



**Міністерство освіти і науки України
ДЕРЖАВНИЙ БІОТЕХНОЛОГІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ
Факультет енергетики, робототехніки та
комп'ютерних технологій
Кафедра електропостачання та
енергетичного менеджменту**

ТЕХНОЛОГІЇ SMART GRID

**Методичні вказівки до практичних занять
для здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти
денної форми навчання
зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»**

**Харків
2024**

Міністерство освіти і науки України
ДЕРЖАВНИЙ БІОТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
Факультет енергетики, робототехніки та
комп'ютерних технологій
Кафедра електропостачання та
енергетичного менеджменту

ТЕХНОЛОГІЇ SMART GRID

Методичні вказівки до практичних занять
для здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти
денної форми навчання
зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

Затверджено рішенням
науково-методичної ради
факультету енергетики,
робототехніки та
комп'ютерних технологій
Протокол № 5
від 29 лютого 2024 року

Харків
2024

УДК 621.31

С 31

Схвалено на засіданні кафедри
електропостачання та енергетичного менеджменту
Протокол №8 від 20.02.2024 р.

Рецензенти:

С. О. Тимчук, д-р техн. наук, проф., зав. кафедри автоматизації та комп'ютерно-інтегрованих технологій ДБТУ;

Ю. М. Хандола, канд. техн. наук, зав. кафедри електромеханіки, робототехніки, біомедичної інженерії та електротехніки ДБТУ.

С 31 Технології Smart Grid: метод. вказівки до практичних занять для здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти денної форми навч. зі спец. 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / Держ. біотехнол. ун-т; авт.-уклад.: О. А. Савченко, В. Г. Пазій – Харків: [б. в.], 2024. – 91 с.

Методичні вказівки розроблено відповідно до програми навчальної дисципліни. Видання включає перелік тем та питань для вивчення, контрольні запитання та перелік рекомендованої літератури.

Видання призначена для здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти денної форми навчання зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка».

УДК 621.31

Відповідальний за випуск: О. О. Мірошник, д-р техн. наук

© Савченко О. А., Пазій В. Г., 2024

© ДБТУ, 2024

ЗМІСТ

ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ	6
ПЕРЕДМОВА	7
Тема 1. Засоби діагностики ЛЕП в технологіях SMART GRID	9
Тема 2. Максимальна точність на основі індикаторів короткого замикання	18
Тема 3. Індикатор короткого замикання для кабельних ліній електропередавання ІКЗ-К1	20
Тема 4. Інтелектуальні системи діагностики ЛЕП	23
Тема 5. Прогноз та діагностика ожеледі в системах електропостачання на базі SMART GRID	25
5.1 Інтелектуальна інформаційна технологія контролю ожеледеутворення на повітряних лініях електропередавання	25
5.2 Оцінка втрат електроенергії в мережах в реальному часі	29
Тема 6. Цифрова підстанція - важливий елемент інтелектуальної енергосистеми	50
Тема 7. Адаптивний алгоритм оптимального управління microgrid з використанням накопичувачів електроенергії	60
Перелік використаних джерел	76

ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

Вивчення навчальної дисципліни є методи та засоби підвищення ефективності електропостачання на базі платформи **SMART GRID** для створення нових технологій в області електроенергетики, електротехніки та електромеханіки.

Базовими дисциплінами для успішного засвоєння програмного матеріалу дисципліни є: основи електропостачання, моделювання в енергетиці, основи технічної експлуатації, надійність та діагностування енергетичного обладнання, електричні станції та підстанції, економічні розрахунки в інженерній діяльності, інформаційні системи та технології в енергетиці і промисловому виробництві.

Дана навчальна дисципліна забезпечує формування таких компетентностей: Здатність знаходити нестандартні рішення професійних завдань із застосуванням технологій інтелектуальних електроенергетичних систем і мереж.

ПЕРЕДМОВА

Висока вартість органічних видів палива, обмеженість їх ресурсів та постійне зростання попиту на електричну енергію (за прогнозами на 2,2% щорічно) спонукає до пошуку вирішення питань ефективного енерговикористання та енергозабезпечення і розвитку альтернативних джерел електроенергії. На сьогодні енергія є одним із першочергових факторів існування суспільства, що в свою чергу потребує розвитку «енергетичного мислення» у світі, в тому числі і в Україні.

Основними проблемами електроенергетичної галузі України є значна зношеність обладнання електромережевого комплексу, а також відомча роз'єднаність в цій сфері. Підвищення надійності систем електропостачання неможливе без реформування електроенергетики та впровадження сучасних технологій. Однією з таких технологій є технології концепції Smart Grid, що дозволяє ефективно використовувати різні джерела генерації, в тому числі енергію сонця та вітру, зменшити втрати при передачі електричної енергії, зробити мережі гнучкими.

Модернізація і розвиток електроенергетичної галузі України пов'язані з вирішенням питань керування режимами роботи в енергосистемі, створенню більш ефективних засобів транспортування і розподілення електроенергії, що потребує застосування нових технологій. Найбільш перспективним на сьогоднішній день є реалізація проектів гнучких систем передавання електроенергії змінного струму (FACTS – Flexible Alternating Current Transmission Systems) і створення платформи Smart Grid.

Термін Smart Grid визначає електричні мережі як інтелектуальні електромережі, які використовують швидкозростаючий комплекс сучасних технологій, технологічних процесів, улаштувань та додатків, за допомогою яких створюються електронні комунікації нового покоління.

Для скорочення витрат енергії та збереження довкілля вже реалізований ряд проектів з впровадження інтелектуальних мереж у різних країнах світу. В концепції Smart Grid значна увага приділяється питанню безпровідного обміну інформацією, що дозволяє прогнозувати генерацію електроенергії, визначати її доступність, ефективно використовувати та керувати її споживанням.

Концептуальні визначення інтелектуальної мережі вказують на важливу роль її в подальшому технологічному, економічному та екологічному розвитку суспільства. Крім вирішення задач зниження навантаження на навколишнє середовище, зменшення енергетичного дефіциту за рахунок використання поновлюваних джерел енергії, підвищення якості та надійності роботи енергосистеми в концепції ще є ще один дуже важливий аспект: Smart Grid є каталізатором економічного підйому.

Одним із основних показників, який необхідний для модернізації і подальшого розвитку енергосистем з метою підвищення ефективності управління режимами їх роботи на базі платформи Smart Grid є контроль поточних параметрів поточного стану повітряних ліній (ПЛ) з урахуванням метеоданих. Використання метеоданих дозволяє проводити моніторинг параметрів навколишнього середовища в районі розміщення ПЛ і, відповідно,

контролювати їх поточний стан, що дозволить оптимізувати використання їх реальної пропускної здатності, контролювати рівень технологічних втрат, виконувати оцінку граничних значень довгострокових і коротко-строкових струмів навантаження, регулювати перетоки потужності на повітряних лініях, а також давати оцінку погодним умовам у відповідних районах для аварійних бригад.

Тому моніторинг аварійних параметрів ПЛ і метеоумов у місцях їх експлуатації, збір і зберігання статистичних даних, прогнозна оцінка технічного стану ПЛ є актуальними завданнями на сучасному етапі.

Оперативний спеціалізований технічний і метеорологічний моніторинг можливо здійснити шляхом впровадження автоматизованої системи контролю аварійних режимів повітряних ліній і метеопараметрів у заданих точках електричних мереж.

Тема 1. Засоби діагностики ЛЕП в технологіях SMART GRID

Індикатори короткого замикання (ІКЗ) для повітряних і кабельних ліній розподільних електромереж 6-35 кВ призначені для визначення пошкодженої ділянки мережі, а також моніторингу

стану ліній. Індикатори реєструють аварії основних типів - міжфазне замикання і однофазне замикання на землю.

Сучасні прилади дозволяють задавати параметри

реєстрації подій для виключення помилкових спрацьовувань і зберігають в пам'яті інформацію за останніми аваріями. Індикатори не вимагають модернізації силового обладнання РП / РТП / ТП, установки вимірювальних трансформаторів і інших додаткових датчиків. ІКЗ працюють на лініях з ізольованою, резистивною або заземленою нейтраллю. До цієї лінійки входять індикатори короткого замикання для повітряних ліній електропередач, що встановлюються на опори ЛЕП (ІКЗ-1, модифікації ІКЗ-2) і на дроти контрольованої лінії (комплекти на базі ІКЗ-3), та для кабельних ліній електропередач вмонтовуються на кабель в осередок КРУ (ІКЗК1). За допомогою цієї продукції можна організувати комплексний контроль розподільних мереж.

Основні переваги індикаторів короткого замикання:

Монтаж в КРП	Монтаж на опорі	Монтаж на дріт
<ul style="list-style-type: none"> • Висока точність вимірів • Простота обслуговування • Простота інтеграції в систему телемеханіки • Робота на кабельних лініях 	<ul style="list-style-type: none"> • Можливість секціонування протяжних і розгалужених повітряних ліній • Простота установки • Відсутність необхідності в обслуговуванні (ІКЗ-1) 	<ul style="list-style-type: none"> • Можливість секціонування протяжних і розгалужених повітряних ліній • Висока точність вимірів • Простота установки

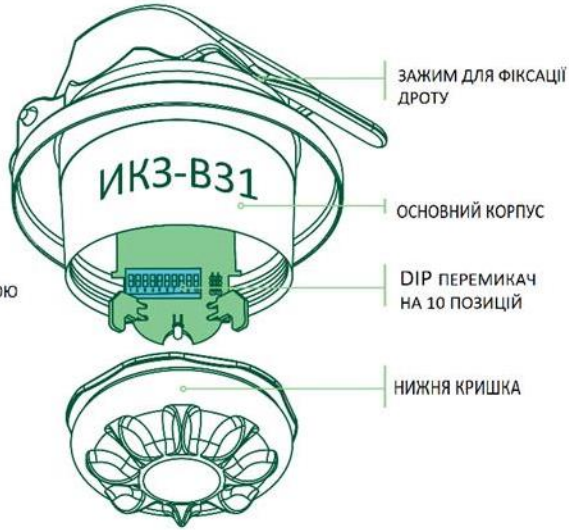
Індикатори дозволяють скоротити час пошуку

пошкодження та ліквідації пошкоджень на лінії за рахунок секціонування мережі і, як наслідок, меншою протяжністю ділянки для обходу. В результаті значно знижуються втрати енергокомпанії, пов'язані з недовипуском електроенергії і штрафами з боку споживачів.

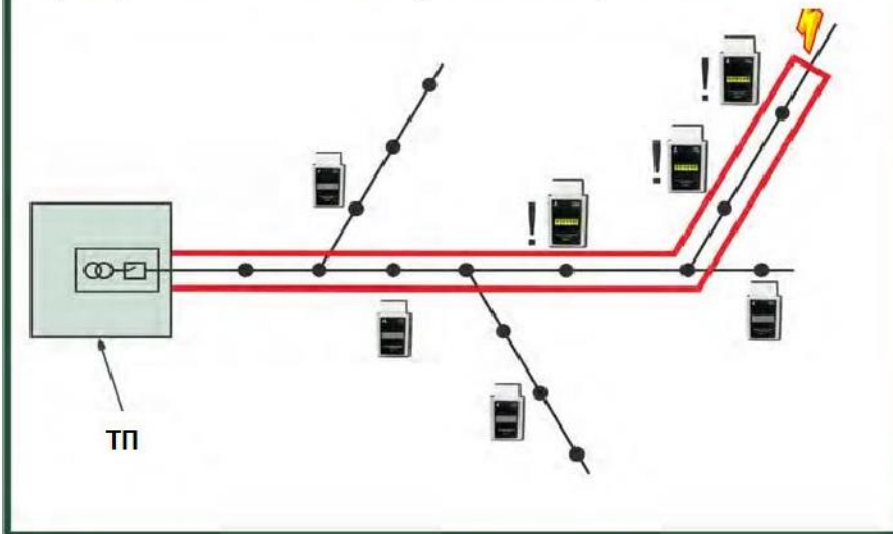


Кожен індикатор короткого замикання обладнаний засобом візуального контролю аварійної ситуації: контрастними Блінкерами або над'яскравими світлодіодами в залежності від модифікації.

- ✓ МОЖЛИВА КОМПЛЕКТАЦІЯ 2-3 ІНДИКАТОРА
- ✓ НЕЗАЛЕЖНА РОБОТА ІНДИКАТОРІВ
- ✓ КЗ від 25 А
- ✓ ОЗЗ НЕ ФІКСУЄ
- ✓ БЕЗ ЗВ'ЯЗКУ
- ✓ ЗМІНА УСТАВОК З ДОПОМОГОЮ DIP-ПЕРЕМИКАЧА



Принцип визначення пошкодженої електричної отпайки



Сьогодні виробляється велика кількість модифікацій показників короткого замикання, які відрізняються

методами вимірювання та методами зв'язку: радіостанції короткого діапазону, мережі GSM, дротовий зв'язок (за допомогою протоколів MODBUS або IEC-104), ретрансляцію виходів або передачу інформації безпосередньо від індикатора до індикатора, будуючи мережу, що самоорганізовується.

Різні модифікації пристроїв дозволяють вибрати оптимальну модель для вирішення проблеми на основі таких параметрів, як: довжина ліній електропередавання, наявність у вашому регіоні мобільного зв'язку або виділеного радіоканалу, необхідність інтеграції даних у систему верхнього рівня, кількість отпайок на лінії, необхідна точність вимірювання.



SCADA може інтегрувати інформацію як із сервера збору даних, так і з самих індикаторів. На додаток до інтеграції в сторонні системи SCADA, яка орієнтована на клієнтсько-серверне рішення верхнього рівня COMORSAN, яке дозволяє оператору визначати місце та тип пошкоджень на основі топології мережі та інформації про надзвичайні

ситуації за багатьма показниками. Переваги цього рішення - це простота використання та низька вартість.

ІНДИКАТОР КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ ІКЗ-1



Індикатор короткого замикання ІКЗ-1 забезпечує лише візуальний контроль наявності аварійної ситуації. Для забезпечення візуальної індикації на вибір замовника встановлюється масив світловідбиваючих блимачів або надсвітлих світлодіодів.

Блок живлення пристрою забезпечується за допомогою вибору ємнісної напруги з двох фаз керованої лінії, що

виключає необхідність періодичної заміни блоків акумуляторів.



Технічні характеристики:

Строк неперервної роботи приладу	необмежений
Видимість прапора (мигалки, світлодіоди)	100 м
Мінімальна тривалість аварійного процесу, необхідного для фіксації МФЗ	0,1 с
Діапазон регулювання порогу струму на струм МФЗ	10÷250 А





Тема 2. Максимальна точність на основі індикаторів короткого замикання

Індикатор короткого замикання ІКЗ-3 приєднаний безпосередньо до проводів контрольованої лінії. Такий монтаж дуже простий, але в той же час дає можливість працювати на дво- та багатоконтурних лініях, висока точність вимірювань і не вимагає калібрування пристрою на місці установки. На кожному індикаторі ІКЗ-3 встановлено надсвітлий світлодіод для візуального моніторингу надзвичайної ситуації. Світлодіод починає блимати, коли виявляється збій і працює протягом визначеного користувачем часу, що чітко дозволяє виявити пошкоджену фазу на великій відстані.



Комплект ИКЗ-3ЗУ



Тема 3. Індикатор короткого замикання для кабельних ліній електропередавання ІКЗ-К1



Індикатор короткого замикання ІКЗ-К1 призначений для визначення пошкодженої ділянки кабельної лінії електромережі 6-35 кВ. Він простий в установці і експлуатації: датчики струму індикатора короткого замикання кріпляться безпосередньо на фазні дроти кабелю, а сам індикатор встановлюється на щиті релейного відсіку комірки КРУ. ІКЗ-К1 не вимагає модернізації силового обладнання РП / РТП / ТП, установки вимірювальних трансформаторів і інших додаткових датчиків.

Фіксування аварії в індикаторі відбувається при протіканні струму короткого замикання в одній, декількох фазах лінії або струму нульової послідовності. Для уточнення напрямку пошуку місця пошкодження при однофазних замиканнях на землю прилад відображає напрямок потоку потужності. Індикатор зберігає у внутрішній пам'яті параметри останніх аварій з часовою міткою. У разі виявлення аварії на індикаторі перекидаються блінкери, що відповідають типу аварії (МФЗ, ОЗЗ). При МФЗ спрацьовують всі прилади, що знаходяться між місцем аварії та годує центром, при ОЗЗ прилади показують напрямок проходження струму замикання на землю.

Крім візуальної системи індикації, ІКЗ-К1 обладнаний релейним виходом і каналами зв'язку за стандартними протоколами MODBUS і MEK 60870-5-104 на інтеграцію в системи телемеханіки. У разі відсутності виділеного каналу зв'язку може бути встановлений GSM / GPRS-передавач.

Технічні характеристики:

Точність вимірювання струмів	$\pm 1\%$ при номінальній напрузі 100 А
Час реакції на бросок напруги	0,02 с
Регульований поріг спрацювання за струмом при міжфазних КЗ	10÷1000 А
Регульований поріг спрацювання за струмом при однофазних металевих замиканнях на землю	2÷200, але не менше $2\% I_{\text{раб}}$
Живлення від мережі власних потреб	=12-14В, ~110-240В

На сервер може бути встановлено ПО, котре видає оператору місце і тип пошкодження виходячи з топології мережі і аварійної інформації від багатьох індикаторів. У систему SCADA може бути інтегрована як інформація з сервера, так і безпосередньо з самих індикаторів.

Тема 4. Інтелектуальні системи діагностики ЛЕП



Інтелектуальна система діагностики ЛЕП

Комплексна система діагностики ліній електропередавання в розподільних електромережах призначена для збору і обробки даних з діагностичних приладів, оснащених модулями зв'язку, виробництва компанії різних фірм. У тому числі система контролює роботу

індикаторів короткого замикання і видає на диспетчерський пульта інформацію про стан контрольованої мережі в максимально інформативному для диспетчера вигляді.



Програмні додатки інтелектуальної системи діагностики:

Крім сервера збору і обробки даних в програмний комплекс входить кілька додатків клієнтського забезпечення. Програмне додаток з моніторингу розподільних мереж «Web-клієнт» надає доступ до даних, зібраних з діагностичних приладів, оснащених модулями зв'язку. Це програмне забезпечення має інструменти геолокації, що дозволяють відобразити лінії електропередавання, встановлені на них прилади, отпайки і підстанції на карті. Додаток «Web-клієнт» наочно візуалізує інформацію, що дозволяє оператору легко

визначити місце і тип пошкодження, виходячи з топології мережі і аварійної інформації від багатьох індикаторів. За допомогою нашого програмного забезпечення можна не тільки контролювати стан індикаторів короткого замикання, а й управляти режимами їх роботи.

Інтелектуальна система «Web-клієнт» - зручний інструмент:

- дозволяє забезпечити безперервне спостереження за станом ПЛ
- має засоби оповіщення диспетчерського персоналу
- містить інструменти для аналізу процесів, що відбуваються
- може працювати на будь-яких пристроях з встановленим сучасним браузером

Тема 5. Прогноз та діагностика ожеледі в системах електропостачання на базі SMART GRID

5.1 Інтелектуальна інформаційна технологія контролю ожеледеутворення на повітряних лініях електропередавання

Можливості системи:

- періодичний вимір температури і вологості, вагового навантаження в точці підвісу проводу та передачу інформації на блок диспетчерський;
- фіксацію і передачу на блок диспетчерський аварійної інформації про перевищення заданих критичних значень

метеорологічних параметрів і вагового навантаження в точці підвіски проводу, обумовлених утворенням ожеледі;

- усереднення результатів за період збору даних;
- прийом і обробку інформації з розпізнаванням адреси відправника;
- програмну установку критичних параметрів, а також періодів збору і передачі інформації;
- відображення і збереження результатів моніторингу на комп'ютері.

Структурна схема системи контролю ожеледеутворення приведена на рис.5.1.

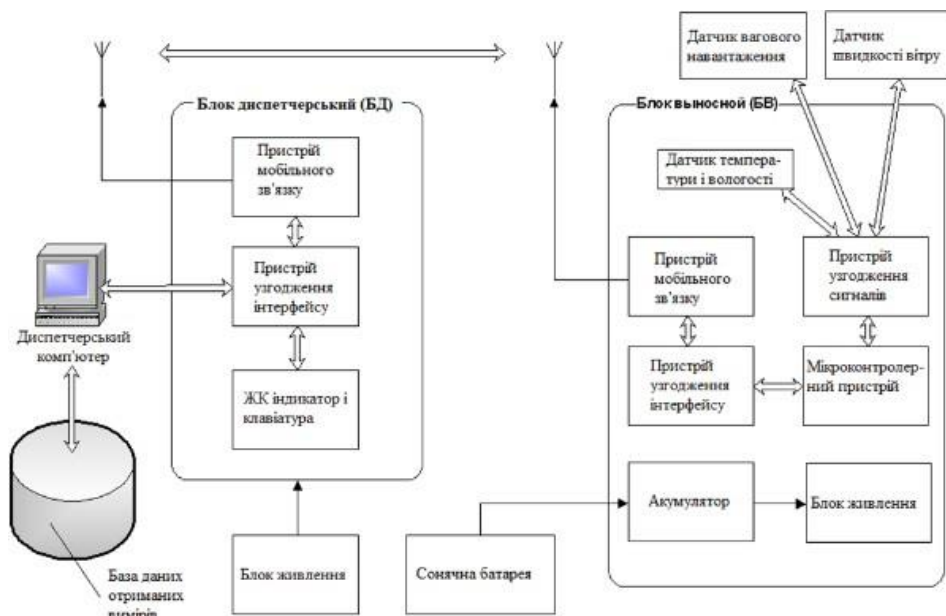


Рисунок 5.1 – Структурна схема системи контролю ожеледеутворення

Вище зазначена система складається з виносного і диспетчерського блоків з додатковим обладнанням. Виносний блок, що представляє собою автоматизований метеопост, встановлюється на опорі ПЛ напругою 35 або 110 кВ в зоні можливого інтенсивного утворення ожеледі. До складу виносного блоку входять датчик температури і вологості повітря, пристрій узгодження сигналів з датчиків, мікроконтролер, пристрій мобільного зв'язку, блок живлення на основі акумулятора з підзарядкою від сонячної батареї. Блок додатково комплектується виносним датчиком вагового навантаження і датчиком швидкості вітру. Мікроконтролерний пристрій, що входить до складу виносного блоку, забезпечує прийом, зберігання і обробку інформації про контрольовані параметри, а також управляє режимами прийому і передачі даних.

Які канали передачі інформації можна використовувати:

- радіоканал з типом модуляції FFSK;
- GSM зв'язк;
- волоконно-оптична лінія зв'язку (ВОЛЗ);
- супутниковий канал зв'язку.

Отже, можна сказати, що інтелектуальні системи в енергетиці відіграють важливу роль, а саме забезпечують безперебійну роботу електричної мережі, підвищують якість електроенергії, забезпечують надійне функціонування енергосистеми, шляхом використання "інтелектуального" обладнання і програмних комплексів.

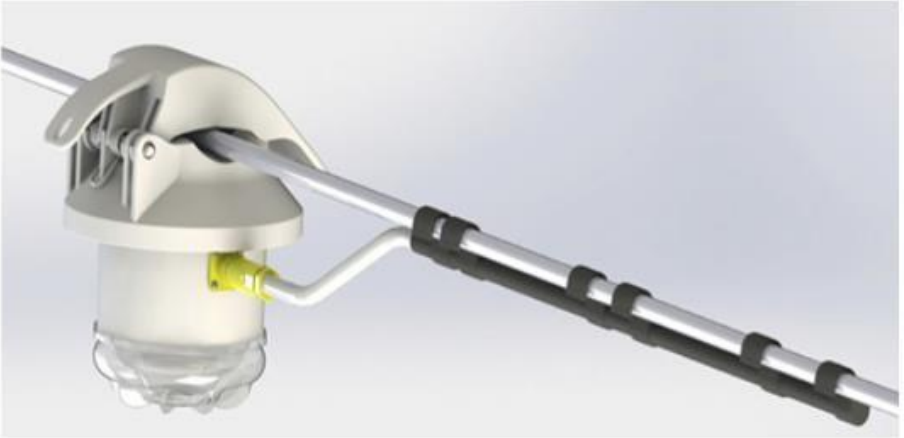


Рисунок 5.2 – Датчик ожеледі

Також широкого використання для визначення появи ОПВ на проводах знайшли тензодатчики, які вимірюють вагу проводу в точці підвісу між ізолятором і траверсою (рис.5.3).



Рисунок 5.3 – Тензодатчик в точці підвісу

5.2 Оцінка втрат електроенергії в мережах в реальному часі

Раціональне використання паливно-енергетичних ресурсів є актуальним завданням електроенергетики. Одним з напрямків підвищення ефективності використання енергоресурсів є зниження втрат електроенергії в розподільних мережах 0,38 кВ. Існуючі підходи щодо розрахунку втрат в мережі 0,38 кВ є мало ефективними через відсутність достовірної інформації про величину і характер зміни параметрів режиму, особливо в режимі реального часу, а також про пасивні параметри розподільних мереж 0,38 кВ, що призвело до досить поширеного застосування методів еквівалентування, що дає значні похибки при розрахунках.

Аналіз існуючого підходу показав, що невизначеність розрахунку втрат електроенергії є наслідком відсутності рекомендацій і вказівок відносно галузі використання способів, в тому числі і конкретних розрахункових термінів, у межах яких визначаються втрати електроенергії. Терміни мають різноманітне призначення і розмитий характер (добу, тижні, місяць, кілька місяців, робочий- вихідний день і т.п.).

Вихідні передумови способів базуються на використанні разнотипної ін-формації. В одних випадках згадуються дані оперативних відомостей, в інших – показники графіків навантаження. Для розрахунків втрат

електроенергії на різних рівнях її передачі необхідна наявність даних відповідних засобів інформації. На сьогодні в діючих розподільних мережах необхідна інформація базується на використанні результатів поточних вимірювань одиничного характеру, які виконуються в мережах персоналом за допомогою переносних вимірювальних приладів. Стационарні прилади обліку електроенергії мають місце тільки в центрах живлення розподільних мереж, в основному на вводах споживачів.

Неодноразово доводилося, що найбільш достовірні результати при розрахунку втрат можуть бути отримані, якщо в основу методики покласти метод поелементного розрахунку

$$\Delta W_i = 3\Delta t \sum_{j=1}^k R_j \sum_{i=1}^n I_{ij}^2, \quad (5.1)$$

де k – кількість елементів мережі;

Δt – інтервал часу між послідовними вимірами навантаження елементів;

T – звітний період часу;

$n = T/\Delta t$ – кількість інтервалів;

I_{ij} – середнє значення струму j -го елемента з опором R_j на i -му інтервалі часу.

Крім того з'явилася можливість під час розрахунку уточнити величину опору ділянок ВЛ 0,38 кВ за рахунок урахування впливу мінливих температури навколишнього середовища. Алгоритми розрахунку опорів елементів мережі при цьому повинні бути побудовані таким чином:

$$R_j = R_{20j} \left(1 + \alpha \left(t_{i\vartheta}^0 - 20 \right) \right) \quad , \quad (5.2)$$

де R_{20j} – питомий опір дроту при температурі 20°C, Ом/км;

α – температурний коефіцієнт питомого опору, 1 / °C

; $t_{i\vartheta}^0$ – температура проводу, °C.

Необхідно враховувати, що температура проводу залежить від температури навколишнього середовища і від струму навантаження:

$$t_{i\vartheta}^0 = t_{i,\bar{\vartheta}}^0 + t_I^0 \quad , \quad (5.3)$$

де $t_{i,\bar{\vartheta}}^0$ – температура навколишнього середовища;

t_I^0 – температура нагріву проводу від проходження по ньому струму.

Врахування температури проводу дозволяє уточнити величину втрат на кожному часовому зрізі до 7% від базового значення.

Нормальні режими розподільних мереж розраховуються для визначення звітних показників, планування режимів і оцінки їх ефективності, а також їх оперативного корегування. У першому випадку періодичність розрахунків становить добу і більше, у другому – розрахунки проводяться щогодини, і з підвищенням рівня автоматизації управління є стійка тенденція до зменшення періоду розрахунків до 10-15 хвилин і менше. В якості вихідних даних при цьому використовуються телевимірювання або архіви АСКОЕ.

Найбільш складною і неоднозначною проблемою формування вихідної інформації для проведення поелементного розрахунку втрат електроенергії є визначення незалежних параметрів поточного режиму мережі. Це пов'язано з проблемою оснащення пристроями телеметрії всіх споживачів електричної енергії. На сьогодні це можливо в результаті розширеного впровадження АСКОЕ в мережі 0,38 кВ.

Оскільки в трифазних чотирипровідних мережах 0,38 кВ навантаження фаз нерівномірне, то при розрахунку втрат електричної енергії необхідно враховувати втрати в кожній з трьох фаз і в нульовому проводі:

$$\Delta W_{\gamma} = \sum_{\gamma=1}^3 \left(\sum_{i=1}^k \left(\sum_{j=1}^n I_{\gamma ij}^2 R_{20ij} \left(1 + \alpha (t_{r\phi}^0 - 20) \right) \right) \Delta t \right) + \sum_{i=1}^k \left(\sum_{j=1}^n I_{Nij}^2 R_{20Nij} \left(1 + \alpha (t_{r\phi}^0 - 20) \right) \right) \Delta t \quad (5.4)$$

де γ – відповідно фази А, В, С;

$I_{\gamma ij}$ – струмове навантаження j -ї ділянки лінії фази γ опором R_{20ij} для i -го часового зрізу;

Δt – дискретність отримання часових зрізів параметрів мережі;

k, n – кількість, відповідно, часових зрізів за звітний період і кількість гілок розподільної мережі;

I_{Nij} – струм в нульовому проводі на j -тій ділянці лінії для i -го часового зрізу;

R_{Nij} – опір нульового проводу на j -тій ділянці лінії для

i -го часового зрізу;

Δt – дискретність отримання часових зрізів параметрів розподільної мережі.

Вихідні дані для розрахунку уточнених втрат потужності в лініях 0,38 кВ при різних добових змінах навантаження і зміни температури навколишнього середовища.

**Завдання для самостійної роботи. Вихідні дані в
табл. 5.1.**

Таблиця 5.1.

P, кВт	20	26	38	44	46	32	28	28	35	34	26	20
t, град	+6	+8	+18	+24	+26	+25	+23	+22	+18	+10	+8	+6

Розрахунок втрат провести в відповідності з формулою 5.4.

**Тема 6. Цифрова підстанція -
важливий елемент інтелектуальної
енергосистеми**

У 2017 році тенденція переходу на цифрові технології активно проявляється у всіх життєвих процесах людини. Напередодні Четвертої промислової революції, перехід на цифровизацію робочих процесів торкнувся і електроенергетичну галузь. Хоча ідеї застосування цифрових технологій в системах збору та обробки інформації, управління і автоматизації підстанцій з'явилися ще 15 років тому, їх стрімкий розвиток почалося тільки недавно. Практично всі провідні фірми електроенергетичної галузі активно працюють в цьому

напрямку. Розширюється кількість теоретичних і практичних досліджень, з'являються нові міжнародні стандарти, зразки обладнання, досвідчені полігони.

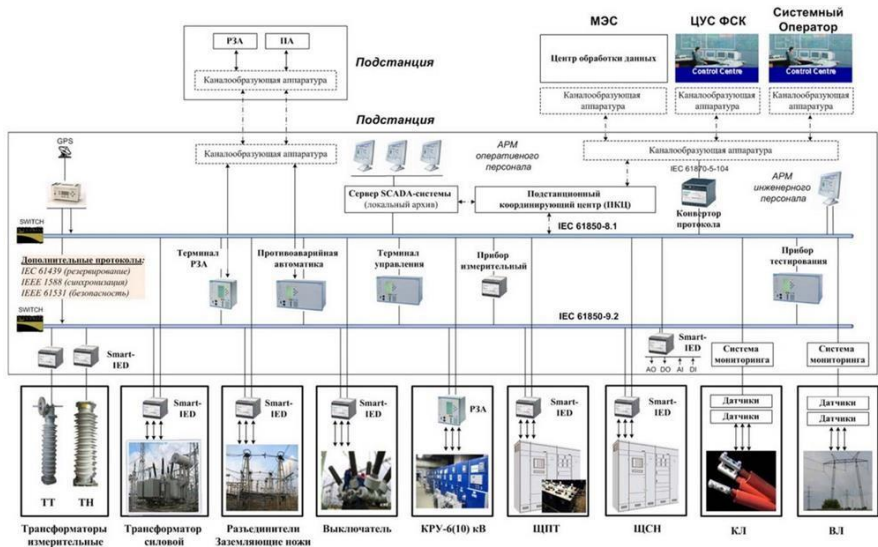
Це відкриває можливості інноваційних підходів до вирішення завдань автоматизації і управління енергооб'єктами, дозволяючи створити підстанцію нового типу - цифрову підстанцію (ЦПС). У даній статті ми докладно розглянемо, що ж таке «Цифрова підстанція», чому її так активно обговорюють і які рішення вона пропонує.

В даний час в енергетичній галузі існує велика різноманітність точок зору до того, що саме розуміти під терміном «Цифрова підстанція».

Зараз розробляється загальна концепція програмно-апаратного комплексу для успішного розвитку автоматизації процесів передачі, перетворення і розподілу електроенергії в масштабах ЄНЕС (Єдина національна електрична мережа). З часу початку розробок у вітчизняній електроенергетиці проектів автоматизованої системи управління технологічними процесами підстанцій (АСУ ТП ПС), відбулося істотне розвиток апаратних і програмних засобів систем управління для застосування на електричних підстанціях. З'явилися високовольтні цифрові трансформатори струму і напруги; розробляється первинне і вторинне електромережеве обладнання з вбудованими комунікаційними портами; виробляються мікропроцесорні контролери, оснащені інструментальними засобами розробки, на базі яких можливе створення надійного програмно-апаратного комплексу ПС; прийнятий міжнародний стандарт МЕК 61850, який регламентує

подання даних про ПС як об'єкт автоматизації, а також протоколи цифрового обміну даними між мікропроцесорними інтелектуальними електронними пристроями (IED) ПС, включаючи пристрої контролю та управління, релейного захисту та автоматики (РЗА), протиаварійної автоматики (ПА), лічильники електроенергії і т.д. Все це створює передумови для побудови підстанції нового покоління - цифровий підстанції, в якій організація всіх потоків інформації при вирішенні завдань моніторингу, аналізу та управління здійснюється в цифровій формі.

Цифрова підстанція (ЦПС) - підстанція, обладнана комплексом цифрових пристроїв (терміналів) для вирішення завдань релейного захисту та автоматики (РЗА) і АСУТП - реєстрації аварійних подій (РАС), обліку і контролю якості електроенергії, телемеханіки. Все обладнання спілкується між собою і центральним сервером об'єкта по послідовних каналах зв'язку на єдиних протоколах.



Актуальність використання

Перехід до передачі сигналів в цифровому вигляді на всіх рівнях управління підстанцією дозволить створити технологічну інфраструктуру для впровадження інформаційно-аналітичних систем, знизити помилки недообліку електроенергії, зменшити капітальні та експлуатаційні витрати на обслуговування підстанції, а також підвищити електромагнітну безпеку і надійність роботи мікропроцесорних пристроїв. Впровадження систем, які відповідають стандарту МЭК 61850 «Мережі і системи зв'язку на підстанціях», забезпечує більш високу швидкість і безпеку передачі інформації, взаємозамінність окремих компонентів системи, підвищення надійності системи.

НОВА ПАРАДИГМА «ЦИФРОВИЙ ПІДСТАНЦІЙ»

Незважаючи на те, що тенденція переходу на цифрові технології в системах збору та обробки інформації, управління і автоматизації підстанцій намітилася ще понад 15 років тому, перша в світі цифрова підстанція була запущена лише в 2006 році в Китаї. Сьогодні в даному напрямку активно працюють провідні компанії-виробники електроенергетичної галузі в усьому світі. Розвиток електроенергетики в останні роки зумовлено фактором об'єднання електромережної та інформаційної інфраструктури.

Цифрова підстанція - це елемент активно- адаптивної (інтелектуальної) електромережі з системою контролю, захисту і управління, заснованої на передачі інформації в цифровому форматі.

Незважаючи на те, що ця тема є відносно новою, в даний час на планеті налічується вже понад 100 ЦПС в Китаї, США, Канаді та інших країнах. Зокрема, за сприяння Міністерства енергетики Росії, в особі Російського енергетичного агентства вже в 2014 році, в Парижі на міжнародній виставці CIGRE 2014 демонструвалося спільне технічне рішення вітчизняних компаній, призначене для автоматизації підстанцій за технологією «Цифрова підстанція».

Передумови

Незалежно від свого призначення всі мережі на планеті стають більш потужними і більш складними. У тому числі в геометричній прогресії зростають обсяги інформаційних потоків, які забезпечують управління

електромережевого об'єктами, моніторинг їх технічного стану, контроль якості електроенергії, а також її комерційний облік. Це, в свою чергу, тягне все більше застосування інтелектуальних електронних пристроїв, яких з кожним днем на об'єкті стає все більше.

Найчастіше такі пристрої застосовують різні стандарти передачі даних, що ускладнює їх спільну роботу і, більш того, починає гальмувати розвиток електроенергетики, а значить, і промисловості в цілому. Це стосується не тільки України, але і будь-яких промислово розвинених країн. Загалом в електроенергетиці настав момент, коли необхідно переглянути самі принципи побудови енергетичної інфраструктури, а не вдосконалювати обладнання в старій парадигмі.

Передумовою до появи вітчизняного рішення став активний розвиток технології «Цифрова підстанція» - поява стандартів, що описують інформаційну модель підстанції та протоколи обміну між її елементами, а також обладнання, що підтримує ці протоколи. Суть нового підходу - зміна архітектури побудови систем захисту і управління підстанціями, засноване на цифровій обробці даних.

«Цифрова підстанція», дозволяє отримати єдиний цифровий потік даних, що характеризує стан керованого об'єкта. Це дозволяє абстрагуватися від існуючої парадигми побудови системи захисту і управління підстанцією, при якій кожна функція автоматизації виконується окремим пристроєм, і перейти до програмній платформі, що розміщується на універсальних апаратних пристроях і має вільний

розподіл функцій. Так з'являється можливість отримувати рішення, що мають як повністю розподілену, так і централізовану архітектуру. Крім того, застосування єдиної програмної платформи, забезпечує реалізацію і взаємодія функцій на основі міжнародного стандарту, дозволить в подальшому видозмінити ринок апаратних пристроїв для побудови систем захисту і управління підстанцією і перейти до ринку функціональних алгоритмів. Основні елементи, які дозволили спроектувати подібне рішення, базуються на власних розробках двох компаній: цифрові оптичні вимірювальні трансформатори компанії «Профотек» і цифрова система захисту і управління компанії «Лісіс». Це унікальний альянс російських компаній, які пропонують ефективне рішення, яке не має сьогодні аналогів в світі.

Перехід до передачі сигналів в цифровому вигляді на всіх рівнях управління ПС дозволить отримати цілий ряд переваг, у тому числі:

- Істотно скоротити витрати на кабельні вторинні кола та канали їх прокладки, наблизивши джерела цифрових сигналів до первинного обладнання;
- Підвищити електромагнітну сумісність сучасного вторинного устаткування - мікропроцесорних пристроїв і вторинних ланцюгів завдяки переходу на оптичні зв'язку;
- Спростити і, в кінцевому підсумку, здешевити конструкцію мікропроцесорних інтелектуальних електронних пристроїв за рахунок виключення трактів введення аналогових сигналів;
- Уніфікувати інтерфейси пристроїв ІЕД, істотно

спростити взаємозамінність цих пристроїв (в тому числі заміну пристроїв одного виробника на пристрої іншого виробника) і ін.

ЦІЛІ СТВОРЕННЯ ЗМЕНШЕННЯ КАПІТАЛЬНИХ ВИТРАТ

- зменшення витрат на кабельну продукцію і кабельні споруди;
- зменшення вартості терміналів (уніфікація апаратної частини, заміна модулів введення на цифрові інтерфейси);
- зменшення площі земельних ділянок, необхідних для облаштування ПС (застосування оптичних цифрових ТТ і ТН, сучасного мікропроцесорного вторинного обладнання дасть можливість зменшити);
- збільшення терміну служби силового електрообладнання (розширена діагностика);
- зменшення витрат на проектування, монтаж та пусконаладку (зменшення кількості кабелів, зменшення кількості обладнання, розширення можливостей по типізації проектних рішень в частині шафового обладнання та цифрових зв'язків).

ЗМЕНШЕННЯ експлуатаційних ВИТРАТ (на техобслуговування)

- спрощення експлуатації та обслуговування (постійна розширена діагностика в режимі реального часу, в т.ч. метрологічних характеристик; збір і відображення вичерпної інформації про стан і функціонування ПС);

- збільшення точності вимірювань (особливо при токах менше 10-15% In) і збільшення завдяки цьому точності обліку електроенергії і точності ОМП;

- скорочення можливості появи дефектів типу «земля в мережі постійного струму» (скорочення розмірності СОПТ щодо використання цифрових оптичних зв'язків);

- скорочення кількості раптових відмов основного електрообладнання і пов'язаних з ними штрафів за недоотпуск електроенергії і порушень виробничого циклу (розширена діагностика всього комплексу технічних засобів ЦПС);

- зменшення кількості збоїв, неправильної роботи, відмов РЗА (застосування оптичних кабелів замість мідних підвищить електромагнітну сумісність сучасного вторинного обладнання

- мікропроцесорних пристроїв РЗ і автоматики);

- підвищення алгоритмічної надійності функціонування РЗА (відсутність насичення і можливість вимірювання аперіодичної складової у оптичних цифрових ТТ дозволить спростити і вдосконалити алгоритми РЗА);

- зменшення споживання по ланцюгах змінного струму і напруги (в результаті застосування оптичних ТТ і ТН).

Архітектура цифрових підстанцій А. Рівень процесу

Робота цифровий підстанції заснована на архітектурі, яка дозволяє проводити експлуатаційні вимірювання в

реальному часі за даними від первинної системи. Ці дані виходять за допомогою датчиків, вбудованих в первинну систему. Обмін між пристроями, відбувається за результатами вимірювань базуються на "шині процесу". Найголовніше в тому, що інтелектуальні пристрої та системи можуть відразу обробити ці оперативні дані в межах підстанції.

В. Захист і контроль

Пристрої між шиною процесу і станційної шиною історично визначені як "вторинне обладнання". У цифровій підстанції ці пристрої є інтелектуальними електронними пристроями, які взаємодіють з потоками через шину процесу і також з рівноуровневими пристроями в стійках терміналів, з іншими терміналами і цифровою системою управління через шину станції.

С. Об'єкти контролю станції

Деякі об'єкти на підстанції можуть вимагати обміну усіма або частиною цих попередньо оброблених даних. Одна або кілька робочих станцій, керуючись інструкціями (вказівками) регіональних диспетчерів, може використовуватися в якості інженерної для конфігурації терміналів, або для локальної концентрації і архівації даних енергосистеми. Для онлайн моніторингу стану можуть використовуватися спеціалізовані станції попередження (сигналів аварії), що враховують історію по базі даних кожного основного пристрою.

Основні принципи Створення

Перехід на цифрові (в основному - оптичні) технології знімання інформації і передачі команд управління

- можливість «заміни на ходу» джерела сигналу и тим самим - підвищення надійності Функціонування релейних захистів;

- збільшення швидкодії, зменшення годинні спрацьовування виконавчої частини за рахунок оптичних IGBT-модулів, Зменшення годині Виявлення аварійного режиму);

- поліпшення умов в частині безпечного виконання робіт і електромагнітної сумісності (завдяки оптичним зв'язкам немає виносу потенціалу з ОРУ);

- розвиток засобів і методів безперервної діагностики (контроль деградації характеристик, контроль готовності до виконання операцій, контроль метрологічних характеристик);

- розширення кількості функцій, що реалізуються в кожному терміналі;

- перенесення частини розрахунково-діагностичних завдань в інтерфейсні модулі (Smart- IED).

Тема 8. Адаптивний алгоритм оптимального управління microgrid з використанням накопичувачів електроенергії

На сьогодні в Україні приділяється пильна увага питанням створення мереж нового покоління, новітнього підходу до генерації (споживач зможе як споживати, так і продавати електричну енергію), побудови

інтелектуальних мереж (Smart Grid). На шляху до впровадження Smart Grid-технологій в існуючі енергомережі необхідно вирішення таких завдань: В даний час в усьому світі і в Україні спостерігається зростаючий інтерес до гібридних накопичувачів енергії (ГНЕ). Це пов'язано з тим, що на сучасному етапі розвитку електроенергетики існує дефіцит джерел електричної енергії, постійно зростають вимоги до надійності і якості електропостачання з боку споживачів, відбувається підвищення вартості електричної енергії в усьому світі. В зв'язку з зростанням енергоємності виробництв зростають і вимоги зацікавлених сторін до результатів діяльності енергетичних компаній, до екологічної і промислової безпеки функціонування енергетичних об'єктів та зниження загальносистемних витрат. У зв'язку з розвитком інтелектуальних мереж необхідно дослідити і ефективність впровадження гібридних електричних мереж.

Актуальність

Розвиток сучасних енергетичних технологій, в першу чергу технологій розподіленої генерації (сонячна, вітроенергетика, використання біомаси, газові турбіни малої потужності) і систем зберігання електроенергії відкривають принципові можливості для створення енергосистем абсолютно нового типу - локальних енергосистем зі значною часткою генерації електроенергії на основі місцевих ресурсів, яка може бути розподілена по різним суб'єктам цієї енергосистеми. Така енергосистема може підтримувати зв'язок з більшою (регіональною,

національною) енергосистемою за рахунок підключення до електричних мереж, але з мережі споживає не основну частину споживаної електроенергії. Така енергосистема називається microgrid («мікромережі») зі слабким зв'язком з мережею. Найважливішою технічною проблемою створення таких енергосистем є підтримка заданих значень напруги і частоти струму для кожного із споживачів та безперебійне електропостачання цих споживачів.

Рішення проблеми пов'язано із забезпеченням балансу потужностей: потужність генерації в кожен момент часу повинна дорівнювати сумі потужностей всіх споживачів, потужності втрат в мережах і обладнанні, потужності, що розвивається накопичувачами електроенергії в режимі споживання електроенергії. При цьому важливо враховувати, що накопичувачі можуть використовуватися і в режимі видачі електроенергії в мережу, і тоді сума потужностей генерації та накопичувачів в режимі видачі повинна дорівнювати сумі потужностей споживачів і потужності втрат.

Забезпечення описаного балансу потужностей забезпечується в microgrid за рахунок того, що всі споживачі, все що генерує обладнання і всі накопичувачі електроенергії обмінюються інформацією про себе і свій режим роботи один з одним і, реалізуючи автоматичний алгоритм оптимального управління, встановлюють значення своєї потужності.

Друга проблема, що виникає при проектуванні і створенні локальних енергосистем типу microgrid, це забезпечення економічності такої системи і вибір

мінімально необхідного складу устаткування, необхідного для створення енергосистеми. Варіант створення локальної енергосистеми в цілому ряді випадків цілком може конкурувати з будівництвом або розширенням мережевої інфраструктури. Для цього повинна бути забезпечена оптимізація вартості будівництва локальної енергосистеми.

Ми пропонуємо вам взяти участь в рішеннях обох цих проблем.

Опис

Ми пропонуємо вам вирішити дві інженерні техніко-економічні завдання з проектування енергосистеми типу microgrid зі слабким зв'язком з мережею, використовуючи для цього спеціально створений модельний стенд microgrid, який знаходиться в зоні Лабораторії Енергії.

Перше завдання полягає в проектуванні оптимальної архітектури енергосистеми невеликого поселення, діюча модель якого розгорнута на стенді microgrid, і в створенні алгоритму оптимального управління цією енергосистемою. Вирішення цього завдання ми пропонуємо у вигляді цікавої гри. У цій грі вам належить управляти енергосистемою з диспетчерського пункту, набираючи очки за кожен вдалий пройдений без відключення електропостачання споживачів ігровий такт, і втрачаючи очки, якщо хтось із споживачів все-таки виявився відключений. Метою гри є проходження 10 тактів тривалістю 1 хвилина кожен без єдиного відключення, тобто з набором максимальної кількості очок. При цьому умови гри

будуть змінюватися: змінюватиметься погода і графіки навантаження споживачів протягом гри. З правилами гри в можете ознайомитися в **Додатку 1**. Стенд представляє собою модель енергосистеми, в якій є кілька споживачів різної категорії. Категорія визначає штрафи за відключення: відключення лікарень (соціально важливих об'єктів) штрафується найсильніше, відключення заводів трохи менше, відключення будинків штрафується тільки якщо воно відбувається часто або надовго. Вашим завданням є розробка такого алгоритму управління подачею енергії споживачам і потужності об'єктів генерації, який дозволяє автоматично при зміні умов (навантаження споживачів, погодних умов) здійснювати такі дії, що управляють, при яких всі споживачі будуть завжди забезпечені необхідною потужністю. Вам потрібно створити алгоритм управління, що враховує:

1. Наявність в енергосистемі різних типів споживачів,
2. Наявність в енергосистемі сонячних електростанцій, вітрових електростанцій, дизель-генераторних електростанцій, накопичувачів електроенергії,
3. Особливості роботи кожного з перерахованих типів обладнання (максимальна і мінімальна потужність, діапазон і крок регулювання потужності, залежність потужності від погодних умов, максимальний накопичується заряд, швидкість заряду і розряду, величину втрат при заряді і розряді і інші параметри),

4. Наявність в енергосистемі керованих вимикачів (реклоузера), що дозволяють відключати подачу електроенергії по відходящих від них лініях електропередавання всім споживачам, які підключені до цієї лінії,

5. Змінний і заздалегідь точно не відомий графік навантаження споживачів,

6. Мінливі і заздалегідь точно не відомі погодні умови (освітленість, швидкість вітру),

7. Можливість несподіваних аварій на лініях електропередавання.

Друге завдання пов'язана з оцінкою можливостей використання систем зберігання електроенергії в енергосистемі. Технології зберігання електроенергії великої енергоємності стрімко розвиваються, і ми пропонуємо вам оцінити, наскільки ефективно вони можуть бути використані для більш оптимального управління добовим графіком генерації і споживання електроенергії. Вам потрібно буде проаналізувати добові графіки генерації і споживання електроенергії в різних об'єднаних енергосистемах (ОЕС) Єдиної енергосистеми, а також дані про прогнозовану вартість накопичувачів різних типів (всі дані - в **Додатку 2**), і оцінити, підтвердивши ваші висновки розрахунком, наскільки широко має сенс використовувати накопичувачі енергії в енергосистемі, де вони повинні розміщуватися (централізовано на підстанціях і електростанціях або у кожного кінцевого споживача), яка величина ринку накопичувачів електроенергії і

який сукупний економічний ефект може бути досягнутий при використанні накопичувачів електроенергії.

При цьому ми просимо вас розглянути використання накопичувачів електроенергії тільки в одній функції - для згладжування графіка добового навантаження і генерації. Накопичувачі дозволяють накопичувати електроенергію в той час доби, коли навантаження споживачів мінімальне (вночі), і видавати електроенергію в мережу тоді, коли навантаження споживачів максимально (вечір, приблизно з 17:00 до 19:00), замінюючи в цій функції об'єкти генерації (електростанції). Таким чином, накопичувачі дають можливість згладити графік генерації і споживання, піднявши його в нічні години і прибравши пік у вечірні години.

Для вирішення другого завдання вам необхідно буде розробити модель оцінки економічного ефекту застосування накопичувачів електроенергії, за допомогою якої ви зможете відповісти на зазначені питання.

Результат

В рамках вирішення **першого завдання** ви повинні відповісти на два питання:

1. Якою має бути оптимальна архітектура (склад об'єктів, топологія електричних мереж) локальної енергосистеми при заданих на стенді споживачах?
2. Яким повинен бути алгоритм оптимального управління локальною енергосистемою,

що має розгорнуту на стенді архітектуру?

Критерієм оптимальності обраного вами алгоритму є отримання при його реалізації в грі максимальної кількості очок (проходження 10 тактів без відключень) на п'яти різних наборах погодних умов і графіків навантаження.

Результат повинен бути приведений у вигляді:

1. Списку складу об'єктів енергосистеми такого вигляду:

№	Найменування об'єкта	Кількість (вписати)
1	Дизель-генераторні електростанції (ДЕС)	
2	Вітрогенератори (ВЕС)	
3	Сонячні електростанції (СЕС)	
4	Накопичувачі електроенергії	
5	Підстанції з вимикачами	
6	Розподільні пристрої	

Склад об'єктів повинен відповідати правилам - не можна ставити об'єктів більше, ніж це зазначено в правилах.

2. Схема топології електричної мережі локальної енергосистеми і опис цієї топології в наступному вигляді:

Лінія	1	2	3	4	5
Споживачі					
1. Лікарня №1					
2. Лікарня №2					
3. Завод №1					
4. Завод №2					
5. Мікрорайон №1					
6. Мікрорайон №2					
7. Мікрорайон №3					
8. Мікрорайон №4					
9. Мікрорайон №5					
10. Мікрорайон №6					

В таблиці заповнюються виділені осередки. Осередку присвоюється значення «1», якщо даний споживач живиться від даної лінії, і значення «0», якщо даний споживач не харчується від даної лінії.

3. Схема або опис алгоритму управління енергосистемою, яка повинна включати:

- вхідні дані,
- порядок обробки даних,
- порядок прийняття рішення,
- вихідні дані - керуючі команди на обладнання (ДЕС, вимикачі на підстанціях, вимикачі на заводах),
- розраховуються вхідні дані для наступного такту управління.

В рамках вирішення другого завдання - про економічно виправдане використання накопичувачів електроенергії в енергосистемі - повинна бути підготовлена презентація, в якій повинні бути наведені

відповіді на наступні питання:

1. Як накопичувачі електроенергії повинні використовуватися в енергосистемі для згладжування добових піків навантаження споживачів і генерації електроенергії?

2. На основі якої запропонованої вами техніко-економічної моделі ви виробляли оцінку економічного ефекту використання накопичувачів?

3. При якій вартості накопичувачів ($\$ / \text{кВт} \cdot \text{год}$) виявляється економічно виправданим використання накопичувачів для згладжування графіка споживання електроенергії на 1800 МВт під час вечірнього піку споживання?

4. Який масштаб використання накопичувачів (по потужності - МВт, по ємності - $\text{кВт} \cdot \text{год}$) економічно виправдано використовувати в російській енергосистемі для згладжування піків споживання при вартості накопичувачів $\$ 350$ за $\text{кВт} \cdot \text{год}$?

5. В яких ОЕС в першу чергу має сенс використовувати накопичувачі для згладжування графіка навантаження?

6. Який економічний ефект може бути досягнутий при використанні вами певної кількості накопичувальних потужностей (млрд. Грн. на рік) і який обсяг ринку (млрд. Грн. на рік) відкриває можливість отримання цього ефекту?

Вимоги

В рамках вирішення першого завдання проєктована вами

енергосистема і алгоритм управління цією енергосистемою повинні відповідати таким вимогам:

1. Повинна бути забезпечена максимальна надійність електропостачання всіх споживачів;

2. Вартість володіння енергосистемою (сума вартостей обладнання та витраченого палива) повинна бути мінімально можливою;

3. Алгоритм повинен забезпечувати адаптивну зміну керуючих впливів на об'єкти енергосистеми при зміні зовнішніх умов (погодні умови, аварійні режими, зміна графіка навантаження);

4. Алгоритм повинен забезпечувати швидкодію від введення даних до автоматичної видачі керуючих впливів (в грі на стенді) не більше 1 хвилини.

В рамках вирішення другого завдання повинні бути виконані наступні вимоги:

1. Має бути проведено аналіз графіків навантаження і споживання по ОЕС і в рамках ЄЕС, для кожної енергосистеми повинні бути названі допустимі величини згладжування графіка (в МВт).

2. Повинна бути запропонована техніко-економічна модель, що дозволяє розрахувати мінімально необхідну для отримання економічного ефекту вартість накопичувачів ($\$/\text{kВт} \cdot \text{год}$) і оцінений економічний ефект від їх застосування.

3. При створенні техніко-економічної моделі повинні бути враховані:

– Капітальні вкладення в створення

- накопичувальних потужностей,
- Операційні витрати на використання накопичувачів,
- Втрати електроенергії в циклі заряд-розряд,
- Капітальні вкладення в будівництво нових об'єктів генерації (електростанцій) для покриття пікового навантаження, які можуть бути НЕ понесені в разі використання накопичувачів;
- Витрати на експлуатацію цих об'єктів генерації та витрати на генерацію електроенергії, які можуть бути НЕ понесені в разі використання накопичувачів.

4. Всі висновки в підсумковій презентації повинні бути обґрунтовані розрахунками.

Обмеження

В рамках вирішення першого завдання:

1. Жоден зі споживачів 1-й (лікарні) і 2-й (заводи) категорій не повинен бути відключений.

2. Склад обладнання і об'єктів, його кількість, що управляють не можуть виходити за рамки правил гри, не можна проектувати енергосистему з великим числом об'єктів, ніж ті, що розміщені на стенді.

Додаток 1 ЦІЛЬ ГРИ

Створить свою інтелектуальну енергосистему і керуйте нею так, щоб не допустити жодного відключення споживачів, незважаючи на будь-які погодні умови і аварії. Набирайте очки за кожен раунд, пройдений без відключення.

ИГРОВАЯ СИТУАЦІЯ

Ви - центр управління інтелектуальною енергосистемою. Ця енергосистема забезпечується МЕР, що забезпечує подачу 25 МВт. У цій енергосистемі кілька споживачів:

Споживач	Кількість в грі	Максимальна потужність
Лікарня	2	3,3 МВт
Завод	2	7 МВт
Мікрорайон	6	3,5 МВт

На МЕР можливі аварії. Споживачі можуть знижувати або нарощувати споживання. Погода може сильно змінюватися.

ЩО ПОТРІБНО РОБИТИ

1. Придумайте і вкажіть назву своєї команди.
2. Виберіть зі списку ситуацію, яку вам назве ведучий.
3. Виберіть, яке обладнання і в якій кількості ви встановите в енергосистемі.
4. Не забудьте купити паливо для дизелів.
5. Запустіть гру. Кожен раунд триває 1 хвилину. Вам потрібно пройти 10 тактів.
6. Протягом кожного раунду приймайте рішення і керуйте енергосистемою.
7. Заробляйте або втрачайте очки.

ЩО МОЖНА РОБИТИ

Встановлення обладнання

1. Встановлювати об'єкти генерації і накопичувачі:

Об'єкт	Кількість	Максимальна на потужність	Вартість
Дизель-генератор	Всього не більше 3 шт. в сумі	6 МВт	10 очок
Накопичувач енергії		12 МВт	18 очок
Сонячна станція	Не більше 3 шт.	12 МВт	35 очок
Вітрогенератор	Не більше 2 шт.	15 МВт	45 очок

2. Купувати паливо для дизель генераторів. Тона палива коштує 2 очка.

3. Встановлювати підстанцію. Не більше однієї підстанції. Підстанція дозволяє розділити лінію електропередавання на дві, відключаються незалежно. Вартість підстанції - 50 очок.

Управління енергосистемою - на кожен раунд можна:

1. Бачити прогноз погоди, генерації і споживання.
2. Встановлювати потужність кожного дизель-генератора з кроком 0,1 МВт.
3. Включати і відключати лінії електропередач і всіх споживачів на них. Це знижує загальне споживання.

4. Виписувати припис заводам про зниження споживання до 0,5 МВт протягом одного раунду. Завод знизить споживання через раунд. Виписувати припис можна неодноразово.

ЩО ЯК ПРАЦЮЄ

Дизель-генератор	Витрата палива при потужності 6 МВт - 5 тонн за раунд.
Накопичувач енергії	Максимальна швидкість заряду - 4 МВт за раунд. Максимальна швидкість розряду - 8 МВт за раунд. Втрати - 5% від заряду на початку раунду за раунд.
Сонячна станція	Потужність лінійно залежить від освітленості і змінюється протягом доби і в залежності від погоди.
Вітрогенератор	Потужність пропорційна кубу швидкості вітру і залежить від погоди.

НАРАХУВАННЯ ОЧКІВ І ШТРАФІВ

1. За кожен раунд, пройдений без відключення всіх споживачів, бонус +5 очок.

2. Якщо протягом раунду хоча б один завод знизив споживання згідно з приписом, бонус 0 очок.

3. Якщо протягом раунду була відключена лікарня - штраф -20 очок за кожну вимкнуту лікарню.

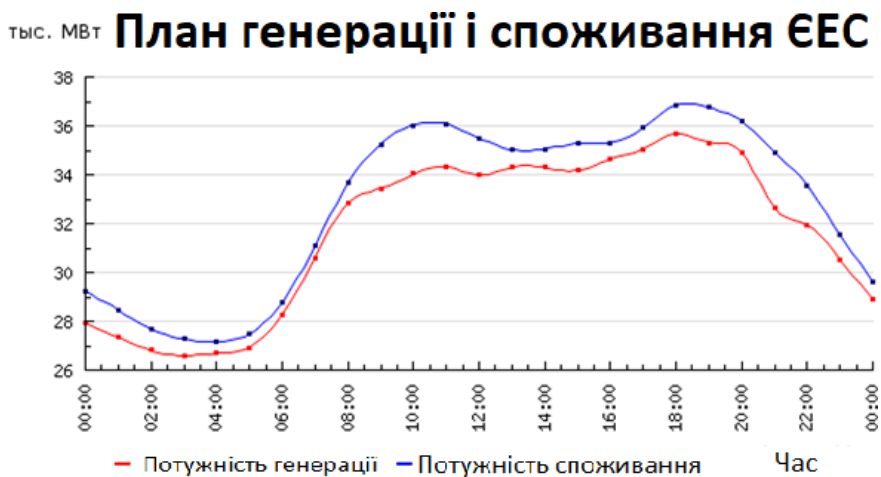
4. Якщо протягом раунду був відключений завод - штраф -3 очка за кожен відключений завод.

5. При кожному N-му відключенні житлового мікрорайону поспіль, починаючи з 2-го відключення, - штраф - (N-1) очки за кожен відключений мікрорайон.

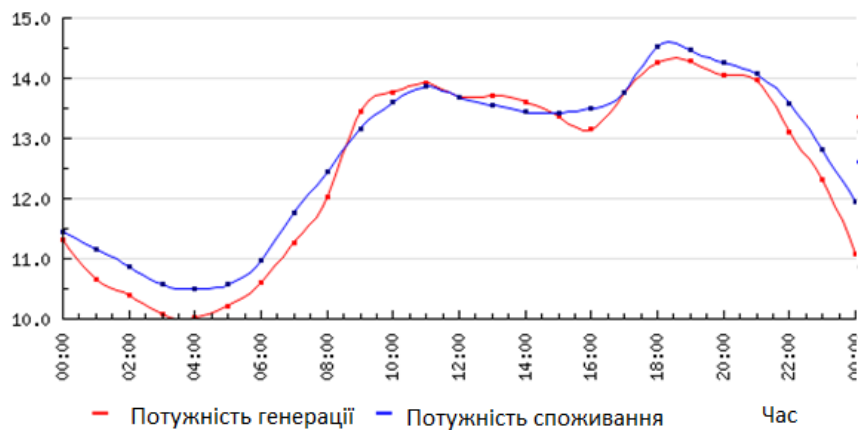
6. При кожному N-му відключенні житлового мікрорайону в цілому за гру, починаючи з 3-го

відключення, - штраф - (N-2) очка за кожен відключений мікрорайон.

Додаток 2



ТИС. 1. МВт **План генерації і споживання ЄЕС**



Перелік використаних джерел

1. Міжнародне енергетичне агентство, – <http://www.iea.org/>.
2. Європейський парламент, – <http://www.europarl.europa.eu/>.
3. Європейська Комісія, – <http://ec.europa.eu/>.
4. Спілка з координації передачі електроенергії, – <http://www.ucte.com/>.
5. Інститут інженерів електротехніки і електроніки США. // www.ieee.org/.
6. Европейская Комиссия: приоритеты в энергетической инфраструктуре до 2020 г. и после – Концепция интегрированной европейской энергосистемы, сообщение КОМ (2010) 677 от 17.11.2010.
7. Європейська Комісія: «The Europe 2020 Project Bond Initiative», – робочий документ Комісії от 28.02.2011.
8. Об'єднаний дослідницький центр Єврокомісії Joint Research Centre.
9. «Технологічна карта технологічного плану європейської енергетичної стратегії 2011 р.»». 2011 Technology Map of the European Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan), – Об'єднаний дослідницький центр Єврокомісії Joint Research Centre (JRC).
10. «Проекты Smart Grid у Європі: отримані уроки та

- стан розвитку», – Smart Grid projects in Europe: lessons learned and current developments, – Об'єднаний дослідницький центр Єврокомісії Joint Research Centre (JRC).
11. «Энергоэффективность. Интеллектуальные сети. Разработка европейских стандартов», – [//www.bntu.com/](http://www.bntu.com/).
 12. «Как Комиссия ЕС хочет создавать интегрированную европейскую сеть», // Гетц Райхерт и Ян С.Фосвинкель.
 13. «Энергетическая эффективность в Китае: программы и перспективы», – Т.И. Абылгазиев [//www.energsovet.ru/](http://www.energsovet.ru/).
 14. Міністерство енергетики Російської Федерації <http://minenergo.gov.ru/>.
 15. Федеральна мережева компанія. [//www.fsk-ees.ru/](http://www.fsk-ees.ru/).
 16. Беседа председателя правительства В. В. Путина с председателем правления ОАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» («ФСК ЕЭС») О. Бударгиным [//www.premier.gov.ru/](http://www.premier.gov.ru/).
 17. «Схема и Программа развития Единой энергетической системы России» // <http://minenergo.gov.ru/>.
 18. «Программа инновационного развития ОАО «ФСК ЕЭС» до 2016 года с перспективой до 2020 года» [//http://www.fsk-ees.ru/](http://www.fsk-ees.ru/).

19. «Реализация программы инновационного развития ОАО «ФСК ЕЭС». Основные концептуальные положения интеллектуальной электроэнергетической системы России.», – Дементьев Ю.А. // Санкт-Петербургский международный экономический форум. Круглый стол 16-18 июня 2011 года.
20. Интернет-портал – [//www.SmartGrid.ru/](http://www.SmartGrid.ru/).
21. «Smart Grids Europe 2010: европейцы обменялись планами по созданию энергетики будущего», – Профессиональный журнал №4 (76) // апрель 2010.
22. «Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid», — Кобец Б. Б., Волкова И. О. // М.: ИАЦ Энергия, 2010.
23. «Видение реализации концепции Smart Grid в России», – Кобец Б.Б., Волкова И.О.
24. «Smart Grid и инновационное развитие российской энергетики. Российское энергетическое агентство.», – Алексей Конев // Вашингтон 6 декабря, 2010 г.
25. «Модернизация электрических сетей как реальная перспектива возрождения промышленности России», – Ю.П.Воронов.
26. «Технология интеллектуальных электросетей – определяющий фактор обеспечения потребителей экологически чистой, надежной и высококачественной энергией», – Энрике Сантакана, Базми Хучейн и др., Энергия разума 5/10.

27. «Smart Grid: мнение экспертов», – Профессиональный журнал №4(76) // апрель 2010.
28. «Від управління електроспоживанням до енергетики сталого розвитку», – А.В. Праховник // Вісник НТТУ»КПШ». Серія «Гірництво». – 2010.–Вип. 19. – С. 110-121.
29. «Системы учета электроэнергии в условиях функционирования SMART GRID технологий», – А.В. Праховник, В.П. Калинин, А.В. Волошко, О.В. Коцарь. // Энергетика та електрифікація. – 2012. – № 1. – С.51-56.
- 30.«Основні положення методології оптимального вибору систем FACTS при перспективному розвитку ОЕС України», – К.В. Ущатовський, В.Б. Зайченко, В.В. Павловський, А.В. Левконюк, В.С. Макогончук // Новини енергетики. – 2009. – № 4. – С. 30-36.
31. АСКУЭ НЭК «Укрэнерго» / В.А. Иляшевский //Электропанорама. – 2011. – №12. – С. 28-32; 2012. – № 1-2. – С. 19-21.
32. «Забезпечення надійності функціонування та стійкої роботи інтелектуальних енергетичних систем», – С.П. Денисюк та інші, Праці ІЕД НАНУ. 2010. Вип. 27.
33. «Запаси статичної стійкості та пропускна спроможність контрольованих перетинів енергосистем – деякі ретроспекції та сьогодення», – Буткевич О.Ф. – // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. Пр. // К.: ІЕД НАНУ. 2007.

Вип. 18.

34. «Переходные электромеханические процессы в электрических системах», – А.В.

Веников // М.: Высш. шк. – 1985.

35. «Аналіз надійності роботи компенсаторів в системах електроживлення з надійними

нестационарними навантаженнями», – Денисюк С.П., та інш. – Вісник НТУУ «КПІ». Серія

«Гірництво» // 2010. – Вип. 19.

36. «Забезпечення надійності функціонування та стійкої роботи інтелектуальних

енергетичних систем», – С.П.Денисюк.

37. «Выравнивание графика загрузки систем электропривода электромеханическими накопителями компенсаторами», – Выдмыш А.А. и

др. – //Проблемы автоматизированного электропривода – Теория и практика: Тр. Науч.- техн. Конф. Крым. Алушта 15—20 сентября

1997 – Харьков: Основа.

38. «Забезпечення надійності функціонування та стійкості роботи інтелектуальних

енергетичних систем», – С.П. Денисюк, П.Й. Тарасевич, О.В. Сподинський, Д.Г.

Дерев'янюк // Праці ІЕД НАНУ України. – 2010, Вип. . – С.27 – 33.

39. «Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їхнє технологічне

забезпечення», – / Б.С. Стогній, О.В. Кириленко, С.П. Денисюк // Технічна електродинаміка. –

2010. – № 6. – С. 44 – 50.

40. «Основні питання політики розвитку електроенергетичної галузі України», – А.І.

Шевцов, В.О. Бараннік, М.Г. Земляний, Т.В. Рязова // Аналітична доповідь; Регіональний філіал Національного інституту стратегічних досліджень у м. Дніпропетровську. – Дніпропетровськ, 2011. – 83 с.

41. «Проблеми створення АСКОЕ суб'єктів ОРЕ України», – М.Т. Гренишен, О.В.

Бовтюх//Електропанорама.– 2010. – № 4 – С. 51 – 53; № 5. – С. 42 – 43.

42. «Рік в енергетичному співтоваристві: добре стоїмо?» – К.: Діксі Груп, 2012.

43. «Обзор аккумуляторных накопителей» // <http://www.smartgrid.su/>.

44. «Технологічні рішення АББ в списку найважливіших технологій десятиліття», – Інформація про компанію АББ. – 2012. – [//www.abb.ua/](http://www.abb.ua/).

45. Оптимизация выбора регулируемых компенсирующих установок для ОАО «Униикм»

2014 / Ромодин А.В., Лейзгольд К.А., Трушников К.П.

46. Оценка степени снижения потерь активной мощности в линиях электропередачи при компенсации реактивной мощности. 2016 / Радкевич В.Н., Тарасова М.Н.

47. Практикум з енергетичного аудиту в АПК.: навч. посіб. Для студентів вищ. навч. зак. І. М. Трунова, О. А. Савченко, О. В. Мірошник – Х.: Фінарт, 2015. – 180 с.

48. Будзко И.А. Электроснабжение сельского

хозяйства / И.А. Будзко, Н.М. Зуль. – М.: Агропромиздат, 1990. – 496 с. – (Учебники и учеб. пособия для студентов высш. учеб. заведений).

49. Енергозбереження. Методи визначення економічної ефективності заходів з енергозбереження: ДСТУ 2155-93. – [Чинний від 1995-01-01]. – К.: Держстандарт України, 1993. – 9 с. – (Національний стандарт України).

50. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергосистеми та електричні мережі. Методика.: ГКД 340.000.002-97. – Офіц. вид. – К.: М-во енергетики і електрифікації України, 1997. – 51 с. – (Нормативний документ М-ва енергетики і електрифікації України. Методика).

Навчальне видання

ТЕХНОЛОГІЇ SMART GRID

Методичні вказівки до практичних занять

Автори-укладачі:

САВЧЕНКО Олександр Анатолійович

ПАЗІЙ Володимир Григорович

Формат 60×84/16. Гарнітура Times New Roman
Папір для цифрового друку. Друк ризографічний.

Ум. друк. арк. 0,6. Наклад 100 пр.

Державний біотехнологічний університет
61002, м. Харків, вул. Алчевських, 44

