszczególnych miesięcy kalendarzowych następujące elementy:
- a) prognozowaną średniomiesięczną moc osiągalną krajowych jednostek wytwórczych z podziałem na JWCD i nJWCD, wyszczególniając odpowiednie typy jednostek wytwórczych,
 - b) prognozowaną średniomiesięczną moc dyspozycyjną elektrowni krajowych uwzględniającą ubytki mocy wynikające ze zgłoszonych przez wytwórców rocznych planów remontowych JWCD, zgłoszone ubytki

Karta Aktualizacji nr K/1/2007		
IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 17 września 2007 r.		Strona 27 z 36

mocy nJWCD oraz planowane ubytki mocy ze względu na warunki pracy sieci, w dobowych szczytach krajowego zapotrzebowania na moc z dni roboczych,

- c) prognozowaną średniomiesięczną moc dyspozycyjną OSP uwzględniającą ubytki mocy wynikające ze zgłoszonych przez wytwórców rocznych planów remontowych JWCD oraz planowane obciążenie nJWCD w dobowych szczytach krajowego zapotrzebowania na moc z dni roboczych,
- d) prognozowane dla typowych warunków pogodowych dla danego miesiąca średniomiesięczne krajowe zapotrzebowanie na moc w dobowych szczytach krajowego zapotrzebowania na moc z dni roboczych,
- e) prognozowane maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc w miesiącu,
- f) prognozowaną średniomiesięczną zdeterminowaną wymianę międzysystemową w dobowych szczytach krajowego zapotrzebowania na moc z dni roboczych, wynikającą z zawartych umów i zgłoszonej wymiany nierównoległej,
- g) prognozowane średniomiesięczne obciążenie nJWCD w dobowych szczytach krajowego zapotrzebowania na moc z dni roboczych,
- h) prognozowane średniomiesięczne rezerwy mocy w elektrowniach krajowych w dobowych szczytach zapotrzebowania na moc z dni roboczych,
- i) prognozowane średniomiesięczne rezerwy mocy OSP w dobowych szczytach zapotrzebowania na moc z dni roboczych,
- j) plan wyłączeń elementów sieci zamkniętej,
- k) minimalne niezbędne i maksymalne możliwe liczby jednostek wytwórczych w poszczególnych węzłach w całym okresie objętym planem,
- l) planowane ograniczenia wymiany międzysystemowej w całym okresie objętym planem.

Pkt IV.C.3.7. otrzymuje brzmienie:

IV.C.3.7. Plan koordynacyjny PKM zawiera dla poszczególnych dni miesiąca następujące elementy:

- a) prognozowaną moc osiągalną krajowych jednostek wytwórczych z podziałem na JWCD i nJWCD,
- b) prognozowaną moc dyspozycyjną elektrowni krajowych, uwzględniającą ubytki mocy wynikające ze zgłoszonych przez wytwórców planowych rocznych i skorygowanych w planach miesięcznych harmonogramów remontów JWCD, zgłoszone planowane

Karta Aktualizacji nr K/1/2007		
IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 17 września 2007 r.		Strona 28 z 36

ubytki mocy nJWCD oraz planowane ubytki mocy ze względu na warunki pracy sieci w dobowych szczytach krajowego zapotrzebowania na moc,

- c) prognozowaną moc dyspozycyjną OSP uwzględniającą ubytki mocy wynikające ze zgłoszonych przez wytwórców rocznych planów remontowych JWCD, planowane ubytki mocy JWCD ze względu na warunki pracy sieci oraz planowane obciążenie nJWCD w dobowych szczytach krajowego zapotrzebowania na moc,
- d) prognozowane dla danego miesiąca krajowe zapotrzebowanie na moc w dobowych szczytach krajowego zapotrzebowania na moc, dla typowych warunków pogodowych,
- e) prognozowaną zdeterminowaną wymianę międzysystemową w dobowych szczytach krajowego zapotrzebowania na moc wynikającą z zawartych umów i zgłoszonej wymiany nierównoległej,
- f) prognozowane obciążenie nJWCD w dobowych szczytach krajowego zapotrzebowania na moc,
- g) prognozowane rezerwy mocy w elektrowniach krajowych w dobowych szczytach zapotrzebowania na moc,
- h) prognozowane rezerwy mocy OSP w dobowych szczytach zapotrzebowania na moc,
- i) plan wyłączeń elementów sieci zamkniętej,
- j) minimalne niezbędne i maksymalne możliwe liczby jednostek wytwórczych w poszczególnych węzłach w całym okresie objętym planem,
- k) planowane ograniczenia wymiany międzysystemowej w całym okresie objętym planem.

Pkt IV.C.3.10. otrzymuje brzmienie:

- IV.C.3.10. Zasady wyznaczania minimalnych niezbędnych i maksymalnych możliwych wartości obciążenia JWCD w poszczególnych węzłach opisane zostały w pkt IV.C.7.

Pkt IV.C.4.1. otrzymuje brzmienie:

- IV.C.4.1. Operator systemu przesyłowego opracowuje bilanse techniczne mocy w cyklach odpowiadających tworzeniu planów koordynacyjnych PKR, PKM, WPKD, PKD, BPKD oraz BTHD. W tym celu opracowuje prognozy krajowego zapotrzebowania na moc oraz pozyskuje niezbędne dane dotyczące jednostek wytwórczych oraz wymiany międzynarodowej.

Karta Aktualizacji nr K/1/2007		
IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 17 września 2007 r.		Strona 29 z 36

W pkt IV.C.4.2. ppkt a) i b) otrzymują brzmienie:

- IV.C.4.2. a) prognozy roczne na potrzeby planów koordynacyjnych PKR, zawierające średnie miesięczne wielkości krajowego zapotrzebowania na moc w dobowych szczytach zapotrzebowania na moc z dni roboczych dla poszczególnych miesięcy – do dnia 1 listopada bieżącego roku dla trzech kolejnych lat,
- b) prognozy miesięczne na potrzeby planów koordynacyjnych PKM, zawierające wielkości krajowego zapotrzebowania na moc w dobowych szczytach zapotrzebowania na moc poszczególnych dni – dla marca do dnia 23 lutego, a dla pozostałych miesięcy do dnia 25 miesiąca poprzedzającego, na kolejny miesiąc,

W pkt IV.C.4.5. ppkt a) i b) otrzymują brzmienie:

- IV.C.4.5. a) proponowany harmonogram postojów planowych JWCD, a w przypadku JWCD przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV harmonogram uzgodniony z właściwym OSD,
- b) proponowany harmonogram postojów planowych JWCK, a w przypadku JWCK przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV harmonogram uzgodniony z właściwym OSD,

Pkt IV.C.4.6. otrzymuje brzmienie:

- IV.C.4.6. Wytwórcy posiadający JWCD przekazują OSP dla potrzeb planowania miesięcznego harmonogram postojów planowych poszczególnych JWCD, a w przypadku JWCD przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV harmonogram remontów uzgodniony z właściwym OSD.

W pkt IV.C.4.7. ppkt a) otrzymuje brzmienie:

- IV.C.4.7. a) planowane wartości mocy dyspozycyjnych poszczególnych JWCK w szczycie obciążenia każdej doby planowanego okresu,

Pkt IV.C.4.8. otrzymuje brzmienie:

- IV.C.4.8. Wytwórcy posiadający JWCD przekazują OSP, dla potrzeb planowania dobowego, planowane ubytki mocy poszczególnych JWCD dla każdej godziny doby zgodnie z zasadami określonymi w IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.

W pkt IV.C.4.14. ppkt a) i b) otrzymują brzmienie:

- IV.C.4.14. a) prognozowane wartości średniomiesięczne sumaryczne mocy osiągalnych i mocy dyspozycyjnych jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, innych niż JWCD lub JWCK, w okresach szczytów dobowych, dla dni roboczych, dla każdego miesiąca planowanego okresu, z podziałem na: elektrownie wydzielone, małe

Karta Aktualizacji nr K/1/2007		
IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 17 września 2007 r.		Strona 30 z 36

cieplne, małe wodne, wiatrowe i przemysłowe,

- b) planowane wartości średniomiesięczne mocy wymiany międzysystemowej nierównoległej realizowanej poprzez sieć 110 kV w okresach szczytów dobowych, dla dni roboczych, dla każdego miesiąca planowanego okresu oraz planowane wartości energii elektrycznej wymiany międzysystemowej nierównoległej realizowanej poprzez sieć 110 kV dla każdego miesiąca planowanego okresu, wynikające z zawartych umów,

W pkt IV.C.4.15. skreśla się ppkt c) i zmienia się oznaczenie ppkt d) na c).

Pkt IV.C.4.18. otrzymuje brzmienie:

IV.C.4.18. Obliczone, w ramach poszczególnych planów koordynacyjnych, rezerwy mocy OSP w stosunku do zapotrzebowania do pokrycia przez elektrownie krajowe powinny wynosić odpowiednio:

- a) dla PKR – 18%,
b) dla PKM – 17%,
c) dla BTHD – 14%.

Pkt IV.C.4.19. otrzymuje brzmienie:

IV.C.4.19. Operator systemu przesyłowego sporządzając plany koordynacyjne PKD programuje pracę JWCD w taki sposób, aby zapewnione były następujące wymagania w zakresie rezerwy mocy OSP dla każdej godziny doby:

- a) sumaryczna planowana rezerwa mocy OSP dostępna w czasie nie dłuższym niż 1 godzina (w przypadku elektrowni interwencyjnych należy uwzględnić ograniczenia czasowe ich pracy) powinna wynosić nie mniej niż 9% planowanego zapotrzebowania do pokrycia przez elektrownie krajowe,
b) planowana rezerwa ujemna, wyznaczana jako nadwyżka całkowitego zapotrzebowania na moc do pokrycia przez elektrownie krajowe nad mocą sumy minimów technicznych JWCD planowanych do pracy i planowanego obciążenia elektrowni nJWCD, powinna wynosić nie mniej niż 500 MW i być dostępna w czasie nie dłuższym niż 1 godzina.

W pkt IV.C.6.6. ppkt b) otrzymuje brzmienie:

IV.C.6.6. b) plan miesięczny – dla marca do dnia 23 lutego, a dla pozostałych miesięcy do dnia 25 miesiąca poprzedzającego, na kolejny miesiąc,

Pkt IV.C.6.11. otrzymuje brzmienie:

IV.C.6.11. Przyjmuje się ogólną zasadę, że terminy wyłączeń zatwierdzone w planach o dłuższym horyzoncie czasowym mają priorytet w stosunku do propozycji wyłączeń zgłaszanych do planów o krótszym horyzoncie czasowym.

Karta Aktualizacji nr K/1/2007		
IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 17 września 2007 r.		Strona 31 z 36

W przypadku wyłączeń realizowanych na podstawie planów tygodniowych i dobowych, które nie były zatwierdzone w planach rocznych lub miesięcznych, nie ma zastosowania, obowiązek powiadamiania przez OSP z pięciodniowym wyprzedzeniem o terminach i czasach planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, związanych z tymi wyłączeniami, w miejscach dostarczania energii elektrycznej z sieci przesyłowej.

Pkt IV.C.9.20. otrzymuje brzmienie:

IV.C.9.20. Regulacja napięć i rozptywu mocy biernej obejmuje następujące działania przygotowawcze:

- a) określenie poziomów napięć i tworzenie planów wykorzystania źródeł mocy biernej oraz innych elementów regulacji w sieci zamkniętej, a następnie jego operatywną realizację przez służby ruchowe,
- b) opracowanie zasad postępowania w awaryjnych stanach napięciowych,
- c) prowadzenie baz danych o urządzeniach pierwotnych i układach regulacji wykorzystywanych do regulacji napięć i mocy biernej,

oraz operatywne, odpowiednio do potrzeb poprawnej pracy systemu elektroenergetycznego:

- d) zadawania napięć w węzłach sieci,
- e) zadawania obciążenia mocą bierną jednostek wytwórczych (JWCD, JWCK),
- f) wydawania poleceń w zakresie wymaganego trybu pracy automatyk regulacji napięć i mocy biernej, indywidualnie dla poszczególnych węzłów sieci,
- g) wydawania poleceń w zakresie załączania i wyłączania statycznych źródeł mocy biernej (dławiki i kondensatory) zainstalowanych w KSE.

Pkt IV.C.10.18. otrzymuje brzmienie:

IV.C.10.18. Wyłączenia odbiorców według trybu, o którym mowa w pkt IV.C.10.2. b) realizuje się na polecenie OSP jako wyłączenia awaryjne lub katastrofalne oraz samoczynnie jako wyłączenia realizowane za pomocą automatyki SCO i SNO. Wyłączenia awaryjne i katastrofalne mogą być wprowadzone na polecenie OSD w przypadku zaistnienia sytuacji określonych w pkt IV.C.10.17. a) i c). W takim przypadku OSD jest zobowiązany powiadomić o tym służby dyspozytorskie OSP – ODM. Załączenia odbiorców wyłączonych w trybie awaryjnym wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej powinny być dokonywane w porozumieniu z OSP.

Karta Aktualizacji nr K/1/2007		
IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 17 września 2007 r.		Strona 32 z 36

Pkt IV.C.10.19. otrzymuje brzmienie:

IV.C.10.19. Wyłączenia awaryjne odbiorców powinny być zrealizowane w czasie do 1 godziny od wydania polecenia poprzez wyłączenia linii i stacji średnich napięć. Przyjmuje się dziewięciostopniową skalę wyłączeń awaryjnych od A1 do A9. Stopnie A1-A9 powinny zapewniać równomierny spadek poboru mocy. Wyłączenie awaryjne w stopniu A9 powinno zapewnić zmniejszenie poboru mocy o 15 %.

Pkt IV.C.10.20. otrzymuje brzmienie:

IV.C.10.20. Wyłączenia katastrofalne odbiorców powinny być zrealizowane w czasie do 30 minut, poprzez wyłączenia linii o napięciu znamionowym 110 kV i transformatorów 110 kV/SN. Przyjmuje się trójstopniową skalę wyłączeń katastrofalnych od SK1 do SK3. Stopnie SK1-SK3 powinny zapewniać równomierny spadek poboru mocy. Wyłączenie katastrofalne w stopniu SK3 powinno zapewnić zmniejszenie poboru mocy o 15 %.

Po pkt IV.C.10.20. dodaje się pkt IV.C.10.20.A. o następującym brzmieniu:

IV.C.10.20.A. Sumarycznie wprowadzenie ograniczeń w trybie awaryjnym w stopniach A9 i SK3 powinno zapewnić zmniejszenie poboru mocy o 30 %, niezależnie od ograniczeń wprowadzonych w trybie normalnym.

Pkt IV.C.11.14. otrzymuje brzmienie:

IV.C.11.14. Operator systemu przesyłowego, we współpracy z OSD przeprowadza likwidację stanów wymienionych w pkt IV.C.11.4. W trakcie likwidacji stanów, o których mowa w pkt IV.C.11.4., OSP i OSD stosują, jeżeli to możliwe i celowe, opracowane elementy generalnego planu obrony i odbudowy, o których mowa w pkt IV.C.11.10. c) do f).

Operator systemu przesyłowego udostępnia OSD, w zakresie właściwym dla obszaru ich działania, generalny plan obrony i odbudowy KSE, za pośrednictwem właściwego podmiotu wymienionego w pkt I.A.4.

VI.A. System wymiany informacji o rynku energii**Pkt VI.A.4.1. otrzymuje brzmienie:**

VI.A.4.1. System WIRE obejmuje wymianę informacji w zakresie: zgłoszeń umów sprzedaży oraz ofert bilansujących, zgłoszeń grafików wymiany międzysystemowej, planów koordynacyjnych oraz danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych energii oraz danych rozliczeniowych. Szczegółowy zakres informacji handlowych wymienianych za pomocą systemu WIRE zamieszczono w IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.

Karta Aktualizacji nr K/1/2007		
IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 17 września 2007 r.		Strona 33 z 36

Pkt VI.A.5.1.1. otrzymuje brzmienie:

- VI.A.5.1.1. Zarządzanie konfiguracją systemu WIRE odbywa się zgodnie z procedurami regulującymi procesy przyłączania nowych operatorów rynku, zarządzania zmianami w standardach oraz zmianami w konfiguracji.

VI.B. System operatywnej współpracy z elektrowniami**Pkt VI.B.2.1. otrzymuje brzmienie:**

- VI.B.2.1. System SOWE obejmuje dwa moduły: centralny moduł komunikacyjny SOWE w wersji dla OSP i moduły zewnętrzne SOWE/EL w wersji dla podmiotów zarządzających JWCD.

Pkt VI.B.2.2. otrzymuje brzmienie:

- VI.B.2.2. Wymiana informacji pomiędzy modułem centralnym systemu SOWE oraz modułami SOWE/EL odbywa się w topologii „gwiazdy”, tzn. komunikacja możliwa jest tylko pomiędzy serwerem centralnym systemu SOWE znajdującym się u OSP, a serwerami lokalnymi systemu SOWE zlokalizowanymi w elektrowniach.

Pkt VI.B.4.1. otrzymuje brzmienie:

- VI.B.4.1. System SOWE umożliwia bezpośrednie przekazywanie przez służby dyspozytorskie OSP – KDM do służb ruchowych wytwórcy DIRE planów obciążeń JWCD na okresy 15-minutowe oraz poleceń ruchowych, a także umożliwia wymianę informacji pomiędzy służbami ruchowymi wytwórcy DIRE i służbami dyspozytorskimi OSP w zakresie dyspozycyjności jednostek wytwórczych, zdarzeń ruchowych i sieciowych. Szczegółowy zakres informacji wymienianych za pomocą systemu SOWE zamieszczono w IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.

Pkt VI.B.5.2.1. otrzymuje brzmienie:

- VI.B.5.2.1. Autoryzacja użytkowników systemów informatycznych SOWE/EL następuje po spełnieniu przez podmiot warunków określonych w procedurze zarządzania uprawnieniami użytkowników archiwum systemu SOWE, opracowanej przez OSP.

Pkt VI.B.5.2.2. otrzymuje brzmienie:

- VI.B.5.2.2. Procedura zarządzania uprawnieniami archiwum systemu SOWE zawiera kroki jakie powinien wykonać administrator bezpieczeństwa operatora rynku, w celu uzyskania dostępu do archiwum systemu SOWE dla reprezentantów elektrowni upoważnionych przez niego do przeglądania dokumentów przechowywanych w archiwum systemu SOWE.

Karta Aktualizacji nr K/1/2007		
IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 17 września 2007 r.		Strona 34 z 36

Pkt VI.B.5.2.3. otrzymuje brzmienie:

VI.B.5.2.3. Archiwum systemu SOWE jest udostępniane wyłącznie reprezentantom elektrowni upoważnionym do przeglądania dokumentów w archiwum.

Pkt VI.B.5.3.2. otrzymuje brzmienie:

VI.B.5.3.2. Procedura wprowadzania zmian w standardach dokumentów elektronicznych systemu SOWE zawiera kroki jakie powinni wykonać OSP oraz elektrownie, celem wprowadzenia do systemu SOWE nowych dokumentów elektronicznych.

VI.D. Centralny system pomiarowo-rozliczeniowy**Pkt VI.D.1.1. otrzymuje brzmienie:**

VI.D.1.1. System CSPR jest dedykowany do wyznaczania ilości dostaw energii elektrycznej na potrzeby rozliczeń prowadzonych przez OSP.

Pkt VI.D.1.2. otrzymuje brzmienie:

VI.D.1.2. System CSPR realizuje funkcję gromadzenia, przetwarzania i udostępniania danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych.

Pkt VI.D.2.1. otrzymuje brzmienie:

VI.D.2.1. Dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe gromadzone w systemie CSPR pochodzą z systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych OSP, z systemów OSD przeznaczonych do wyznaczania danych pomiarowo-rozliczeniowych reprezentujących dostawy energii we fragmentach sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego oraz z systemów informatycznych podmiotów rynku wykorzystywanych do gromadzenia i udostępniania danych pomiarowych nazywanych Lokalnymi Systemami Pomiarowo Rozliczeniowymi, zwanymi dalej systemami LSPR.

Pkt VI.D.2.3. otrzymuje brzmienie:

VI.D.2.3. Pozyskiwanie danych z systemów LSPR oraz systemów OSD do systemu CSPR oraz udostępnianie danych pomiarowych z systemu CSPR do systemów LSPR jest realizowane poprzez system WIRE.

Pkt VI.D.3.1. otrzymuje brzmienie:

VI.D.3.1. W procesie przeliczania danych, system CSPR przetwarza dane pomiarowe pochodzące z układów pomiarowo-rozliczeniowych i dane pomiarowo-rozliczeniowe reprezentujące dostawy energii we fragmentach sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego wyznaczone przez OSD oraz wykorzystuje algorytmy agregacji i wyznaczania dostaw energii

Karta Aktualizacji nr K/1/2007		
IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 17 września 2007 r.		Strona 35 z 36

elektrycznej.

Pkt VI.D.3.2. otrzymuje brzmienie:

- VI.D.3.2. Produktem uzyskanym w wyniku realizacji procesu przetwarzania danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych przez system C SPR są wyznaczone ilości dostaw energii elektrycznej.

Pkt VI.D.4.1. otrzymuje brzmienie:

- VI.D.4.1. Proces przetwarzania danych realizowany przez system C SPR odbywa się w oparciu o jednolite standardy kodyfikacji Fizycznych Punktów Pomiarowych (FPP) oraz Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego reprezentujących dostawy energii we fragmentach sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego (F_{DMB}), które OSP publikuje na swojej stronie internetowej.

Karta Aktualizacji nr K/1/2007		
IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci		
data: 17 września 2007 r.		Strona 36 z 36