

Отже, методика дозволяє визначити показники надійності вузлів навантаження системи електропостачання при вимкненні основного і ввімкненні резервного джерела живлення.

1. Гук Ю. Б. *Анализ надежности электроэнергетических установок.* – Л., 1988. – 224 с. 2. Билингтон Р., Аллан Р. *Оценка надежности электроэнергетических систем: Пер. с англ.* – М., 1988. – 288 с. 3. Михайлів М.І., Галушак І.Д., Федорів М.Й., Гумінілович С.М. *Дослідження надійності систем електропостачання при відключенні основного джерела живлення // Вісн. ДУ “Львівська політехніка”. – 1999. – № 2. – С. 51–54.*

УДК 621.311.25:621.313.322-91

О.С. Міняйло, К.Б. Покровський

Національного університету “Львівська політехніка”, кафедра ЕС

МОЖЛИВІСТЬ ВИКОРИСТАННЯ ВИБІГУ АСТГ В АСИНХРОННОМУ РЕЖИМІ ДЛЯ АВАРІЙНОГО РОЗХОЛОДЖЕННЯ РЕАКТОРА БЛОКА АЕС

© Міняйло О.С., Покровський К.Б., 2001

У статті розглянута можливість забезпечення неперервності електропостачання механізмів власних потреб блока АЕС з АСТГ в аварійних режимах при роботі генератора в асинхронному режимі.

In work the possibility of maintenance of reliability of power supply of mechanisms of own needs of the Nuclear power plant unit with doubly-fed wound rotor generator in emergencies for want of to work of the generator in an asynchronous mode is considered.

В [1] сформульовано питання про необхідність використання асинхронізованих турбогенераторів (АСТГ) на атомних електростанціях (АЕС) і обґрунтовується доцільність такого рішення.

Сумісний вибіг синхронних турбогенераторів (СТГ) з механізмами власних потреб (ВП) застосовується в практиці експлуатації АЕС для аварійного охолодження реактора [2–5] і сприяє підвищенню надійності його роботи [6]. Розглянемо особливості сумісного вибігу (АСТГ) з механізмами ВП.

Необхідною умовою нормальної експлуатації АЕС є забезпечення надійного відводу тепла, що генерується в активній зоні реактора в усіх експлуатаційних режимах. Надійний тепловідвід безпосередньо пов'язаний з безпекою експлуатації реакторної установки [2]. Відомо, що відвід тепла з реактора здійснюється теплоносієм, який надходить у парогенератори, де передає тепло іншому контуру. Циркуляція теплоносія в системі забезпечується головними циркуляційними насосами (ГЦН).

Особливість відводу тепла з реактора полягає в необхідності підтримання відповідності між енергією, що генерується в ядерному реакторі, і енергією, що відводиться від нього як в ненормальному режимі, так і в аварійних ситуаціях, пов'язаних з пониженням витрат теплоносія. Однією з таких ситуацій є повне зникнення напруги на АЕС, при якому

циркуляція теплоносія першого контуру реактора здійснюється за рахунок сумісного вибігу ГЦН з турбогенератором.

Розрізняють тепловий і механічний вибіг турбогенераторів. Тепловий вибіг полягає в продовженні виробітку електроенергії турбогенератором після зупинення реактора за рахунок залишкових тепловиділень в активній зоні у кількості, достатній для живлення двигунів ВП, що забезпечують охолодження ядерної енергетичної установки, зокрема і ГЦН. Розраховувати на використання теплового вибігу в режимі аварійного охолодження можна за умови існування кількох генераторів на блок і при спрацюванні аварійного захисту реактора всі або частина генераторів залишається в роботі, бо не спрацьовують стопорні клапани турбін. Тому тепловий вибіг не може стати достатньо надійним джерелом електропостачання споживачів першої групи (найбільш відповідальних) і більш раціонально використовувати при зникненні напруги механічний вибіг генератора.

Режим сумісного вибігу дозволяє також здійснити переведення навантаження ВП з робочого трансформатора ВП на пускорезервний без перерви живлення і без виникнення самозапуску, з мінімальним збуренням для механізмів ВП [7].

Вибіг АСТГ може відбуватись з двох можливих вихідних режимів роботи: асинхронізованого та асинхронного. У цій роботі розглянута можливість вибігу АСТГ з асинхронного режиму.

Після вимкнення вимикача за рахунок залишкової кінетичної енергії обертових мас швидкість вибігаючої системи знижується протягом деякого часу. За рахунок накопиченої електромагнітної енергії магнітний потік генератора зменшується за експоненціальним законом

$$\Phi = \Phi_0 e^{-t/T}, \quad (1)$$

де Φ_0 – початкове значення магнітного потоку генератора, T – постійна часу загасання магнітного потоку.

Залишкова напруга на виводах статора генератора загасає пропорційно добутку потоку ротора на швидкість його обертання n

$$U \equiv \Phi n = \Phi_0 n e^{-t/T}; \quad (2)$$

$$T = X_{\text{рез}} / (\omega R_{\text{рез}}), \quad (3)$$

де $X_{\text{рез}}$ – результуючий індуктивний опір схеми визначений за відсутності всіх активних опорів ($R = 0$), $R_{\text{рез}}$ – результуючий активний опір схеми визначений за відсутності всіх реактивних опорів ($X = 0$).

Оцінімо значення постійної часу. У колі знаходиться таке обладнання:

– генератор АСТГ-200 з параметрами $S_n = 210$ МВА, $X''_d = 0,189$ в.о., $X/R = 115$, $R = 0,0164$ в.о.;

– трансформатор власних потреб ТРДНС-32000-15,75/6,3, $X = 2,85$ в.о., $X/R = 17$; $R = 0,16$ в.о.;

– електродвигуни ГЦН реактора ВВЕР-440: ДВДА 215/49-10-12, $P_n = 1600$ кВт, $I_n = 190$ А, $U_n = 6$ кВ, $\cos \phi = 0,868$, $X_k = 1/5,5 = 0,181$ в.о., $X_k = 0,181 \cdot 210/1,843 = 20,6$ в.о.

Приймаємо: $X/R \approx 4$, $R_k = 5,15$ в.о. Кількість ГЦН — 4, $X'_k = 5,15$ в.о., $R_k = 1,28$ в.о. Опорами кабелів нехтуємо через малі відстані ($X_{\text{пит}} = 0,098$ Ом/км). Тоді

$$X_{\text{рез}} = 0,189 + 2,85 + 5,15 = 8,189 \text{ в.о.};$$

$$R_{\text{рез}} = 0,0017 + 0,16 + 1,28 = 1,449 \text{ в.о.};$$

$$T = 8,189/(3,14 \cdot 1,449) = 0,017 \text{ с.}$$

Отже, як видно, зниження напруги буде відбуватися досить швидко, незважаючи на те, що інерційна постійна часу (T_{jAT}) становить 13,4 с.

У таких випадках при вимиканні вимикача необхідно до генератора під'єднати статичне джерело реактивної потужності, еквівалентна потужність якого дорівнює потужності намагнічування машини $Q_H = 94 \text{ МВАр}$ (0,4 в.о.). Воно, як показано в [8], практично без регулювання може забезпечити живлення генератором споживачів ВП, що можливо тоді, коли не закрився стопорний клапан турбіни і генератор обертається з номінальною швидкістю.

На рис. 1 зображена спрощена принципова схема пристрою для реалізації способу аварійного електропостачання відповідальних споживачів ВП АЕС [9, 10] і орієнтовна залежність зміни напруги генератора у часі (рис. 2).

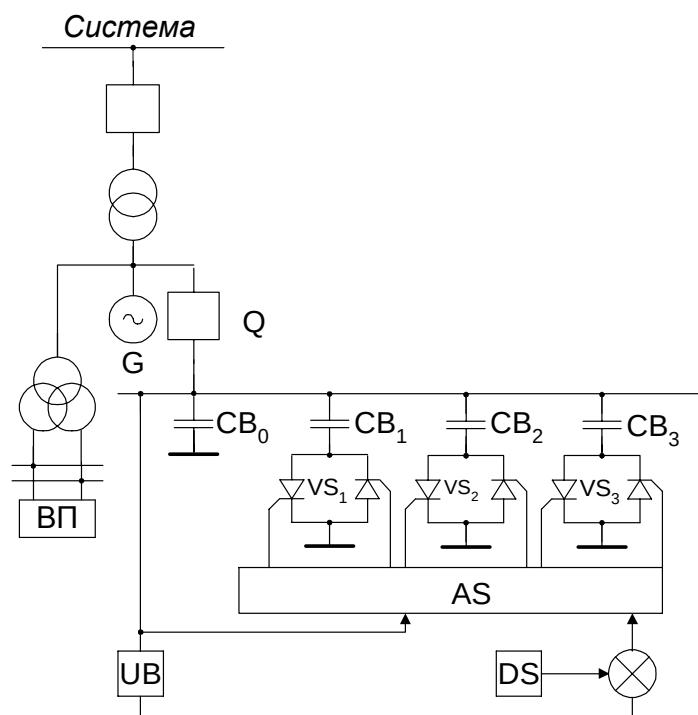


Рис. 1. Спрощена принципова схема пристрою для реалізації способу аварійного електропостачання відповідальних споживачів ВП АЕС

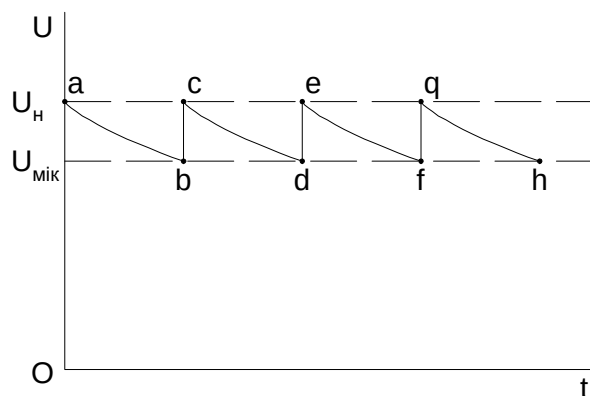


Рис. 2. Зміна напруги на шинах ВП у часі

Пристрій містить вимикач Q , за допомогою якого на виводи АСТГ під'єднуються основна батарея CB_0 конденсаторів і додаткові батареї CB_1 – CB_3 , що вводяться в роботу тиристорними ключами VS_1 – VS_3 . Електроди керування тиристорів під'єднані до системи керування FS , перший вхід якої з'єднаний з фазами АСТГ, а другий – з виходом блока порівняння (БП). Перший вхід БП під'єднаний до блока, що задає закон зміни напруги DS , а другий вхід — до виходу давача модуля напруги UB . Рівень напруги на шинах ВП повинен знаходитися в межах, що визначаються умовами експлуатації ВП.

У нормальному режимі ВП живляться від АСТГ. При зникненні напруги на АЕС з будь-яких причин і при роботі АСТГ в асинхронному режимі необхідно протягом певного часу забезпечити неперервність живлення відповідальних споживачів ВП. Для цього при відкритому стопорному клапані турбіни вмикається вимикач Q . Цим під'єднується до виводів АСТГ батарея конденсаторів CB_0 і здійснюється його самозбудження.

Вмикання навантаження на збуджений генератор призводить до зниження напруги. Розв'язання задачі регулювання напруги при зміні навантаження здійснюється під'єднанням до шин генераторної напруги додаткових батарей конденсаторів CB_1 – CB_3 за допомогою тиристорних ключів VS_1 – VS_3 .

Залежно від закладеного в DS закону зміни напруги на ділянці a – b (рис. 2), де напруга прийнята постійною, під'єднана тільки основна батарея конденсаторів CB_0 , на ділянці c – d система керування відкриває тиристори і запускає в роботу батарею конденсаторів CB_1 , на ділянці e – f – батарея CB_2 , на ділянці g – h – батарея CB_3 . Напруга при цьому практично постійна.

Стійкий режим конденсаторного збудження і високий рівень напруги на виводах АСТГ дозволяють забезпечити електропостачання відповідальних механізмів ВП АЕС.

Висновки. При роботі АСТГ-200 в асинхронному режимі не можна розраховувати на використання енергії вибігу турбоагрегату в аварійних режимах. Електромагнітне поле генератора загасає за час $t \approx 0,06$ с. Для забезпечення живлення ВП від генератора потрібно використовувати статичне джерело реактивної потужності, яке збуджувало б ТГ, за потужністю не менше потужності намагнічування при умові, що генератор залишився на обертах.

1. Асанбаев В.Н., Саратов В.А., Федоренко Г.М. Повышение надежности и эффективности работы энергоблоков АЭС путем применения асинхронизированных турбогенераторов // *Техническая электродинамика*. – К., 1995. – № 3. – С. 46–49. 2. Фельдман М.Л., Черновец А.К. Особенности электрической части атомных электростанций. – Л., 1983. – 168 с. 3. Ливанова О.В., Фельдман М.Л., Чистков А.П. Совместный выбег турбогенератора и механизмов с.н. электростанций // *Электрические станции*. – 1959. – № 2. 4. Овчинников Ф.Я., Голубев Л.И., Добрынин В.Д. и др. Эксплуатационные режимы водо-водяных энергетических ядерных реакторов. – 2-е изд. – М., 1979. – 288 с. 5. Черновец А.К., Белогородов А.В., Тужик Р.Г. и др. Повышение эффективности использования энергии маховых масс для расхолаживания ядерных реакторов и методика выбора параметров выбегающей системы // *Электрические станции*. – 1978. – № 7. – С. 11–16. 6. Ремизов Н.С., Уманский В.З. Особенности построения электрических схем собственных нужд 6кВ и влияние их на главные схемы электрических соединений АЭС с реакторами РБМК-1000 // *Технический прогресс в области проектирования и строительства АЭС с реакторами РБМК и ВК: Тр. Гидропроекта*. – М., 1978. – Вып. 57. 7. Еперин А.П., Мокев С.Ф., Меркурьев Г.В. и др.

Перевод питания на пускорезервный трансформатор при системных авариях и повреждениях в тепловой части АЭС // Электрические станции. – 1978. – № 9. – С. 9–16. 8. Миняйло О.С., Мязин В.М., Шматюк М.П. и др. Нелинейные искажения при работе автономного асинхронного генератора // Вестн. Львов. политехн. ин-та. – 1979. – № 133. – С. 43–51. 9. А. с. 1749978 СССР, МКИ Н 02 J 9/06. Способ аварийного электроснабжения ответственного потребителя / А.С.Миняйло, Ю.Г.Шакарян, В.А.Чевычелов, С.М.Кожан, К.Б.Покровский. – Опубл. 23.07.92, Бюл. № 27. – 4 с. 10. Пат. 2013843 РФ, МКИ Н 02 J 9/06. Устройство для аварийного электроснабжения ответственного потребителя / С.М.Кожан, И.А.Лабунец, Ю.Г.Шакарян, А.С.Миняйло (СССР). – Опубл. 30.05.94, Бюл. № 10. – 4 с.

УДК 621.313.322-81;621.311.22

О.С. Миняйло, К.Б. Покровский

Національний університет “Львівська політехніка”, кафедра ЕС

СТРУМИ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ АСИНХРОНИЗОВАНОГО ТУРБОГЕНЕРАТОРА В РІЗНИХ РЕЖИМАХ РОБОТИ

© Миняйло О.С., Покровский К.Б., 2001

Наведені характеристики струмів короткого замикання асинхронізованого турбогенератора залежно від часу, зовнішнього опору та вихідного режиму роботи.

The work is devoted to questions of short circuit currents levels of doubly-fed wound rotor generator from time, regimes and external resistance.

Важливою умовою становлення незалежної України є вирішення проблеми розвитку електроенергетики, початку перебудови структури виробництва електроенергії. При цьому актуальним є використання на електростанціях в деяких випадках поряд з синхронними і асинхронізованих турбогенераторів (АСТГ), що підвищує надійність і економічність роботи станції та енергосистеми [1]. Одним із прикладів такого комплексного підходу є модернізація Бурштинської ТЕС, де поряд з модернізацією тепломеханічного обладнання блоків, на двох блоках установлені АСТГ. У 1985 р. був уведений в експлуатацію дослідно-промисловий взірєць АСТГ-200, а в 1991 р. – перший серійний турбогенератор АСТГ-200-2УЗ.

Необхідність встановлення таких генераторів на Бурштинській ТЕС була зумовлена особливим режимом роботи енергосистеми. Протягом тривалого часу, практично з моменту вводу ТЕС в експлуатацію у 1965 р., на шинах 330 кВ спостерігався надлишок реактивної потужності і для підтримання заданого рівня напруги частина синхронних генераторів переводилась в режим споживання реактивної потужності 10–40 Мвар. До 1972 р. це явище пояснювалося тим, що зі збільшенням потужності електростанції збільшувалась і кількість ліній 220–330 кВ порівняно великої довжини, що працювали при потужностях значно менших від натуральних. Із зростанням навантаження електропередач споживання реактивної потужності дещо зменшувалось. Але введення в експлуатацію АЕС і ЛЕП напругою 750 кВ