

**Пантелєєва І.В.**

Українська інженерно-педагогічна академія

**Шматько Н.М.**

Національний технічний університет  
«Харківський політехнічний інститут»

## ОСОБЛИВОСТІ ПРОЄКТУВАННЯ СХЕМ ВИДАЧІ ПОТУЖНОСТІ ОБ'ЄКТІВ РОЗПОДІЛЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ ТА РОЗМІЩЕННЯ ДЖЕРЕЛ ГЕНЕРАЦІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

У статті визначені особливості технологічного приєднання об'єктів РГ до електричних мереж та проектування схем видачі потужності, а також вибір місця підключення об'єкта РГ. Визначено, що будівництво об'єктів РГ промисловими підприємствами є вимушеною мірою по зниженню собівартості та підвищенню конкурентоспроможності продукції, а також забезпеченню надійного електропостачання електроприймачів. Тарифи на електроенергію та надійність електропостачання не дозволяє енергоємним та технологічно складним промисловим виробництвам розвиватися та стійко функціонувати, а також що максимальна потужність об'єкту РГ повинна обиратись, виходячи з тих задач, які планується вирішити за рахунок будівництва даного об'єкту. В автономному режимі роботи максимальна потужність РГ визначається максимальним навантаженням району, який розглядається, значенням втрат потужності та власних потреб самого об'єкту, а також необхідного резерву для забезпечення надійності при аварійних та планових ремонтних відключеннях ГУ. Кількість агрегатів, працюючих одночасно, та їх навантаження повинні бути такими, щоб при відключенні найбільш потужного інші могли повністю покрити існуюче навантаження. За допомогою вводу до експлуатації двох електростанцій потужністю 20 МВт кожна з приєднанням зі сторони 10 кВ до існуючих ПС 110/35/10 кВ, а також вводу в експлуатацію третьої електростанції, будівництвом нової ПС 110/10 кВ з приєднанням до мережі 110 кВ вдалося вирішити дві проблеми: енергодефіцитності району та перенавантаження існуючого обладнання. Визначено, що необхідно розробити вимоги до розробки схеми видачі потужності об'єктів РГ та вимоги до генеруючого обладнання об'єктів РГ. Зростання частки РГ в ЕС має не тільки позитивні сторони, а й проблеми, пов'язані з труднощами забезпечення стійкості, регулювання та підтримки оптимальних, запобігання та ліквідації аварійних, та забезпечення після аварійних режимів. Розподільча мережа стає активною, суттєво ускладнюються диспетчерське та автоматичне управління.

**Ключові слова:** розподілена генерація, електроенергія, електропостачання, генеруючі установки, енергетичні системи, об'єкт розподіленої генерації, розподілені мережі.

**Постановка проблеми.** Протягом багатьох десятиріч енергетика розвивалась шляхом підвищення концентрації та збільшення одиничних потужностей. З метою збільшення ККД підвищувались потужності енергетичних установок, збільшувались рівні номінальної напруги електричних мереж. Для забезпечення роботи об'єднаних електроенергетичних систем (ОЕС) створювались багаторівневі системи диспетчерського управління. Централізований шлях розвитку енергетики привів до виникнення енергетичних корпорацій, що монопольно забезпечують енергією споживачів, а також ремонт, технічне обслуговування та інші допоміжні послуги.

Модернізація електроенергетики привела до фінансової самостійності електромережеских ком-

паній, джерелами якої є грошові кошти за транспортування електроенергії (ЕЕ) та платня за технічне приєднання. При збільшенні кількості електромережеских підприємств та зменшення розміру кожної по зрівнянню з дореформеними енергокомпаніями суттєво зросли ризики управлінських рішень. Фінансова відповідальність електромережеских компаній за власні мережі привела до підвищення значимості питань енергобезреження, зниженню нормальних втрат ЕЕ та підвищення якості вимірювальних систем обліку ЕЕ. Зростання навантаження електроспоживання, тривалий термін служби діючого силового обладнання та пов'язаний з ним знос потребують адекватного управління електромережескими об'єктами.

В останні роки спостерігається зростання використання споживачами ЕЕ генеруючих агрегатів малої потужності в ОЕС на середніх та низьких рівнях напруги, у тому числі і на основі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), у вигляді сукупності розподілених енергетичних ресурсів. Така тенденція пов'язана з більшою інвестиційною привабливістю генеруючих об'єктів малої потужності, які потребують менший термін окупності та, як наслідок менший інвестиційний ризик.

Практика використання розподіленої генерації (РГ), тобто генерації поблизу джерел споживання або безпосередньо на їх території, в Україні явище не нове. Щорічно спостерігається зростання об'єктів РГ на базі газопоршневих, газотурбінних та дизельних генеруючих установок (ГУ). Однак на сьогодні існують деякі проблеми як в процесі технологічного приєднання (ТП) об'єктів РГ до електричних мереж, так і при експлуатації введених у роботу станцій, які обумовлені недосконалістю законодавчої бази у частині ТП об'єктів РГ до електричних мереж та недоліками у нормативно-технічних базі, необхідній при розробці схеми видачі потужності електростанцій [1].

**Аналіз останніх досліджень і публікацій.** В останній час все більша кількість наукових публікацій вчених пов'язано з питаннями РГ, оскільки у багатьох економічно розвинутих країнах Європи та в США частка електроенергії, що виробляється у системах РГ, знаходиться на рівні 15–30 % [2].

При будівництві об'єкта РГ потребується його ТП до електричних мереж мережевих організацій та укладання договору на послуги по оперативно-диспетчерському управлінню. На практиці порядок технологічного приєднання об'єктів РГ до електричних мереж наступний [3]:

- укладання договору на ТП та видача технічних умов (ТУ) на технологічне приєднання;
- розробка схем видачі потужності;
- коректування технічних умов;
- розробка проектної та робочої документації;
- монтаж та введення в експлуатацію об'єкта.

В ТУ на ТП містяться вимоги до характеристики об'єкта РГ або встановленого на ньому обладнання. Часто вони виявляються або завищеними, або, навпаки, не враховують особливості роботи ГУ малої потужності, що згодом може привести до некоректної роботи ГУ у складі енергосистеми або виникненню аварій [4]. ТП об'єктів РГ до мережі по існуючій моделі на практиці займає тривалий час і може привести до суттєвого збільшення капітальних витрат на спорудження

об'єктів РГ, що безсумнівно веде до втрати інтересу до будівництва об'єктів РГ у потенційних інвесторів.

Процес розвитку РГ промисловими підприємствами в Україні носить малокерований та погано прогнозуємий характер. Це приводить до негативних наслідків, які не дозволяють отримувати позитивні локальні та системні техніко-економічні ефекти для суб'єктів електроенергетики, а також для споживачів [5, 6].

Будівництво об'єктів РГ промисловими підприємствами є вимушеною мірою по зниженню собівартості та підвищенню конкурентоспроможності продукції, а також забезпеченню надійного електропостачання електроприймачів. Тарифи на електроенергію та надійність електропостачання не дозволяє енергоємним та технологічно складним промисловим виробництвам розвиватися та стійко функціонувати.

На протязі багатьох років існує проблема закритих центрів живлення як в магістральних, так і в розподільчих електричних мережах. Закритий центр живлення – це підстанція, до якої неможливо здійснити технологічне приєднання нових споживачів із дотриманням параметрів надійності та якості виконання раніш прийнятих зобов'язань [7].

Виходячи з вищесказаного, необхідно розробити порядок технологічного приєднання генеруючих потужностей до електричних мереж, який відрізняється від існуючого порядку технологічного приєднання споживачів, який враховує інтереси як мережевих організацій, так і заявників. Тобто, уникнути тривалого етапу коректировки технічних умов, прискорити введення об'єкта в експлуатацію допоможе розробка схеми видачі потужності електростанції на першому етапі, тобто до укладання договору та видачі ТУ на ТП. Це також дозволить інвестору оцінити обсяг капітальних витрат на будівництво об'єкта, мережеві організації – оцінити можливість надійного електропостачання споживачів, а системному оператору – оцінити вплив об'єкта РГ на функціонування електричних мереж.

**Мета статті** – визначити особливості технологічного приєднання об'єктів РГ до електричних мереж та проектування схем видачі потужності, а також вибір місця підключення об'єкта РГ.

**Виклад основного матеріалу.** Для надійного функціонування об'єктів РГ та електричних мереж необхідна проробка цілого ряду технічних та схемних рішень, які враховують особливості роботи ГУ малої потужності та функціонування

розподільчих мереж. Ці рішення доцільно про-робляти у рамках позастандартної роботи – схема видачі потужності електростанції. Розробка СВП об'єктів РГ має особливості практично на всіх етапах роботи.

Важливе питання, на яке необхідно відповісти перед початком проектування об'єкта – які задачі треба вирішити за допомогою даного об'єкту РГ. Об'єкти розподіленої генерації можуть, зокрема, використовуватись [8]:

- для резервування електропостачання відпо-відальних споживачів;
- для вирішення проблем у розподільчих мережах: недостатня потужність трансформато-рів, недостатня пропускна здатність ЛЕП;
- для покриття пікових навантажень у режимі паралельної роботи з ЄЕС;
- у якості автономних джерел електроенергії, тепла (режим когенерації) і холоду (режим триге-нерації);
- для зниження витрат на купівлю електро-енергії за рахунок утилізації вторинних енергоре-сурсів;
- для покриття втрат електроенергії у розпо-дільчих мережах.

Те, яка задача буде вирішуватись за допомогою об'єкта РГ, безумовно, впливає на схему підклю-чення об'єкта РГ до електричних мереж, на його режим роботи, на технологію виробництва елек-тричної енергії, на кількість та потужність агре-гатів у складі об'єкта, на вимоги до релейного захисту та протиаварійної автоматики.

Якщо об'єкт РГ працює в автономному режимі, тобто на виділеній збалансований район, слід відповідально підходити до вибору кількості та потужності генеруючих установок. Одиначна потужність установок визначається, виходячи з мінімуму навантаження району та технологі-чного мінімуму установки.

Ще один важливий момент при роботі РГ в автономному режимі – врахування допустимої швидкості скидання та набір навантаження. Різкі зміни активної потужності навантаження можуть привести до відключення генераторів технологі-чними захистами.

У відповідності з діючими нормативами є ряд обов'язкових вимог до об'єктів РГ, працюючих паралельно з ЄС [9]:

- все генеруюче обладнання повинно при-ймати участь у загальному регулюванні частоти;
- повинна бути забезпечена робота ГУ у таких діапазонах частот: 46,0–47,0 Гц протягом не менше 1 с; 47,0–47,5 Гц протягом 30–40 с.

– системи збудження повинні відповідати вимогам ПТЕ;

– потребується диспетчеризація системного оператора електростанцій потужністю більше 25 МВт, спостережувальність – від 5 МВт.

Крім того, при такому режимі роботи можуть виникати проблеми зростання струмів короткого замикання, складнощі з організацією релейного захисту елементів прилеглої мережі, складнощі з динамічною стійкістю генераторів.

Максимальна потужність об'єкту РГ повинна обиратись, входячи з тих задач, які планується вирішити за рахунок будівництва даного об'єкту. В автономному режимі роботи максимальна потужність РГ визначається максимальним наван-таженням району, який розглядається, значен-ням втрат потужності та власних потреб самого об'єкту, а також необхідного резерву для забез-печення надійності при аварійних та планових ремонтних відключеннях ГУ. Кількість агрегатів, працюючих одночасно, та їх завантаження пови-нні бути такими, щоб при відключенні найбільш потужного інші могли повністю покрити існуюче навантаження.

Таким чином, щоб вірно вибрати потужність об'єкту, кількості та потужності агрегатів повинні бути відомі наступні дані:

- відомості про електричні навантаження району, що розглядається (навантаження спожи-вачів, характерні добові та річні графіки наван-таження, категорія надійності електропостачання споживачів, максимальна одиначна потужність споживачів що одночасно вмикаються);
- максимальна потужність агрегатів, які роз-глядаються до установки, та відомість про техно-логічний мінімум навантаження генераторів.

У дослідженнях СІГРЕ (Міжнародна рада по великим електричним системам високої напруги) звертається увага на основі тенденції, які можна спостерігати у всьому світі [10]:

- зростання сумарної встановленої потуж-ності об'єктів РГ в енергосистемах;
- зростання встановленої потужності оди-ничних об'єктів, включаючи появу вітропарків та крупних сонячних електростанцій;
- зростання електроспоживання у містах (більше 80 % населення світу).

Тому вибір місця підключення об'єкту РГ до електричних мереж має дуже важливе значення, і повинне обиратись, виходячи із задачі, яку необ-хідно рішати, а також, виходячи із первинних умов (існуюча схема електричної мережі, перспектива розвитку мереж).

На рис. 1 приведені основні варіанти розміщення об'єктів РГ в електричній мережі.

Об'єкт РГ може бути підключений до шин підстанцій різного класу напруги: до шин підстанцій (ПС) 110–220 кВ або до шин розподільчих пристроїв (РП) напруги 0,4–10 кВ. Вибір напруги, на яку передбачається підключити об'єкт РГ, повинна визначитися, перш за все, потужністю об'єкта РГ, віддаленістю його від споживачів чи електричних мереж, тими задачами, які передбачається вирішувати за допомогою установки даного об'єкту. У всіх варіантах розміщення об'єкта РГ (рис. 1) потрібно виконати ряду заходів для забезпечення надійного функціонування об'єкта електропостачання споживачів.

Наприклад, при установці об'єкту РГ у мережах 0,4–10 кВ потрібна реорганізація системи релейного захисту, оскільки порушується принцип радіальності розподільчих мереж, так як підживлення точки КЗ стає двостороннім. Також у цих випадках можливо знадобиться замінити комутаційне та інше електротехнічне обладнання, що обумовлене зростанням струмів КЗ у розподільчих мережах.

При розгляданні варіантів розміщення об'єктів РГ необхідно виконати попередній аналіз існуючого стану електричних мереж, виявити «вузькі» місця. Наприклад, при розробці СВП електричних станцій малої потужності в одному з енергодефіцитних районів було встановлено, що у післяаварійних режимах, що виникають у нормальній

схемі мережі, мають струмові перевантаження ПЛ 110 кВ ТЕЦ-ПС 401 при відключенні 2-ї системи шин (СШ) ПС 401, які складають 125 % від допустимого навантаження. Перевантаження цієї лінії також виявлені у післяаварійних режимах у ремонтних схемах мережі.

За допомогою вводу до експлуатації двох електростанцій потужністю 20 МВт кожна з приєднанням зі сторони 10 кВ до існуючих ПС 110/35/10 кВ, а також вводу в експлуатацію третьої електростанції, будівництвом нової ПС 110/10 кВ з приєднанням до мережі 110 кВ вдалося вирішити дві проблеми: енергодефіцитності району та перенавантаження існуючого обладнання.

При цьому в ході аналізу результатів розрахунків післяаварійних режимів, виникаючих як в нормальній, так і в ремонтній схемі мереж, встановлено, що струмових перевантажень ліній 110–220 кВ, автотрансформаторів 220/110 кВ та трансформаторів 110 кВ не спостерігається [11–13].

При розробці СВП об'єктів РГ слід враховувати той факт, що прийняте невірне рішення може привести до аварій в електричних мережах. Зокрема, аварійні відключення ГУ або частини навантаження можуть приводити до перетоків потужності з розподільчої мережі у мережі більш високого класу напруги. Це, в свою чергу, може привести до перенавантаження обладнання живлячого центру або розподільчої мережі, до якої приєднаний об'єкт РГ. Щоб уникнути даної про-

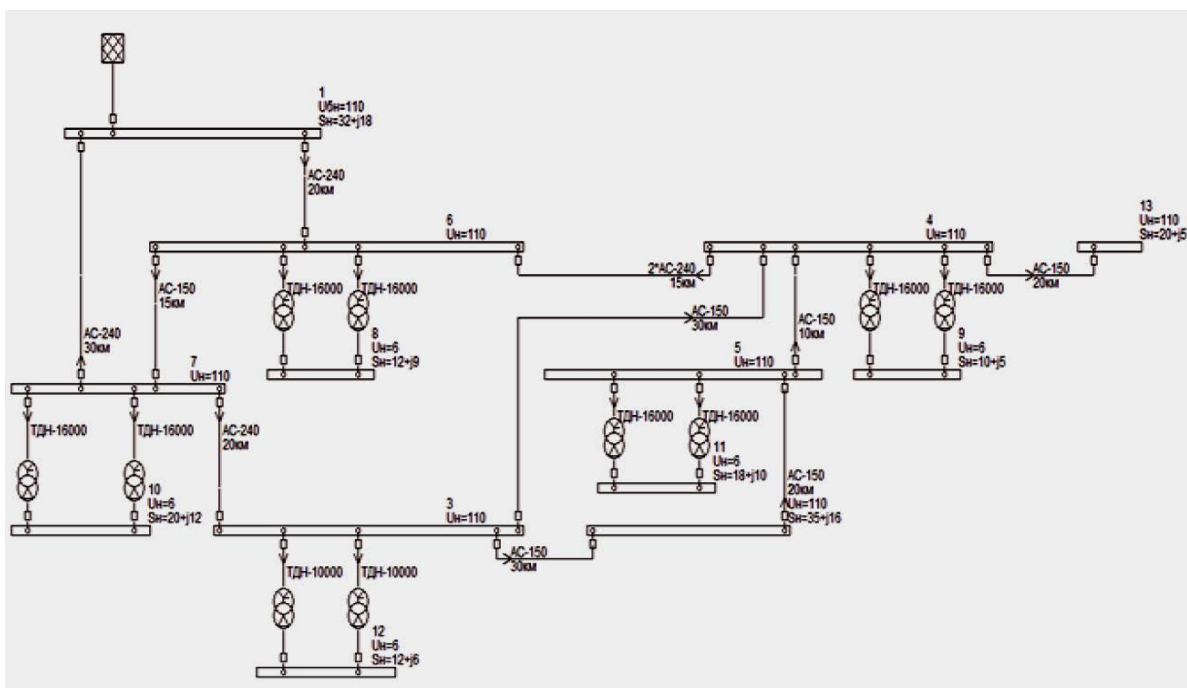


Рис. 1. Основні варіанти розміщення об'єктів РГ в електричній мережі



блеми, може бути потрібна зміна топології мережі та (або) заміна силового обладнання, та вибір альтернативного місця підключення об'єкта РГ.

Підключення об'єкта РГ, як і будь-якого іншого генеруючого обладнання, приводить до зростання струмів КЗ в електричних мережах. При паралельній роботі об'єктів РГ з енергосистемою виникають реверсивні потоки потужності, що приводить до необхідності перегляду конфігурації мережі, реорганізації релейного захисту, а у ряді випадків – до необхідності установки додаткових пристроїв релейного захисту.

При проведенні розрахунків важливо оцінити вплив нормативних збурень на стійкість ГУ, які мають невеликі механічні постійні інерції. Так, для одновальних ГТУ механічна постійна інерції складає 5–15 с., для багатовальних ГТУ без редуктора – 1,5–3 с. Ймовірність втрати синхронної роботи генераторів малої потужності при збуреннях як в енергосистемі, так і в розподільчій мережі достатньо велика. При цьому необхідні особливі підходи до ліквідації можливих асинхронних режимів (АР), оскільки ймовірність ресинхронізації ГУ малої потужності достатньо велика [14].

Дійсні нормативні документи [3, 4] наказують, що десинхронізація як із застосуванням автоматичних пристроїв, так і мимовільна повинна резервуватися розділенням, при цьому допустима тривалість асинхронного режиму та засіб його припинення встановлюються окремо. Треба враховувати необхідність запобігання пошкодження обладнання системи, додаткових порушень синхронізму та порушень електропостачання споживачів. Таким чином, необхідна установка пристроїв автоматичної ліквідації асинхронного режиму (АЛАР) з витримкою часу (по кількості циклів АР).

Важливий момент при розробці СВП – оцінка механічної стійкості ГУ при зовнішніх КЗ. При підключенні ГТУ малої потужності у вузли електричної мережі, які характеризуються жорстким зв'язком з енергетичною системою, не завжди вдається узгодити параметри налаштування існуючих у мережі пристроїв РЗА та одночасно забезпечити динамічну цілісність та електродинамічну стійкість генераторів, механічну міцність муфт ГТУ. При визначенні гранично допустимої тривалості КЗ необхідно керуватись не тільки динамічною цілісністю, а й електродинамічною стійкістю, в цілому.

Часто задаються установки спрацювання пристроїв релейного захисту, які діють на відключення генератора за час, що не перевищує 0,2 с, у наступних випадках:

– зниження частоти нижче 47,5 Гц, або підвищення частоти більше 50,2 Гц;

– зниження напруги до 0,9 від номінальної.

Таким чином, відключення об'єкта РГ такими захистами відбувається до спрацювання пристроїв релейного захисту електромережових елементів у прилеглий мережі та протиаварійної автоматики, що посилює розвиток аварії в енергосистемі.

При введенні до експлуатації відносно потужної системи РГ поблизу великих ТЕЦ, необхідно врахувати можливість відходу споживачів від централізованого енергопостачання. Це збільшує ризики зменшення валового виторгу енергокомпанії. Крім того, стихійне зростання кількості та потужності установок РГ небезпечний для централізованої енергосистеми у випадку, якщо частка некерованої малої генерації зростає до 20–30 %. Це може бути критичним для стійкості всієї системи. При відносно невеликій потужності окремих джерел РГ навіть нормальні режими пуску, набросу навантаження на великі електродвигуни або їх різкий останов можуть привести до порушення стійкості ГУ системи РГ та вплинути на режим основної мережі.

Те ж саме можна відмітити і відносно наслідків різного роду пошкоджень обладнання мережі (КЗ, обриви повітряних і кабельних ліній, перенавантаження). Підключення джерел РГ до розподільчої мережі зменшує її опір, збільшуючи струми КЗ.

Так як ГУ систем РГ підключені до відносно «слабких» розподільчих мереж напругою 35–110 кВ, межа потужності в них обмежується не тільки умовами стійкості, а й можливістю роботи у режимі перевантажень. Тому у розподільчих мережах відносно великої протяжності можливе виникнення аварійних режимів, пов'язаних з порушенням стійкості по напрузі.

При відносно великій кількості ГУ в системі РГ можливе угруповання їх в «острови» (Islanding) – збалансовані по генерації та споживанню підсистем з використанням мінімальних перерізів мережі для їх виділення. Втрата живлення від підстанції основної мережі дозволяє через Islanding виділити установку РГ на «близьке» по потужності навантаження, що забезпечить електропостачання відповідальних споживачів.

Слід врахувати, що ГУ, які входять у склад виділеного «острова», можуть відрізнятися не тільки по способам генерації, а й по потужності, маневреності, типу турбін і генераторів. Це накладає додаткові труднощі у забезпечення нормального (або близького до нього) режиму електропостачання споживачів, підключених до ГУ «острова».

**Висновки.** 1. При розробці СВП необхідно розробити порядок технологічного приєднання генеруючих потужностей до електричних мереж,

який відрізняється від існуючого порядку технологічного приєднання.

2. Необхідно розробити типові вимоги до ТУ на ТП для підключення об'єктів РГ з обліком потужності об'єкту, режиму роботи енергетичної установки.

3. Необхідно розробити вимоги до розробки схеми видачі потужності об'єктів РГ та вимоги до генеруючого обладнання об'єктів РГ.

4. Зростання частки РГ в ЕС має не тільки позитивні сторони, а й проблеми, пов'язані з труднощами забезпечення стійкості, регулювання та підтримки оптимальних, запобігання та ліквідації аварійних, та забезпечення після аварійних режимів. Розподільча мережа стає активною, суттєво ускладнюються диспетчерське та автоматичне управління.

#### Список літератури:

1. Стогній Б.С., Кириленко О.В. Інформатизація та інтелектуалізація електроенергетики: пріоритети та практичні доробки. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*, 2015. № 3(3). С. 4–18.
2. Стогній Б.С., Денисюк С.П. Інформатизація електроенергетичних систем та електричних об'єктів. *Зб. наук праць НАН України*, №1(16), Ч. 1, 2017. С. 9–15.
3. Assessment of the set of regulations and methodologies for tariff setting in Ukraine/ Energy Community. 2018. <https://www.energy-community.org/news>
4. Annual energy outlook 2018 with projections to 2050/EIA. 2018. URL: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo>
5. Cohen J. et al. An empirical analysis of local opposition to new transmission lines across the EU-27. *Energy Journal*. 2016. № 37 (3). P. 59–82.
6. EcoGrid EU – a prototype for European smart grids. Deliverable D6.7. Overall evaluation and conclusion. 2016. URL: <https://www.eu-ecogrid.net/images/Documents/D6.7>.
7. Колосок І, Вакуленко І. Досвід розбудови розумних енергетичних мереж на міжнародному рівні: *Монографія: Сумський державний університет*, 2019. 109 с.
8. Пантелєєва І.В., Добровольська Є.Ю. Допустимість спрощення динамічних моделей навантаження у розрахунках електромеханічних перехідних процесах в енергорайонах з розподіленою генерацією. *Друга Міжнародна НТК Science of XXI Century Development. Main Theories and Achievements*, 2022, Гельсінкі, FIN. С. 10–13.
9. Кириленко О., Павловський В. Технічні аспекти впровадження джерел розподіленої генерації в електричних мережах. *Електроенергетичні системи та установки. Технічна електродинаміка*. 2017. № 1. С. 46–53.
10. Dominich S. *Mathematical Foundations of Information Retrieval*. 2020. 304 p.
11. Енергоефективні технології та відновлювальні джерела енергії [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://сва.org.ua/images/stories/document/EE Manual UKR.>
12. Пантелєєва І.В., Шматко Н.М. Сучасний стан економічного розвитку мікроГЕС у світі. *Вісник НТУ «ХПІ»*. 2016. № 47 (1219). С. 101–104.
13. Popov O., Shmatko N., Budanov P., Pantelieieva I., Brovko K. Cost-effectiveness in mathematical modelling of the power unit control. *Eastern-Europan Journal of Enterprise Technologies*. 6/3(102). 2019. P. 20–28.
14. Budanov, P, Brovko, K, Cherniuk, A, Pantelieieva, I, Oliynyk, Yu, Shmatko, N & Vasyuchenko, , Improvement of safety of autonomous electrical installations by implementing a method for calculating the electrolytic grounding electrodes parameters», *Eastern-Europan Journal of Enterprise Technologies*. 5/5 (95), 2018. Pp. 20–28.

#### **Pantelieieva I.V., Shmatko N.M. FEATURES OF THE DESIGN OF POWER SUPPLY SCHEMES OF DISTRIBUTED GENERATION FACILITIES AND PLACEMENT OF GENERATION SOURCES IN ELECTRICAL NETWORKS**

*The article defines the peculiarities of the technological connection of WG objects to electric networks and the design of power output schemes, as well as the choice of the place of connection of the WG object. It was determined that the construction of WG facilities by industrial enterprises is a forced measure to reduce the cost price and increase the competitiveness of products, as well as to ensure a reliable power supply of electrical receivers. Electricity tariffs and the reliability of electricity supply do not allow energy-intensive and technologically complex industrial productions to develop and function sustainably, and also that the maximum capacity of the RG facility should be chosen based on the tasks that are planned to be solved by the construction of this facility. In the autonomous mode of operation, the maximum power of the RG is determined by the maximum load of the area under consideration, the value of power losses and own needs of the object itself, as well as the necessary reserve to ensure reliability in case of emergency and planned repair shutdowns of the GU. The number of units working at the same time and their loading should be such that when the most powerful one is turned off, the others can completely cover the existing load. With the commissioning of two power plants with a capacity of 20 MW each with a connection from the 10 kV side to the existing 110/35/10 kV substations, as well as the commissioning of a third power station, the construction of a new 110/10 kV substation with connection to the 110 kV network, it was possible to solve two problems: energy deficit in the district and overloading of existing equipment. It was determined that it is necessary to develop the requirements for the development of the power output scheme of WG facilities and the requirements for the generating equipment of WG facilities. The growth of the share of RG in the EC has not only positive aspects, but also problems related to the difficulties of ensuring stability, regulation and maintenance of optimal, prevention and elimination of emergency, and provision after emergency regimes. The distribution network becomes active, dispatching and automatic control become significantly more complicated.*

**Key words:** distributed generation, electricity, power supply, generating plants, energy systems, distributed generation object, distributed networks.