

УДК 621.311:681.5

О.В.Кириленко, академік НАН України, **В.В.Павловський**, канд.техн.наук, **Л.М.Лук'яненко**, канд.техн.наук (Інститут електродинаміки НАН України, Київ), **В.Б.Зайченко** (НЕК «Укренерго», Київ)

АНАЛІЗ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖ «КИЇВСЬКОГО КІЛЬЦЯ» ЗА НАПРУГОЮ В ПОТОЧНІЙ ТА ПЕРСПЕКТИВНІЙ СХЕМАХ ОЕС УКРАЇНИ

Розглянуто режими роботи мереж 330 кВ «київського кільця» Центральної енергосистеми за рівнями напруги для поточної та перспективної схем ОЕС України. Визначено найбільш критичні за напругою режими та шини за даними 2008 р., проаналізовано вплив мережевого будівництва (до 2015 р.) на вказані режими роботи та запропоновано заходи, що спрямовані на забезпечення стійкості за напругою в центральній енергосистемі ОЕС України.

Рассмотрены режимы работы сетей 330 кВ «киевского кольца» Центральной энергосистемы по уровням напряжения для текущей и перспективной схем ОЭС Украины. Определены наиболее критические по напряжению режимы и шины по данным 2008 года, проанализировано влияние сетевого строительства (до 2015 г.) на указанные режимы работы и предложены соответствующие мероприятия, направленные на обеспечение устойчивости по напряжению в центральной энергосистеме ОЭС Украины.

Вступ. В умовах практичної відсутності мережевих засобів регулювання реактивної потужності, що значною мірою характерно для об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України, генерування реактивної потужності в енергосистемах виконується, в основному, генераторами електростанцій та теплоелектроцентралей (ТЕЦ). Причому, останні переважно працюють з фіксованим коефіцієнтом потужності і не є регульованим джерелом реактивної потужності. Ще одним нерегульованим джерелом або споживачем реактивної потужності (в залежності від рівня навантаження) є високовольтні лінії електропередачі (ЛЕП). В ОЕС України більшість ЛЕП працюють з навантаженням меншим, ніж їхня натуральна потужність, і тому генерують реактивну потужність [5]. Так, наприклад, ЛЕП-750 кВ при половинному навантаженні від натуральної потужності, довжиною 400 км, генерує близько 700 Мвар, а на холостому ході – до 900 Мвар.

Таким чином, на сьогодні, єдиним регульованим джерелом реактивної потужності в ОЕС України залишаються генератори на електростанціях. Однак вони працюють в межах експлуатаційних характеристик, які мають звужені діапазони регулювання реактивної потужності. Тому використання лише традиційних генераторів в умовах відсутності ринку допоміжних послуг не дозволяє надійно планувати режими ОЕС України з точки зору стійкості за напругою та суттєво обмежує можливості оптимізації за критерієм мінімуму втрат електроенергії.

Останнім часом розроблено генератори з розширеними можливостями щодо регулювання реактивної потужності – асинхронні і асинхронізовані [6]. Застосування таких генераторів дозволяє нормалізувати напругу на шинах станції та здійснювати плавне регулювання реактивної потужності в досить широкому діапазоні.

Слід також зазначити, що збільшення долі атомних електростанцій (АЕС) в структурі генерування електроенергії в Україні призводить до утворення потужних концентрованих енерговузлів (наприклад, встановлена потужність Запорізького енерговузла, що включає ДніпроГЕС, Запорізьку ТЕС та АЕС, складає 11 ГВт) та, відповідно, до суттєвого збільшення перетоків в перетинах «видачі потужності». Все це значно загострює проблему забезпечення стійкості режимів. При цьому відбувається також і концентрація генерування реактивної потужності, яку (на відміну від активної потужності) транспортувати в інші енергорайони не видається можливим. Вказані процеси вже сьогодні призвели до практично повного вичерпання резервів з регулювання реактивної потужності на елек-

трянцях та виникнення локальних дефіцитів реактивної потужності в багатьох енергорайонах ОЕС України. В той же час, в ОЕС України є дуже великі «резерви» з реактивної потужності, сконцентровані у вузлах мережі 750 кВ, на ввімкнених шунтувальних реакторах (ШР). Ці «резерви» існують за умов роботи ЛЕП 750 кВ з навантаженням нижче натуральної потужності. Як приклад, станом на 2008 рік «резерви» реактивної потужності на ШР 750 кВ склали близько 7,6 Гвар (6,7 Гвар оцінка для 2015 року). Інша справа, що ефективне використання цих резервів пов'язане із необхідністю вирішення цілої низки технологічних задач.

З огляду на вказану ситуацію, в ОЕС України дуже гостро постає питання щодо забезпечення безаварійної роботи. При цьому слід зазначити, що порушення стійкості за напругою, пов'язане з дефіцитом реактивної потужності та виникненням «лавини» напруги, супроводжує практично кожну системну аварію [4,8]. Таким чином, проблема аналізу режимів роботи ОЕС України з точки зору оцінки та забезпечення статичної стійкості за напругою для умов сьогодення та на перспективу набуває особливої актуальності. Мова йде про встановлення проблемних енергорайонів в ОЕС України та визначення відповідних заходів для усунення причин виникнення таких режимів.

Стійкість за напругою – це здатність енергосистеми підтримувати стійкі та прийнятні рівні напруги на усіх системах шин (СШ) як у нормальних, так і у післяаварійних режимах та ремонтних схемах [3]. Поняття стійкості за напругою широко застосовується за кордоном [7,9]. В Україні до теперішнього часу воно знаходило застосування досить рідко. Крім того, слід взяти до уваги наміри України стосовно входження до європейської енергетичної спільноти. З цієї точки зору задача опанування та використання сучасних світових підходів до аналізу стійкості за напругою режимів роботи енергосистем є доцільною та актуальною.

Аналіз режимів роботи «київського кільця». Закриття Чорнобильської АЕС призвело до перетворення Центральної енергосистеми (ЦЕС) України в енергодефіцитний район. Перетік через перетин ОЕС Україна-Київ в режимі максимуму навантажень за даними 2008 року склав близько 2016 МВт. Результати моделювання для перспективної схеми 2015 року і відповідних режимів показали, що ця величина буде складати близько 2550 МВт. При цьому обмежуючим чинником збільшення обсягів передачі потужності через перетин є стійкість за напругою. За таких умов передбачене будівництво потужних блоків на Хмельницькій АЕС (блоки по 1000 МВт) не дозволяє повністю вирішити проблеми дефіциту генеруючих потужностей в ЦЕС.

Проаналізуємо структуру балансу реактивної потужності в ЦЕС. Згідно з результатами моделювання, величина генерування реактивної потужності в ЦЕС у режимі максимуму 2008 року склала 2999 Мвар, з яких 1665 Мвар, або 56%, належить генераторам електростанцій Трипільської ТЕС, Київських ТЕЦ-5, ТЕЦ-6 та Дар.ТЕЦ (близько 19 Мвар на блок станції). Інші 1334 Мвар, або 44%, генерувалося ЛЕП. Споживання становило 2840 Мвар, з яких 1705 Мвар, або 60%, це – електроустановки споживачів (двигуни, втрати в розподільних мережах тощо), 321 Мвар (11%) – втрати в автотрансформаторах та трансформаторах ЦЕС і 814 Мвар (29%) – ШР. Таким чином, в цілому ЦЕС є профіцитною за реактивною потужністю і, на перший погляд, суттєвих проблем з напругою не повинно виникати.

Серед джерел реактивної потужності в ЦЕС частка теплоелектроцентралей (Київські ТЕЦ-5, ТЕЦ-6 та Дар. ТЕЦ) складає майже 50%. Таким чином, враховуючи складність та неефективність транспортування реактивної потужності по електричних мережах, режим роботи київських ТЕЦ відіграє визначальну роль для забезпечення стійкості за напругою в цьому районі. Проведемо аналіз можливих ситуацій з урахуванням цього фактору. Для початку розглянемо рівні напруг для ПС-330 кВ ЦЕС в режимі максимуму навантаження 2008 року (рис. 1, а) та в режимі, коли генерування електричної енергії на київських ТЕЦ знижено до 200 МВт (рис. 1, б).

Аналіз рис. 1 показує деградацію рівнів напруги в мережі 330 кВ ЦЕС при зниженні генерування електричної енергії київськими ТЕЦ. Для нормалізації напруги в цих режимах необхідно ввести додаткові резерви з реактивної потужності. З метою їхнього планування визначимо особливе місце в «київському кільці», яке дозволяє найбільш ефективно впливати на рівні напруг в мережі 330 кВ кільця і стабілізація напруги в якому є першочерговою задачею. До складу кільця входять наступні підстанції (ПС): ПС-330 Броварська, Північна, Жовтнева, Новокиївська, Західна (в схемі 2015 року) та СШ-330 Київських ТЕЦ-5, ТЕЦ-6.

Для розв'язання задачі ідентифікації особливого місця використаємо найбільш прийнятний, в даному випадку, метод чутливості, що передбачає визначення усіх елементів скороченого Якобіану J_R [3] (як діагональних, так і недіагональних). Метод дозволяє отримати взаємні VQ -чутливості у

формі варіації напруги на всіх СШ (V_i) при зміні реактивної потужності на одній (цільовій) СШ (Q_j). Недіагональні елементи матриці J_R визначають зміни рівнів напруги на i -ій СШ при зміні реактивної потужності на j -ій СШ. Найбільша величина чутливості ($\partial V_i/\partial Q_j$) свідчить, що зміна балансу реактивної потужності на j -ій СШ буде мати найбільший вплив на напругу i -ої СШ. Результати обчислень чутливості зведені у табл. 1. та показані на рис. 2. Наприклад, значення на перетинах рядку ПС Жовтнева зі всіма стовбцями табл. 1 відображає вплив на рівень напруги на СШ-330 ПС Жовтнева варіацій реактивної потужності на всіх СШ-330 ЦЕС.

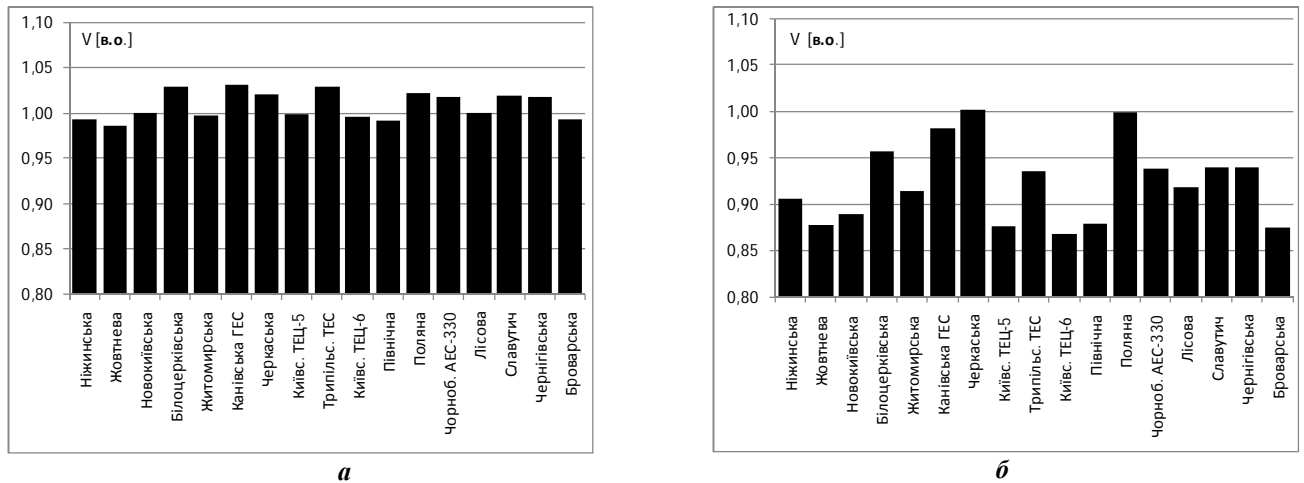


Рис. 1

Інтегральний вплив всіх цільових СШ-330кВ (на яких створювалися варіації реактивної потужності) на напругу певної (i -ої) СШ можливо визначити як суму

$$S_{1i} = \sum_{j=1}^M (\partial V_i / \partial Q_j), \quad (1)$$

де M – загальна кількість цільових СШ-330 кВ ЦЕС.

Цей інтегрований показник дозволяє виявити підстанції, напруга на яких найбільш та найменш чутлива до компенсації реактивної потужності на цільових СШ. З іншого боку, значення на перетинах стовпця ПС Жовтнева зі всіма рядками табл.1 відображає вплив варіацій реактивної потужності на СШ-330 ПС Жовтнева на рівні напруги на всіх СШ-330 ЦЕС.

Аналогічно, інтегральний вплив варіацій реактивної потужності на певній цільовій (j -ій) СШ-330 кВ на рівні напруги на всіх СШ ЦЕС

$$S_{2j} = \sum_{i=1}^N (\partial V_i / \partial Q_j), \quad (2)$$

де N – загальна кількість СШ-330 кВ ЦЕС.

Цей інтегрований показник дозволяє виявити підстанції, компенсація реактивної потужності на яких має найбільший та найменший вплив на рівні напруги на всіх СШ, що аналізуються. Якщо нас, в першу чергу, цікавлять СШ підстанцій «київського кільця», тоді слід у формулі (2) провести підсумовування не по всіх ПС, а лише по ПС «київського кільця». Тобто N буде відповідати кількості СШ-330 кВ ПС «київського кільця».

Кожній кривій на рис. 2 відповідає СШ-330 кВ, де може бути встановлено компенсуючий пристрій реактивної потужності. Оптимальному місцю встановлення такого пристрою відповідає СШ-330 кВ з найбільшою інтегральною чутливістю по діапазону «київського кільця» (найбільша сума S'_{2j}).

Аналіз результатів дозволяє встановити, що найбільш ефективним місцем приєднання компенсуючого пристрою (наприклад, статичного тиристорного компенсатора – СТК) з точки зору впливу на рівні напруги «київського кільця» є ПС-330 кВ Жовтнева. Крім того, як видно з рис. 2 існує гостра потреба в реактивній потужності для забезпечення підтримки нормативних рівнів напруги на

ПС-330 кВ Житомирська та Лісова. З точки зору впливу на рівні напруги на зазначених ПС найбільш ефективним місцем для встановлення СТК є СШ-330 кВ ПС Житомирська. Однак, з урахуванням пріоритетності «київського кільця» надалі розглянуто варіант, що відповідає встановленню СТК на ПС Жовтнева. Варіант встановлення СТК на ПС Житомирська може розглядатися у разі встановлення двох СТК в ЦЕС.

Таблиця 1

dV_i/dQ_j [кВ/Мвар]	ПС Броварс.	ПС Північна	ПС Жовтнева	ПС Новокиїв.	ПС Житомир.	ПС Ніжинс.	сума S_{ij}
ПС Броварс.	0,037	0,013	0,011	0,013	0,006	0,020	0,099
СШ КТЕЦ-6	0,019	0,017	0,009	0,010	0,006	0,011	0,071
СШ КТЕЦ-5	0,018	0,011	0,016	0,019	0,007	0,010	0,080
ПС Північна	0,013	0,023	0,010	0,011	0,007	0,008	0,072
ПС Новокиїв.	0,013	0,011	0,020	0,023	0,009	0,008	0,084
ПС Жовтнева	0,011	0,010	0,045	0,020	0,007	0,006	0,099
ПС Ніжинс.	0,019	0,008	0,006	0,007	0,006	0,041	0,087
СШ Трип.ТЕС	0,009	0,008	0,014	0,016	0,013	0,006	0,066
ПС Чернігів.	0,011	0,007	0,005	0,005	0,010	0,026	0,064
ПС Славутич	0,009	0,008	0,005	0,006	0,013	0,019	0,060
ПС Лісова	0,007	0,008	0,006	0,008	0,055	0,008	0,091
ПС Житомир.	0,006	0,007	0,007	0,008	0,075	0,007	0,111
ПС ЧАЕС-330	0,007	0,009	0,005	0,006	0,017	0,011	0,055
ПС Білоцерк.	0,004	0,004	0,006	0,007	0,007	0,003	0,032
СШ КанГЕС	0,003	0,003	0,005	0,005	0,004	0,002	0,022
ПС Поляна	0,001	0,001	0,002	0,002	0,002	0,001	0,009
ПС Черкаська	0,001	0,001	0,001	0,002	0,001	0,001	0,007
сума S_{2j}	0,188	0,148	0,171	0,169	0,246	0,186	
S'_{2j} тільки для Київс. кільця	0,110	0,085	0,109	0,096	0,043	0,063	

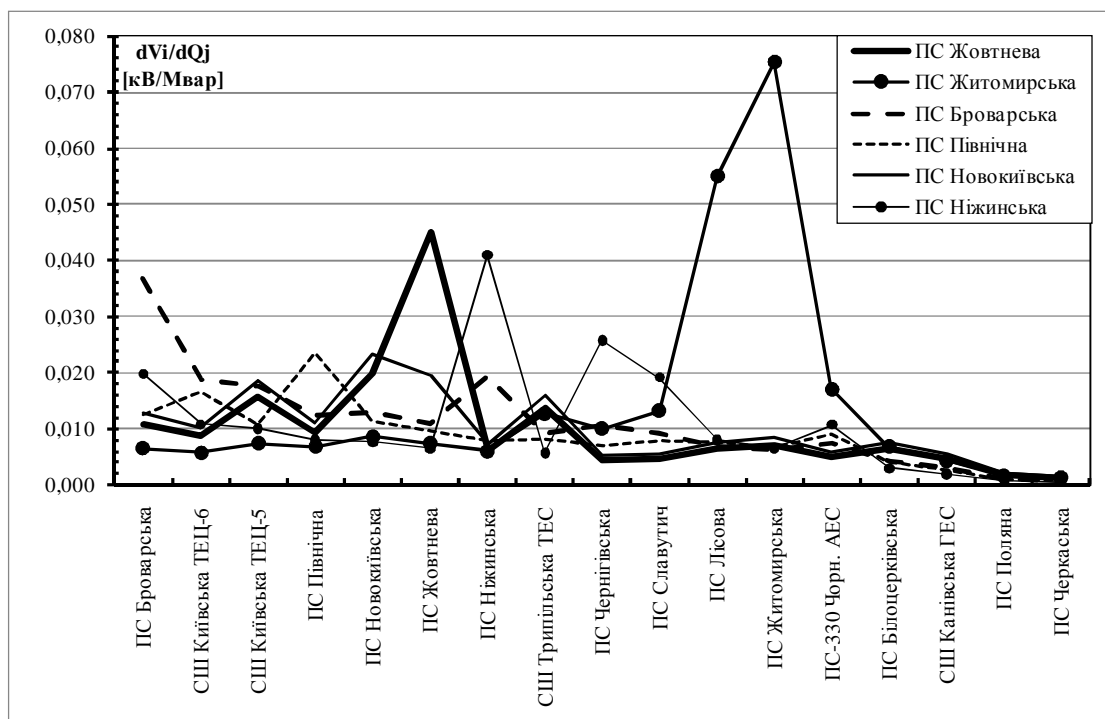


Рис. 2

Спираючись на запропонований підхід [3] було побудовано ряд QV -кривих для ПС-330 кВ Жовтнева (рис. 3) із врахуванням можливих режимів роботи ЦЕС (для умов 2008 р.).

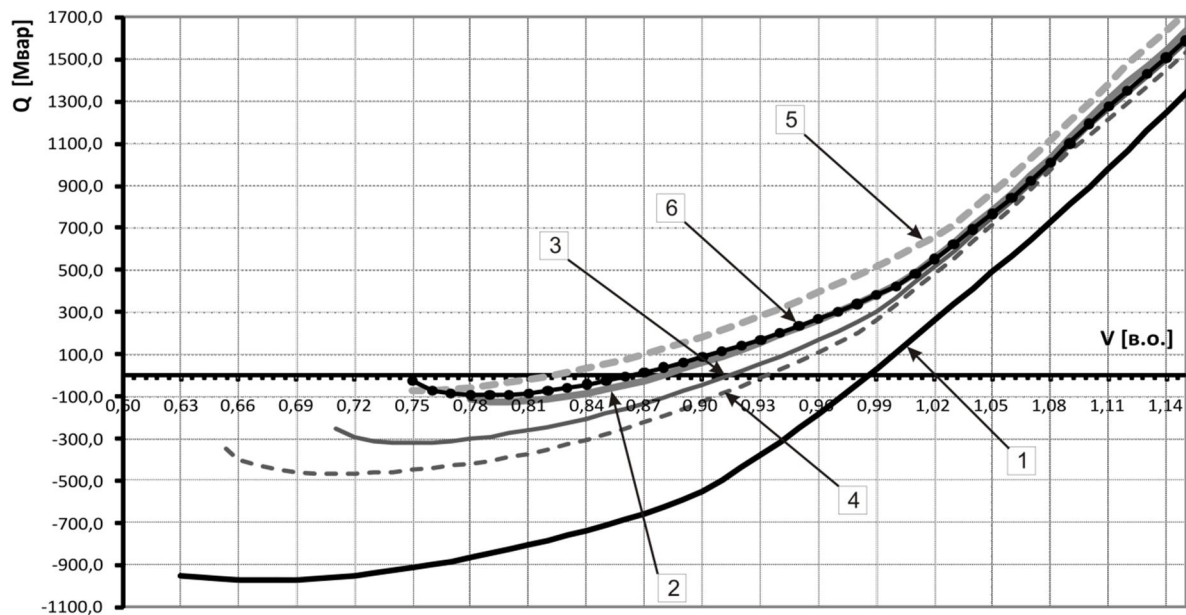


Рис. 3

На рис. 3 показано QV -криві для ПС-330 кВ Жовтнева: 1 – режим А: режим максимального навантаження; 2 – режим Б: режим зниження генерації Київських ТЕЦ до 200 МВт; 3 – режим В: режим зниження генерації Київських ТЕЦ до 200 МВт при вимкненні одного ШР-750 на ЧАЕС; 4 – режим Д: режим зниження генерації Київських ТЕЦ до 200 МВт при вимкненні двох ШР-750 на ЧАЕС; 5 – режим Е: режим зниження генерації Київських ТЕЦ до 200 МВт при вимкненні одного ШР-750 на ЧАЕС та ЛЕП 330 кВ Чорнобильська АЕС - Північна; 6 – режим З: режим зниження генерації Київських ТЕЦ до 200 МВт при вимкненні одного ШР-750 на ЧАЕС та ЛЕП 330 кВ Трипільська ТЕС - Канівська ГЕС;

З рисунка видно, що в режимі зимового максимуму навантажень 2008 року на вказаній ПС рівні напруг становлять близько 0,99 в.о., що є цілком задовільним. В той же час, аналіз режиму, коли генерування на київських ТЕЦ знижено (режим Б, крива 2), показав, що рівні напруги суттєво просядають, навіть нижче допустимого діапазону, аж до 0,88 в.о. На даний час, за умови вимкнення ШР на ПС Чорнобильська АЕС-750 такі режими (режим В та Д) можна вважати допустимими. Рівні напруг складають 0,91 в.о. та 0,93 в.о. при вимкненні одного (режим В, крива 3) та двох (режим Д, крива 4) реакторів відповідно. Проте з виводом із експлуатації СШ-750 Чорнобильської АЕС проблема значно загостриться. Також слід відзначити, що тільки із вимкненими ШР на Чорнобильській АЕС-750 можуть «існувати» режими для деяких ремонтних/аварійних схем, пов'язаних в вимкненням ЛЕП-330: Чорнобильська АЕС – Північна (режим Е, крива 5) та Трипільська ТЕС – Канівська ГЕС (режим З, крива 6). З урахуванням вказаного, було визначено величини реактивної потужності, що необхідні для підтримки напруги на рівнях 1,0 в.о. та 0,9 в.о., на ПС Жовтнева (табл. 2).

Таблиця 2

Бажане $U, [v.o.]$	Режим, [Мвар]					
	А	Б	В	Д	Е	З
1,0	100	430	370	340	560	420
0,9	-550	60	-50	120	180	90

Вимкнення ШР створює додаткове «джерело» реактивної потужності, величина якої визначається номінальною потужністю самого ШР (330 Мвар для трьох фаз одного ШР-750 кВ в ОЕС України) з урахуванням квадратичної залежності від величини відносної напруги в точці приєднання. Однак, аналіз табл. 2 показав, що вимкнення одного ШР-750 кВ на Чорнобильській АЕС не має суттєвого впливу на регулювання напруги «київського кільця», його еквівалент складає лише 60 Мвар (430–370 Мвар). Іншими словами, при вимкненні ШР-750 кВ на Чорнобильській АЕС потужністю 330 Мвар (перехід з режиму Б до режиму В) потреба в реактивній потужності на ПС Жовтнева зменшується лише на 60 Мвар. Це ще раз підтверджує, що регулювання напруги за допомогою ШР-750 кВ хоч і можливе, але вкрай неефективне.

Таким чином, можна зробити висновок, що при зниженому генеруванні електричної енергії київськими ТЕЦ регіон «київського кільця» стає досить нестабільним і будь-яке відключення елементів в ЦЕС може призвести до серйозної аварії. Тому, для усунення вказаної проблеми потрібно додатково встановити джерело реактивної потужності близько 300–350 Мвар.

Для перевірки ефективності наведених вище заходів у майбутньому досліджено вплив мережевого будівництва та перспективних режимів 2015 року на критичні СШ, що визначені на режимній базі 2008 року. До 2015 року в ЦЕС планується розбудова ПС Київська-750/330, будівництво ПС-330 Західна, будівництво нових ЛЕП-750 (ПС Київська-750 – Рівненська АЕС та Київська-750 – Хмельницька АЕС), ЛЕП-330 (двох ЛЕП Київська-Західна, Західна – Новокиївська та Західна – Північна), а також вивід з роботи ЛЕП-750 (Чорнобильська АЕС - Хмельницька АЕС) та ЛЕП-330 (Новокиївська – Північна). Якщо розвиток мережевого будівництва та введення нових генеруючих потужностей, що планується до 2015 року, разом будуть призводити до усунення проблем з напругою, тоді немає потреби у розробці спеціальних заходів, пов'язаних з додатковими капіталовкладеннями. Однак, якщо проблема з рівнями напруги в 2015 році залишиться, то слід розробляти відповідні заходи та проводити оцінку їхньої ефективності.

Таблиця 3

Режим		Макс. навантаження 2008			Макс. навантаження 2015			
		Звичайний	Зниження генер.		Звичайний	Зниження генер.		
			до 380	до 200		до 440	до 340	до 190
Генерування	Блок	МВт						
Київс. ТЕЦ-5	1	100	0	0	260	0	0	0
	2	100	100	100	95	95	95	95
	3	165	100	100	95	95	95	95
	4	0	0	0	250	0	0	0
Дар. ТЕЦ	1	163	0	0	150	0	150	0
Київс. ТЕЦ-6	1	180	180	0	250	250	0	0
	2	180	0	0	250	0	0	0
Всього		888	380	200	1350	440	340	190
Трипіл. ТЕС	1	283	283	283	240	240	240	240
	2	283	283	283	240	240	240	240
	3	124	124	124	240	240	240	240
	4				240	240	240	240
	5				240	240	240	240
Всього (ТЕЦ та Трипіл. ТЕС)		1578	1070	890	2550	1640	1540	1390
Перетин ОЕС Україна-Київ		2017	2401	2433	2553	3191	3267	3362
Навантаження ЦЕС		4539	4397	4237	5914	5642	5626	5552
Генерування ЦЕС		2667	2159	1979	3597	2687	2587	2437
U на СШ-330, [в.о.]								
Північна		0,99	0,95	0,88	0,97	0,92	0,91	0,87
Жовтнева		0,99	0,94	0,88	0,97	0,91	0,9	0,87
Новокиївс.		1	0,95	0,89	0,99	0,93	0,93	0,89
Броварська		0,99	0,94	0,88	0,97	0,91	0,91	0,87
Західна					0,98	0,93	0,92	0,89

Результати моделювання та аналіз режимів перспективної схеми ОЕС України до 2015 року дозволили встановити, що мережеве будівництво не вирішує повністю вказаних проблем з напругою

в «київському кільці». Напруги на СШ-330 кВ ПС «київського кільця» в режимі максимуму навантаження 2015 року в нормальній схемі становлять: 0,97–0,99 в.о. Вимикання елементів (ліній та/або трансформаторів) не призводить до недопустимого зменшення напруги, за винятком вимкнення ЛЕП-330 кВ Хмельницька АЕС – Шепетівка, коли відбувається зниження напруги на СШ-330 кВ ПС Шепетівка, Житомирська та Лісова. Однак в режимі зменшення генерування київськими ТЕЦ до 440, 340 та особливо до 190 МВт (відповідно до складу блоків) проблеми з напругою на ПС-330 кВ «київського кільця» знову досить гостро проявляються (табл. 3).

Аналіз табл. 3 показує, що режим напруги для схеми 2008 року (максимум навантаження) із зниженням генерування на київських ТЕЦ до 200 МВт майже повністю ідентичний такому самому режиму напруг для схеми 2015 року із врахуванням мережевого будівництва, але також із зниженням генерування на київських ТЕЦ приблизно до 200 МВт (190 МВт).

Для стабілізації режимів напруги ПС ЦЕС, зокрема «київського кільця», та забезпечення збільшення обсягів транспортування активної потужності в умовах зменшення генерування на київських ТЕЦ пропонується встановлення СТК та приєднання його до мережі 330 кВ. Потужність СТК повинна бути достатньою, щоб забезпечувати в ремонтних та аварійних схемах у мережі 330 кВ рівні напруги не менше, ніж 0,9 в.о. При виборі потужності слід також враховувати ефект насичення, що настає, коли збільшення потужності СТК практично не призводить до підвищення напруги. Додатково, з метою обґрунтування вибору потужності СТК, були побудовані та деталізовані відповідні QV -криві (рис. 4).

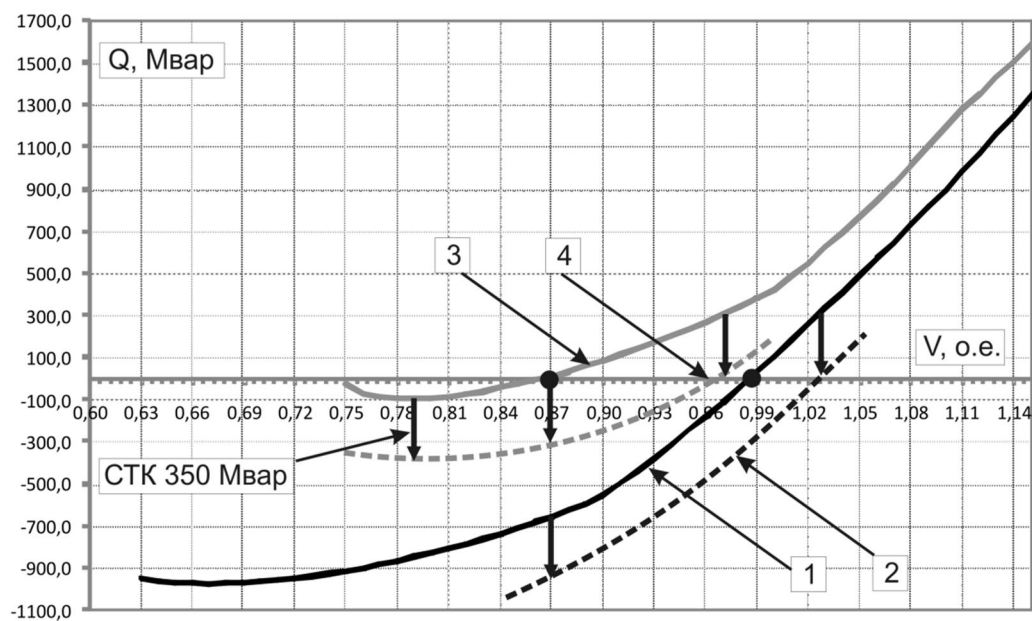


Рис. 4

Наведені залежності показують вплив встановлення компенсуючого пристрою на рівні напруги на ПС-330 Жовтнева. Крива 1 на рис. 4 відповідає режиму А (як і на рис. 3), а крива 2 – тому самому режиму А, проте після встановлення СТК. У режимі Б (генерування київських ТЕЦ знижено) рівні напруги суттєво зменшуються (крива 3). У режимах максимуму навантажень 2008 року при зниженні генерування на київських ТЕЦ до 200 МВт встановлення одного потужного СТК-350 Мвар на СШ-330кВ ПС Жовтнева (крива 4) дозволяє стабілізувати напруги в мережі 330 кВ ЦЕС та «київського кільця», зокрема, в ремонтних та аварійних схемах на рівні 0,88–0,89 в.о. Виняток складає лише режим вимкнення ЛЕП-330 Хмельницька АЕС–Шепетівка, що характеризується суттєвим зменшенням напруги на ПС Шепетівка, Житомирська та Лісова. Вирішення цієї окремої проблеми може бути знайдено шляхом встановлення другого СТК на ПС Житомирська.

Висновки.

Для забезпечення надійного живлення електричною енергією енергорайону м. Києва серед інших слід вирішити задачу забезпечення стійкості за напругою центральної частини ОЕС України.

Київські ТЕЦ відіграють визначальну роль у роботі центральної енергосистеми і при зниженні генерування на них весь район мереж 330 кВ «київського кільця» стає досить нестабільним з точки зору стійкості за напругою. Заплановане перспективне будівництво на період до 2015 року та введення нових потужних блоків на Хмельницькій АЕС не дозволяють повністю вирішити вказану проблему. У зв'язку з цим, слід передбачити введення в експлуатацію додаткових, маневрових резервів з реактивної потужності обсягом близько 350 Мвар у районі ПС-330 Жовтнева, що забезпечить нормалізацію рівнів напруги та покращення стійкості режимів роботи магістральних мереж Центральної енергосистеми.

1. *Веников В.А.* Переходные электромеханические процессы в электрических системах. – М.: Высшая школа, 1985. – 536 с.
2. *Жданов П.С.* Вопросы устойчивости электрических систем. – М.: Энергия, 1979. – 456 с.
3. *Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М., Зорін Є.В.* Аналіз стійкості енергетичних систем за напругою // Техн. електродинаміка. – 2010. – №3. – С. 59–66.
4. *Коган Ф.Л.* О причинах развития известной аварии в Московской энергосистеме // Электричество. – 2008. – № 5. – С. 69–72.
5. *Стогній Б.С., Кириленко О.В., Павловський В.В., Левконюк А.В.* Підвищення пропускної здатності «слабких» перетинів енергосистем з використанням технології ГПЗС (FACTS) // Техн. електродинаміка. – 2009. – №2. – С. 63–68.
6. *Федоренко Г.М., Кенцицький О.Г.* Науково-методичні засади оптимізації структури генеруючих потужностей в електроенергетиці України // Гідроенергетика України. – 2009. – № 1. – С. 7–10.
7. *Cutsem V., Vournas T., Kluwer C.* Voltage Stability of Electric Power Systems – Kluwer Academic Publishers Group, Boston, 1998. – 379 p.
8. *Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations.* – 2003.
9. *Kundur P., Paserba J., Ajjarapu V., Andersson G., Bose A., Canizares C., Hatziaargyriou N., Hill D., Stankovic A., Taylor C., Van Cutsem T., Vittal V.* Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions // IEEE Trans. On Pow. Sys. – 2004. – V. 19. – № 2. – P. 1387–1401.

Надійшла 01.04.2010