

УДК 621.311:681.3

МОДЕЛЮВАННЯ ОБ'ЄДНАННЯ СИНХРОННИХ ЗОН У ПРОЦЕСІ ВІДНОВЛЕННЯ ОЕС УКРАЇНИ ПІСЛЯ ОСОБЛИВОЇ СИСТЕМНОЇ АВАРІЇ**О.В.Кириленко¹**, академік НАН України, **В.В.Павловський²**, докт.техн.наук; **А.О.Стелюк³**, канд.техн.наук, **А.Г.Баталов⁴**,^{1,2,3} – Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Перемоги, 56, Київ-57, 03680, Україна,⁴ – Державне підприємство «Національна енергетична компанія “Укренерго”»,
вул. Комінтерну, 25, Київ, 01032, Україна.

Розглянуто процеси об'єднання синхронних зон в умовах відновлення об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України після особливої системної аварії. На прикладі локального енерговузла показано, що перенос місця об'єднання Єдиної енергетичної системи (ЄЕС) Росії з ОЕС Білорусі від Южно-Української атомної електростанції (АЕС) на підстанцію 750 кВ «Дніпровська» дозволяє покращити якість перехідних процесів в ОЕС України. Наведено результати моделювання динамічних режимів при об'єднанні на синхронну роботу ЄЕС Росії та ОЕС Білорусі на Южно-Українській АЕС та підстанції 750 кВ «Дніпровська». Бібл. 7, рис. 7.

Ключові слова: особлива системна аварія, відновлення, синхронна зона, електроенергетична система.

Реформування світової та вітчизняної електроенергетики, що відбувається в останні 15–20 років, призвело до появи кола протиріч між економічними відносинами та надійністю режимів роботи енергосистем. Ця проблема є однією з основних причин збільшення числа великих системних аварій, які виникали в енергосистемах Світу протягом останнього десятиріччя [1,2]. Аналіз системних аварій засвідчив, що, незважаючи на відомі переваги об'єднаних енергосистем, питання координованого управління та стійкої роботи великих енергооб'єднань залишаються дуже складними. При цьому слід зазначити, що системні аварії також виникають і в енергосистемах розвинених країн, де стан обладнання підтримується на необхідному рівні, а моніторинг режимів є достатньо повним. Мова йде про великі аварії в енергосистемах ENTSO-E (The European Network of Transmission System Operators for Electricity), зокрема, в Італії та Швеції. Тому, незважаючи на величезні науково-технічні, технологічні та інженерні зусилля в напрямку забезпечення стійкості та протиаварійного управління, системні аварії виникали та, напевно, будуть виникати і далі у майбутньому.

Таким чином, постійне вдосконалення та оновлення плану відновлення об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України після виникнення особливої системної аварії та його складових є важливим та актуальним завданням. Враховуючи положення енергетичної стратегії України на період до 2030 р. стосовно паралельної роботи ОЕС України з енергетичним об'єднанням країн Європи – ENTSO-E, актуальність робіт щодо вдосконалення плану відновлення ОЕС України також певним чином пов'язана з необхідністю приведення вітчизняних вимог до стандартів ENTSO-E.

Під особливою системною аварією будемо розуміти таку аварію, виникнення якої призводить до знеструмлення більшої частини території України і втратою власних потреб ряду теплових та атомних електростанцій. При цьому одним із пріоритетних завдань плану відновлення ОЕС України є найскоріша подача напруги на шини АЕС для створення умов надійного живлення їх власних потреб від енергосистеми з метою забезпечення ядерної безпеки України.

Необхідно зазначити, що диспетчерським персоналом накопичений великий досвід керування енергосистемами як в нормальних, так і в аварійних режимах. На жаль, а скоріше на щастя, такий досвід відсутній в умовах особливої системної аварії в Україні. Тому можливі величезні збитки при затримці часу або навіть зрив процесу відновлення енергопостачання у разі виникнення особливої

системної аварії обумовлюють необхідність проведення низки досліджень режимів ОЕС України.

У процесі побудови схем живлення власних потреб АЕС виникає задача об'єднання синхронних зон енергосистем. Таке об'єднання здійснюється в нетипових умовах, коли існують довгі нестійкі (з точки зору режимів напруги) транзити передачі потужності від енергосистем сусідніх країн по «розвантаженим» лініям електропередачі (ЛЕП) 750 і 330 кВ. При цьому особливу актуальність набуває задача динамічного моделювання цих режимів, яка за своїм характером є однією з найскладніших задач моделювання в електроенергетиці. Зокрема, це обумовлено тим, що при об'єднанні двох синхронних зон шляхом увімкнення міжсистемного зв'язку (або транзиту, шунтувальної ЛЕП тощо) існує можливість виникнення значної різниці кутів двох векторів напруги у місці об'єднання. У відповідності до рекомендацій ENTSO-E [7], для прийняття надійного рішення щодо безпечного об'єднання двох синхронних зон у разі перевищення різниці фазових кутів напруги по кінцях ЛЕП значення 30° необхідно виконувати попереднє дослідження динамічних режимів енергосистем, які виникнуть після замикання транзиту. Йдеться про перевірку виникнення перехідного процесу (відразу після ввімкнення вимикача, яким здійснюється об'єднання синхронних зон) з небезпечними коливаннями активної потужності по ЛЕП та, відповідно, роторів генераторів, розташованих "електрично близько" до місця об'єднання. В певних умовах це може призвести до порушення стійкої роботи генераторів.

Слід також зазначити, що зневага до цієї проблеми була однією з основних причин системної аварії в Італії у 2003 році [6]. Зокрема, автоматичне блокування ввімкнення вимикача при різниці кутів напруги більше припустимої за критерієм синхронізації не дозволило ввімкнути ЛЕП, що було вкрай необхідним, та дозволило б об'єднати синхронно працюючі зони Італії та сусідніх країн.

З урахуванням вищезазначеного, з метою дослідження характеристик перехідних процесів при об'єднанні ЄЕС Росії та ОЕС Білорусі виконано математичне моделювання динамічних режимів для двох місць об'єднання: на системах шин 330 кВ Южно-Української АЕС та підстанції 750 кВ «Дніпровська» (рис. 1).

Для дослідження динамічних режимів процесів об'єднання необхідні відповідні моделі систем автоматичного регулювання на різних рівнях керування, зокрема, системи автоматичного регулювання частоти та активної потужності [5], автоматичного регулятора швидкості турбіни, автоматичного регулятора збудження генератора тощо. В свою чергу, розробка та верифікація моделей регуляторів

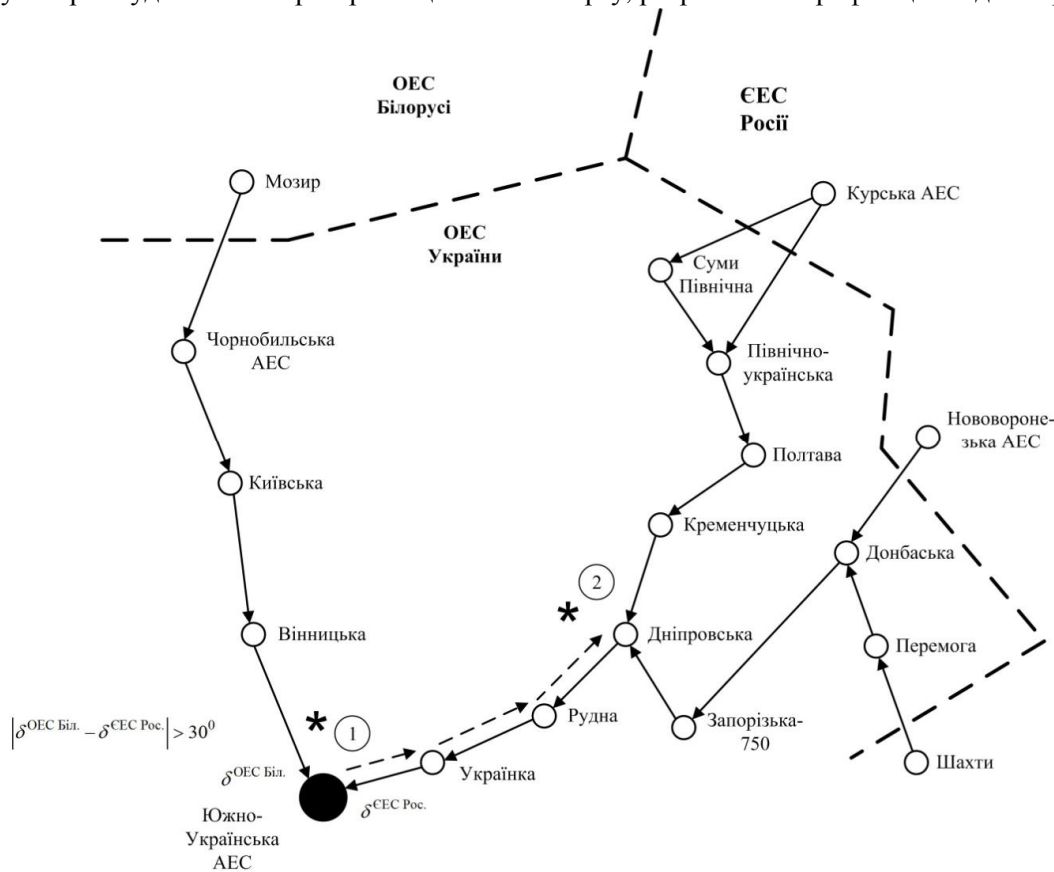


Рис. 1

потребує проведення натурних експериментів, спрямованих на визначення параметрів регуляторів та силового обладнання. На жаль, сьогодні відсутня верифікована (за даними натурних експериментів) повна модель динамічних режимів ОЕС України. Внаслідок відсутності достовірної інформації щодо схем систем регулювання (у тому числі в операторній формі), що експлуатуються на електростанціях ОЕС України, та параметрів їхнього налаштування і моделей на першому етапі в дослідженнях з об'єднання синхронних зон при відновленні живлення Южно-Української АЕС були використані типові моделі систем автоматичного регулювання. Узагальнена структурна схема систем автоматичного регулювання (агрегатний рівень) на Южно-Українській АЕС показана на рис. 2 [3]. Так, вихідними сигналами турбогенератора є напруга $u_{ген}$, активна потужність генератора $P_{ген}$ та частота $f_{ген}$, які подаються на входи відповідних систем регулювання. Зокрема, на вхід автоматичного регулятора збудження, окрім напруги генератора, також подається сигнал напруги $u_{се}$ від стабілізатора енергосистеми. Відповідно вхідними сигналами моделі генератора є напруга збудження $u_{зб}$ та потужність турбіни $P_{турб}$.

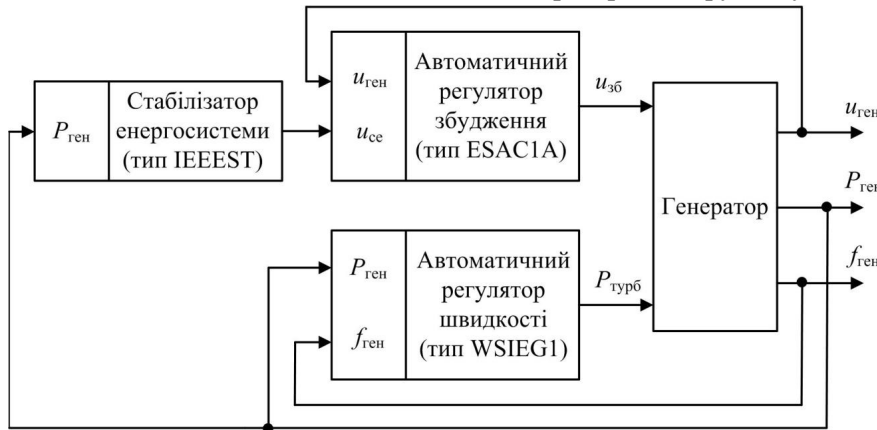


Рис. 2

активною та реактивною потужністю (канал частоти); k_{pf} , k_{qf} – коефіцієнти, що визначають залежність активної та реактивної потужності від частоти відповідно; T_{pu} , T_{qu} – сталі часу навантаження за активною та реактивною потужністю (канал напруги); k_{pu} , k_{qu} – коефіцієнти, що визначають залежність активної та реактивної потужностей від напруги відповідно; T_1 – стала часу навантаження; u_0 – вихідна напруга на системі шин навантаження; u_p , u_Q – поточні значення напруги; P_0 , Q_0 – вихідні активна та реактивна потужності навантаження відповідно; $P_{нав}$, $Q_{нав}$ – активна та реактивна потужності навантаження з урахуванням зміни частоти та напруги.

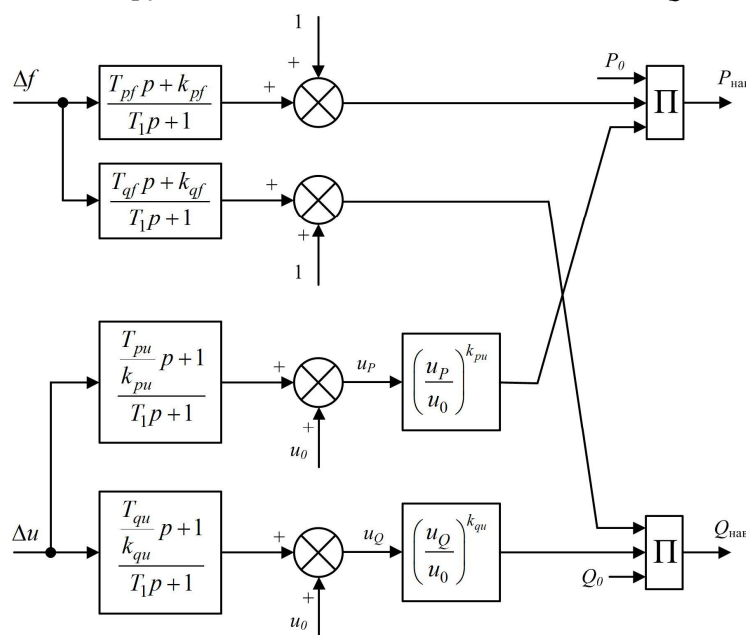


Рис. 3

Для дослідження впливу процесів при об'єднанні синхронних зон на електричний режим власних потреб Южно-Української АЕС в моделі електростанції також врахований динамічний характер навантаження. Структурна схема моделі навантаження Южно-Української АЕС в операторній формі показана на рис. 3, де прийнято наступні позначення: Δf – відхилення частоти генератора; Δu – відхилення напруги на системі шин навантаження; T_{pf} , T_{qf} – сталі часу навантаження за активною та реактивною потужністю (канал частоти); k_{pf} , k_{qf} – коефіцієнти, що визначають залежність активної та реактивної потужності від частоти відповідно; T_{pu} , T_{qu} – сталі часу навантаження за активною та реактивною потужністю (канал напруги); k_{pu} , k_{qu} – коефіцієнти, що визначають залежність активної та реактивної потужностей від напруги відповідно; T_1 – стала часу навантаження; u_0 – вихідна напруга на системі шин навантаження; u_p , u_Q – поточні значення напруги; P_0 , Q_0 – вихідні активна та реактивна потужності навантаження відповідно; $P_{нав}$, $Q_{нав}$ – активна та реактивна потужності навантаження з урахуванням зміни частоти та напруги.

Результати моделювання об'єднання на синхронну роботу СЕС Росії та ОЕС Білорусі у випадку об'єднання на системах шин 330 кВ Южно-Української АЕС (позначено штриховою лінією) та підстанції 750 кВ «Дніпровська» (позначено неперервною лінією) наведено на рис. 4–7.

Як видно на рис. 4, віддалення місця синхронізації від Южно-Української АЕС (з точки 1 до точки 2 на рис. 1) спонукає до зменшення динамічного відхилення активної потужності генератора Южно-Української АЕС в 1,2 рази та часу коливальності в 1,5 рази, що покращує якість перехідного процесу. В певних режимних умовах це дозволить запобігти перевантаженню ЛЕП, які відходять від Юж-

наведено на рис. 4–7.

но-Української АЕС. Крім того, також зменшується динамічне відхилення кута ротора генератора Южно-Української АЕС на величину приблизно 35 градусів у процесі синхронних коливань, які завжди виникають при об'єднанні енергосистем (рис. 5). Зменшення амплітуд коливань ротора генератора дозволяє покращити стійкість та запобігти переходу синхронного генератора в асинхронний режим.

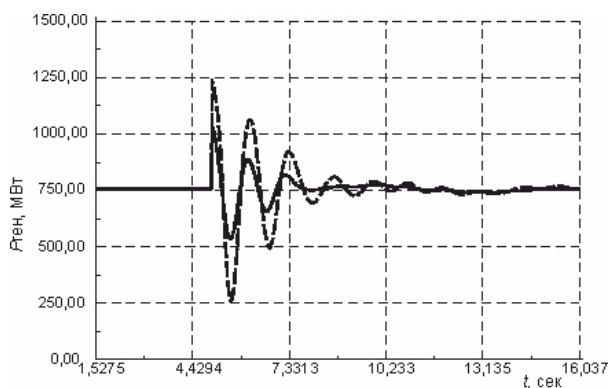


Рис. 4

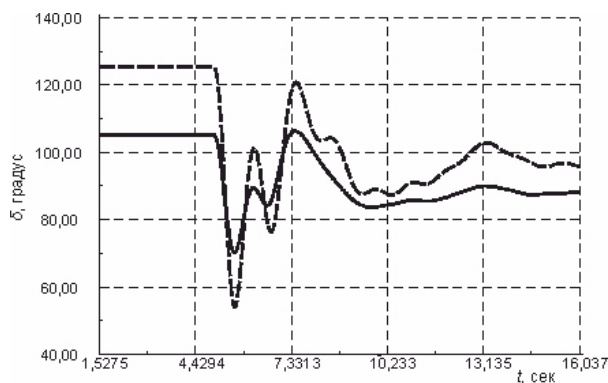


Рис. 5

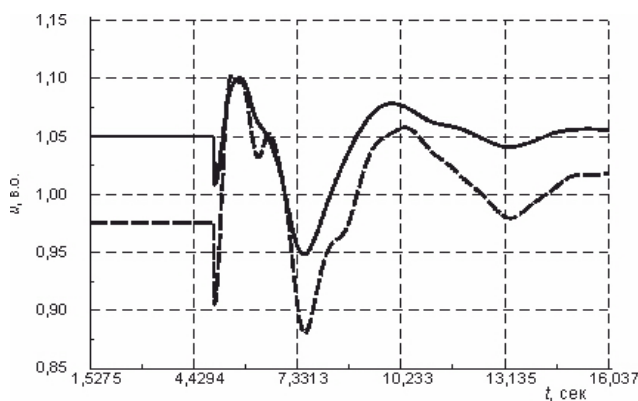


Рис. 6

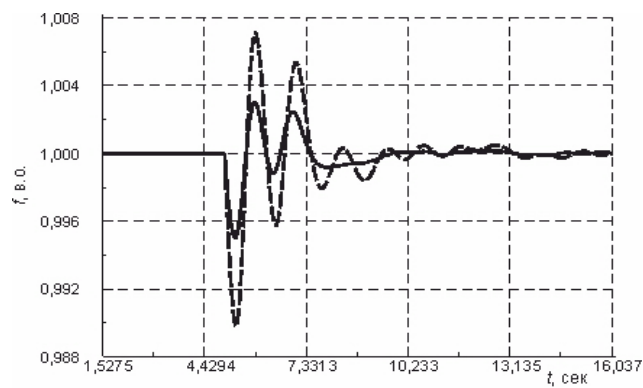


Рис. 7

Аналіз кривих зміни напруги (рис. 6) показав, що об'єднання двох синхронних зон ЄЕС Росії та ОЕС Білорусі на підстанції 750 кВ «Дніпровська» сприяє зменшенню динамічного відхилення напруги на системах шин АЕС, що особливо важливо в процесі відновлення, тому що покращує режим роботи асинхронних двигунів власних потреб Южно-Української АЕС. Крім того, при цьому зменшується і динамічне відхилення частоти (рис. 7).

Висновки. Показано, що вибір місця об'єднання двох синхронних зон в процесі реалізації плану відновлення енергосистеми після особливої системної аварії впливає на якість електромеханічних перехідних процесів. Зокрема, віддалення місця об'єднання від шин 330 кВ Южно-Української АЕС (перенос на ПС 750 кВ «Дніпровська») дозволяє покращити режимні умови об'єднання двох синхронних зон різних енергосистем.

У плані відновлення повинні бути ідентифіковані оптимальні місця об'єднання двох синхронних зон, а відповідні підстанції повинні бути облаштовані програмними засобами контролю різниці кутів напруги, а як експертно-технічну базу можна використати реєструвальні пристрої «Регіна-Ч» [4].

З метою ідентифікації місць об'єднання необхідним є уточнення та верифікація моделей навантаження власних потреб АЕС та систем автоматичного регулювання на системному та об'єктних рівнях керування, що дозволить проводити масштабні дослідження динаміки енергосистем у подальшій роботі.

1. Вороновський Г.К. Энергетика світу та України. Цифри та факти. – К.: Українські енциклопедичні знання, 2005. – 404 с.

2. Ольховский Г.Г. Глобальные проблемы энергетики // Электрические станции. – 2005. – № 1. – С. 4–10.

3. *Проект планирования систем электропередачи в регионе Черного моря: отчет по моделированию потокораспределения нагрузки и динамическому моделированию на 2015 и 2020 г.г. – 2011. – 87 с.* Режим доступа: http://www.usea.org/Programs/Blacksea/BSTP_%20Phase_II_Report%20_RUSSIAN.pdf.

4. *Стогний Б.С., Кириленко О.В., Буткевич О.Ф., Сопель М.Ф.* Застосування засобів моніторингу перехідних режимів в ОЕС України для розв'язання задач диспетчерського керування // Праці Інституту електродинаміки НАН України. – 2009. – Вип. 23. – С. 147–155.

5. *Яндюльський О.С., Стелюк А.О., Лукаш М.П.* Моделювання системи автоматичного регулювання частоти та потужності об'єднаної енергосистеми з регулюючими енергоблоками теплових електростанцій // Технічна електродинаміка. Тем. вип. «Проблеми сучасної електротехніки». – 2010. – Ч. 3. – С. 48–52.

6. *Berizzi A., Bovo C., Delfanti M., Silvestri A.* The Italian Blackout, Sunday Sept. 28th, 2003: external causes and emergency procedures. Dipartimento di Elettrotecnica Politecnico di Milano. Presentation at CNIP2006 – Rome, March 28th, 2006.

7. *UCTE Operational Handbook – Appendix 3: Operational Security, 2009. – 41 p. – Access mode:* https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy3_Appendix3_final.pdf.

УДК 621.311:681.3

Моделирование объединения синхронных зон в процессе восстановления ОЭС Украины после особой системной аварии

А.В.Кириленко¹, академик НАН Украины, **В.В.Павловский²**, докт.техн.наук, **А.О.Стелюк³**, канд.техн.наук, **А.Г.Баталов⁴**,^{1,2,3} – **Институт электродинамики НАН Украины,**

пр. Победы, 56, Киев-57, 03680, Украина,

⁴ – **Государственное предприятие «Национальная энергетическая компания “Укрэнерго”,**
ул. Коминтерна, 25, Киев, 01032, Украина.

Рассмотрены процессы объединения синхронных зон при восстановлении объединенной энергосистемы (ОЭС) Украины после особой системной аварии. На примере локального энергоузла показано, что перенос места объединения Единой энергетической системы (ЕЭС) России с ОЭС Беларуси от Южно-Украинской атомной электростанции (АЭС) на подстанцию 750 кВ «Днепровская» позволяет улучшить качество переходных процессов в ОЭС Украины. Приведены результаты моделирования динамических режимов при объединении на синхронную работу ЕЭС России и ОЭС Беларуси на Южно-Украинской АЭС и подстанции 750 кВ «Днепровская». Библ. 7, рис. 7.

Ключевые слова: особая системная авария, восстановление, синхронная зона, электроэнергетическая система.

Modelling of Synchronous Area Interconnection During the Restoration of Interconnected Power System of Ukraine After Blackout

О.В.Курьяненко¹, V.V.Pavlovskiy², A.O.Steliuk³, A.G.Batalov⁴,

^{1,2,3} – **Institute of Electrodynamics National Academy of Science of Ukraine,**

Peremogy pr, 56, Kyiv-57, 03680, Ukraine,

⁴ – **The National Power Company “Ukrenergо”,**
Kominterna str., 25, Kyiv, 01032, Ukraine.

The processes of synchronous area interconnection during the restoration of Interconnected power system (IPS) of Ukraine after blackout have been considered. By the example of the local node it's shown that the interconnection of IPS of Russia and Belarus at substation 750 kV “Dneprovskaiia” improves the quality of the transients in IPS of Ukraine. The modeling results of dynamic modes of IPS of Russia and Belarus interconnection at Yuzhno-Ukrainskaia nuclear power plant and substation 750 kV “Dneprovskaiia” are shown. References 7, figures 7.

Key words: blackout, restoration, synchronous area, power system.

1. *Voronovskiy G.K.* Energetics of the world and Ukraine. Numbers and facts. – Kyiv: Ukrainski entsyklopedychni znannia, 2005. – 404 p. (Ukr.)

2. *Olkhovskii G.G.* Global problems of energetics // *Elektricheskie stantsii.* – 2005. – № 1. – P. 4–10. (Rus.)

3. *Black Sea Regional Transmission Planning Project:* load flow and dynamic modelling report. – 2011. – 87 p. Access mode: http://www.usea.org/Programs/Blacksea/BSTP_%20Phase_II_Report%20_RUSSIAN.pdf. (Rus.)

4. *Stognii B.S., Kyrylenko O.V., Butkevych O.F., Sopol M.F.* Application of wide-area measurement system in IPS of Ukraine for the purpose of the problem solving of supervisory control // *Pratsi Instytutu elektrodynamiky Natsionalnoi Akademii Nauk Ukrainy.* – 2009. – Vol. 23. – P. 147–155. (Ukr.)

5. *Yandulskiy O.S., Steliuk A.O., Lukash M.P.* Modelling of the automatic generation control system of Interconnected power system of Ukraine with regulating units of the heat power plants // *Tekhnichna elektrodynamika. Tematychnyi vyпуск “Problemy suchasnoi elektrotekhniki”.* – 2010. – Vol. 3. – P. 48–52. (Ukr.)

6. *Berizzi A., Bovo C., Delfanti M., Silvestri A.* The Italian Blackout, Sunday Sept. 28th, 2003: external causes and emergency procedures. Dipartimento di Elettrotecnica Politecnico di Milano. Presentation at CNIP2006. – Rome, March 28th, 2006.

7. *UCTE Operational Handbook – Appendix 3: Operational Security, 2009. – 41 p. – Access mode:* https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy3_Appendix3_final.pdf

Надійшла 12.07.2011

Received 12.07.2011