

## **ПРИНЦИП ЗВОРОТНОГО МОДЕЛЮВАННЯ ДЛЯ ВРАХУВАННЯ ЗВ'ЯЗКІВ, ЩО НЕ СПОСТЕРІГАЮТЬСЯ, В ПРОТИАВАРІЙНІЙ АВТОМАТИЦІ ПЕРЕТИНІВ ЕНЕРГОСИСТЕМ**

**Павловський В.В.**

**Інститут електродинаміки НАН України**

*The impact of the "weak" unsupervised interconnections 110-154kV to the power system states has been analyzed. The new method which allows taking these interconnections into account in stability protection system of the power systems has been proposed. The method is based on the formulated principle of the back simulation of the emergencies. The method allows increasing the system performance of the transmission corridors with "weak" unsupervised interconnections for deficient power systems.*

Для автоматичного запобігання порушення стійкості режимів роботи електроенергетичних систем (ЕЕС) та автоматичного ведення режимів в межах допустимих системних обмежень [1] в практиці управління широко використовується протиаварійна автоматика (ПА). В той час, як основні лінії (220-500кВ) перетинів «енерго-об'єднання - дефіцитна ЕЕС» [2] обладнані засобами телевимірювань та контролюються засобами ПА, в багатьох ЕЕС існують зв'язки, що не є спостережуваними на рівні диспетчерського центру. До таких зв'язків, зазвичай входять лінії меншого класу напруги (наприклад, мережа 110-154 кВ), що не обладнані засобами телеінформації (ТІ). В нормальних режимах вплив цих зв'язків незначний. Через те, що по ним передається відносно невелика потужність при моделюванні усталених режимів їх наявністю нехтують. Але в обважнених та особливо в аварійних режимах спостерігається перерозподіл потоків потужності між основними лініями перетину та малопотужними лініями (110-154кВ). В цих режимах «шунтуюча» мережа передає значно більші потужності в дефіцитну ЕЕС, ніж в нормальних. Через те, що ця мережа не є спостережуваною, часто при розробці алгоритмів протиаварійного управління її наявністю нехтують [3]. Це призводить до штучного обмеження пропускної здатності перетину. В той же час, пропускна здатність перетинів є дуже важливим фактором, особливо в ринкових умовах сучасної енергетики [4]. Тому, актуальною проблемою сьогодні є вдосконалення принципів та алгоритмів ПА з метою розширення меж допустимих режимів перетинів та підвищення максимально-допустимих перетоків. Її вирішення можливо, зокрема, за рахунок врахування в структурі ПА наявності зв'язків, що не спостерігаються.

Розрахунки ПА безпосередньо пов'язані з пошуком граничних режимів роботи ЕЕС, в яких починається порушуватися стійкість, або які знаходяться на межі допустимих системних обмежень. Взагалі, порушення стійкості може відбуватися у формі втрати синхронізму генераторів внаслідок перевищення граничного кута або у формі порушення стійкості навантаження внаслідок зниження напруги. Зазначимо, що для дефіцитних енергосистем характерно саме порушення стійкості навантаження в післяаварійних режимах.

При моделюванні граничних режимів, в якості розрахункових приймаються найнесприятливіші ситуації в неспостережуваній частині ЕЕС. Через те, що більшість транзитних ліній 110-154 кВ не обладнані засобами телевимірювання потоків потужності, в розрахунках приймається, що вони розімкнені, тобто «шунтуючої» мережі немає. Але насправді, в аварійних режимах, якщо лінії 110-154 кВ в роботі така мережа передає значні обсяги потужності в дефіцитну ЕЕС. Нехтування її наявністю приводить до неоптимального протиаварійного управління [5]. Дійсно, в більшості системних ПА відсутня ТІ щодо вимірів потужності по транзитам 110-154 кВ. Але, якщо відомо оперативний стан кожної лінії (вимкнена або ввімкнена), то з'являється можливість по цим факторам врахувати в ПА вплив цієї мережі на граничний режим по перетину.

Таким чином, метою даної статті є аналіз режимного впливу зв'язків перетину, що не спостерігаються та формування методу їх врахування в структурі комплексу ПА дефіцитних ЕЕС.

Для ілюстрації задачі розглянемо перетин між двома ЕЕС (Рис. 1), частина якого (три лінії) контролюється, а частина залишається не спостережуваною та шунтує перетин, що контролюється. Позначимо загальний перетік активної потужності в дефіцитну систему ЕЕС2 як  $P$ , а перетік по контрольованому перетину  $P_{пер}$ , причому верхній індекс «-» вказує на доаварійний перетік, верхній індекс «+» - на післяаварійний перетік.  $k_1, k_2, k_3$  – коефіцієнти розподілу активної потужності по лініям «1», «2», «3» перетину, що контролюється,  $k_n$  – коефіцієнт розподілу активної потужності по неспостережуваній частині перетину в доаварійній схемі.

Якщо, при аварії відключається одна із ліній перетину (наприклад, лінія «1»), то в післяаварійному режимі цей перетин складається вже з двох ліній (Рис. 2):

Перетік в дефіцитну ЕЕС в загальному випадку рівний:

$$P = P_{\text{доаварійний}} - P_{\text{післяаварійний}} \quad (1)$$

При незмінній генерації і навантаженні в дефіцитній ЕЕС, а також нехтуючи впливом статичних характеристик навантаження (СХН) споживачів, можемо стверджувати, що загальний перетік в дефіцитну ЕЕС2 при аварійному відключенні ПЛ не змінюється:

$$P^- = P^+ \quad (2)$$

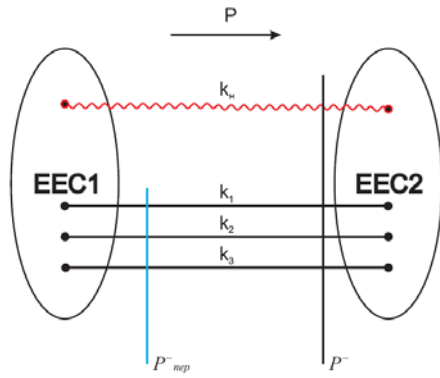


Рисунок 1

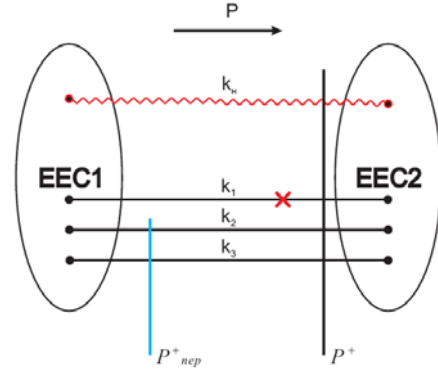


Рисунок 2

Проаналізуємо значення доаварійного ( $P^-_{пер}$ ) і після аварійного ( $P^+_{пер}$ ) перетоків по частині перетину, що контролюється. Запишемо їхні значення через коефіцієнти розподілу активної потужності. Тоді доаварійний перетік:

$$P^-_{пер} = P \cdot \frac{k_1 + k_2 + k_3}{k_1 + k_2 + k_3 + k_n} \quad (3)$$

З урахуванням того, що

$$k_1 + k_2 + k_3 + k_i = 1, \quad (4)$$

маємо

$$P^-_{i\partial\partial} = P \cdot (k_1 + k_2 + k_3) = P \cdot (1 - k_i) \quad (5)$$

Післяаварійний перетік, аналогічно:

$$P^+_{i\partial\partial} = P \cdot \frac{k'_2 + k'_3}{k'_2 + k'_3 + k'_i} \quad (6)$$

З урахуванням того, що

$$k'_2 + k'_3 + k'_i = 1 \quad (7)$$

маємо

$$P^+_{i\partial\partial} = P \cdot (k'_2 + k'_3) = P \cdot (1 - k'_i) \quad (8)$$

де  $k'_2, k'_3, k'_i$  коефіцієнти розподілу активної потужності по відповідним лініям в післяаварійному режимі, що дорівнюють:

$$k'_2 = k_2 \cdot X, \quad k'_3 = k_3 \cdot X, \quad k'_i = k_i \cdot X$$

З урахуванням (7) запишемо:

$$X \cdot (k_2 + k_3 + k_i) = 1 \quad (9)$$

та виразимо  $k'_i$  через  $k_2, k_3, k_i$  як

$$k'_i = \frac{k_i}{(k_2 + k_3 + k_i)} \quad (10)$$

Підставив (10) в (8) отримаємо:

$$P^+_{i\partial\partial} = P \cdot \left( 1 - \frac{k_i}{(k_2 + k_3 + k_i)} \right) \quad (11)$$

Доведемо, що  $P^-_{пер} > P^+_{пер}$ . Тоді  $P^-_{i\partial\partial} - P^+_{i\partial\partial} > 0$ . З урахуванням (5) та (11) маємо:

$$P \cdot (1 - k_i) - P \cdot \left( 1 - \frac{k_i}{(k_2 + k_3 + k_i)} \right) > 0 \quad (12)$$

після перетворень (12) отримаємо:

$$\frac{k_i}{(k_2 + k_3 + k_i)} - k_i > 0 \quad (13)$$

Враховуючі, те що всі коефіцієнти розподілу ні є від'ємними запишемо

$$k_i - k_i(k_2 + k_3 + k_i) = k_i(1 - k_2 - k_3 - k_i) > 0 \quad (14)$$

Та з урахуванням (4) отримаємо

$$k_i \cdot k_1 > 0 \quad (15)$$

що доводить (12) та істинність твердження  $P_{пер}^- > P_{пер}^+$ .

Таким чином, при наявності неконтрольованої частини перетину, перетік активної потужності по контрольованому перетину різний до і після відключення лінії. Причому, чим більше  $k_n$  (чим потужніша шунтуюча неспостережувана мережа), тим менший післяаварійний перетік порівняно з доаварійним по контрольованому перетину. Це частково покращує аварійні режими. Але при керуючій дій ПА на спеціальну автоматику відключення навантаження (САВН) шунтуюча мережа погіршує режим через те, що ефективність САВН зменшується. Частина потужності САВН розвантажує і шунтуючу мережу зменшуючи при цьому обсяг розвантаження основного перетину. Це особливо важливо, коли граничний режим визначається токовим навантаженням ліній основного перетину. З вищенаведеного випливає, що при наявності ліній 110-154 кВ, що живлять дефіцитний район, але не входять до контрольованого перетину в ПА, необхідно враховувати неспостережувану частину перетину при визначенні максимально-допустимих перетоків. Тобто мати засіб опосередкованого їх врахування. Приймаючи певні допущення, це можливо зробити використовуючи коефіцієнти розподілу. Але більш коректний та точний підхід знаходиться на шляху імітаційного моделювання. Використання імітаційного моделювання націлене на визначення доаварійних перетоків активної потужності, які будуть відповідати максимально-допустимим перетокам в післяаварійних режимах. Найкраще цей метод ілюструється за допомогою Рис. 3.

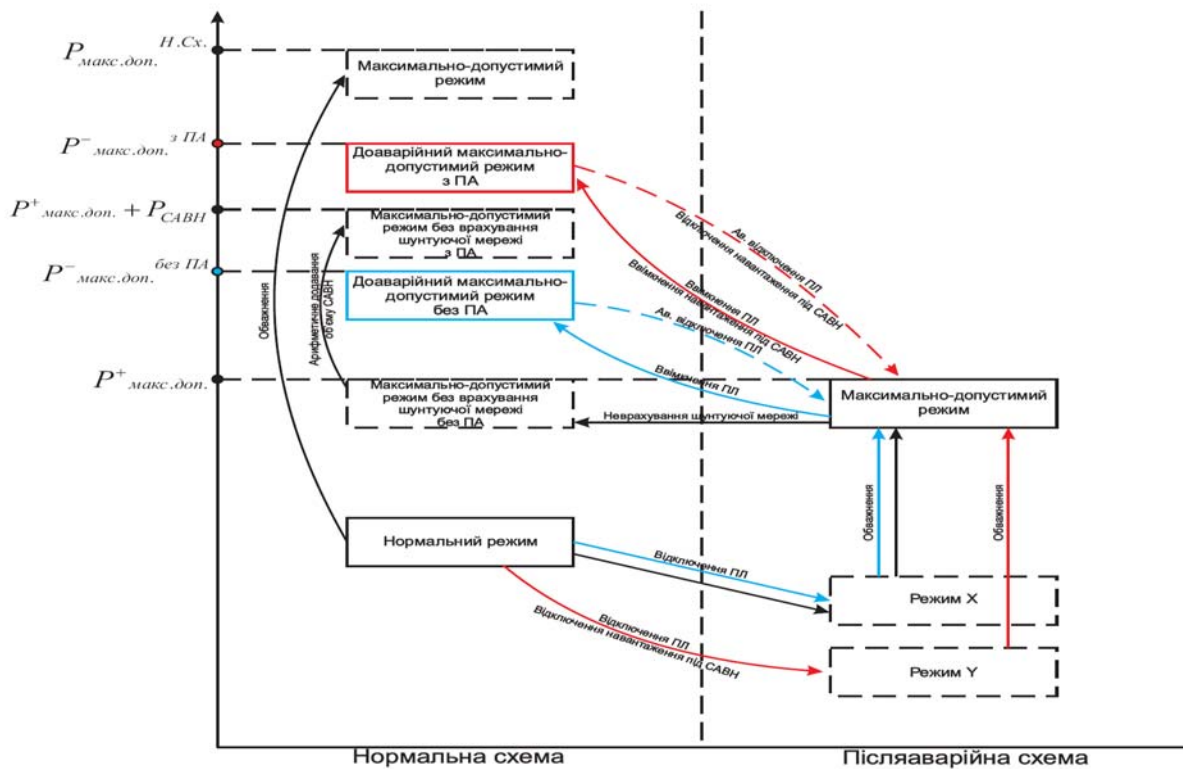


Рисунок 3

Максимально-допустимий перетік в післяаварійному режимі визначається за відомою [6] схемою: в нормальному режимі відключається ПЛ, аварія якої моделюється; отриманий Режим X обважнюється до критичного; із критичного розраховується максимально-допустимий режим із необхідним запасом по статичній стійкості. При відсутності або малій потужності неконтрольованої частини перетину, післяаварійний перетік активної потужності по контрольованому перетину  $P_{макс.доп.}^+$  приймається як доаварійний.

Суть імітаційного моделювання полягає у «зворотному відтворенні» процесів, що відбуваються при аварійних відключеннях [7]. Схема імітаційного моделювання передбачає пошук такого доаварійного режиму, аварійне відключення в якому призведе до максимально-допустимого перетоку активної потужності по контрольованому перетині в післяаварійному режимі: в нормальному режимі відключається ПЛ, аварія якої моделюється; отриманий Режим X обважнюється до критичного; із критичного розраховується максимально-

допустимий режим із необхідним запасом по статичній стійкості; знаходиться доаварійний перетік, що відповідає післяаварійному максимально-допустимому перетоку  $P_{\text{макс.доп.}}^+$  після відключення відповідної ПЛ. Це досягається за допомогою моделювання ввімкнення ПЛ (що аварійно вимикається) в післяаварійному максимально-допустимому режимі і фіксуванні  $P_{\text{макс.доп.}}^-$  без ПА (індекс «без ПА» вказує на те, що даний перетік активної потужності є максимально-допустимим в доаварійних режимах без застосування ПА).

Для моделювання роботи ПА, тобто для визначення уставок КПП із врахуванням об'єму навантаження під САВН і обчислення максимально-допустимого перетоку з використанням ПА  $P_{\text{макс.доп.}}^-$  з ПА, теж використовуємо імітаційне моделювання за схемою: в нормальному режимі відключається ПЛ, аварія якої моделюється; відключається навантаження, що знаходиться під САВН; отриманий Режим У обважнюється до критичного; із критичного розраховується максимально-допустимий режим із необхідним запасом по статичній стійкості; знаходиться доаварійний перетік, що відповідає післяаварійному максимально-допустимому перетоку  $P_{\text{макс.доп.}}^+$  після відключення відповідної ПЛ та відключення навантаження під САВН. Це досягається за допомогою моделювання ввімкнення ПЛ (що аварійно вимикається) в післяаварійному максимально-допустимому режимі та моделювання ввімкнення навантаження під САВН (що відключалось) і фіксуванні  $P_{\text{макс.доп.}}^-$  з ПА.

Для визначення уставок ПА необхідна оцінка коефіцієнту, що буде враховувати, яка частина розвантаження за допомогою САВН припадає на контрольований перетин. Для цього використовуємо формулу (17):

$$k\% = \frac{P_{\text{макс.доп.}}^- \text{ з ПА} - P_{\text{макс.доп.}}^- \text{ без ПА}}{P_{\text{САВН}}} \quad (17)$$

Уставки ПА визначаються як

$$P_{\text{КПП}} = P_{\text{макс.доп.}}^- \text{ без ПА} + P_{\text{САВН}} \cdot k\% \quad (18)$$

Заглибившись в деталі, відмітимо, що доаварійний і післяаварійний перетоки активної потужності  $P^-$  та  $P^+$  завжди не будуть рівні через СХН споживачів. На відміну від існуючих алгоритмів настройки ПА, запропонований метод імітаційного моделювання дозволяє враховувати вказану зміну перетоку в доаварійних і післяаварійних режимах.

Таким чином, можливо сформулювати принцип зворотного моделювання суть якого полягає в «зворотному в часі» відтворенні (моделюванні) процесів, що відбуваються при аваріях, зокрема відключення ліній і дія ПА на САВН. На базі принципу «зворотного» імітаційного моделювання розроблений новий підхід для врахування в ПА зв'язків, що не спостерігаються. Запропонований підхід є базою створення структури комплексу ПА, яка значно підвищує ефективність використання перетинів ЕЕС, зі зв'язками, що не спостерігаються.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. – М.: Высш. школа, 1978.
2. Портной М.Г., Рабинович Р.С. Управление энергосистемами для обеспечения устойчивости. – М.: Энергия, 1978 – 353 с.: ил.
3. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 390 с.: ил.
4. Воропай Н.И., Решетов В.И. Принципы организации противоаварийного управления электроэнергетическими системами в рыночных условиях. // Электрические станции, 2005, вып. 6.
5. Кошечев Л.А. Системная противоаварийная автоматика в ЭЭС СССР (России) // Электрические станции, 2005, вып. 1.
6. ГКД 34.20.575-2002. Стійкість енергосистем. Керівні вказівки. Київ. 2004.
7. Стогній Б.С., Павловський В.В., Ушаповський К.В., Левконюк А.В. Принципи протиаварійного управління для збереження стійкості дефіцитних енергосистем зі зв'язками, що не спостерігаються. // Новини енергетики. – 2008. – № 3, с.43-50.

Рекомендовано д.т.н. Заболотним І.П.