

WPLYW UKŁADÓW UELASTYCZNIAJĄCYCH PRZESYŁ PRĄDU PRZEMIENNEGO NA PROPAGACJĘ ZAKŁÓCEŃ I PRACĘ AUTOMATYKI ZABEZPIECZENIOWEJ

Krzysztof SZUBERT

Politechnika Poznańska, Instytut Elektroenergetyki
tel.: 48 665-22-82, e-mail: krzysztof.szubert@put.poznan.pl

Streszczenie: W artykule podano genezę wprowadzenia sterowników uelastyczniających przesył prądu przemiennego FACTS (ang. Flexible AC Transmission System). Podano ich definicję i podział. Ustalono przyczyny poszczególnych zakłóceń dla stanów ustalonych jak i przejściowych oraz opisano działania, jak i urządzenia konieczne do ich ograniczenia. Podano także krajowe korzyści ze stosowania sterowników FACTS oraz związane z nimi wyzwania w przyszłości.

Słowa kluczowe: FACTS, automatyka zabezpieczeniowa.

1. WSTĘP

Za początki energetyki można uznać rok 1866, kiedy to Siemens wyprodukował pierwszą prądnicę użytkową lub rok 1878, kiedy Jabłockow wymyślił prądnicę synchroniczną. W 1882 roku Edison w Nowym Jorku oddał do użytku publicznego pierwszą elektrownię i od tej daty możemy mówić o problemach z przesyłaniem energii. Pierwszym panaceum na ograniczenie strat przesyłowych był zbudowany w 1890 roku przez Doliwo-Dobrowolskiego transformator trójfazowy, umożliwiający przesłanie energii na wyższym poziomie napięcia. Na początku XX wieku podjęto próby optymalizacji rozprawy mocy biernej poprzez regulację poziomów napięcia w węzłach, zastosowano wówczas transformatory z odczepami, oraz banki kondensatorów. Zastosowanie prostowników rtęciowych dużej mocy (wykorzystywanych później między innymi do zasilania berlińskiego metra) spowodowało dyskusję zapoczątkowaną w latach 30 XX wieku przez Budeanu i Fryzego nad istotą mocy biernej przy przebiegach odkształconych, oraz nad możliwościami jej kompensacji. W tym też czasie dostrzeżono możliwość regulacji przesyłanej mocy czynnej dzięki zastosowaniu przesuwników fazowych. Na przełomie lat 40 i 50 skonstruowano tranzystor, co stanowiło początki elektroniki. Szybki rozwój tej dziedziny zaowocował stworzeniem tyrystorów – podstawowych elementów energoelektroniki. Umożliwiło to wybudowanie linii przesyłowych wysokiego napięcia prądu stałego HVDC (ang. High Voltage Direct Current) oraz sprzęgieł asynchronicznych AC/DC/AC.

Rozwój sieci przesyłowych w Europie i Ameryce wyglądał odmiennie. W Europie Środkowo-Wschodniej zajmowały się tym przedsiębiorstwa państwowe, w których polityka energetyczna miała większe znaczenie od wypracowywanego zysku. W Europie Zachodniej,

w poszczególnych krajach dominowały różne spółki kapitałowe. Stworzenie wspólnej bezpiecznej sieci w tych krajach wymusiło opracowanie pewnych standardów narzuconych w konsekwencji tym spółkom. W efekcie europejskie sieci przesyłowe są gęsto powiązane. Kąty rozchyłu wektorów napięć są poniżej 30° , a przesył odbywa się głównie liniami 400 kV i 220 kV. W Stanach Zjednoczonych energetykę zdominowała jedna spółka, która w niewielkim stopniu nadzorowana przez państwo, starała się zmaksymalizować zysk ograniczając inwestycje sieciowe. W efekcie wystąpiło tam zjawisko przesyłu energii na znaczne odległości sieciami słabo powiązanymi, o zróżnicowanym napięciu (od 765 kV do 60 kV). Gdy dane terytorium było zasilane liniami o niższym napięciu występował problem ze zdolnością przesyłową tych linii i w efekcie kąt rozchyłu wektorów napięć wzrastał niekiedy powyżej 50° . Aby zapewnić bezpieczeństwo energetyczne, zaniedbana sieć przesyłowa, wymagała sporych inwestycji, a to wiązało się ze zmniejszeniem zysku, dywidend i spadkiem notowań akcji na giełdzie. Aby temu zapobiec zlecono na przełomie lat 70 i 80 XX wieku EPRI (ang. Electric Power Research Institute) badania nad urządzeniami zapewniającymi zwiększenie zdolności przesyłowych linii z możliwością regulacji przepływającej mocy. W 1986 roku EPRI przedstawiło koncepcję układów uelastyczniających przesył prądu przemiennego pod skróconą nazwą FACTS (ang. Flexible AC Transmission System) [1]. Badania te były na tyle obiecujące, że wiele instytutów badawczych podjęło ich kontynuację. Powstało szereg sterowników częściowo różniących się zarówno obwodami głównymi jak i sposobem sterowania. Niewiele odbiegające od siebie (a czasami wręcz identyczne) sterowniki otrzymywały różne nazwy. W 1997 EPRI, IEEE (ang. Institute of Electrical and Electronics Engineers), oraz CIGRE (fr. Conference Internationale des Grands Reseaux Electriques) postanowiły pomóc ujednoczyć nazewnictwo (terminologię) i definicje poszczególnych sterowników [2].

Terminem FACTS przyjęto określać „system przesyłowy prądu przemiennego z wprowadzonymi energoelektronicznymi lub innymi statycznymi sterownikami do poprawienia regulowalności i zwiększenia zdolności przesyłowej” [2]. Zatem, podstawą układów FACTS są sterowniki FACTS, a dopiero w następnej kolejności automatyka informacyjna, wspomaganie decyzyjne itd. Sterowniki FACTS definiowane są jako

„styczne urządzenia regulujące co najmniej jeden parametr systemu przesyłowego prądu przemiennego” [2]. Są to więc wszystkie urządzenia niewirujące – łącznie z XIX wiecznym transformatorem.

Sterowniki FACTS można podzielić ze względu na:

- konstrukcję, według następujących grup:
 - konwencjonalne (niesterowalne, lub sterowane mechanicznie),
 - przełączane elektrycznie (tyrystorowo),
 - zaawansowane (wykorzystujące elementy wyłączalne),
- sposób włączenia do systemu, według następujących grup:
 - szeregowo,
 - równoległe,
 - szeregowo równoległe,
- przeznaczenie, według następujących grup:
 - kompensatory mocy biernej,
 - filtry wyższych harmonicznych,
 - układy sterowania przepływem mocy,
 - zintegrowane układy sterowania parametrami sieci.

2. ZAKŁÓCENIA WYSTĘPUJĄCE W SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM I SPOSOBY ICH OGRANICZANIA

Większość opracowanych układów FACTS została wdrożona do pracy w sieci. Czasami są to tylko układy prototypowe, używane w celach badawczych, a ich opłacalność jest problematyczna. Różnorodność sterowników FACTS oraz ich długie nazwy zarówno polskie jak i angielskie powodują, że przy ich omawianiu używa się standardowo przyjętych skrótów tych nazw [2,3] pochodzących z języka angielskiego.

Aby ułatwić czytelnikowi zrozumienie dalszej części artykułu poniżej zamieszczono zestawienie tychże skrótów :

- BR – rezystor hamujący (ang. Break Resistor)
- BESS – akumulatorowy zasobnik energii (ang. Battery Energy Storage System),
- DI – łącze odsprzęgania (ang. Decoupling Interconnector),
- FC – włączony trwale kondensator (ang. Fixet Capacitor),
- FCLT – dławik zwarciovowy (ang. Fault Current Limiting Transformer),
- FR – włączony trwale dławik (ang. Fixet Reactor),
- HVDC – łącze prądu stałego (ang. High Voltage DC link)
- HVDCL – łącze prądu stałego z w pełni sterowanymi zaworami (ang. High Voltage DC Light link)
- IPC – międzyfazowy sterownik mocy (ang. Interphase Power Controller),
- MSC – mechanicznie równoległe załączany kondensator (ang. Mechanically Switched Capacitor),
- MSSC – mechanicznie szeregowo załączany kondensator (ang. Mechanically Switched Series Capacitor),
- MSR – mechanicznie równoległe załączany dławik (ang. Mechanically Switched Reactor),
- MSSR – mechanicznie szeregowo załączany dławik (ang. Mechanically Switched Series Reactor),
- PST – przesuwnik fazowy (ang. Phase-Shifting Transformer),

- SMES – nadprzewodnikowy zasobnik energii elektrycznej (ang. Superconducting Magnetic Energy Storage),
- SSSC – szeregowy kompensator statyczny (ang. Static Synchronous Series Compensator),
- STATCOM – kompensator statyczny równoległy (ang. Static Synchronous Compensator),
- SVC – kompensator statyczny (ang. Static Var Compensator),
- TCPST – tyrystorowy przesuwnik fazowy (ang. Thyristor Controlled Phase-Shifting Transformer),
- TCSC – tyrystorowy układ kompensacji szeregowej (ang. Thyristor Controlled Series Capacitor),
- TCSR – tyrystorowo regulowany dławik szeregowy (ang. Thyristor Controlled Series Reactor),
- TCR – tyrystorowo regulowany dławik równoległy (ang. Thyristor Controlled Reactor),
- TCVL – tyrystorowy ogranicznik napięcia (ang. Thyristor Controlled Voltage Limiter),
- TSC – tyrystorowo przełączany kondensator równoległy (ang. Thyristor Switched Capacitor),
- TSSC – tyrystorowo przełączany kondensator szeregowy (ang. Thyristor Switched Series Capacitor),
- UPFC – zunifikowany układ sterowania przesyłem mocy (ang. Unified Power Flow Controller),
- VRPST – regulator napięcia oraz przesuwnik fazowy (ang. Voltage-Regulating and Phase-Shifting Transformer),
- VRT – transformator z regulacją napięcia (ang. Voltage Regulating Transformer).

2.1 Stany ustalone systemu

W stanach ustalonych można rozważać jakość energii, możliwość jej przesłania oraz straty przesyłowe. Przy rozważaniu jakości energii głównie brane są pod uwagę parametry dotyczące napięcia (Tab. 1), na częstotliwość sterowniki FACTS mają niewielki wpływ. Dla zachowania ustalonej częstotliwości niezbędne jest zbilansowanie mocy czynnej, ponieważ sterowniki FACTS (BESS, SMES) mają za małą moc, aby mogły skutecznie oddziaływać na bilans mocy, a co za tym idzie na częstotliwość. W tym zakresie pomocne mogą być jedynie elektrownie szczytowo-pompowe i automatyka SCO (Samoczynne Częstotliwościowe Odciążenie). Regulacja wartości skutecznej napięcia, to nie tylko jakość energii (odbywa się ona poprzez pobór lub wprowadzenie mocy biernej w węzle), ale skutkuje również zmianą rozpyływu mocy biernej w pobliskiej sieci, co można wykorzystać do optymalizacji strat przesyłowych. Jak wspomniano wcześniej sterowniki FACTS nie wpłyną na zbilansowanie mocy czynnej w sieci, ale poprzez zmianę jej reaktancji, oraz kątów rozchyłu napięć pomiędzy jej węzłami spowodują zwiększenie przepływu mocy czynnej jednymi liniami, a zmniejszenie innymi. Dzięki temu można zwiększyć przepustowość sieci z uwzględnieniem przeciążeń, jak i optymalizować straty związane z przesyłem mocy czynnej (Tab. 1). Bieżąca regulacja przepływającej mocy umożliwia również wprowadzenie nie tylko w elektrowniach ale również w głębi sieci automatyki tłumienia kołysań mocy, co sprzyja ograniczeniu strat przesyłowych, jak również niepożądanym zjawiskom dynamicznym w sieci.

Tablica 1 Problemy występujące w stanach ustalonych pracy systemu elektroenergetycznego i ich rozwiązywanie [3]

Zakłócenie oddziałuje na wielkość	Rodzaj zakłócenia	Powód zakłócenia	Wymagana reakcja	Rozwiązania			
				Układy elektromaszynowe oraz łączniki	Sterowniki FACTS		
					Konwencjonalne	Elektronicznie przełączane	Zaawansowane
Napięcie	Obniżenie napięcia	Przeciążenie linii, wyłączenie linii równoległej	Generowanie mocy biernej	Zwiększenie prądu wzbudzenia	FC _{szer} , FC _{rów} , DI, MSC, MSSC, VRT	SMES, SVC, TCSC, TSC, TSSC	SSSC, STATCOM UPFC
	Przepięcia	Zbyt duży prąd ładowania linii	Pobór mocy biernej	Zmniejszenie prądu wzbudzenia lub wyłączenie linii	DI, FR _{rów} , MSR, VRT	SMES, SVC, TCR	STATCOM UPFC
Moc czynna	Przeciążenie	Ponad normatywny chwilowy wzrost zapotrzebowania energii	Redukcja przepływu mocy do wartości obciążenia znamionowego przewodów	Załączenie rezerwy jawnej tego fragmentu układu przesyłowego	DI, FR _{szer} , MSSR, PST VRPST	IPC, SMES, TCPST, TCSC, TCSR, TSSC	SSSC, UPFC
		Wyłączenie linii równoległej				IPC, SMES, TCSR	
	Przeptywy karuzelowe, lub inny niedopuszczalny transfer energii	Niewłaściwa impedancja lub przesunięcie fazowe	Wstrzymanie (kontrola) przesyłu mocy	————	DI, FC _{szer} , FR _{szer} , MSSC, MSSR, PST, VRPST	IPC, SMES, TCPST, TCSC, TCSR, TSSC	
		Oscylacyjna wymiana energii pomiędzy podsystemami		————	DI, PST, VRPST	IPC, SMES, TCPST,	

Tablica 2 Problemy występujące w stanach przejściowych pracy systemu elektroenergetycznego i ich rozwiązywanie [3, 4]

Zakłócenie oddziałuje na wielkość	Zjawisko	Rodzaj zakłócenia	Typ systemu	Powód zakłócenia	Rozwiązania				
					Układy elektromaszynowe oraz łączniki	Sterowniki FACTS			
						Konwencjonalne	Elektronicznie przełączane	Zaawansowane	
Napięcie	Szybkie	Niedopuszczalna wartość chwilowa napięcia	A, B, C, D	Przeciążenie linii, wypadnięcie linii równoległej	————	MOV	IPC, SVC, TCPST, TCSC	SSSC, STATCOM, UPFC, HVDCL	
Prąd		Zbyt duży prąd zwarcioowy	B, C, D	Niewielka impedancja wewnętrzna źródła	Sekcjonowanie szyn zasilających	DI, FCLT, FR _{szer}	SMES	SSSC, UPFC, HVDCL	
Moc czynna	Powolne	Utrata synchronizmu (stabilność dynamiczna)	A, D	Przyspieszenie wirowania generatorów	————	BR	BESS, IPC, SMES, SVC, TCPST, TCSC, TSSC	SSSC, STATCOM, UPFC, HVDCL	
			A, B, D	Niewystarczający współczynnik synchronizacji	Forsowanie wzbudzenia	FC _{szer} , MSSC	BESS, HVDC, IPC, SMES, SVC, TCPST, TCSC, TSSC		
			B, C, D	Poślizg asynchroniczny	————	FC _{szer} , MSSC			
		Tłumienie oscylacji	A, B, D	Oscylacje >2Hz	Automatyka przeciwkołysaniowo odciążająca (APKO)	————	————		BESS, HVDC, IPC, SMES, SVC, TCPST, TCSC, TSSC
			A	Oscylacje ≈ 1Hz					
			B, D	Oscylacje <1Hz					
Napięcie	Zapad napięcia	B, C, D	Przeciążenie, gdy generatory pracują przy maksymalnej mocy czynnej i biernej	Forsowanie wzbudzenia, regulacja obciążenia w dyspozycji mocy, automatyka SCO	FC _{rów} , DI, MSC, VRT				

2.2 Stany nieustalone systemu

Przy opisie problemów występujących w stanach przejściowych systemu uwzględniono rodzaj sieci w których one występują :

- A – przesył na duże odległości (linie promieniowe),
- B – sieci łączące podsystemy,
- C – sieci silnie (gęsto) powiązane,
- D – sieci słabo powiązane.

Rozważa się tu czasy od kilku milisekund do pojedynczych sekund od chwili wystąpienia zakłócenia. Powodem tych zjawisk są przede wszystkim zwarcia, wyłączenia linii po ich przeciążeniach, czy załączenia nowych elementów do systemu (Tab. 2). W Polsce mimo iż poza nielicznymi przypadkami nie mamy problemu z przepustowością sieci (stabilnością statyczną), to jednak każde zwarcie, oprócz obniżenia napięcia, skutkuje zmniejszonym przepływem mocy. W efekcie w jednej części systemu generatory przyspieszają, a w drugiej zwalniają. Sytuacja ulega odwróceniu nawet przy częściowej poprawie przesyłu. W zależności od czasu trwania awarii jej skutkiem mogą być tylko oscylacje w systemie, lub nawet utrata stabilności dynamicznej. Z racji pracy systemu przy małym kącie rozchyłu wektorów napięć zjawisko to w Europie jest znacznie mniej prawdopodobne niż w Ameryce. Niebezpieczniejszym zjawiskiem jest dłuższe niezbalansowanie mocy biernej w węzle (krzywe mocy dostarczonej do węzła i z niego odebranej w funkcji napięcia, nie przecinają się). Prowadzi to do zapadu napięcia, który jest odczytywany przez zabezpieczenia w sąsiednich liniach jako zwarcie i powoduje ich wyłączenie. Zjawisko postępuje kaskadowo, powodując lawinę napięciową, mogącą doprowadzić do black-out'u.

3. APLIKACJE STEROWNIKÓW FACTS

W sieciach przesyłowych (zamkniętych) sterowniki FACTS mają za zadanie [3, 4] zwiększenie przepustowości, regulowanie przepływem mocy (w celu minimalizacji strat przy utrzymaniu wymaganego poziomu napięć), tłumienie kołysań mocy oraz zmniejszenie mocy zwarciowej. W sieciach przesyłowo - rozdzielczych (otwartych) zadania tych sterowników [5] dotyczą głównie utrzymania parametrów jakości energii, ograniczenie mocy zwarciowej oraz zmniejszenia strat przesyłowych.

Jak wspomniano wcześniej w zasadzie prawie wszystkie sterowniki FACTS zostały wdrożone do pracy w systemie. Wiodącą rolę (wymuszoną złym stanem swojej sieci przesyłowej) pełnią Stany Zjednoczone. Zalety tych rozwiązań dostrzegły i zastosowały u siebie inne rozległe państwa o słabo powiązanej sieci przesyłowej – Kanada, Brazylia, RPA, Chiny, Indie. Część państw jak Japonia i Szwecja wykorzystywała te sterowniki do tańszego przesyłu energii kablami podmorskimi; inne jak np. Niemcy sprzedają wyprodukowane u siebie układy za granicę.

Konwencjonalne układy FACTS były w Polsce stosowane jeszcze w czasach PRL – co prawda w tych czasach nikt tych układów jeszcze nie definiował jako FACTS. Transformatory z odczepami VRT służyły do regulacji napięcia i przy okazji do sterowania przepływem mocy biernej. W zamkniętych sieciach przesyłowo-rozdzielczych pojawiały się przesuwniki fazowe PST, aby zapobiec przeciążeniom zagrożonych elementów. Linia 750 kV miała kompensowaną pojemność dławikiem FR. Kompensatory mocy biernej MSC i filtry były głównie stosowane w przemyśle.

Od 1999 roku PSE cyklicznie, co około 5 lat zleca kilku polskim instytucjom oraz EPRI (ang. Electric Power Research Institute) badania nad zagrożeniami dla polskiego systemu energetycznego w celu wskazania sposobów zapobiegania tym zagrożeniom zarówno w krótkiej, jak i długiej perspektywie. Badania prowadzone w polskich instytucjach zostały obciążone klauzulą poufności i są dostępne tylko przy opracowywaniu innych projektów dla PSE, ale EPRI publikuje na własnej stronie internetowej konkluzje wszystkich swoich badań, z możliwością zakupu szerszego opracowania. Badaniom tym zawdzięczamy, wprowadzenie na stacji DC/AC pod Koszalinem kompensatora mocy biernej, który może pracować zarówno w trybie pojemnościowym jak i indukcyjnym, dzięki czemu znacząco poprawiła się kultura pracy magistrali północnej również w dolinach nocnych obciążenia. Ponadto w newralgicznych węzłach systemu przesyłowego zainstalowano kompensatory mocy biernej SVC, aby występujące w głębi systemu zapady napięcia nie doprowadziły do lawiny napięciowej i podziału systemu. Badania te wykazały również zagrożenie przeciążenia zachodnich magistrali KSE poprzez karuzelowy przepływ energii z północnych do południowych Niemiec przez Polskę. W efekcie Niemcy nie chcą partycypować w przebudowie polskiej sieci przesyłowej (zwiększanie przekrojów w istniejących lub budowa nowych torów przesyłowych) są współinwestorem instalacji przesuwników fazowych w czterech torach linii Mikułowa – Hagenverder i Krajnik – Vierraden [6].

KSE czeka jeszcze kilka wyzwań związanych z międzynarodową wymianą energii, dla potrzeb której mogą być wykorzystane sterowniki FACTS. Po pierwsze na trasie Hiszpania, Francja, Niemcy i południowa Polska występują oscylacje mocy o częstotliwości 0,3 Hz. Po drugie północny zachód Polski jest zagrożony utratą stabilności napięciowej związanej z przesyleniem elektrowniami wiatrowymi północnych Niemiec. Po trzecie jest dyskusyjna wymagana pewność zasilania na wschodzie Polski w kontekście zasilania z niesynchronicznych systemów białoruskiego i ukraińskiego w warunkach niestabilności tych państw.

Aplikowanie sterowników FACTS w sieciach rozdzielczych nie znalazło zainteresowania energetyki zawodowej, pomimo dobrego rozeznania ich szerokich możliwości regulacyjnych potwierdzonych badaniami prototypu [7]. Energetyka na tym poziomie napięcia, rozwiązuje problem administracyjnie – pilnując, aby odbiorcy niespokojni filtrowali wprowadzane przez siebie zakłócenia do poziomu prawnie dopuszczalnego, natomiast odbiorcom wrażliwym zaleca się utrzymywanie ponadnormatywnych parametrów jakościowych energii we własnym zakresie. Przemysł stosuje w tym zakresie głównie kompensatory mocy biernej, filtry wyższych harmonicznych oraz UPSy dużych mocy w różnych konfiguracjach.

4. KIERUNKI BADAŃ NAD UKŁADAMI FACTS

Badania nad właściwościami znanych struktur sterowników FACTS są przeprowadzone na tyle szeroko, że trudno spodziewać się w nich kolejnych przełomów. Z drugiej strony w nowszych układach warto jest sprawdzić jak na właściwości sterowników wpływają zmiany technicznych warunków granicznych spowodowanych uwzględnieniem ekonomiki przesyłu.

Badania prowadzone w Polsce nad poprawą właściwości sterowników poprzez modyfikację ich struktury [8], czy też obwodów sterowania [9] poszerzają wiedzę, jednak z racji, że same sterowniki są budowane poza Polską, mają nikłe szanse oficjalnego wdrożenia. Przyczynia się do tego sam Urząd Patentowy, który jest przeciwny ochronie idei, a sprzyja ochronie konkretnego rozwiązania na niej opartego, które można łatwo obejść.

Umieszczenie w pobliżu siebie różnych sterowników FACTS powoduje, że oddziaływając między sobą zmieniają swoje właściwości. Możliwości konfiguracji jest wiele, niektóre z nich (np IPC, który samoistnie tłumí kołysania mocy czynnej, stwarza problemy w bilansowaniu się mocy biernej w miejscu jego przyłączenia, stąd wahania napięcia, które można usunąć przez wprowadzenie sterownika SVC) powodują wzajemne niwelowanie wad i uwypuklanie zalet (np. współpraca IPC z UPFC)[10]. Takie badania należy uznać jako wstępne, przed tymi, które określą celowość zaproponowanego rozwiązania w konkretnym miejscu sieci. Te ostatnie należy przeprowadzić na szczegółowych modelach systemu.

Sieci przesyłowe amerykańskie, afrykańskie, czy azjatyckie należą do grupy sieci słabo powiązanych. Sterowniki FACTS montowane są na środku długiego odcinka linii i zwarcie niezależnie po której stronie sterownika występuje, powoduje wyłączenie całej linii. W Europie sieci przesyłowe są gęsto powiązane, w efekcie sterowniki FACTS będą raczej umieszczane w pobliżu istniejących stacji. Mogą zatem powodować błędne (zbędne lub brakujące) działanie automatyki zabezpieczeniowej w pobliskich liniach. Zabezpieczenie samych sterowników zapewnia ich dostawca, jednakże koordynację zabezpieczeń sieci pozostawia w gestii dyspozytorów tej sieci (nie ma tu prostego przeniesienia), a z racji na wysoki koszt tych sterowników będą montowane w kluczowych miejscach systemu. Z racji wymagań stawianych automatyce zabezpieczeniowej sieci WN [11], polegającej na wprowadzeniu niezależnego od podstawowego toru rezerwowego (przekładnik, zabezpieczenie, wyłącznik), aby uniknąć wysokich kosztów stosuje się rezerwowanie zdalne. Najlepiej do tego celu nadają się zabezpieczenia odległościowe, dlatego autor rozważał wpływ wybranych sterowników FACTS na pracę tych zabezpieczeń. Konkluzją tych badań są następujące stwierdzenia:

- sterowniki włączane równolegle w znaczący sposób wpływają na przebiegi napięć w trakcie zwarcia, ale ma to nieistotny wpływ na pracę zabezpieczeń odległościowych,
- UPFC w trakcie zwarć pobliskich będą musiały być bocznikowane, przy zwiarciach z podparciem napięciowym występujących w końcowych fragmentach linii rezerwowanej mogą utrzymać się w pracy; będzie wówczas wymagane wydłużenie trzeciej strefy zabezpieczenia odległościowego [12],
- PST powodują przekłamanie pomiaru przez zabezpieczenie impedancji zwarcia, ale głównie w zakresie rezystancji; stąd będą wymagały zmiany nastawy trzeciej strefy w zakresie rezystancji [13],
- TCSC w zależności od kierunku przepływu mocy linią, oraz od intensywności podparcia napięciowego, może spowodować nie tylko konieczność zmiany nastaw we wszystkich strefach zabezpieczenia odległościowego, ale nawet kształtu tych stref [14],

- IPC tak zasadniczo zmienia pomiar impedancji zwarcia, że wyklucza zastosowanie zabezpieczenia odległościowego do rezerwowania zdalnego zabezpieczeń w pobliskich liniach – tory zabezpieczeń w liniach wychodzących z jego węzła muszą być duplikowane [15],
- niezbędne są dalsze badania nad wpływem innych sterowników na pracę zabezpieczeń w rozważanych miejscach ich instalacji.

5. WNIOSKI KOŃCOWE

Tylko system o scentralizowanym zarządzaniu i dużych jednostkach wytwórczych, przy stałym inwestowaniu w gęsto powiązaną sieć może sobie pozwolić na pracę bez sterowników FACTS. Rozwój systemu w kierunku odnawialnych, rozproszonych źródeł energii wymusi kolejne aplikacje tych sterowników, aby utrzymać sterowność systemu (właściwe obciążenie poszczególnych jego elementów i niwelowanie zagrożeń stabilności).

Badania nad właściwościami tych sterowników są daleko posunięte, a prowadzenie ich w Polsce, z racji, że nie jesteśmy producentami tych sterowników ma małe szanse aplikacyjne.

Niezbędne są cyfrowe badania modelowe nad przydatnością różnych układów w konkretnych miejscach sieci (choćbyż porównanie IPC i PST dla Mikułowej). Wówczas można porównać koszty osiągnięcia nie tylko celów głównych, ale i pobocznych (np. tłumienia transgranicznych kołysań mocy).

Koordynacja zabezpieczeń sieci w pobliżu sterowników FACTS pozostaje w gestii dyspozytorów systemu. Błędne jej przeprowadzenie może skutkować podziałem systemu a nawet black-out'em. Te prace muszą przeprowadzić „miejscowi” specjaliści.

6. BIBLIOGRAFIA

1. Hingorani N. G.: High Power Electronics and Flexible AC Systems. IEEE Power Engineering Review, July 1988 pp. 3-4.
2. Eldris A-A.(Chair): Proposed Terms and Definitions for Flexible AC Transmission System (FACTS). IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 12, No. 4, October 1997
3. Brochu J.: Interphase Power Controllers, Second Edition. Polytechnic International Press 2001 Canada
4. Paserba J.J.: How FACTS controllers benefit AC transmission systems, Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2003 IEEE PES Vol. 3, 7-12 Sept. 2003, pp 949 – 956
5. Frąckowiak L., Plenzler G., Szubert K. : Układy energoelektroniczne do sterowania sieci przesyłowo - rozdzielczych, *Energoelektronika na przełomie wieków – rozwój konstrukcji i zastosowania przemysłowe EZP'2000*, Warszawa – Międzyzlesie 16,17 maja 2000, tom 1 str. 107-116
6. PSE: Pierwszy przesuwnik fazowy już montowany, strona internetowa: http://energetyka.wnp.pl/pse-pierwszy-przesuwnik-fazowy-juz-montowany,249919_1_0_0.html
7. Frąckowiak L., Plenzler G., Porada R., Gwuzdź M., Szubert K.: Zintegrowany układ energoelektroniczny sterowania parametrami sieci przesyłowo-rozdzielczych (Zlecenie KBN nr 8 T10A 056 17)

8. Szubert K.: Obwód główny sterownika TCSC, patent: nr prawa wyłącznego 215614
9. Szubert K.: Sposób sterowania przekształtnikiem napięciowym, patent: nr prawa wyłącznego 224370
10. Szubert K., Plenzler G. : Stepless controlled interphase power controller, XVI Symposium Electromagnetic Phenomena in Nonlinear Circuits EPNC 2000, Cracow 18-20 September 2000, pp. 135-137
11. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – wprowadzona decyzją Prezesa URE nr DPK-4320-1(2)/2011/LK z dnia 28 czerwca 2011
12. Szubert K.: The influence of unified power flow controller on work of distance protection, International Symposium Modern Electronic Power System MEPS'10 ; 20-22 September 2010 Wrocław
13. Szubert K.: Influence of phase shift transformer on distance protection's operation, Przegląd Elektrotechniczny (Electrical Review), ISSN 0033-2097, R. 89 NR 7/2013 pp 177-181
14. Szubert K.: Series compensator's influence on the distance protection operation, Przegląd Elektrotechniczny (Electrical Review) ISSN 0033-2097, R. 90 NR 3/2014 pp 136-138
15. Szubert K., Handke J.: Dlaczego zabezpieczenia odległościowe nie powinny pełnić funkcji zabezpieczeń podstawowych a jedynie rezerwowych w pobliżu stacji z międzyfazowymi sterownikami mocy?, Bezpieczeństwo energetyczne – Między ewolucją a rewolucją – w poszukiwaniu strategii energetycznej, Fundacja na rzecz czystej energii, ISBN 978-83-64541-05-6 Tom2 str 437-444

FLEXIBLE ALTERNATING CURRENT TRANSMISSION SYSTEM – ON THE ONE HAND DUMPING OF DISRUPTIONS ON THE OTHER DIFFICULT TASK FOR AUTOMATIC PROTECTION

Summary: The article provides the genesis of Flexible AC Transmission System (FACTS). It is given a definition and methods of division this controllers, taking into account the design, the used connectors and the destination. For fixed and transient states it is given sources of interferences, which actions should to be taken to mitigate the effects of disturbances, and by which devices can this be accomplished. The article specified a examples of application of FACTS controllers in Poland and tasks which still are waiting for solution. The research directions related to FACTS are given. In conclusion, it is assumed, that further applications of these drivers in power networks are unavoidable. Selecting a type of controller to task at a given site of network should be preceded by a digital simulation to see its impact on other system parameters. The specificity of European networks is different from place where these controllers mainly applied, the coordination of the automatic protection of power network near these controllers belongs to local power dispatchers, and the differents between this systems exclude simple copying of solutions. The research show a different degree of influence of the controllers on the automatic protection.

Keywords: Flexible AC Transmission System (FACTS), automatic protection