

АВТОМАТИЗАЦІЯ КЕРУВАННЯ РОЗОСЕРЕДЖЕНИМ ГЕНЕРУВАННЯМ ТА НАВАНТАЖЕННЯМ РОЗПОДІЛЬЧОЇ МЕРЕЖІ У РАЗІ ВІДДІЛЕННЯ ВІД ЕНЕРГОСИСТЕМИ

¹Вінницький національний технічний університет

Розглянуто актуальні питання децентралізації енергетичних систем, зокрема в контексті України, що стикається з викликами у підтримці надійного електропостачання через війну. Особлива увага акцентується на використанні концепції «енергетичного острова» для забезпечення автономності енергопостачання в умовах можливих аварійних ситуацій чи атак на інфраструктуру. Термін «енергетичний острів» охоплює самодостатні системи, які можуть функціонувати автономно від основної енергомережі, об'єднуючи розподілені джерела енергії (РДЕ), зокрема відновлювані джерела, і споживачів у межах мікромереж. В тексті наведено приклади країн, які вже успішно реалізували таку ізольовану енергосистему, та проаналізовано потенційні вигоди від впровадження подібних технологій в Україні. Стаття підкреслює стратегічну важливість розподіленого генерування, яка може діяти незалежно від централізованої енергосистеми в кризових умовах. На основі огляду літератури й міжнародного досвіду запропонована структурована концепція мікромережі, що базується на розподілених генераторах з автономними системами керування. Описано технічні особливості систем автоматизації, що забезпечують стабільне функціонування мікромережі в умовах відключення від основної мережі. Зокрема, описано вимоги до автоматичних регуляторів частоти та напруги, реклоузерів, що забезпечують безпечний перехід у режим «енергоострова», а також системи моніторингу та синхронізації генераторів. Дослідження спрямоване на підвищення надійності української енергосистеми через впровадження розподілених джерел енергії та систем накопичення енергії (СНЕ), що підвищить стійкість розподільчих мереж до зовнішніх впливів. Важливим елементом дослідження є акцент на перевагах гідроелектростанцій, які легко запускаються без зовнішнього джерела живлення, оскільки потребують мінімальної енергії для допоміжних систем. Тому як приклад в статті взято саме гідроелектростанцію, хоча загалом принципи актуальні також і для інших джерел розосередженого генерування.

Ключові слова: мікромережа, режим «енергоострова», джерело розосередженого генерування (ДРГ), автоматичний регулятор напруги (АРН), автоматичне частотне розвантаження (АЧР), система контролю потужності (СКП).

Вступ

Останніми роками термін «енергетичний острів» використовується науковцями, практиками, а також в урядових та міжурядових звітах для опису різного розуміння енергетичної ізоляції в широкому діапазоні контекстів та сценаріїв. Одне з вживань цього терміну стосується фізично ізольованих островів, які мають самодостатні системи виробництва та розподілу електроенергії. Прикладами є Швеція (о. Готланд), Данія, Ісландія, Кіпр. У цих випадках термін зазначає географічні та логістичні складнощі, пов'язані з постачанням енергії на віддалених островах. Інше використання стосується країн, які навмисно ізолюють свої електроенергетичні системи від навколишнього середовища з політичних причин, а не через фізичні обмеження. Донедавна яскравими прикладами таких країн вважалися Ізраїль та Південна Корея, та на жаль, після масованих атак на енергетичні об'єкти з початку повномасштабного вторгнення цей статус стає дедалі актуальнішим для України. У цьому контексті термін «енергетичний острів» зазначає свідоме відокремлення та самодостатність, яку прагнуть досягти ці країни у своїй енергетичній стратегії. До того ж, поняття «енергетичний острів» також може застосовуватися у менших масштабах, коли громади, міста,

регіони або політичні структури добровільно відокремлюються від основної електромережі, використовуючи технології, такі як мікромережі [1]. Термін «енергетичний острів» застосовується незалежно від того, чи виробництво електроенергії покладається на імпортовані чи вітчизняні джерела палива, такі як нафту, газ, вугілля, фотоелектричні модулі чи вітрогенератори.

Широке використання відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) безумовно визначає стратегічний курс розвитку сучасної енергетики у всьому світі. Впровадження ВДЕ відбувається як на рівні систем, що формують енергетичні мережі, так і шляхом розподіленого генерування (РГ) на рівні «енергетичних островів». Насичення розподільних мереж установками генерування електроенергії з відновлюваних джерел, особливо одного типу, породжує низку проблем, головним чином, пов'язаних з нестабільністю та непередбачуваністю рівня генерування. Інтегрування відновлюваних джерел енергії зі змінною потужністю в електричні мережі фактично перетворює традиційне генерування електроенергії з контрольованих та керованих джерел на некеровану та недиспетчеризовану систему [2].

Початок повномасштабної військової агресії російської федерації 24 лютого 2022 року суттєво позначився на енергетичному секторі України. Однією з причин значної руйнівності атак на енергетичну систему України є її «централізована» структура. Це означає, що велика частина електроенергії постачається від обмеженої кількості великих об'єктів генерування. Через це пошкодження таких об'єктів або їхніх мереж може призвести до масових відключень електропостачання для багатьох споживачів, що, у найгіршому сценарії, здатне спричинити критичну ситуацію в Об'єднаній енергосистемі України та викликати масштабний блекаут [8].

Протягом однієї ночі, на 22 березня 2024 року, країна пережила раптову зміну в енергетичному балансі: від часткового енергопрофіциту, коли був максимальний експорт електроенергії понад 700 МВт на початку березня, до енергодефіциту. Загальна потужність енергосистеми пошкоджена на рівні 3,0...3,5 ГВт, при цьому дефіцит потужності в системі сягає до 2 ГВт, і максимальний обсяг імпорту електроенергії досягає 1500 МВт в окремі години. Електростанції, що використовуються як маневрові для регулювання енергетичного балансу, вийшли з ладу, що ще більше поглибило наявний дефіцит. Критична недостатність маневрових потужностей ще більше ускладнила перехід до відновлюваних джерел енергії в енергосистемі.

Стратегічний шлях полягає у децентралізації електропостачання завдяки збільшенню кількості джерел розосередженого генерування (ДРГ) та систем накопичення енергії (СНЕ), які можуть сприяти підвищенню надійності розподільчих мереж (РМ), та збільшенню частки балансувальних потужностей генерування, які мають сприяти підвищенню рівня надійності ОЕС України.

Аналіз літературних джерел і постановка задачі дослідження

Мікромережа — це невелика і незалежна система, яка об'єднує розподілені джерела енергії (РДЕ), споживачів, системи накопичення енергії, а також пристрої керування, утворюючи інтегровану керовану систему електропостачання.

Для досягнення балансу генерування та споживання в мікромережах використовуються автоматизовані системи, які керують роботою генераторів, здійснюють керування вимикачами, трансформаторами, зокрема пристроями регулювання під навантаженням (РПН), а також дистанційний збір даних. Ці пристрої мають зворотній зв'язок, завдяки якому реагують на локально відстежувані частоту та напругу.

Мікромережа може працювати паралельно з основною енергосистемою, або в ізолюваному режимі, де мікромережа від'єднана від основної мережі та працює автономно, обслуговуючи власних локальних споживачів, використовуючи власні джерела генерування. Під час аварійних режимів мікромережа може самостійно від'єднатися від основної мережі та працювати автономно. Після ліквідації аварійного режиму, мікромережа може знову приєднатися до основної електромережі. Таким чином, мікромережа — це сукупність електротехнічного обладнання та засобів автоматизації, що здатна самостійно переналаштовуватися, підтримувати баланс потужності та розподіляти потоки електроенергії [4].

Питання організації мікромереж та енергоостровів є актуальним не лише для України. Тож ця проблема висвітлена у значній кількості публікацій. В [3] досліджено декілька схем переходу газотурбінних установок (ГТУ) від паралельної роботи з енергосистемою до острівного режиму. В роботі наведено результати моделювання переходу в ізолюваний режим двох та трьох генерувальних установок окремо на виділене навантаження та, як порівняння, відключення генераторів від

мережі зі збереженням електричного зв'язку між ними. В обох варіантах, коли ГТУ підключені до системи, вони працюють в режимі регулювання активної та реактивної потужності (далі PQ-режим). Після від'єднання від мережі в умовах незалежної роботи кожної з ГТУ регулятори переходять в режим регулювання частоти та напруги (далі Uf-режим). Досліджено особливості функціонування в ізолюваному режимі кількох ГТУ, з'єднаних між собою. В такому випадку генератори працюють в режимі «ведучий-ведений» (master-slave). Ведуча ГТУ працює в Uf-режимі, а ведена установка працює в PQ-режимі відносно ведучої. В роботі проілюстровано відмінність часу реакції та стабілізації системи після перехідного процесу в різних режимах, виділено основні проблеми забезпечення стійкості мікромережі та намічено шляхи їх вирішення.

В [4] описані методи діагностування переходу мікромережі з паралельного в ізолюваний режим. Автори розділяють їх на дві групи: дистанційні та локальні. У першій групі алгоритм виявлення знаходиться на стороні мережі, у другій — на стороні джерела генерування. Більше того, локальні методи запропоновано розділити на пасивні, які базуються на вимірюванні електричних параметрів, і активні, які продукують збурення на стороні генерувальної установки для зміни вихідних величин. Дистанційні методи використовують певний зв'язок між мережею та джерелом розподіленої генерації. Показано, що дистанційні методи виявляють острівний режим з високою надійністю та точністю, проте їхнє впровадження є досить дорогим порівняно з локальними методами.

В роботах [5], [6] та інших показано, що гідроелектростанції є одними з найпростіших для запуску в автономному режимі (без зовнішнього джерела електропостачання), оскільки для запуску допоміжних систем не потрібна велика потужність. Допоміжними системами на ГЕС є масляні насоси для змащення підшипників та відкриття шлюзів гідроагрегату, повітряні компресори та системи збудження генераторів. На ГЕС немає тягодуттєвих вентиляторів, конвеєрів та інших енергоємних споживачів, які мають бути запущені до того, як генератор ввімкнеться в мережу. Газотурбінні установки також не потребують обладнання для роботи з паливом, але після того, як вони вичерпують усі запаси газу, що зберігаються на місці, їхня подальша робота вимагає, щоб газопроводи, які живлять котлоагрегати, підтримували належний тиск, а для цього потрібна електроенергія. Таким чином, мінімальне допоміжне обладнання на ГЕС зменшує величину потужності станції, що є значною перевагою гідроенергетики перед іншими типами генераторів.

В [5] проведено дослідження поведінки реальної мережі змінного струму з наявним розподіленим генеруванням в динаміці після запланованого та незапланованого відключення від мережі. Результати динамічного моделювання отримано для різних типів енергоустановок (вітрової, гідравлічної, дизельної та газової). На рис. 1 показано швидкість реакції для чотирьох гідрогенераторів від'єднаних від мережі у двох випадках (заплановане відключення та незаплановане). Автор провів симуляцію з ведучим гідрогенератором (ГГ) з навантаженням 60 % від номінальної потужності ГГ та $\cos \varphi = 0,99$, та трьома веденими ГГ з навантаженням 50 % від номінальної потужності та $\cos \varphi = 0,95$. Червоною кривою зображено стабілізаційні коливання частоти на шини генераторної напруги, синя відповідає частоті мережі після відключення. З результатів видно, що процес стабілізації частоти в мікромережі може тривати достатньо довго і супроводжуватися значними відхиленнями частоти. Останні можуть викликати хибне спрацювання автоматичного частотного розвантаження (АЧР), якщо його уставки за частотою встановлено за вимогами централізованого електропостачання.

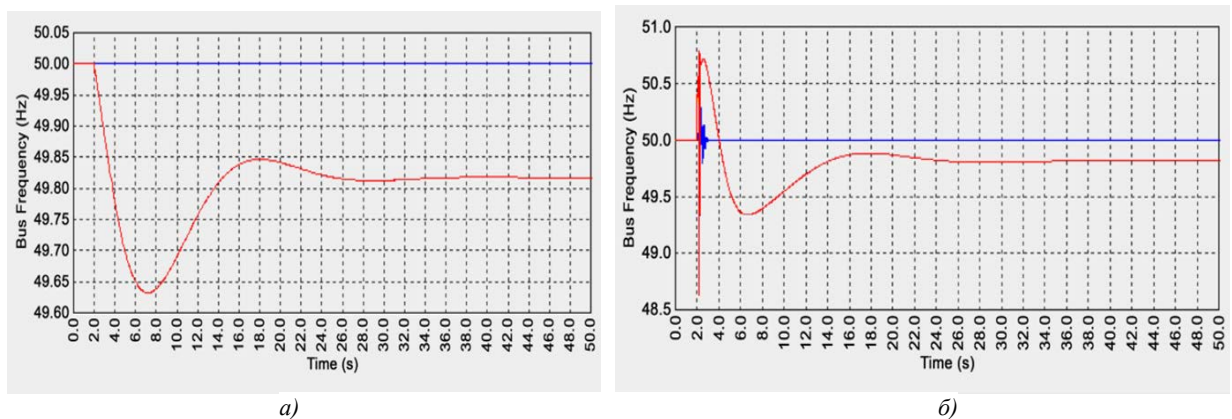


Рис. 1. Зміна частоти на шини гідрогенератора: *а* — запланований перехід до ізолюваного режиму; *б* — незапланований перехід до ізолюваного режиму

У [6] подано результати дослідження системи первинного регулювання частоти на гідроелектростанції в «ізолюваному» режимі. Метою було визначення найкращих параметрів систем керування автоматичними регуляторами частоти обертання турбін (АРЧО). Досліджено ефективність чотирьох типів регулювання частоти обертання: традиційного, ПІ, ПІД та ПІ-ПІД. Їхні характеристики оцінювалися за критеріями стійкості та індексом швидкодії. Результати роботи моделі з розрахованими параметрами на основі реальної гідроелектростанції, що працювала з однією турбіною, виявилися задовільними. Аналіз показав, що ПІ-регулятор мав найкращий показник ефективності. Застосування традиційних регуляторів супроводжувалося тривалими перехідними процесами з відхиленнями частоти, близькими до гранично-допустимих.

Аналізуючи літературні джерела виявлено низку недоліків мікромереж як у режимі централізованого електропостачання, так і у режимі «енергоострова». Їх можна класифікувати таким чином:

- поява двонаправлених потоків електроенергії за паралельної роботи з енергосистемою. Завдяки джерелам розподіленого генерування в мікромережах в періоди низького електроспоживання напрямки потоків електроенергії можуть змінюватися. Це спричиняє ускладнення в координації релейного захисту та протиаварійної автоматики, супроводжується неекономічним розподілом електроенергії, перевищенням тривало-допустимих струмових навантажень, а також рівнів напруги у розподільних мережах;

- проблеми забезпечення стійкості мікромереж. Взаємодія локальних систем автоматичного та автоматизованого керування в режимі паралельної роботи з енергосистемою може спричинити локальні коливання, які вимагають ретельного аналізу стійкості за малих збурень. Перехідні процеси між станом паралельної роботи з енергосистемою та станом автономної роботи мікромережі можуть створювати перехідну нестабільність. Завдяки зменшенню моменту інерції джерел енергогенерування в режимі «енергоострова» вплив коливань навантаження на відхилення частоти в мікромережах виявляється на порядок більшим, що вимагає застосування додаткових швидкодійних рішень в автоматизованих системах регулювання частоти і потужності;

- проблеми моделювання станів і процесів. Деякі співвідношення параметрів та характеристики основного обладнання та процесів у джерелах енергії та розподільних мережах за традиційної схеми електропостачання не завжди залишаються дійсними для мікромереж. Виходячи з цього необхідно переглядати використані припущення та моделі об'єктів і процесів.

Отже, задачею дослідження є аналіз особливостей функціонування мікромереж та формування на цій підставі структури автоматизованої системи керування місцевими джерелами енергії та навантаженням для забезпечення роботи мікромереж в режимі централізованого електропостачання, в режимі «енергоострова», а також автоматизованого переходу між цими режимами з допустимим відхиленням електричних параметрів.

Розв'язання задачі визначення функцій та формування структури автоматизованої системи керування мікромережею

За результатами аналізу теоретичних та практичних досліджень сформовано перелік основних функцій автоматизованої системи керування мікромережами з розподілим генеруванням, запропоновано засоби керування, автоматизації та моніторингу режимів розподіленого генерування на прикладі гідрогенераторів. Запропоновані рішення щодо керування електричними параметрами мікромережі, а також автоматизації основних функцій можуть бути використані й для інших видів електростанцій з синхронними генераторами.

Як показують теоретичні та практичні дослідження, для коректного переходу об'єкта генерування з режиму паралельної роботи з енергосистемою в режим «енергоострова» необхідно забезпечити виконання низки умов. Далі розглянуто умови та особливості функціонування мікромережі в такому режимі.

Виявлення режиму «енергоострова» та виділення периметра навантаження

Система керування повинна розпізнати ненормальний стан електромережі та відключати автоматичні вимикачі, розташовані у планових точках розділу, щоб відокремити електростанцію та ізолюване навантаження мікромережі від основної електромережі [7]. Якщо первинних енергоресурсів (води, газу тощо) вистачає лише для живлення власних потреб електростанції, то мають вимкнутися вимикачі лінії зв'язку станції з електромережею. Якщо є можливість жити певну частину виділеного навантаження, то сукупність лінійних реклоузерів за віддаленою командою має сформувати контури електромережі з відповідним навантаженням (рис. 2). Реклоузери в такій

системі виконують функції локальних підсистем централізованого (зокрема, диспетчерського) керування навантаженням мікромережі. Для цього вони, крім вакуумного вимикача, оснащуються трансформаторами струму та напруги, допоміжною системою живлення кіл постійного струму, мікропроцесорною системою захисту та керування, а також комунікаційними портами. Централізований контроль та керування здійснюються автоматизованою системою на основі SCADA.

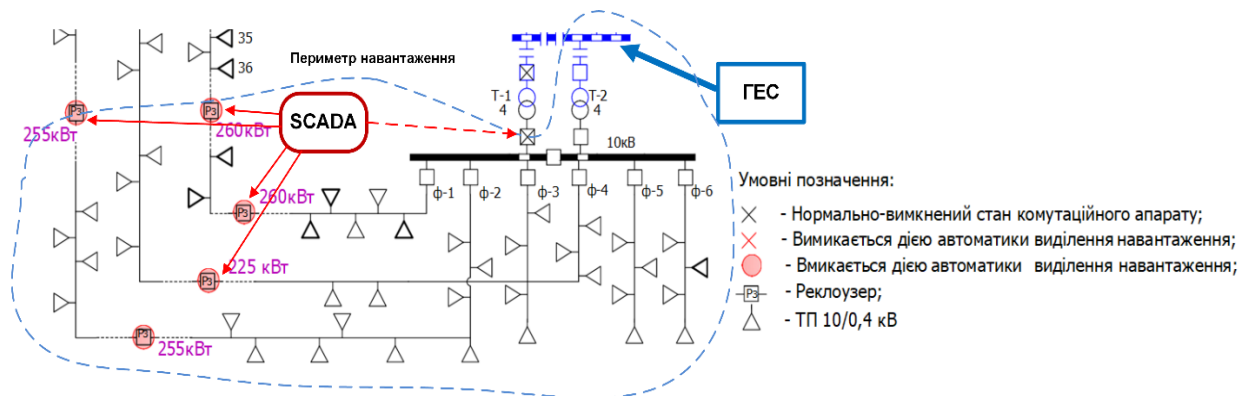


Рис. 2. Виділення та динамічне коригування периметра навантаження мікромережі на основі централізованого та локального керування реклоузерами

Підтримання частоти та напруги у режимі «енергоострова»

Після припинення централізованого електропостачання система керування повинна, реагуючи на характерну зміну електричних параметрів, перевести генератори електростанції з режиму паралельної роботи в автономний режим, задіявши засоби керування для регулювання частоти. У випадку гідроелектростанції крім електромеханічного регулятора частоти обертання (РЧО) турбіни необхідно передбачити додатковий регулятор навантаження з резистивним баластом або інші засоби для забезпечення допустимих відхилень швидкості обертання турбіни. Складність підтримання стабільної частоти в такій системі зумовлена високим моментом інерції процесу регулювання швидкості гідротурбіни через інерційність потоку води та напрямного апарата. Для когенераційних енергетичних установок, що використовують як робоче середовище перегріту пару, стабільна швидкість обертання турбіни, переважно, може бути забезпечена наявними електромеханічними РЧО в усьому діапазоні потужностей генерування. Виключення можуть становити процеси переходу до режиму «енергоострова», або значні коливання навантаження, зумовлені невідповідною роботою системи централізованого керування навантаженням.

Для підтримання допустимих рівнів напруги у вузлах мікромережі може знадобитись зміна режиму автоматичного регулятора напруги (АРН) генератора. Наприклад, якщо в режимі паралельної роботи з енергосистемою АРН працював у режимі підтримання заданого коефіцієнта потужності, то в режимі «енергоострова» його потрібно буде переключити в режим стабілізації напруги.

Коригування параметрів захистів та протиаварійної автоматики

На додачу до змін у налаштуваннях систем автоматичного керування потужністю та напругою генератора, необхідно коригувати уставки систем релейного захисту та протиаварійної автоматики. Налаштування основних та резервних захистів режимі «енергоострова» будуть істотно відрізнятися. Це зумовлено зменшенням струмів короткого замикання, коли їхніми джерелами є місцеві генератори малої потужності. Вони можуть бути на порядок меншими за аварійні струми в мікромережах, що отримують живлення від основної мережі [7]. Таким чином, після припинення централізованого живлення системи захисту і автоматики повинні перейти на інші протоколи роботи за централізованою командою, або повинні бути введені спеціальні системи захисту і автоматики, налаштовані на роботу в режимі «енергоострова».

Зазвичай в сучасних мікропроцесорних терміналах захисту реалізовано кілька «наборів» уставок захисту для різних режимів роботи основного обладнання. Певний «набір» уставок може бути введений дистанційно шляхом подачі відповідної команди на дискретний вхід приладу. Може здатися, що це несуттєве уточнення. Проте за необхідності істотної зміни режиму роботи генератора та, як наслідок, зміни уставок релейного захисту така можливість сприяє спрощенню побудови системи автоматизованого керування (САК) та запобігає необґрунтованому збільшенню вартості системи.

Обмеження відхилень частоти у післяаварійних режимах мікромережі

Під час експлуатації мікромережі в режимі живлення від місцевих джерел можливі аварійні режими, пов'язані зі значними коливаннями навантажень. Для запобігання виходу частоти за припустимі межі та, як наслідок, втрати генераторної потужності через спрацювання відповідних захистів системи власних потреб чи основного обладнання, важливим рішенням є динамічне високошвидкісне скидання навантаження. Ця система є аналогом автоматичного частотного розвантаження (АЧР) для системи централізованого електропостачання. Функціонування системи скидання навантаження базується на принципі підтримання балансу між наявним генеруванням та навантаженням. Якщо через непередбачувані відхилення електроспоживання навантаження заживленого периметра мікромережі перевищує поточне генерування і ця різниця не може бути скомпенсована РЧО турбін, то система швидкісного розвантаження повинна звузити периметр, вимкнувши заздалегідь розрахований обсяг навантаження. Це дає змогу підтримувати допустимі відхилення частоти у нормальних та післяаварійних режимах.

Система розвантаження може будуватися за принципами централізованого або локального керування. Але найкращі показники адаптивності та швидкодії забезпечуються комбінованим підходом. Централізована система контролю потужності (СКП) постійно проводить моніторинг потужності та відхилень частоти. На цій підставі визначається послідовність відключення реклоузерів (рис. 2) у разі виявлення аварійного зниження частоти. Локальні системи керування реклоузерів налаштовуються таким чином, щоб у разі виникнення відхилення частоти послідовність їхнього спрацювання відповідала заданій. Для цього локальні системи контролю й керування мають відслідковувати відхилення частоти (Δf), а також швидкість її зміни (df/dt). Це дасть змогу швидше реагувати на відхилення частоти в мікромережі, забезпечуючи разом з тим адаптивність в керуванні навантаженням. Ця особливість є актуальною для мікромереж з гідроелектростанціями, які мають достатньо високу інерційність процесу регулювання частоти і потужності [7].

Для реалізації описаної системи необхідно встановити мікропроцесорні термінали захисту, що контролюються та налагоджуються централізованою системою керування, на кожному приєднанні розподільного пристрою основного джерела живлення. Варто зауважити, що для функціонування релейного захисту та автоматики (зокрема й частотного захисту) на кожному приєднанні необхідно встановити засоби локального та дистанційного контролю напруги. Адже без контролю рівнів напруги зі сторони енергосистеми та зі сторони локального джерела електроенергії неможлива їхня повторна синхронізація.

Моніторинг параметрів режиму та ресинхронізація

Автоматизована система керування повинна відслідковувати значення напруги в точках приєднання мікромережі до енергосистеми. Коли функціонування системи централізованого електропостачання буде відновлено і стабілізовано, то система керування повинна забезпечити поступове (за кілька черг) переведення навантаження в режим електропостачання від енергосистеми, з подальшою синхронізацією джерел місцевого генерування. В процесі переведення навантаження на живлення від енергосистеми та розвантаження місцевих джерел, системи локального керування їхньою частотою і потужністю мають підтримувати допустимі відхилення частоти. Поточне відхилення частоти Δf має враховуватися під час ухвалення рішення щодо подальшого скорочення периметра навантаження заданої електростанції мікромережі.

Перед повторним приєднанням до енергосистеми генератор, що працював в режимі «енергоострова», має бути синхронізований з основною мережею [7]. Для цього доцільно використовувати локальну автоматичну систему керування у вигляді контролера синхронізму, який відслідковує процес синхронізації за частотою та фазою напруги і видає команду на увімкнення генераторного вимикача.

Зважаючи на виявлені функції автоматизованої системи керування та враховуючи досвід реалізації локальних та розподілених систем диспетчерського керування, запропоновано структуру АСК (рис. 3), що здатна забезпечити необхідний рівень адаптивності та швидкодії керування, не обмежуючи технічних можливостей наявних засобів енергогенерування.

Локальне керування виробництвом електроенергії місцевих джерел забезпечується двома базовими системами регулювання:

– системою автоматичного керування частотою та потужністю (P_f), яка в залежності від режиму роботи мікромережі, працює як регулятор активної потужності, підтримуючи задану активну

потужність в режимі паралельної роботи з енергосистемою, або як регулятор частоти, підтримуючи частоту в мікромережі в режимі «енергоострова»;
 – системою автоматичного керування напругою та реактивною потужністю (QU), яка в залежності від режиму роботи мікромережі, працює система стабілізації потоків реактивної потужності (у режимі паралельної роботи), або як первинний регулятор напруги (у режимі «енергоострова»).

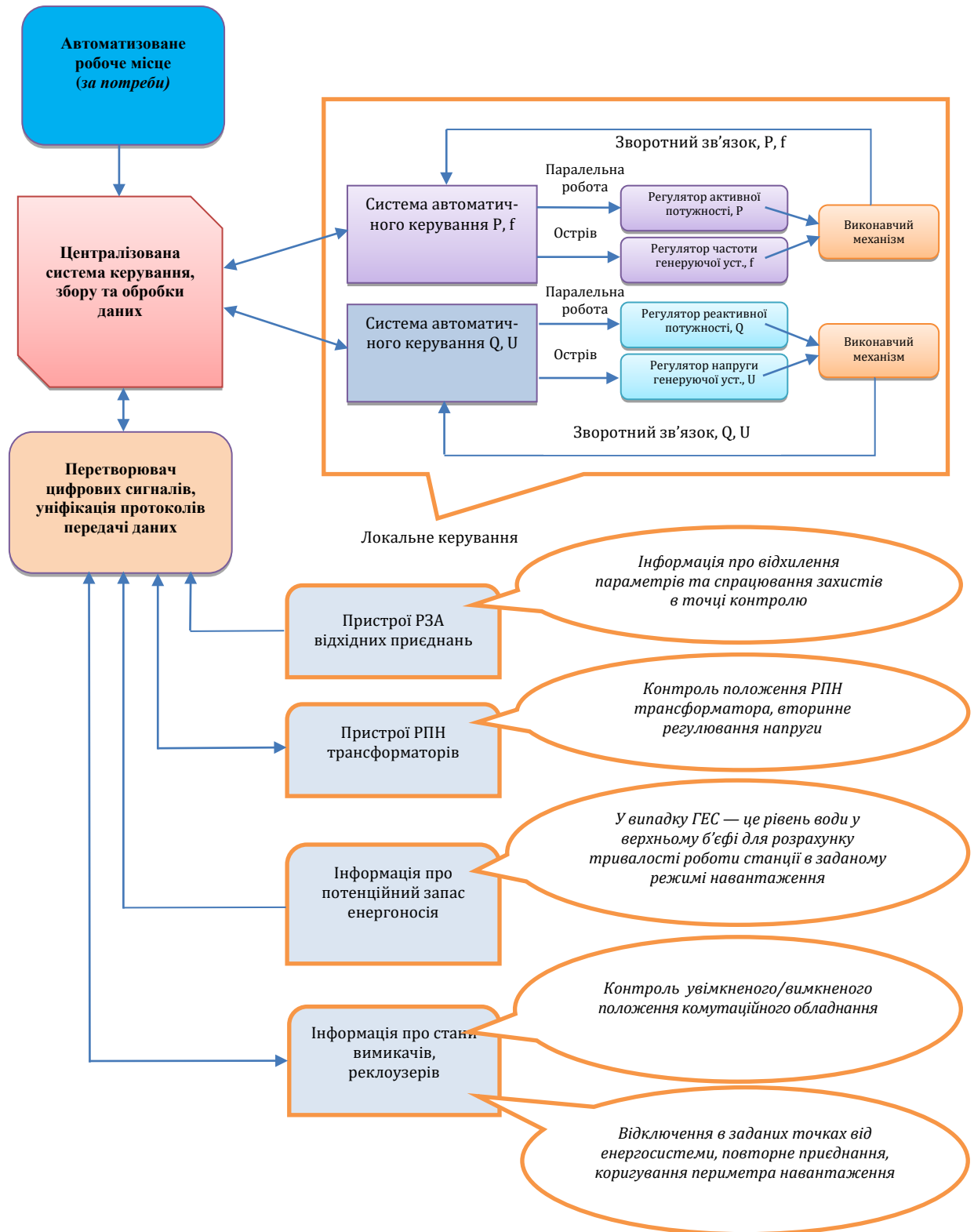


Рис. 3. Структура системи керування навантаженням мікромережі

У момент відключення живлення з боку енергосистеми мікромережа повинна перейти в режим автономної роботи. Це передбачає відключення зв'язку з енергосистемою та низку комутацій для встановлення периметра навантаження мікромережі, що супроводжується електромеханічним перехідним процесом для джерел енергії зі зміною моменту інерції та статизму локальної енергосистеми за частотою. Особливість функціонування місцевих джерел у автономному режимі полягає в тому, що в такому режимі за зміни витрати енергоносія через турбіну буде змінюватись не активна потужність генерування, а частота у мікромережі. А відхилення частоти буде визначатись коефіцієнтом нерівномірності статичної характеристики АРЧО та статизмом локального регулятора частоти, який на порядок вищий за коефіцієнт статизму енергосистеми по частоті.

Локальні системи керування за певних умов можуть забезпечити швидкодіє та ефективне керування. Та для забезпечення адаптивності керування мікромережею, зокрема, коригування периметра навантаження з урахуванням наявних запасів первинного енергоносія електростанцій, реагування на аварійні ситуації з відключенням частини споживачів, або джерел енергії, корекції режимів генерування та споживання в післяаварійних режимах, необхідна централізована система керування з дистанційною диспетчеризацією.

Централізована автоматизована система керування збирає та обробляє такі параметри мікромережі:

- від пристроїв релейного захисту та автоматики контрольованих приєднань збирається інформація про відхилення електричних параметрів, про статус захистів, зчитуються дані реєстратора подій;

- від локальних систем керування підстанціями збирається інформація про статус і поточне положення регуляторів напруги силових трансформаторів (РПН), що знаходяться в межах периметра навантаження мікромережі для забезпечення вторинного регулювання напруги та перетікань реактивної потужності (зокрема через межі балансової належності мікромережі); ідентифікується стан комутаційного обладнання підстанцій та контролюється справність системи дистанційного керування;

- ідентифікується стан комутаційного обладнання розподільних мереж (реклоузерів), контролюються налагоджувальні параметри локальних систем керування ними, зокрема уставки відключення за частотою та за напругою, контролюється справність системи дистанційного керування;

- ідентифікується поточний запас первинного енергоносія для прогнозування тривалості автономної роботи мікромережі для забезпечення потреб поточного периметра навантаження.

Ієрархічна структура АСК забезпечує узгодження керування локальних систем автоматичного керування (САК). На рівні централізованого керування формуються завдання для локальних САК та контролюється їхнє виконання. На рівні локального керування відбувається автоматичне коригування потужностей джерел енергії, рівнів напруги, периметра навантаження за безпосередньо вимірними параметрами (частотою, напругою та струмом навантаження). Функціонування локальних підсистем узгоджується шляхом періодичного централізованого коригування їхніх налагоджувальних параметрів. Функції узгодження централізованого та локального керування виконує блок розрахунку уставок САК. Уставки визначають періодичність керування та керувальні впливи для окремих локальних систем.

Стійкість та ефективність централізованого узгодження керування джерелами енергії та навантаженням мікромереж залежить від частоти оновлення параметрів режиму мікромережі, а також швидкості та інтенсивності змін параметрів спостереження. Для забезпечення стійкості локального керування необхідно оптимізувати уставки по часу Δt для окремих САК. Для ефективного використання ресурсу комутаційних апаратів реклоузерів необхідно оптимізувати уставки по частоті для локальних систем керування ними f_{\min} , f_{\max} . Процеси оптимізації та коригування уставок системи керування мікромережі в режимі «енергоострова» будуть предметом подальшого дослідження.

Висновки

Розглянуто особливості функціонування та автоматизації джерел розподіленого генерування у контексті формування локальних мікромереж, що здатні працювати як в режимах паралельної роботи з енергосистемою, так і в режимах автономного функціонування. Це забезпечує підвищення надійності та ефективності енергопостачання споживачів електроенергії, проте передбачає застосування додаткових засобів і систем автоматизованого моніторингу, контролю та керування розподільними мережами.

Запропоновано структуру та визначено основні функції автоматизованої системи керування мі-

кромережами з можливістю автономного функціонування. Дворівнева система дає змогу оптимізувати технологічні процеси в умовах неповної поточної інформації про параметри об'єкта керування та зовнішні впливи. Підтримання балансу електроенергії та допустимих відхилень частоти й напруги забезпечується комплексом просторово розподілених локальних САК та виконавчих механізмів. Запропонована АСК дає можливість поєднати сукупність локальних систем автоматичного керування у єдину систему завдяки коригуванню їхніх налагоджувальних параметрів.

Враховуючи, що налагодження локальних САК можуть коригуватися лише періодично, постає задача оптимізації їхніх налагоджувальних параметрів, які б забезпечили стійкість і ефективність роботи системи керування протягом заданого часу. Ця задача буде розглянута у подальших дослідженнях. Для її розв'язання необхідно виконувати короткострокове прогнозування навантажень мікромережі та генерування місцевих джерел, зокрема сонячних та вітрових електростанцій. Для прогнозування навантажень пропонується використовувати фрактальний аналіз ретроспективних даних про електроспоживання та погодні умови. Для прогнозування виробництва енергії пропонується застосувати методи машинного навчання.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

- [1] E. Rettig, I. Fischhendler, and F. Schlecht, "The meaning of energy islands: Towards a theoretical framework," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, № 187, pp. 113732, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113732> .
- [2] Task Force, "Ukrainian energy sector evaluation and damage assessment – X (as of May 24, 2023)," [Electronic resource]. Available: https://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Occasional/2023_05_24_UA_sectoral_evaluation_and_damage_assessment_Version_X_final.pdf ;
- [3] S. Chowdhury, S. Ten, and P. Crossley, "Operation and control of DG based power island in Smart Grid environment," in *Proceedings of CIREN Seminar 2008: Smart Grids for Distribution*. <https://doi.org/10.1049/ic:20080490> .
- [4] C. Trujillo, D. Velasco, E. Figueres, and G. Garcera, "Local and Remote Techniques for Islanding Detection in Distributed Generators," *Distributed generation*, 2010, [Electronic resource]. Available: https://cdn.intechopen.com/pdfs/10136/InTech-Local_and_remote_techniques_for_islanding_detection_in_distributed_generators.pdf .
- [5] L. Ekonomou, G. Fotis, V. Vita, and V. Mladenov, "Distributed Generation Islanding Effect on Distribution Networks and End User Loads Using the Master-Slave Islanding Method," *Journal of Power and Energy Engineering*, № 4, pp. 1-24, 2016. [Electronic resource]. Available: https://www.scirp.org/pdf/JPEE_2016102517243906.pdf .
- [6] M. Zoby, and J. Yanagihara, "Analysis of the Primary Control System of a Hydropower Plant in Isolated Model," *Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering*, 2009. <https://doi.org/10.1590/S1678-58782009000100002> .
- [7] С. Андрушко, «Особливості регулювання режимів синхронного генератора, що забезпечує живлення розподільчої мережі, ізольованої від енергосистеми,» *Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи – 2024*, матеріали міжнародної науково-практичної інтернет-конференції, 2023, [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mn/mn2024/paper/view/21072/17506> .
- [8] І. Фролов, «Аналіз поточного стану енергосистеми та стратегії розвитку розосередженої генерації в Україні,» *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*, № 67, с. 48-53, 2024. <https://doi.org/10.15407/publishing2024.67.048> .

Рекомендована кафедрою електричних станцій та систем ВНТУ

Стаття надійшла до редакції 12.11.2024

Андрушко Станіслав Леонідович — аспірант кафедри електричних станцій та систем, Вінницького національного технічного університету; головний інженер ТОВ «Поділлятехналадка» м. Вінниця, e-mail: stanislav.andrushko@gmail.com ;

Кулик Володимир Володимирович — д-р техн. наук, доцент, професор кафедри електричних станцій та систем, e-mail: volodymyrvkulyk@gmail.com .

Вінницький національний технічний університет, Вінниця

S. L. Andrushko¹
V. V. Kulyk¹

Automation of Control of Distributed Generation and Load of the Distribution Network in Case of Separation from the Power System

¹Vinnitsia National Technical University

This article discusses the topical issues of decentralization of energy systems, in particular in the context of Ukraine, which faces challenges in maintaining reliable power supply due to the war. Particular attention is focused on the use of the concept of an “energy island” to ensure the autonomy of energy supply in the event of possible emergencies or attacks on the infrastructure. The term “energy island” covers self-sufficient systems that can function autonomously from the main power grid, combining distributed energy sources (DES), including renewable energy sources, and consumers within microgrids. The text provides examples of countries that have already successfully implemented such an isolated power system and analyzes the potential benefits of introducing similar technologies in Ukraine. The article emphasizes the strategic importance of distributed generation (DG), which can operate independently of the centralized power system in crisis conditions. Based on the literature review and international experience, a structured concept of a microgrid based on distributed generators with autonomous control systems is proposed. The article describes technical features of automation systems that ensure the stable functioning of the microgrid in the conditions of disconnection from the main grid. In particular, the paper describes the requirements for automatic frequency and voltage regulators, reclosers that ensure a safe transition to the “energy island” mode, as well as generator monitoring and synchronization systems. The study is aimed at improving the reliability of the Ukrainian power system through the introduction of distributed energy sources and energy storage systems (ESS), which will increase the resilience of distribution networks to external influences. An important element of the study is the emphasis on the advantages of hydroelectric power plants, which can be easily started without an external power source, as they require minimal energy for auxiliary systems, so the report uses a hydroelectric power plant as an example, although the principles are generally relevant to other DES as well.

Keywords: microgrid, “energy island” mode, distributed energy sources (DES), automatic voltage regulator (AVR), automatic frequency unloading (AFU), power control system (PCS).

Andrushko Stanislav L. — Post-Graduate Student of the Chair of Electrical Stations and Systems of Vinnitsia National Technical University; Chief Engineer of LLC “Podillyatechnaladka”, Vinnitsia, e-mail: stanislav.andrushko@gmail.com ;

Kulyk Volodymyr V. — Dr. Sc. (Eng.), Professor of the Chair of Electrical Engineering, e-mail: volodymyrvkulyk@gmail.com