

УДК 621.311

І.В. Пантелєєва, Н.М. Шматько, Н.І. Горбенко

Українська інженерно-педагогічна академія, Харків

ПРОТИАВАРІЙНЕ КЕРУВАННЯ В ЕНЕРГОСИСТЕМАХ ПРИ ГЛИБОКИХ ЗНИЖЕННЯХ НАПРУГИ

У роботі проаналізовані існуючі пристрої протиаварійної автоматики енергосистем, визначені їхні переваги та недоліки. Особлива увага приділена керуванню в енергосистемах при зниженнях напруги, які обумовлені дефіцитом реактивної потужності, що може привести до порушення стійкості паралельної роботи генераторів. Сформульований сучасний підхід до підсистеми автоматичного обмеження зниження напруги. Показано, що для основних вузлів навантаження енергосистеми повинні бути визначені значення максимально можливих дефіцитів реактивної потужності для визначення дозувань керуючих дій для автоматики.

Ключові слова: енергосистема, протиаварійна автоматика, зниження напруги, стійкість, дефіцит реактивної потужності, автоматика обмеження зниження напруги, ЛЕП.

Вступ

Постановка проблеми і аналіз літератури. Оснащення енергосистем пристроями автоматики істотно підвищило надійність їхньої роботи. Однак, подальший розвиток, їхнє з'єднання у великі енергетичні об'єднання, спорудження протяжних, сильно завантажених ліній електропередачі (ЛЕП) висунуло цілий ряд нових вимог у частині подальшої автоматизації керування режимами енергосистем.

Швидке протікання процесів при різких аварійних порушеннях нормальних режимів виключає можливість їхньої ліквідації і, тим більше, запобігання діями оперативного персоналу навіть при наявності засобів контролю. При виникненні порушень нормального режиму роботи необхідно досить швидко робити розвантаження ЛЕП і інші операції, які запобігають uszkodженню обладнання та розвитку місцевих порушень режиму у велику системну аварію [1].

Тому запобігання, локалізація і ліквідація порушень нормального режиму є досить актуальним завданням і цілком покладається на спеціальні автоматичні пристрої - пристрої протиаварійної автоматики (ПА).

Для промислових підприємств важливою умовою надійного й безперебійного функціонування електричного обладнання є усталена робота промислової енергосистеми. Існує ряд досліджень і розробок [2 – 4], спрямованих на підвищення надійної й безперебійної роботи навантаження двигунів промислових підприємств. Однак, ці розробки не враховують об'єктивно існуючу неповноту вихідної інформації про енергосистему, її елементи та режими їх роботи.

При значних зниженнях напруги і (або) частоти в електроенергетичній системі (ЕЕС) можливі порушення стійкості паралельної роботи генераторів ЕЕС і розподіл її на несинхронне працюючі частини з незбалансованим навантаженням.

Крім того, можливі порушення стійкості навантаження (споживачів, що живляться) і виникнення лавини частоти і (або) напруги, що може привести до повного останову агрегатів електростанцій і знеструмленню споживачів.

Сучасна протиаварійна автоматика передбачає цілий комплекс автоматичних пристроїв для обмеження зниження частоти (АОЗЧ), що включає: автоматичне частотне введення резерву; автоматичне частотне розвантаження (АЧР) з додатковим розвантаженням для запобігання лавини частоти при великих місцевих дефіцитах потужності; виділення електростанцій або генераторів зі збалансованим навантаженням; виділення генераторів для живлення власних потреб електростанцій; включення живлення відключених споживачів при відновленні частоти (ЧАПВ). При цьому у зв'язку з великою небезпекою зниження частоти регламентується частоточасова залежність, що ставить особливі вимоги до функціонування згаданих вище пристроїв, а саме, автоматичне обмеження зниження частоти повинне виконуватися з таким розрахунком по обсягу розвантаження, щоб при будь-якому можливому дефіциті активної потужності в енергооб'єднанні, енергосистемі, енерговузлі можливість зниження частоти нижче рівня 45 Гц була виключена повністю, час роботи із частотою нижче 47 Гц не перевищувало 20 с, а із частотою нижче 48,5 Гц – 60 с.

Крім того, ставляться ще і якісні вимоги до АОЗЧ, а саме, по можливості зменшити обсяг відключення навантаження, тривалість перерви живлення й т.п.

Такий глибоко пророблений підхід до АОЗЧ виправданий, тому в останні десятиріччя великих аварій, що супроводжуються лавиною частоти в Росії і Україні практично не було.

Інше положення склалося у проблемі автоматичного обмеження зниження напруги (АОЗН). Директивні матеріали [5] тільки в самому загальному виді визначають призначення АОЗН (виключити порушення стійкості навантаження та виникнення

лавини напруги в післяаварійних умовах роботи ЕЕС), і коротко встановлюють керуючі впливи АОЗН: (форсировка збудження синхронних машин (ФЗ), форсировка пристроїв ємнісної компенсації реактивної потужності, відключення шунтуючих реакторів (ВШР) і, як виключення, – відключення частини навантаження (ВН)). При цьому не визначені у повній мірі її вимоги до АОЗН, припустимі області існування режимів у координатах напруга – час, структура та види пристроїв, а також алгоритми реалізації керуючих впливів. Крім того, на даному етапі зовсім не враховується істотне розходження двох розглянутих параметрів (частота й напруга).

Такий підхід обумовив недосконалість існуючої системи АОЗН, що повною мірою проявляється під час аварій.

Ціль роботи: розробити вдосконалену багаторівневу підсистему АОЗН.

Основними вимогами до такої системи повинні бути: селективність (тобто недопустимість зайвих керуючих впливів); самонастроювання на виниклий дефіцит реактивної потужності; встановлення черговості відключень навантаження (зріст відповідальності), недопущення зниження напруги нижче критичного значення ($U_{кр}$) у вузлах навантаження.

Основний матеріал

Як правило, аварії із глибокими зниженнями напруги розвиваються каскадно. При первісному дефіциті реактивної потужності і зниженні напруги пристрою автоматичного регулювання збудження (АРЗ) і релейної форсировки збудження (РФЗ) генераторів електростанцій діють на форсировку збудження та сприяють деякому підвищенню напруги. Однак, без протиаварійного керування при глибоких зниженнях напруги форсировка збудження не приведе до підвищення напруги, а викличе тривале перевантаження генераторів і необхідність їх відключення, що і здійснюється, у тому числі, оперативно. Оперативне відключення генераторів на прилягаючих до вузлів навантаження зі зниженою напругою електростанціях збільшує аварійну ситуацію і у сукупності з іншими факторами (перекидання двигунів навантаження тощо) викликає лавину напруги з усіма згаданими вище наслідками.

Отже, у цей час ЕЕС із наявної АОЗН не мають живучості, тобто не здатні протистояти системному (каскадному, ланцюговому) розвитку аварій, які можуть викликати лавинні зниження напруги, і, тим самим, привести до знеструмлення цілих районів мегаполісів, у тому числі, і споживачів I категорії (метрополітен, лікарні і т.п.).

Крім того, як показує практика, дії оперативно-го персоналу в умовах дефіциту реактивної потужності можуть виявитися неефективними, головним чином, через неврахування в інструкціях для експлуатації перевантажувальних здатностей і всіх допустимих областей режимів роботи генераторів.

Крім того, необхідно визначити області (тривалості) існування режимів у координатах напруга – час (подібно АОЗЧ). Така залежність у першому наближенні представлена на рис. 1. Очевидно, що зниження напруги до значення $0,6 U_{ном}$ і нижче допустимо тільки на час дії швидкодіючого релейного захисту ($t_{рз} \leq 0,1$ с), оскільки у протилежному випадку відбудеться порушення стійкості паралельної роботи. Далі, відповідно до ДСТ 13109- 97 у післяаварійних режимах напруга може знижуватися на 10%. Тому така залежність повинна асимптотично наближатися до значення, рівному $0,9 U_{ном}$. Проміжною точкою, мабуть, повинна бути точка 1 з координатами: напруга $U_{1*} = 0,85 U_{ном}$, при якому спрацьовують пристрою релейної форсировки порушення й час $t_1 = 20$ с. Час 20 із для такого зниження напруги відповідає заводським умовам на тривалість РФЗ генераторів.

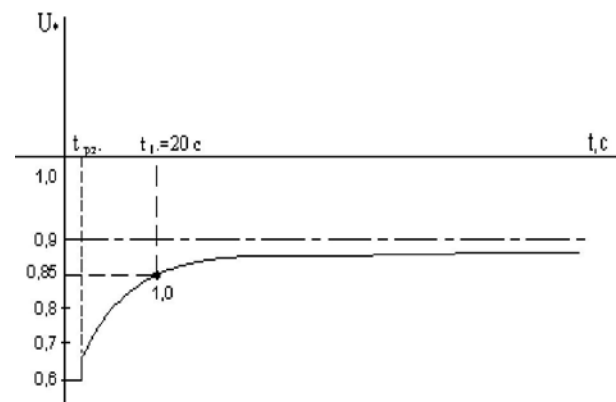


Рис. 1. Залежність у координатах напруга-час, що регламентує функціонування автоматики обмеження зниження напруги

Далі для основних вузлів навантаження ЕЕС повинні бути визначені значення максимальних дефіцитів реактивної потужності $Q_{деф.макс.}$, що приводять до знижень, нижче критичного значення, тобто до можливості лавини напруги. Ці значення $Q_{деф.макс}$ дозволять визначити інтенсивності керуючих впливів у вузлах навантаження і на електростанціях, що прилягають до них, а також увести обмеження на зниження значень розташовуваних реактивних потужностей, тобто на склад джерел реактивної потужності (генератори, синхронні компенсатори, пристрої компенсації і т.п.) у робочих режимах і при виводу їх у ремонт.

При ліквідації дефіцитів реактивної потужності АОЗН повинна здійснювати наступні керуючі впливи: форсировка збудження (ФЗ) синхронних машин і зміна уставок АРЗ і АРКТ по напрузі (IУН); форсировка пристроїв ємнісної компенсації (ФК); відключення шунтуючих реакторів (ВР); мобілізація резервів реактивної потужності шляхом автоматичного пуску резервних гідрогенераторів і синхронних компенсаторів (АПН СГ і СК); розвантаження турбогенераторів по активній потужності (у межах регулюючого діапазону) і завантаження їх реактивною

потужністю у відповідності до області допустимих режимів (АЗГ по РП); розподіл мережі, що живить вузли навантаження, для зменшення або ліквідації втрат реактивної потужності від транзитних перетікань (РМ); відключення навантаження або ліній, що їх живлять (ВН); виділення електростанцій або генераторів зі збалансованим навантаженням; виділення генераторів на живлення власних потреб електростанцій; включення відключених споживачів при відновленні напруги до допустимого значення $(0,9 - 1,0) U_{ном}$ (АПВН).

Об'єкти керуючих впливів і логіка дії підсистем АОЗН і АОЗЧ мають багато загального, що дозволяє здійснити побудову АОЗН аналогічно досить ефективній структурі АОЗЧ, а у ряді випадків і передбачити сполучені керуючі впливи на ЕЕС.

Сполучене виконання двох видів автоматики (АОЗН і АОЗЧ) повинне враховувати особливості двох параметрів (частота й напруга), на які вони реагують. Перший є єдиним параметром ЕЕС, у зв'язку з чим виконувати керуючі дії можна децентралізовано у всій ЕЕС по факту зниження частоти, і це буде ефективно. Другий є локальним, і здійснювати керуючі впливи необхідно тільки в дефіцитних по реактивній потужності областях ЕЕС по факту зниження напруги, але при наявності координуючого впливу від центрів протиаварійного керування.

Зокрема, так варто робити мобілізацію резервів реактивної потужності шляхом пуску резервних гідроагрегатів, підключених до автоматики частотного пуску, перевод синхронних генераторів у режим синхронного компенсатора, а якщо це не передбачено технологічно, наприклад, на турбогенераторах, то робити їхнє розвантаження по активній потужності й повністю використовувати їхню перевантажувальну здатність, але вже по реактивній потужності. На підстанціях і електростанціях з місцевим навантаженням необхідно проводити розвантаження ЕЕС по напрузі шляхом відключення тих же споживачів, які підключені до АЧР, але тільки з контролем споживаної реактивної потужності. Крім того, аналогічно АОЗЧ, необхідно здійснювати виділення власних потреб теплових і атомних станцій по тим же принципам, які реалізує автоматика частотного розподілу, але тільки по факту зниження напруги протягом часу, скоординованого з дією автоматики розвантаження по напрузі.

У цілому структура підсистеми АРСН (рис. 2) повинна мати рівень ЕЕС (координуючий центр протиаварійного керування), завданням якого є встановлення засобами телевимірювань (ТВ) областей ЕЕС зі зниженою напругою і дефіцитом реактивної потужності для підготовки перетинів розподілу мережі і пуску пристроїв АОЗН на електростанціях, які прилягають до вузлів навантаження зі зниженою напругою. У районах ЕЕС із дефіцитом реактивної потужності пристрої АОЗН станційного рівня зафіксують перевантаження одного або всіх генераторів. Якщо перевантажився один генератор, то причин може бути декілька

(несправність системи збудження або АРЗ та ін.). Тому АОЗН при перевантаженні одного генератора впливає на зниження уставки його АРЗ, а у випадку неуспішності такого впливу – на відключення генератора.

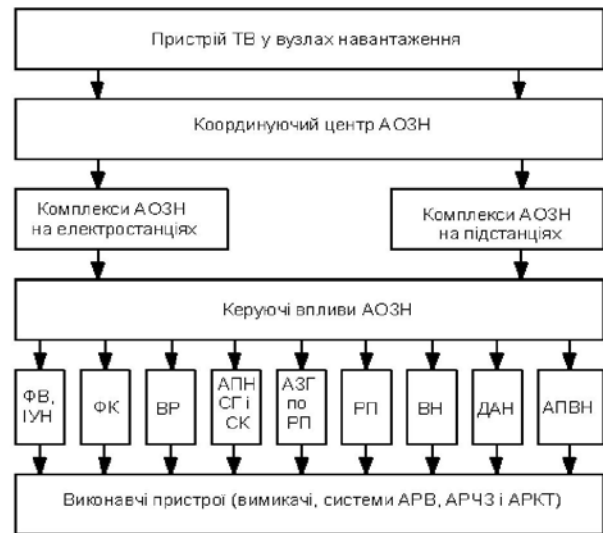


Рис. 2. Структурна схема підсистеми АОЗН

Якщо ж перевантажилися всі генератори, то мова йде про аварійний режим у згаданому районі ЕЕС, і алгоритм функціонування АОЗН повинен бути іншим.

Як відомо, генератори електростанцій не можуть перевантажуватися по активній потужності, оскільки активне навантаження не може перевищувати потужність первинного двигуна (турбіни).

Тому перевантаження всіх генераторів означає їх перевантаження по реактивній потужності.

При цьому розвантаження генераторів можливе шляхом зниження їх активного навантаження до нижньої межі (регульовального діапазону), що забезпечить більше завантаження генераторів реактивною потужністю.

У зв'язку із цим виникає доцільність для АОЗН агрегатного (генераторного) рівня електростанцій повного обліку можливостей генераторів у різних режимах.

Далі на теплових електростанціях необхідно передбачати дієву автоматику по напрузі (ДАН), що здійснює виділення цих електростанцій або частину їх генераторів зі збалансованим навантаженням і власними потребами. Уставки такої автоматики повинні бути погоджені зі згаданою вище залежністю (напруга – час), оскільки ДАН повинна діяти в останню чергу при виході режиму із допустимої області (рис. 1).

Після закінчення певного часу в умовах існування зниженої напруги або, якщо перевантаження генераторів не усунулося, необхідно автоматично впливати на відключення споживачів.

На знижувальних підстанціях відключення споживачів повинно здійснюватися, головним чином, на напрузі 6 – 10 кВ (подібно АЧР). Таке відк-

лючення необхідно здійснювати чергами з уставками по напрузі в межах $0,6 \div 0,85 U_{\text{ном}}$ і з наростаючими витримками часу в межах 5- 15 с, що враховують тривалість перехідного процесу зміни напруги. Мінімальна витримка часу (5 с) повинна забезпечити відстройку автоматики від дії пристроїв АПВ на живильних лініях і АВР на підстанції при короткочасних зникненнях напруги. При цьому необхідний контроль за реактивним навантаженням, що споживається групами споживачів, які відключаються (відключення чисто активного навантаження не дасть результату). Слід зазначити, що при повному зникненні напруги на підстанції дія АОЗН на відключення споживачів повинне блокуватися.

Після відновлення нормальних значень напруги ($0,9 \div 1,0 U_{\text{ном}}$) необхідно здійснювати АПВ відключених споживачів по напрузі (АПВН), аналогічно частотному АПВ (ЧАПВ).

Висновки

1. Порівняльний аналіз підсистем АОЗЧ і АОЗН показав неповноту вимог до АОЗН у діючих нормативних документах.

Тому підсистеми АОЗН, створені на базі діючих вимог, не здатні запобігти лавинні зниження напруги в аварійних ситуаціях з дефіцитами реактивної потужності.

2. У розвиток існуючих вимог сформульований сучасний підхід до підсистеми АОЗН, що повинен забезпечити: селективність керуючих впливів; самонастроювання на виниклий дефіцит реактивної потужності; недопущення зниження напруги нижче мінімально допустимого (критичного) значення; оптимальну черговість відключення навантаження;

певну допустиму область існування аномальних режимів, тобто залежність напруги від часу подібно частотно-часової залежності для АОЗЧ.

Показано, що для основних вузлів навантаження ЕЕС повинні бути визначені значення максимально можливих дефіцитів реактивної потужності для визначення дозувань керуючих впливів АОЗН.

3. Запропонована більш удосконалена багаторівнева структура АОЗН із розширеним складом керуючих впливів (рис. 2), що передбачає доцільність координуючого впливу від центрів протиаварійного керування для сполученого виконання керуючих впливів двох видів автоматики (АОЗН і АОЗЧ).

Список літератури

1. Миллер Г.Р. Автоматизация в системах электро-снабжения / Г.Р. Миллер. – М.: Госэнергоиздат, 1976. – 304 с.
2. Меньшов Б.Г. Исследование новой системы электроснабжения, обеспечивающей повышение устойчивости двигательной нагрузки / Б.Г. Меньшов, М.С. Еришов, А.В. Егоров // Электричество. – 1997. – №8. – С. 14-20.
3. Еришов М.С. Вопросы повышения устойчивости электрической нагрузки промышленных систем электро-снабжения / М.С. Еришов, А.В. Егоров // Промышленная энергетика. – 1994. – № 3. – С. 48-52.
4. Гуревич Ю.Е. Особенности электроснабжения промышленных предприятий с непрерывными технологическими процессами / Ю.Е. Гуревич, Л.Д. Файбисович, З.Г. Хвоцинский // Электричество. – 1990. – №1. – С. 83-88.
5. Правила устройства электроустановок. Шестое издание. – М., 2002. – 220 с.

Надійшла до редколегії 16.03.2010

Рецензент: д-р техн. наук, проф. С.Ф. Артюх, Українська інженерно-педагогічна академія, Харків.

ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ УПРАВЛЕНИЕ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ ПРИ ГЛУБОКИХ СНИЖЕНИЯХ НАПРЯЖЕНИЯ

И.В.Пантелеева, Н.М. Шматько, Н.И. Горбенко

В работе проанализированы существующие устройства противоаварийной автоматики энергосистем, определены их достоинства и недостатки. Особое внимание уделено управлению в энергосистемах при снижениях напряжения, которые обусловлены дефицитом реактивной мощности, что может привести к нарушению устойчивости параллельной работы генераторов. Сформулирован современный подход к подсистеме автоматического ограничения снижения напряжения. Показано, что для основных узлов нагрузки энергосистемы должны быть определены значения максимально возможных дефицитов реактивной мощности для определения дозровок управляющих воздействий для автоматики.

Ключевые слова: энергосистема, противоаварийная автоматика, снижение напряжения, устойчивость, дефицит реактивной мощности, автоматика ограничения снижения напряжения, ЛЭП.

EMERGENCY CONTROL IN POWER SYSTEMS FOR DEEP STRESS REDUCTION

I.V. Panteleeva, N.M. Shmatko., N.I. Gorbenko.

We analyzed the existing device protivovaryterm automation power systems, identifies their strengths and weaknesses. Particular attention is paid to management in energy systems at lower voltage, which are caused by lack of reactive power, which can lead to a breach of the stability of parallel operation of generators. We formulate a contemporary approach to the subsystem automatically restrictionstion to reduce stress. It is shown that the main units of the load energy systems must be identified to the maximum possible deficitstsitov reactive power to determine the dosage of Governors to assess the impact of automation.

Keywords: power system emergency control, reduced voltagetion, stability, lack of reactive power, automatic limit voltage drop, power transmission lines.