

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет

**БАЛАНСОВА НАДІЙНІСТЬ
ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ
З ФОТОЕЛЕКТРИЧНИМИ СТАНЦІЯМИ**

Монографія

Вінниця
ВНТУ
2018

Замовити цю книгу <https://press.vntu.edu.ua/index.php/vntu/catalog/book/523>

Видавництво Вінницького національного технічного університету

<https://press.vntu.edu.ua/index.php/vntu/catalog>

УДК 621.316.11

Б-20

Автори:

**П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, С. В. Кравчук, В. О. Лесько,
В. В. Нетребський**

Рекомендовано до друку Вченою радою Вінницького національного технічного університету Міністерства освіти і науки України (протокол № 9 від 26.04.2018 р.)

Рецензенти:

В. М. Кутін, доктор технічних наук, професор
В. А. Попов, доктор технічних наук, професор
О. М. Сінчук, доктор технічних наук, професор

Балансова надійність електричної мережі з фотоелектричними Б-20 станціями : монографія / П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, С. В. Кравчук, та ін. – Вінниця : ВНТУ, 2018. – 136 с.

ISBN 978-966-641-751-3

В монографії розглядається проблема підвищення балансової надійності локальних електричних систем та покращення якості їх функціонування шляхом розроблення моделей і методів оптимальних потужностей генерування фотоелектричних станцій. Монографія розрахована на фахівців галузі електроенергетики та математичного моделювання, а також може бути корисною студентам і аспірантам відповідного спрямування.

УДК 621.316.11

ISBN 978-966-641-751-3

© П. Лежнюк, В. Комар, С. Кравчук, В. Лесько, В. Нетребський, 2018

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	6
ВСТУП	7
Розділ 1 ОСОБЛИВОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ЗІ ЗНАЧНОЮ ПОТУЖНІСТЮ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ.....	9
1.1 Умови функціонування електричних мереж з відновлюваними джерелами електроенергії.....	10
1.1.1 Аналіз функціонування електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії на базі концепції Smart Grid.....	12
1.1.2 Методи розв’язання задач оптимізації режимів електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії.....	15
1.2 Вплив нестабільності генерування відновлюваних джерел енергії на режимні параметри електричних мереж	17
1.2.1 Вплив відновлюваних джерел енергії на втрати електроенергії в електричних мережах	19
1.2.2 Вплив відновлюваних джерел енергії на якість електроенергії в електричних мережах	21
1.3 Аналіз існуючих показників оцінювання нерівномірності добового графіка електричних навантажень.....	23
1.4 Оцінювання якості функціонування електричних мереж з відновлюваними джерелами електроенергії.....	28
1.5 Висновки до розділу 1	29
Розділ 2 ВРАХУВАННЯ НЕСТАБІЛЬНОСТІ ГЕНЕРУВАННЯ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ В ЗАДАЧІ ОПТИМІЗАЦІЇ ЇХ ВСТАНОВЛЕНОЇ ПОТУЖНОСТІ.....	32
2.1 Визначення показника якості функціонування електричних мереж як засобу узагальненого оцінювання структурної, балансової і режимної надійності.....	32
2.2 Оцінювання якості функціонування ЛЕС	37
2.2.1 Аналіз існуючих показників оцінювання балансової надійності електричних мереж.....	37
2.2.2 Визначення імовірнісних характеристик генерування ФЕС	39
2.2.3 Метод визначення показника стабільності генерування ФЕС	45

2.2.4	Визначення потужності резерву джерела централізованого живлення для забезпечення балансової надійності ЛЕС	47
2.2.5	Визначення імовірності забезпечення нормативних відхилень втрат потужності та напруги у вузлах ЛЕС	50
2.2.6	Визначення вагових коефіцієнтів складових узагальненого показника якості функціонування ЛЕС	52
2.3	Розроблення методу узгодження графіків генерування ФЕС та навантаження ЛЕС	55
2.4	Висновки до розділу 2	59
Розділ 3 АЛГОРИТМІЗАЦІЯ ТА РОЗРОБЛЕННЯ ПРОГРАМНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ІНТЕГРУВАННЯ ФЕС В ЛЕС.....		
60		
3.1	Алгоритмізація визначення показника якості функціонування локальної електричної системи	60
3.1.1	Алгоритм визначення показника оцінки стабільності генерування ФЕС для забезпечення балансової надійності ЛЕС	60
3.1.2	Визначення ємності та графіка роботи накопичувача електроенергії фотоелектричних станцій з урахуванням нестабільності її генерування	63
3.1.3	Алгоритми визначення імовірності забезпечення нормативних значень відхилення рівня напруг у вузлах та втрат потужності в ЛЕС	64
3.1.4	Алгоритм визначення оптимальної потужності генерування ФЕС на основі оцінювання якості функціонування ЛЕС	67
3.2	Алгоритм узгодження графіків генерування ФЕС та електричного навантаження ЛЕС	71
3.3	Розроблення програмного забезпечення для узгодження графіків генерування ФЕС та електричного навантаження ЛЕС	73
3.4	Висновки до розділу 3	78
Розділ 4 ОПТИМІЗАЦІЯ ВПЛИВУ ГЕНЕРУВАННЯ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ НА БАЛАНСОВУ НАДІЙНІСТЬ ЛОКАЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ.....		
80		
4.1	Оцінювання впливу генерування ФЕС на якість функціонування ЛЕС	81

4.1.1	Визначення імовірнісних характеристик генерування Гальжбіївської ФЕС для фрагменту схеми електричних мереж 10 кВ Ямпільського району	81
4.1.2	Оцінювання впливу генерування ФЕС на режимні параметри роботи ЛЕС	86
4.1.3	Оцінювання якості функціонування локальної електричної системи за критеріальною моделлю.....	87
4.1.4	Визначення ємності накопичувача як елемента підвищення балансової надійності локальних електричних систем	90
4.1.5	Визначення оптимальної потужності резерву локальної електричної системи з урахуванням генерування ФЕС.....	94
4.2	Оцінювання ефекту від узгодження графіків генерування ФЕС та навантаження в ЛЕС	98
4.2.1	Узгодження графіків генерування Гальжбіївської ФЕС та електроспоживання Ф-15 Ямпільських РЕМ.....	98
4.2.2	Результати визначення потужності резерву для узгоджених графіків електричних навантажень ЛЕС та генерування Гальжбіївської ФЕС.....	102
4.3	Засоби покращання балансової надійності локальної електричної системи	103
4.3.1	Визначення оптимальної потужності генерування ФЕС	103
4.3.2	Обґрунтування вибору оптимального засобу підвищення балансової надійності ЛЕС.....	105
4.5	Висновки до розділу 4	106
	ВИСНОВКИ.....	107
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	109
	ДОДАТОК А Лістинг частини коду програми «Морфометрія графіка електричних навантажень»	122
	ДОДАТОК Б Аналіз основних морфометричних показників нерівномірності графіка електричних навантажень.....	125
	ДОДАТОК В Результати визначення основних імовірнісних характеристики процесів генерування Гальжбіївської ФЕС та навантаження лінії Ф-15 «ПС Ямпіль 110/10 кВ» для зимового періоду	129
	ДОДАТОК Г Результати визначення потужності резерву ЛЕС для оптимальної потужності Гальжбіївської ФЕС.....	135

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

- АЕС – атомна електрична станція
- АСКОЕ – авоматизована система комерційного обліку електроенергії
- ВДЕ – відновлювані джерела електроенергії
- ВЕС – вітрова електрична станція
- ЕЕС – електроенергетична система
- ЕМ – електрична мережа
- ЛЕП – лінія електропередачі
- ЛЕС – локальна електрична система
- ОІК – оперативно-інформаційний комплекс
- ПБН – показники балансової надійності
- ПК – програмний комплекс
- РГ – розосереджене генерування
- РДЕ – розосереджені джерела енергії
- РЕМ – розподільні електричні мережі
- РП – розподільний пристрій
- СЕС – сонячна електрична станція
- ТЕС – теплова електрична станція
- ТП – трансформаторна підстанція
- ФЕС – фотоелектрична станція
- EUE – Expected Unserved Energy
- LOEE – Loss of Energy Expectation
- LOLE – Loss of Load Expectation
- LOLP – Loss of Load Probability

ВСТУП

Інтенсивне впровадження відновлюваних джерел енергії в електроенергетичну систему України ставить нові задачі перед фахівцями галузі. В основному вони зумовлені непристосованістю розподільних електричних мереж до електричних станцій, які використовують відновлювані джерела енергії, з нестабільним генеруванням та відсутністю достатнього рівня автоматизації мереж.

Поява відновлюваних джерел електроенергії (ВДЕ) поряд зі споживачем потенційно повинна призводити до розвантаження електричних мереж, підвищення якості і надійності електропостачання. Однак, нестабільність генерування ВДЕ, зумовлена залежністю від природних умов, часом завищена потужність приєднаного джерела призводять до зниження ефективності функціонування електричної мережі і погіршення якості послуг з електропостачання кінцевого споживача. Особливо це стосується фотоелектричних станцій (ФЕС), одинична та сумарна встановлена потужність яких в електричних мережах зростає з кожним роком.

Наявність в розподільних електричних мережах джерел енергії дозволяє характеризувати їх як локальну електричну систему (ЛЕС), від надійної і економічної роботи якої залежить не лише рівень послуг з електропостачання, а й стабільна робота енергосистеми. Важливим є узгодження графіків навантаження і генерування в ЛЕС таким чином, щоб балансуванням потужності в ЛЕС мінімізувати їх вплив на основні центри живлення від електроенергетичної системи (ЕЕС). Особливо тоді, коли в точках примикання ЛЕС до ЕЕС необхідно витримувати заданий графік споживання (генерування) електроенергії. В цьому випадку необхідно мінімізувати відхилення від централізовано заданого графіка сукупного генерування ВДЕ за заданих обмежень на первинні енергоресурси та з врахуванням їх характеристик. При цьому повинна бути забезпечена стійкість ЛЕС як в режимі мінімального навантаження, так і в режимі максимального навантаження.

На сьогодні проблемами оптимального інтегрування ВДЕ в електричні мережі енергосистем і створення сприятливих умов для розбудови ВДЕ активно займаються в Інституті електродинаміки НАНУ [1–4], Інституті відновлюваної енергетики НАНУ [5–7], НТУУ «Київський політехнічний інститут ім. Ігоря Сікорського» [8–11], Вінницькому на-

ціональному технічному університеті (ВНТУ) [12–15], Національному університеті біоресурсів та природокористування [16, 17], Київському національному університеті технологій і дизайну [18], Луцькому національному технічному університеті [19–21] та інші [22–24].

Оскільки частка фотоелектричних станцій серед ВДЕ є суттєвою, а генерування їх нестабільне через залежність від природних умов, то актуальним є дослідження їх впливу на режим локальної електричної системи. Необхідно розробляти методи і засоби оптимального використання ФЕС в електричних мережах таким чином, щоб узгоджувалися інтереси власників джерел генерування та енергопостачальних компаній при відповідній якості електропостачання споживачів.

Метою нашої роботи є підвищення балансової надійності розподільних електричних мереж та покращення якості їх функціонування шляхом визначення оптимальних потужностей генерування фотоелектричних станцій

Відповідно до вказаної в роботі мети вирішуються такі основні задачі:

- дослідження взаємовпливу режимів ФЕС та споживачів електроенергії на основі аналізу графіків їх функціонування;
- аналіз методів оцінювання балансової надійності розподільних електричних мереж в умовах розбудови розосередженого генерування;
- розроблення методу оцінювання стабільності джерел розосередженого генерування в задачах оцінювання балансової надійності;
- розроблення методу визначення оптимальної потужності резерву для забезпечення балансової надійності локальної електричної системи;
- вдосконалення узагальненого показника якості функціонування локальних електричних систем для оцінювання режимної та балансової надійності;
- розроблення методу визначення оптимальної встановленої потужності на підставі аналізу якості функціонування локальної електричної системи;
- розроблення методу узгодження графіків генерування ФЕС та навантаження в локальній електричній системі;
- виконання алгоритмічної та програмної реалізації розроблених методів та перевірка їх ефективності.

Розділ 1

ОСОБЛИВОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ЗІ ЗНАЧНОЮ ПОТУЖНІСТЮ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Світова електроенергетика традиційно розвивалася шляхом централізації систем генерування створенням все більш потужного енергетичного обладнання та його об'єднання в енергетичні комплекси. Як наслідок, були сформовані великі територіально протяжні енергетичні системи: європейська ENTSO-E, ОЕС України та інші. В останні роки спостерігається стійка тенденція до зміни загальної концепції розвитку енергетики. Мова йде про впровадження нової ідеології – енергетики сталого розвитку [40]. Одним з основних елементів такої ідеології є впровадження джерел розподіленого генерування (РГ) – енергетичних установок невеликої потужності. Широке розповсюдження джерел РГ пов'язано також з розвитком відновлюваних джерел електроенергії (ВДЕ) [40, 41]. Серед останніх найбільш розповсюдженими є вітрові електростанції (ВЕС), сумарна потужність яких в світі станом на 2015 рік становила 356 ГВт [42], та сонячна енергетика. Частка сонячної енергії у світовому електроспоживанні нині становить 280 ГВт – близько 2 % потужності споживання [42].

Україна не стоїть осторонь цих процесів і досить інтенсивно нарощує об'єми електричної енергії, що виробляється на фотоелектричних станціях (рис. 1.1).

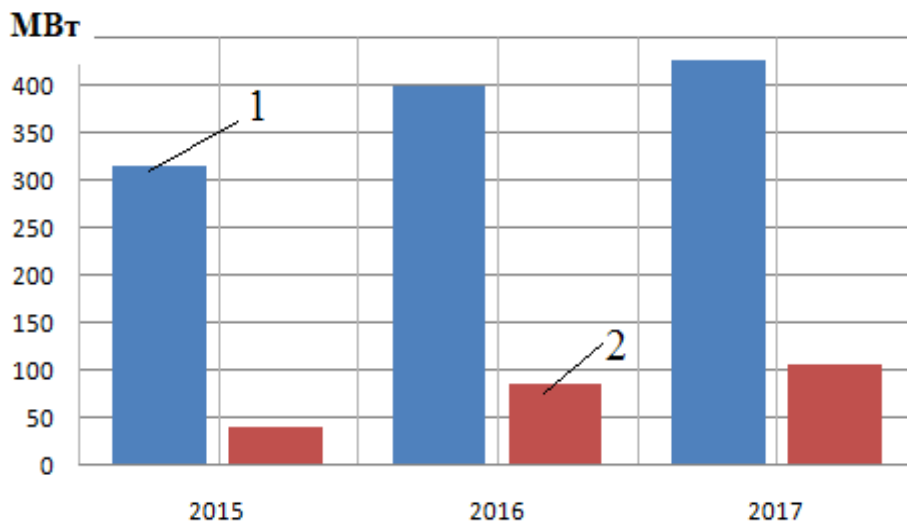


Рисунок 1.1 – Приріст установленної потужності ФЕС за останні роки (МВт): по ОЕС України (1) та ПАТ «Вінницяобленерго» (2)

Переважна частина ФЕС під'єднуються до розподільних електричних мереж. Це зумовлено, з одного боку, технічними особливостями, а з іншого – фінансовими можливостями. Під'єднання фотоелектричних станцій до розподільних мереж призводить до того, що ці мережі набувають властивостей електричної системи зі всіма перевагами і недоліками. В такому випадку розподільні електричні мережі з джерелами розосередженого генерування, зокрема ВДЕ, логічно буде називати локальними електричними системами (ЛЕС).

Розбудова ВДЕ, зокрема ФЕС, відбувається нерівномірно в межах України. Так, за даними Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП), на початок 2017 року майже чверть потужності ФЕС під'єднано до мереж ПАТ «Вінницяобленерго» (див. рис. 1.1). Очевидним є і те, що по районах Вінницької області теж розподіл нерівномірний. Це призводить до появи ЛЕС зі значною потужністю відновлюваних джерел електроенергії. Відсоток навантаження, яке покривається ВДЕ, може досягати в окремих районах 20 %. Враховуючи особливості таких джерел енергії, необхідно розробити методи і засоби для визначення їх впливу на надійність електропостачання, зокрема балансову та забезпечення економічності передавання електроенергії та її якості.

1.1 Умови функціонування електричних мереж з відновлюваними джерелами електроенергії

Впровадження джерел РГ в електричних мережах (ЕМ), зокрема ВДЕ, крім зниження екологічного навантаження на навколишнє середовище та вирішення проблем, пов'язаних з відходами виробництва електроенергії, дозволить, по-перше, суттєво підвищити ефективність використання первинних енергетичних ресурсів та, в майбутньому, знизити вартість електроенергії; по-друге, розвантажити як системотворюючі, так і розподільні електричні мережі. Це, в свою чергу, дозволить знизити ризики, пов'язані з подальшим зростанням цін на первинні енергоносії. При цьому виникає низка технічних проблем, що стосуються впливу ВДЕ на планування, керування та розбудову електричних мереж [40].

Інтегрування джерел відновлюваної енергії в електричні мережі, дозволяє створити модель на основі ринкових відносин, що направлена на узгоджене керування сумарним добовим графіком навантаження і генеруванням ВДЕ. Взаємодія в рамках такої моделі може приносити вигоду усім суб'єктам електроенергетичного ринку [43].

Власнику ВДЕ це дає можливість отримати низку переваг, що раніше були йому недоступні:

- отримання плати за участь у програмах керування власним навантаженням та генеруванням ВДЕ;
- можливість продавати надлишки електроенергії, генерованої відновлюваним джерелом, енергопередавальним компаніям;
- можливість резервувати певну кількість електроенергії за довгостроковими контрактами;
- можливість оптимізувати власні витрати на основі оцінювання експлуатаційних витрат на генерування і вартості електроенергії, що закуповується безпосередньо у енергопостачальної компанії;
- можливість збільшення вартості активів.

Для енергопостачальної компанії такі переваги будуть виражатись у:

- поліпшенні контролю за комерційними ризиками;
- новому рівні роботи зі споживачами, можливості пропонувати нові програми керування електроспоживанням;
- поліпшенні надійності електропостачання;
- покращенні білінгу.

Отже, всі учасники цього процесу отримують певні вигоди, беручи участь у моделі розвитку електричних мереж та систем електропостачання.

Разом з тим, варто відмітити, що впровадження джерел розосередженого генерування спричиняє появу низки технічних проблем.

В матеріалах CIRED [44] виділяють такі основні проблеми, пов'язані з інтегруванням ВДЕ в системи електропостачання:

- ускладнення керування режимами електричних мереж;
- можливість появи надлишкових потужностей і пов'язаної з цим проблеми регулювання частоти;
- виникнення реверсивних перетікань потужності в розподільних мережах та в мережах високих напруг;
- необхідність забезпечення стійкості роботи енергосистеми за відключення (або включення) великої кількості ВДЕ;
- забезпечення можливості «ізолюваної» роботи всіх типів генерувальних установок.
- складність в обслуговуванні ліній з «активними споживачами» і установками відновлюваної енергії;

- поява в структурі електричних мереж відновлюваних джерел енергії, що мають імовірнісний характер генерування потужності;
- складність узгодження графіків генерування відновлюваних джерел енергії та електроспоживання;
- збільшення струмів короткого замикання, що може стати причиною заміни встановлених комутаційних апаратів, зміни уставок релейного захисту та протиаварійної автоматики;
- необхідність збереження роботи об'єктів електропостачання без відключення від мережі за низьких значень напруги і частоти.

Перераховані проблеми дозволяють зробити висновок, що впровадження джерел РГ, значно ускладнює оперативно-диспетчерське керування режимами електричних мереж, що можна вирішити впровадженням концепції Smart Grid.

1.1.1 Аналіз функціонування електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії на базі концепції Smart Grid

Основою функціонування електричної мережі на базі концепції Smart Grid є наявність технологічної платформи з великою кількістю комунікацій між процесами генерування, передачі, розподілу та споживання електричної енергії. Відповідно до [45–52] технологічна платформа Smart Grid – це «електричні мережі, що відповідають вимогам ефективного та надійного функціонування енергосистеми. Це забезпечується за допомогою координованої взаємодії та організації двосторонніх комунікацій між елементами електричних мереж, електричними станціями, акумулюючими пристроями і споживачами». Концепція Smart Grid розроблялась, перш за все, для забезпечення надійного та безперебійного електропостачання, а також інтегрування електростанцій, що працюють на використанні вітру, сонця, води тощо, в традиційні енергосистеми.

В наш час можна виділити п'ять основних груп стандартів, що відносять до Smart Grid для енергетичної галузі [53]:

- IEC 61970 та IEC 61968 – описують «загальну інформаційну модель» (CIM), необхідну для обміну даними між апаратурою та мережами, насамперед у передавальному секторі (IEC 61970) і розподілі (IEC 61968);
- IEC 61850 – сприяє автоматизації підстанцій і комунікацій, так само як і сумісності на основі єдиного формату даних;
- IEC 60870-6 – описує інформаційний обмін між центрами управління;

– ІЕС 62351 – вирішує завдання безпеки комунікаційних протоколів, що визначені на основі попередніх стандартів ІЕС.

Розглянуті стандарти передбачають впровадження таких функціональних властивостей системи :

1. Самовідновлення під час аварійних ситуацій: енергосистема і її елементи повинні постійно підтримувати свій технічний стан на рівні, що може забезпечити необхідну надійність та якість електропостачання.

2. Мотивація активної поведінки кінцевого споживача: забезпечення можливості споживачам самостійно змінювати об'єм та функціональні властивості (рівень надійності, якості і т. д.) отримуваної електроенергії на основі балансу власного споживання та можливостей енергосистеми на основі інформації про ціни на електроенергію згідно з зонним тарифом. Такий механізм функціонує завдяки впровадженню автоматизованих систем керування власним споживанням електроенергії.

3. Розширення ринків електроенергії: відкритий доступ до ринків електроенергії «активного споживача» (рис. 1.2), дозволить підвищити конкурентність на ринку електроенергії.

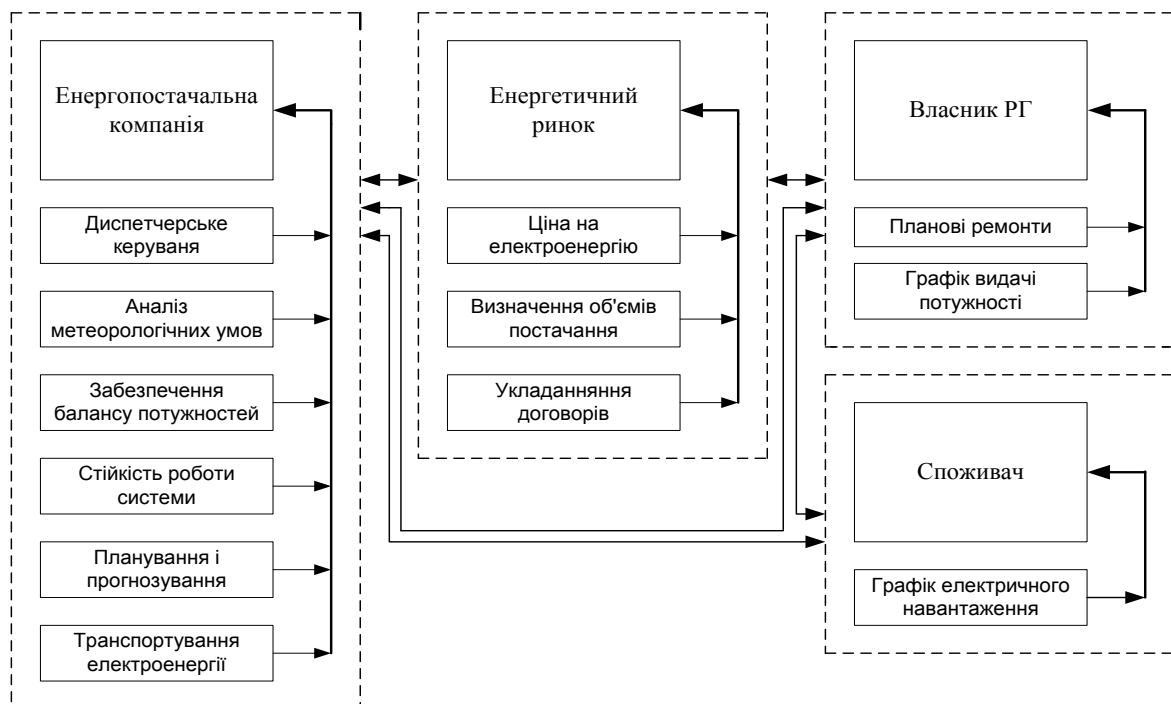


Рисунок 1.2 – Модель зв'язку між учасниками енергоринку на базі концепції Smart Grid

В умовах впровадження змін до Закону України «Про ринок електричної енергії України», модель ринку електроенергії (рис. 1.3) передбачає укладення двосторонніх договорів (позабіржова торгівля) з купівлі-продажу електричної енергії, у той час як на етапі за добу наперед буде організовано централізований ринок.

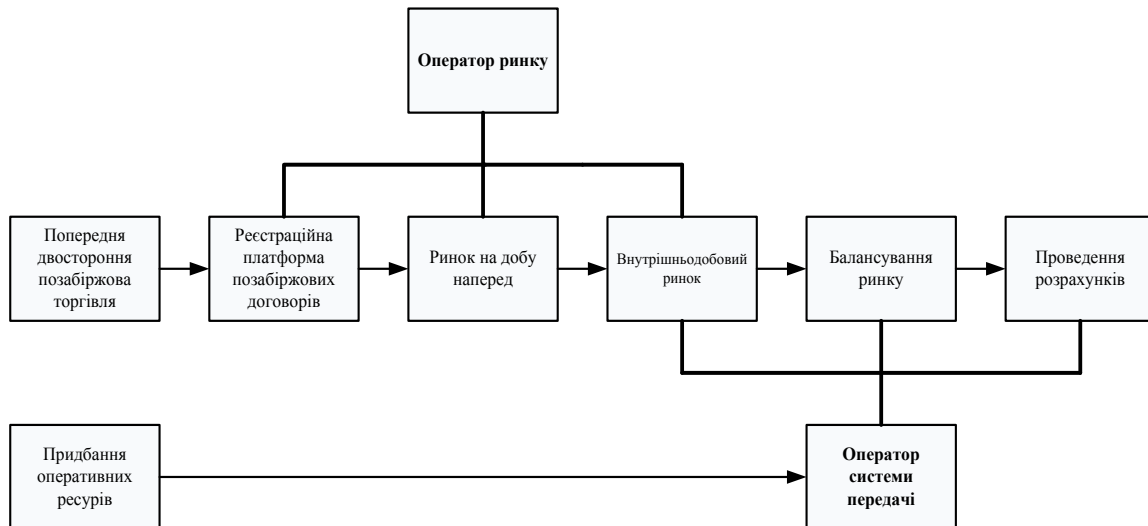


Рисунок 1.3 – Модель ринку електроенергії в Україні

Регулятор має забезпечувати мінімальну участь на «Ринку на добу наперед», щоб підтримувати достатню ліквідність. Безперервний Внутрішньодобовий ринок (ВДР) повинен бути організований з метою забезпечення більшого хеджування (страхування від небалансів) учасників ринку перед Оператором системи передачі (ОСП).

ВДЕ за «зеленим тарифом», так само як ТЕС за регульованим тарифом, укладають договори з Гарантованим покупцем, який бере на себе зобов'язання продавати ці обсяги на оптовому рівні. Наприклад, за двосторонніми договорами та/або на РДН, або/та на ВДР. Крім того, Гарантований покупець буде зобов'язаним стати Стороною Відповідальною за Баланс (СВБ) перед ОСП щодо обсягів електроенергії, які виробляються виробниками за «зеленим тарифом». Відповідно до Закону «Про електроенергію», приватні сонячні установки домогосподарств, що не перевищують 30 кВт встановленої потужності, укладають договори з постачальниками універсальних послуг. Останні беруть на себе зобов'язання купувати всі обсяги електроенергії, які перевищують відповідне щомісячне споживання домогосподарства, за відповідним «зеленим тарифом».

Для цілей виставлення цих обсягів на оптових сегментах ринку постачальники універсальних послуг завжди будуть враховувати відповідні обсяги в межах власних потреб споживання, тобто ці обсяги будуть сальдовані з навантаженням (підхід від'ємного навантаження).

Формування нових умов функціонування ринку електроенергії, дозволяє поряд з дією «зеленого тарифу» залучати нові інвестиції для розбудови ВДЕ. Поступове збільшення частки електроенергії, що генерована ВДЕ, в балансі ОЕС України суттєво впливає на роботу електричних мереж. Виходячи з цього, потрібно здійснити оцінювання нестабільності генерування ВДЕ для: по-перше, можливості прогнозування обсягів генерування ВДЕ, зокрема ФЕС, з достатньою точністю на добу наперед; по-друге, розробити методи узгодження такого генерування з графіком навантаження споживача.

4. Оптимізація керування активами: перехід до моніторингу виробничих активів в режимі реального часу, інтегрованому в системи керування, для підвищення ефективності режимів роботи і вдосконалення процесів експлуатації, ремонтів і заміни обладнання за його поточним станом і, як наслідок, зниження загальносистемних витрат.

5. Можливість протистояти негативним збуренням в роботі енергосистеми – наявність спеціальних методів забезпечення стійкості і живучості, що знижують фізичку й інформаційну вразливість усіх складових енергосистеми.

6. Забезпечення високого рівня надійності та якості електроенергії за рахунок зміни системноорієнтованого підходу (system-based approach) і забезпеченням цих властивостей клієнтоорієнтованим (customer – based) і підтримку різних рівнів надійності і якості електроенергії в різних цінових сегментах.

7. Наявність різних типів електростанцій, зокрема на базі ВДЕ і систем акумулювання електроенергії – оптимальне інтегрування електростанцій на відновлюваних джерелах енергії в електричні мережі та узгодження їх роботи з графіком навантаження.

1.1.2 Методи розв'язання задач оптимізації режимів електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії

Світовий досвід інтегрування відновлюваних джерел енергії в електричні мережі показує, що існуючі електричні мережі не готові в повній мірі до широкого впровадження ВДЕ. Так, для забезпечення необхідного рівня функціонування електричних мереж в умовах роз-

будови ВДЕ потрібно розв'язати низку задач, зокрема й оптимізаційних [12, 54] (рис. 1.4).

Вказані задачі доцільно розділяти на задачі оптимізації функціонування ВДЕ та задачі оптимізації функціонування електричних мереж. Часто такі задачі розв'язуються за одним критерієм оптимальності, а саме: визначення оптимальної сумарної потужності ВДЕ в мережі [55], зменшення терміну окупності електростанції на базі ВДЕ [56], зменшення втрат потужності в мережі [57], надійність електропостачання [58], визначення потужності станції, що забезпечить мінімум інвестицій на її експлуатацію [59], покращення рівнів напруги у вузлах мережі [60–62].

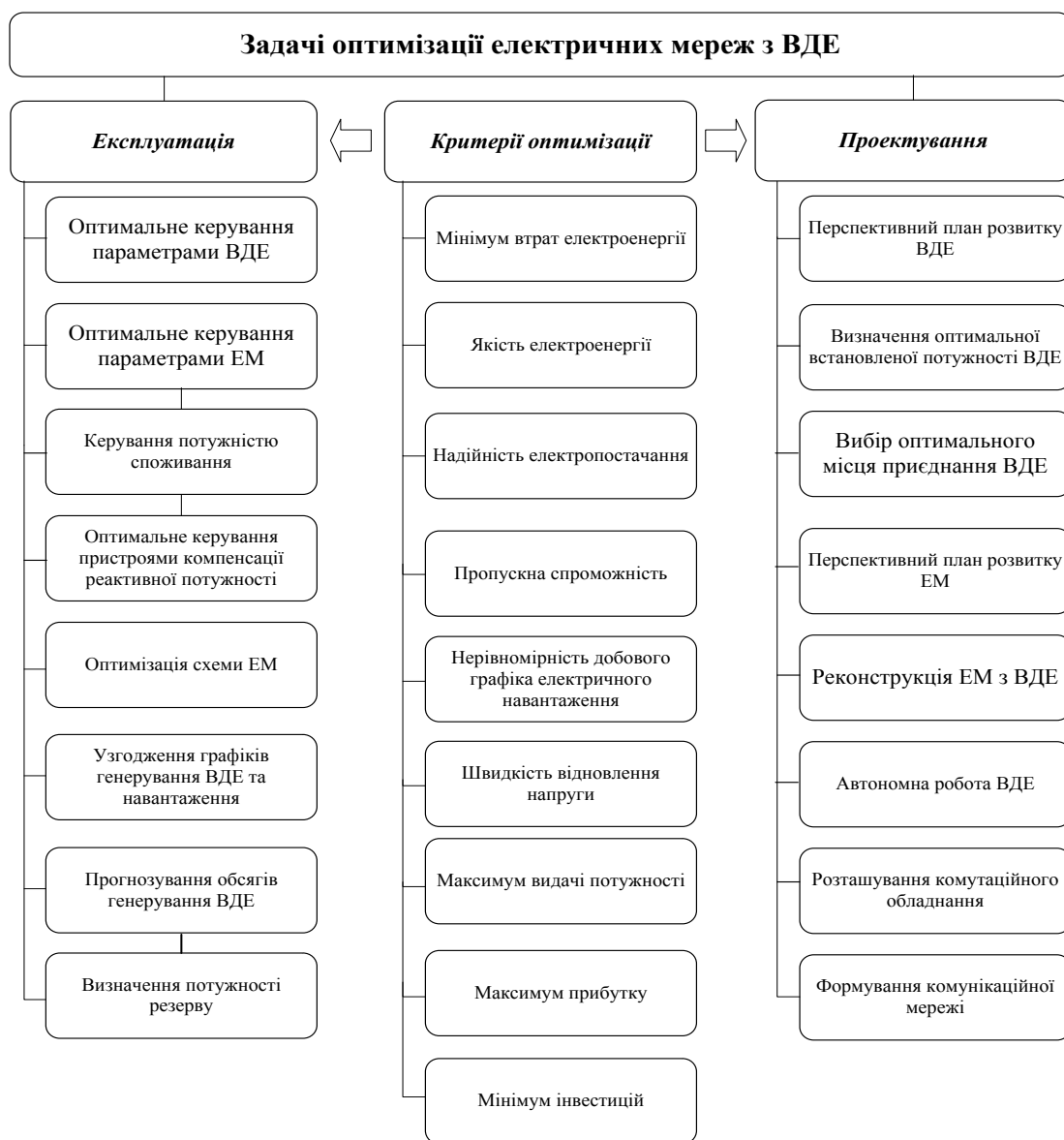


Рисунок 1.4 – Оптимізаційні задачі електричних мереж з ВДЕ

У низці робіт [63–74] були спроби вирішити задачу оптимізації функціонування електричних мереж з ВДЕ, в багатокритеріальній постановці (цільова функція містила, два і більше критерії оптимізації). Так, у [73] вирішується задача пошуку оптимальних місць під'єднання та потужностей ВДЕ за критерієм мінімуму втрат активної потужності та забезпечення відповідної якості електроенергії. В [64] була сформована цільова функція для визначення впливу розміщення джерел РГ на надійність електропостачання та втрати потужності в мережі та рівень напруг у вузлах схеми, а у [65–74] роботу РГ оптимізували за критерієм підвищення надійності електропостачання та зменшення втрат електроенергії в мережі, використовуючи метод генетичних алгоритмів.

Формування математичної моделі задачі оптимізації та вибір критерію оптимальності повинен здійснюватись, виходячи з економічних міркувань та враховуючи специфіку роботи ВДЕ (йдеться про нестабільність видачі потужності електростанціями, наприклад, сонячними). Така нестабільність породжує задачі прогнозування обсягів генерування ВДЕ та узгодження графіків видачі потужності ВДЕ з графіками електричного навантаження (ГЕН). Виходячи з цього, узгодження дозволить отримати переваги як енергопостачальним компаніям (зменшення нерівномірності добового ГЕН, зменшення втрат активної потужності, підвищення надійності електропостачання, збільшення пропускної спроможності ліній), так і споживачам, завдяки підвищенню енергетичної незалежності, отриманню додаткових переваг від енергопостачальних компаній.

1.2 Вплив нестабільності генерування відновлюваних джерел енергії на режимні параметри електричних мереж

Для енергетики України актуальним є створення загальних методологічних засад і засобів докорінної модернізації розподільних електричних мереж таким чином, щоб впровадження нових технологій, як перспективного напрямку використання розосередженого генерування (РГ), приносили максимальний позитивний ефект у плані покращення техніко-економічних показників їх функціонування.

Значна частина приросту потужностей відновлюваних джерел енергії в Україні з початку 2015 року, припадає на генерування електроенергії ФЕС. 6 % від цього приросту становлять ФЕС, що встановлені безпосередньо в споживача. Збільшення кількості джерел ВДЕ супроводжується виникненням додаткових ризиків, пов'язаних з їх імовірнісною природою генерування (рис. 1.5) і менш стабільними характеристиками, що може призвести до зниження надійності електропостачання [75] та якості електроенергії [76, 77].

Очевидним є необхідність оцінювання нестабільності. В роботі [78] авторами запропоновано коефіцієнт стабільності, який характеризує імовірність покриття джерелом електричної енергії відповідного навантаження, що змінюється за певним графіком.

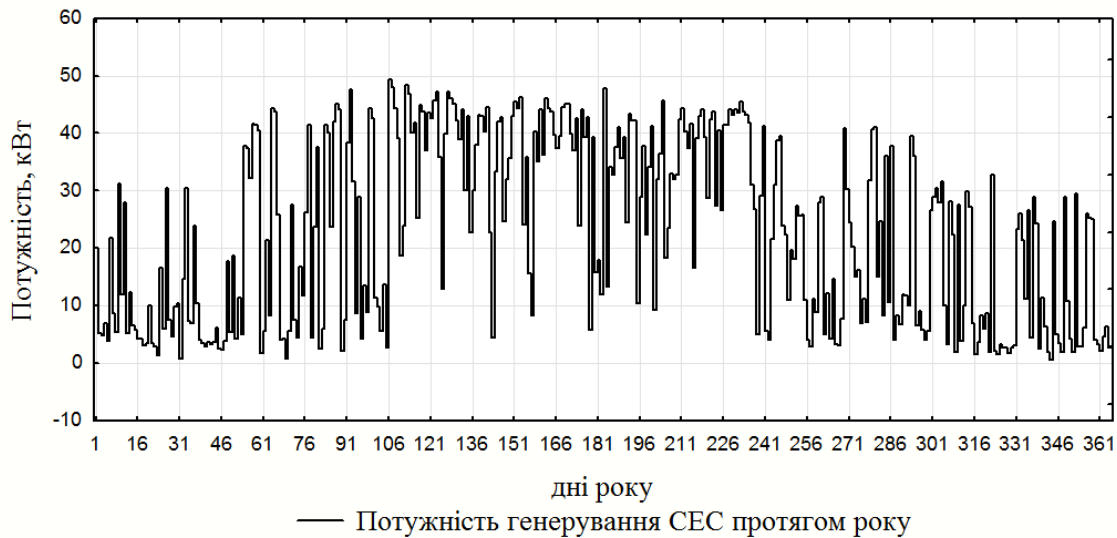


Рисунок 1.5 – Приклад зміни потужності генерування ФЕС протягом року

Якщо потужності генерування і навантаження задані ступеневими графіками, то визначити коефіцієнт стабільності можна за виразом [78]

$$k_{стаб} = \sum_{i=1}^{24} \left[P_{добі} \sum_{j \in M} \left(P_{ВДЕ_рік_j} \sum_{l \in N} P_{спож_рік_l} \right) \right], \quad (1.1)$$

де $p_{доб}$ – імовірність появи ступеня добового графіка; $p_{ВДЕ_рік_j}$ – імовірність появи ступеня генерації протягом року; M – множина не нульових ступенів; $p_{спож_рік}$ – імовірність появи ступеня споживання про-

тягом року; N – множина ступенів споживання, які знаходяться нижче рівня генерування відповідного періоду доби.

До переваг визначення коефіцієнта стабільності за запропонованим методом можна віднести відносну простоту. Але, по-перше, через велику кількість різних рівнів генерування ВДЕ, зокрема ФЕС, збільшується кількість обчислень і, відповідно, похибка. По-друге, визначення коефіцієнта стабільності, опираючись на рівні генерування та навантаження, не дає можливості визначення основних імовірнісних характеристик цих процесів.

Виходячи з цього, потрібно розробити метод визначення коефіцієнта стабільності, який дозволить отримати інформацію про основні імовірнісні характеристики процесів генерування ВДЕ. Така інформація, дозволить прогнозувати забезпечення балансової надійності локальної електричної системи.

1.2.1 Вплив відновлюваних джерел енергії на втрати електроенергії в електричних мережах

Встановлення джерела живлення на основі відновлюваної енергії в РЕМ неподалік від навантаження може змінювати напрямки перетоків потужності. Відповідно виникають проблеми, що пов'язані з появою реверсивних потоків. Однією з таких проблем є збільшення втрат активної потужності в електричних мережах.

Аналіз втрат потужності в електричних мережах з ВДЕ, здійснювався з урахуванням місця приєднання та відношення значення потужності генерування до потужності навантаження вузлів [1]:

1. У випадку коли встановлена у вузлі схеми потужність ВДЕ менша за навантаження, то таке під'єднання забезпечить зменшення втрат у мережі.

2. В електричній мережі існує хоча б один вузол, де вихідна потужність ВДЕ більша ніж власне навантаження цього вузла, але сумарна потужність відновлюваних джерел енергії, що встановлені в мережі, менша ніж її сумарне навантаження.

3. В електричній мережі існує щонайменше один вузол, де вихідна потужність ВДЕ більша, ніж власне навантаження цього вузла, але сумарна потужність ВДЕ даної мережі в цілому більша ніж її сумарне навантаження.

Раніше вказані випадки розглядалися, коли ставилась задача оптимізації конкретного режиму. Тоді можна було б визначити потужність генерування ВДЕ, оптимальну за критерієм мінімуму втрат активної потужності, як це запропоновано в [30]

$$P_{ВДЕ} = \frac{|U_i| \cdot |U_i|}{R_{ii}} \cdot \sum_{j=1, j \neq i}^n \left((P_j \cos(\delta_i - \delta_j) + jQ_j \sin(\delta_i - \delta_j)) \cdot \frac{R_{ij}}{|U_i| \cdot |U_j|} \right), \quad (1.2)$$

де $|U_i|$ – модуль напруги у вузлі; n – кількість вузлів в схемі; $R_{i,j}$ – i та j елементи матриці вузлових опорів схеми; δ_i – кут зсуву фази в i -му вузлі; P_j, Q_j – активна та реактивна потужності навантаження в j -му вузлі.

Проте добовий графік електричних навантажень нерівномірний, і потужність генерування ВДЕ залежить від погодних умов, тривалості світлового дня, тому також змінюється протягом доби. Щоб врахувати вказані зміни, доцільно перейти до оцінювання втрат електроенергії. На рис. 1.6 та 1.7, як приклад, наведено залежності втрат активної потужності для тестової 14-ти вузлової схеми IEEE, від потужності генерування ВДЕ, встановлених в різних вузлах.

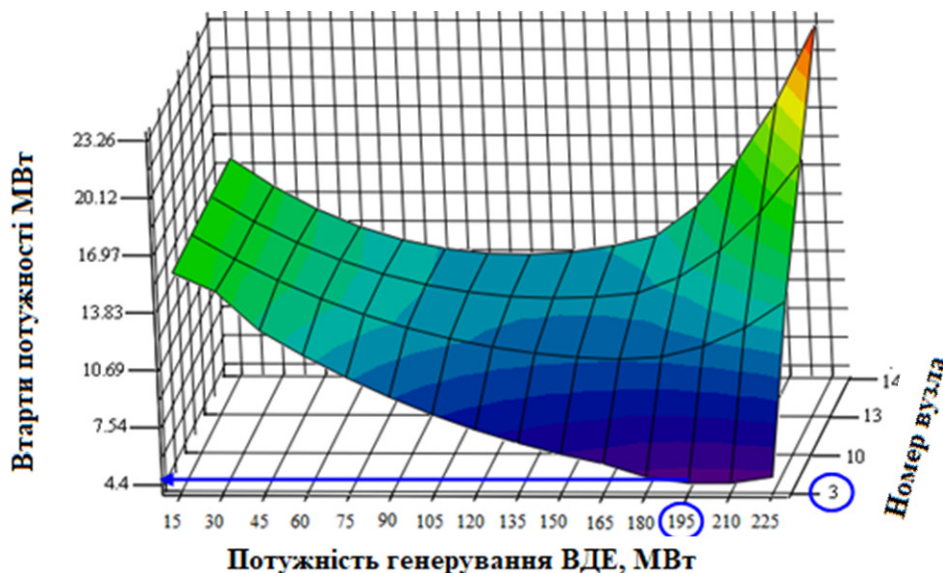


Рисунок 1.6 – Залежність зміни втрат активної потужності в ЕМ з врахуванням нестабільності генерування ВДЕ

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. О. В. Кириленко, І. В. Трач, «Технічні особливості функціонування енергосистем при інтеграції джерел розподіленої генерації,» у *працях Інституту електродинаміки НАН України*, вип. 24, с. 3–7.
2. Ю. І. Тугай, В. В. Козирський, О. В. Гай, В. М. Бодунов, «Інтеграція поновлюваних джерел енергії в розподільні електричні мережі сільських регіонів,» *Технічна електродинаміка*, № 5, с. 63–67. 2011.
3. В. В. Павловський, А. О. Стелюк, О. В. Ленга, А. М. Захаров, «Моделювання інерційного відгуку в ОЕС України в умовах значної частки електростанцій на відновлюваних джерелах енергії,» *Технічна електродинаміка*, № 4, с. 53–56, 2015. http://nbuv.gov.ua/UJRN/TEDE_2015_4_11.
4. Б. С. Стогній, О. В. Кириленко, А. В. Праховник, С. П. Денисюк, «Еволюція інтелектуальних електричних мереж та їхні перспективи в Україні,» *Техн. електродинаміка*, № 5, с. 52–67. 2011.
5. М. П. Кузнецов, О. В. Лисенко, «Можливості короткотермінового прогнозування сонячної енергії,» *Відновлювана енергетика*, № 1, с. 25–31. 2017.
6. П. Ф. Васько, Ю. А. Вихорев, «Актуальные вопросы развития малой гидроэнергетики в Украине на современном этапе,» *Відновлювана енергетика*, № 3(30), с. 60–65, 2012.
7. С. О. Кудря, *Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії*. Київ, Україна: НТУУ «КПІ», 2012.
8. А. Ф. Жаркин, В. А. Попов, В. В. Ткаченко, Саид Банузاده Сахрагард, «Функциональное эквивалентирование электрических сетей при оценке влияния источников распределенной генерации на их режимы,» *Электронное моделирование*, Т. 35, № 3, с. 99–111. 2013.
9. О. С. Яндульський, Г. О. Труніна, А. Б. Нестерко, «Оптимальне регулювання напруги в розподільній електричній мережі з джерелом розосередженого генерування з урахуванням їх належності одному власнику при використанні резерву активної потужності,» *Вісник Кременчуцького національного університету імені Михайла Остроградського*, № 2 91, с. 50–54. 2015.
10. В. М. Сулейманов, В. А. Баженов, Т. Л. Кацадзе, «Моделі та методи оптимізації розвитку основних мереж енергосистем в умовах рин-

кових відносин,» *Енергетика: економіка, технології, екологія*, № 4, с. 58–66. 2014.

11. В. В. Кирик, О. С. Губатюк, «Сенсорний метод пошуку місця встановлення джерела розподіленого генерування,» *Вісник Вінницького політехнічного інституту*, № 6, с. 136–140. 2015.

12. П. Д. Лежнюк, О. А. Ковальчук, О. В. Нікіторович, В. В. Кулик, *Відновлювані джерела енергії в розподільних електричних мережах*. Вінниця, Україна: ВНТУ, 2014, 204 с.

13. Petro Lezhnyuk, Olga Buslavets and Vyacheslav Komar, «Impact of Renewable Sources of Energy on The Level of Active Power losses in Distribution Networks,» in *2nd International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS)*. Kyiv, Ukraine, 2016, pp. 73–78.

14. П. Д. Лежнюк, І.О. Гунько, «Вплив розосереджених джерел енергії на оптимальний потікорозподіл в електричних мережах,» *Вісник національного технічного університету «ХПІ»*, Харків: НТУ «ХПІ», № 18, с. 86–91. 2016.

15. П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, С. В. Кравчук, «Узгодження графіків генерування відновлювальних джерел електроенергії та навантаження споживачів,» *Електрические сети и системы*, № 4–5, с. 76–80. 2016.

16. В. В. Козырский, Б. В. Кузьменко, А. В. Гай, «Подход к определению мест размещения секционных коммутационных аппаратов,» *Електрифікація та автоматизація сільського господарства*, № 1, с. 32–44. 2005.

17. В. В. Каплун, О. В. Гай, В. М. Бодунов, «Інтелектуальні системи захисту та автоматики замкнених електричних мереж з джерелами розподіленої генерації,» *Енергетика та електрифікація*, № 3, с. 42–47. 2011.

18. В. В. Каплун, О. П. Кравченко, В. В. Василенко, С. С. Макаревич, Р. В. Каплун, «Аналіз методів оптимізації мікроенергетичних систем (MicroGrid) на основі джерел розподіленої генерації,» *Вісник КНУТД*. № 2 (84), с. 5–17. 2015.

19. Л. Н. Добровольська, В. І. Волинець, Д. С. Собчук, В. В. Черкашина, *Електричні мережі з відновлюваними джерелами енергії*. Луцьк, Україна: РВВ Луцького НТУ, 2016.

20. Д. С. Собчук, «Використання нетрадиційних джерел енергії в електроенергетичних системах для підвищення надійності та якості еле-

ктропостачання,» у *Наукові нотатки. Міжвузівський збірник*, вип. 40. Луцьк, Україна, 2013, с. 261–265.

21. Л. В. Давиденко, Н. В. Коменда, Т.І. Коменда, *Управління та контроль енергоспоживання (для студ. напряму «Електротехніка та електротехнології»)*. Луцьк, Україна: Луцький НТУ, 2015с.

22. Ali Ahmadian, Mahdi Sedghi, Masoud Aliakbar-Golkar, «Fuzzy Load Modeling of Plug-in Electric Vehicles for Optimal Storage and DG Planning in Active Distribution Network,» *Vehicular Technology IEEE Transactions on*, vol. 66, pp. 3622–3631. 2017.

23. Hao-Tian Zhang, Kang Chang, Huiling Zhang, Loi Lei Lai, «A novel probabilistic approach for evaluating fault ride-through capability of wind generation,» in *Machine Learning and Cybernetics (ICMLC) 2016 International Conference on*, vol. 1, pp. 135–140. 2016. ISSN 2160-1348.

24. J. Enslin, P. Heskes, «Harmonic Interaction Between a Large Number of Distributed Power Inverters and the Distribution Network,» in *IEEE Transaction on power electronics*, vol. 19, no. 6, pp.1586–1593. 2004. Doi: 10.1109 PESC.2003.1217719.

25. П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, С. В. Кравчук, «Оцінювання стабільності генерування сонячних електростанцій у задачі забезпечення балансової надійності,» у *наукових працях ВНТУ*, № 2, с. 1–8. 2016. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/471469>. Дата звернення: 11.29.2017

26. П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, С. В. Кравчук, «Оцінювання імовірнісних характеристик генерування сонячних електростанцій в задачі інтелектуалізації локальних електричних систем,» у *Вісник Харківського НТУ*, № 18 (1190), с. 92–100. 2016. doi:10.20998 2413-4295.2016.18.14.

27. П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, С. В. Кравчук, «Врахування нестабільності генерування енергії відновлюваними джерелами в задачі вирівнювання добового графіка електричних навантажень,» у *Вісник Харківського Національного Технічного Університету Сільського Господарства Імені Петра Василенка. Технічні науки*, «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України». Харків, Україна: ХНТУСГ, вип. 176, 2016, с. 15–18.

28. П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, С. В. Кравчук, «Визначення оптимальної потужності резерву для забезпечення балансової надійності лока-

льної електричної системи,» у *Вісник НТУ «ХПІ»*, № 42 (1214), с. 69–75. 2016. doi: 10.20998 2413-4295.2016.42.11.

29. П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, С. В. Кравчук, «Узгодження графіків генерування відновлюваних джерел енергії та електричного навантаження в локальній електричній системі,» у *Вісник Харківського Національного Технічного Університету Сільського Господарства Імені Петра Василенка. Технічні науки. «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України»*. № 2, с. 30–37. 2016.

30. П. Д. Лежнюк., С. В. Кравчук, «Оптимізація схем під'єднання нетрадиційних і відновлювальних джерел електроенергії в електричних мережах,» у *Вісник Чернігівського державного технологічного університету. Серія «Технічні науки»*, № 2, с. 168–173, 2014.

31. П. Д. Лежнюк, В.І. Нагул, В. В. Нетребський, С. В. Кравчук, «Використання принципу найменшої дії для вдосконалення керування нормальними режимами ЕЕС,» у *науковій праці Донецького національного технічного університету. Серія «Електротехніка і енергетика»*, с. 159–162, вип. 1(14). 2013.

32. Petro Lezhniuk та інші, «The influence of distributed power sources on active power loss in the microgrid,» w *Przegląd elektrotechniczny*, R. 93, NR 3, pp. 107–112, 2017. doi:10.15199 48.2017.03.25

33. P. D. Lezhniuk, V. O. Komar, S. V. Kravchuk, «Reconciliation of generation graphics of renewable energy sources and load with help of morphometric analysis,» in *International collection of scientific proceedings «European cooperation»*, Vol 9, No 16, pp. 26–35. (2016).

34. P. D. Lezhniuk, V. O. Komar, S. V. Kravchuk, J-P. Ngoma, «Assessment stability generation of solar power plants in the problems of providing balance reliability,» in *Sciences of Europe*, Vol 4, No 9 (2016), pp. 90–96.

35. P. D. Lezhniuk, S. V. Kravchuk, I. O. Hunko, J-P. Ngoma, «The influence of the dispersed energy sources on the energy losses in electrical grids,» in *The scientific method*, vol. 1, no. 1, pp. 3–12. 2016.

36. П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, С. В. Кравчук, «Підвищення балансової надійності в електричних мережах з відновлювальними джерелами енергії,» у *«КУСС – 2016»: XIII Міжнародна науково-технічна конференція*, Вінниця, Україна: ВНТУ, 2016, с. 196–198.

37. П. Д. Лежнюк, О. А. Ковальчук, В. О. Комар, С. В. Кравчук, «Оцінювання балансової надійності в електричних мережах з сонячними електричними станціями шляхом аналізу їх імовірнісних характеристик генерування,» у *Відновлювальна енергетика та енергоефективність у XXI столітті: XVII міжнародна науково-практична конференція*. Київ, Україна: Інститут відновлювальної енергетики НАН, 2016, с. 300–305.

38. П. Д. Лежнюк, С. В. Кравчук, «Дослідження впливу відновлювальних джерел електроенергії на режим роботи електричних мереж,» у *Оптимальне керування електроустановками (ОКЕУ-2015): III Міжнародна науково-технічна конференція*. Вінниця, Україна: Вінницький національний технічний університет, 2015, с. 33.

39. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В., Свідectво про реєстрацію авторського права на твір № 69917 Комп'ютерна програма «Морфометрія графіка електричних навантажень». *Державна служба інтелектуальної власності України*. 19.01.2017.

40. О. В. Кириленко, В. В. Павловський, Л. М. Лук'яненко, «Технічні аспекти впровадження джерел розподіленої генерації в електричних мережах,» в *Технічна електродинаміка*, № 1. с. 46–53. 2011.

41. О. В. Кириленко, А. В. Праховник, «Енергетика сталого розвитку: виклики та шляхи побудови,» у *Праці Інституту електродинаміки НАН України. Спеціальний випуск*, Київ, Україна: Інститут електродинаміки НАН України, 2010, с. 10–16.

42. «Renewables 2012 global status report,» [Електронний ресурс]. Режим доступу до журналу : http://www.map.ren21.net/GSRGSR2012_low.pdf.

43. С. П. Денисюк, Д. С. Горенко, «Аналіз проблем впровадження віртуальних електростанцій,» у *Енергетика: економіка, технології, екологія : науковий журнал*, № 2 (44), с. 25–33. 2016.

44. Kumpulainen L., Kauhaniemi K., Verho P., Vahamaki O. «New Requirements for System Protection Caused by Distributed Generation,» in *CIREN 18th International Conference on Electricity Distribution*, 2005.

45. Б. С. Стогній, О. В. Кириленко, С. П. Денисюк, «Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їхнє технологічне забезпечення,» у *Технічна електродинаміка*, № 6, с. 44–50. 2010.

46. Б. Б. Кобец, И. О. Волкова, «Smart Grid. Концептуальные положения,» *Энергорынок*, № 3, с. 66–72. 2010.

47. Ю. Г. Шакарян, Н. Л. Новиков, «Технологическая платформа Smart Grid (основные средства), *Энергоэксперт*, № 4, с. 42–49. 2009.
48. European Smart Grids Technology Platform: vision and Strategy for Europes Electricity Networks of Future. – *European Commission*, 2006. – 44 P.
49. W. R. Lachsetal, «Power system control in the next century,» *IEEE Transmission on Power Systems*, no. 1, vol. II. 1996.
50. The National Energy Technology Laboratory: A vision for the Modern Grid, March 2007.
51. Smart Power Grids – Talking about a Revolution, *IEEE Emerging Technology portal*, 2009.
52. О. Г. Гриб, Д. А. Гапон, Т. С. Ієрусалімова, М. С. Белов, О. В. Лелека, «Аналіз нормативної бази по проектуванню і побудові систем Smart Grid, яка базується на цифрових підстанція,» *Вісник НТУ«ХПІ»* № 19 (1128), с. 74–78. 2015.
53. IEC standard for Communication networks and systems for power utility automation. Part 90-1: Use of IEC 61850 for the communication between substations, IEC 61850-90-1, 1st ed., 2010.
54. О. Б. Бурикін, Ю. В. Малогулко, «Оптимізація режиму локальних електричних систем з відновлювальними джерелами енергії,» у *Науковій праці ДонНТУ. Серія «Електротехніка і енергетика»*, Донецьк: ДонНТУ, № 2 (15), с. 42–46. 2013.
55. Andrew Keane, Mark O'Malley, «Optimal Allocation of Embedded Generation on Distribution Networks,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 3, pp. 1640–1646, August 2005.
56. Walid El-Khattam Kankar Bhattacharya, Yasser Hegazy and M. M. A. Salama, «Optimal Investment Planning for Distributed Generation in a Competitive Electricity Market,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1674–1684, August 2004.
57. N. S. Rau and Y.H. Wan., «Optimum location of resources in distributed planning,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, pp. 2014–2020, Nov. 1994.
58. Caisheng Wang, M. Hashem Nehrir, «An Analytical Method for DG Placements Considering Reliability Improvements,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 4, pp. 2068–2076, November 2004.

59. Hamid Falaghi, Mahmood-Reza Haghifam, «ACO Based Algorithm for Distributed Generation Sources Allocation and Sizing in Distribution Systems,» *PowerThech*, pp. 555–560, 2007.
60. Víctor H. Méndez Quezada, Juan Rivier Abbad, and Tomás Gómez San Román, «Assessment of Energy Distribution Losses for Increasing Penetration of Distributed Generation,» *IEEE Transactions on power systems*, vol. 21, no. 2, pp. 533–540, May 2006.
61. Seyed Mohammad Hossein Nabavi, Somayeh Hajforoosh, Mohammad A. S. Masoum, «Placement and Sizing of Distributed Generation Units for Congestion Management and Improvement of Voltage Profile using Particle Swarm Optimization,» *IEEE Transactions on Power Systems*, 2011.
62. Andrew Keane, Luis (Nando) F. Ochoa, Eknath Vittal, Chris J. Dent, Gareth P. Harrison, «Enhanced Utilization of Voltage Control Resources With Distributed Generation,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 252–260, February 2011.
63. Nikhil K. Ardeshta, Badrul H. Chowdhury, «Supporting Islanded Microgrid Operations in the Presence of Intermittent Wind Generation,» *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 1–8, 2010.
64. C. L. T. Borges, and D. M. Falcao, «Optimal distributed generation allocation for reliability, losses, and voltage improvement,» *International Journal of Power and Energy Systems*, vol. 28, no. 6, pp. 413–420, July 2006.
65. Y. Alinejad-Beromi, M. Sedighzadeh and M. Sadighi, "A particle swarm optimization for siting and sizing of Distributed Generation in distribution network to improve voltage profile and reduce THD and losses," *2008 43rd International Universities Power Engineering Conference*, Padova, 2008, pp. 1-5. doi: 10.1109/UPEC.2008.4651544
66. X. Chen and W. Gao, «Effects of Distributed Generation on Power Loss, Load ability and Stability,» *IEEE Southeastcon*, pp. 468–473, April 2008.
67. M. Gandomkar, M. Vakilian and M. Ehsan, «A Combination of Genetic Algorithm and Simulated Annealing for Optimal DG Allocation in Distribution Networks,» *CCECE CCGEI*, Saskatoon, IEEE 2005.
68. Walid El-Khattam, Kankar Bhattacharya, Yasser Hegazy and M. M. A. Salama, «Optimal Investment Planning for Distributed Generation in a Competitive Electricity Market,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1674–1684, August 2004.

69. Hamid Falaghi, Mahmood-Reza Haghifam, «ACO Based Algorithm for Distributed Generation Sources Allocation and Sizing in Distribution Systems,» *PowerTech*, pp. 555–560, 2007.
70. Seyed Mohammad Hossein Nabavi, Somayeh Hajforoosh, Mohammad A. S. Masoum, «Placement and Sizing of Distributed Generation Units for Congestion Management and Improvement of Voltage Profile using Particle Swarm Optimization,» *IEEE*, 2011.
71. Andrew Keane, Luis (Nando) F. Ochoa, Eknath Vittal, Chris J. Dent, Gareth P. Harrison, «Enhanced Utilization of Voltage Control Resources With Distributed Generation,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 252–260, February 2011.
72. C. L. T. Borges, and D. M. Falcao, «Optimal distributed generation allocation for reliability, losses, and voltage improvement,» *International Journal of Power and Energy Systems*, vol. 28, no. 6, pp. 413–420, July 2006.
73. X. Chen and W. Gao, «Effects of Distributed Generation on Power Loss, Load ability and Stability,» *IEEE Southeastcon*, pp. 468–473, April 2008.
74. L. Wang and C. Singh, «Reliability-Constrained Optimum Placement of Reclosers and Distributed Generators in Distribution Networks Using an Ant Colony System Algorithm,» *IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics–Part C: Applications and Reviews*, Vol. 38, No. 6, November 2008.
75. R. Medeiros, X. Xu, E. Makram, «Assessment of Operating Condition Dependent Reliability Indices in Microgrids,» *Journal of Power and Energy Engineering*, No. 4, pp. 56–66. 2016. doi: 10.4236/jpee.2016.44006.
76. Jumpei Baba, Akihiko Yokoyama, «Voltage control of distribution network with a large penetration of photovoltaic generations using facts devices,» *Electrical Engineering in Japan*, № 3, Vol. 165, pp. 16–28. 2008. doi:10.1002/eej.20499
77. П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, Д. С. Собчук, «Оцінювання впливу на якість функціонування локальної електричної системи відновлюваних джерел електроенергії,» *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка*, вип.. 141. *Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження АПК України*. Харків, Україна: ХНТУСГ, с. 8–10. 2013.

78. П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, Д. С. Собчук, «Аналіз впливу розосередженого генерування на режим розподільних електричних систем,» *Вісник Вінницького політехнічного інституту*, № 6, с. 45–47. 2013.
79. В. А. Маляренко, І. Є. Нечмоглод, І. Д. Колотіло, «Нерівномірність графіку навантаження енергосистеми та способи його вирівнювання,» *Електроенергетика*, с. 61–61. 2011.
80. А. В. Праховник, «Управление электропотреблением,» *Изв. АН СССР: Энергетика и транспорт*, № 1, с. 5–16. 1990.
81. А. В. Праховник, «Управління енерговикористанням: проблеми, завдання та методи вирішення, Управління енерговикористанням,» у *Збірник доповідей*. А. В. Праховник, Ред. Київ, Україна: Альянс за збереження енергії, С. 169–190. 2001.
82. В. П. Калінчик, В. П. Розен, О. В. Скачок, «Аналіз показників нерівномірності графіків навантаження промислових підприємств,» *Вісник КрНУ імені Михайла Остроградського*, № 2, с. 67–72. 2014.
83. В. П. Розен, Л. В. Давиденко, В. А. Давиденко, «Комплексний підхід до задачі енергозбереження та оцінювання рівня енергоефективності водопостачального підприємства як складної системи,» *Відновлювальна енергетика*, № 1 (20), с. 65–70. 2010.
84. Б. И. Кудрин, «Электроснабжение промышленных предприятий,» *Теплотехник*, с. 698. 2009.
85. Ф. П. Шкрабець, П. Г. Плешков, *Основи електропостачання*, Кіровоград, Україна: КНТУ, с. 211. 2010.
86. Н. В. Коменда, «Морфометрична оцінка та критерій рівномірності графіка електричних навантажень,» *Вісник національного університету «Львівська політехніка»*, № 66, с. 42–46. 2011.
87. О. Д. Демов, Н. В. Коменда, Т. І. Коменда, «Морфометрична оцінка графіка електричних навантажень,» *Промелектро*, № 4, с. 22–25. 2008.
88. О. Д. Демов, Т. І. Коменда, Н. В. Коменда, «Морфометрія графіка електричних навантажень,» *Енергетика та електрифікація*, № 8, с. 59–62. 2009.
89. О. Д. Демов, Н. В. Коменда, Т. І. Коменда, «Морфометрична оцінка добової нерівномірності навантаження. Підвищення рівня ефективності енергоспоживання в електротехнічних пристроях і системах,» у

Матеріали II-ї міжнародної конференції. Луцьк, Україна: РВВ ЛДТУ, с. 53–57. 2008.

90. Sangit Chatterjee and Aykit Firat «Generating Data with Identical Statistics but Dissimilar Graphics: A Follow up to the Anscombe Dataset,» *American Statistician*, 61(3), 248–254. 2007.

91. Н. В. Коменда, Т. І. Коменда, О. Д. Демов, «Пошук споживачів – регуляторів на основі морфометричного підходу при управлінні добовим навантаженням промислового підприємства,» у *Праці інституту електродинаміки Національної академії наук України*, № 27, с. 22–26. 2010.

92. Н. Коменда, «Морфометрична класифікація графіків електричного навантаження промислових підприємств,» у *«Контроль та управління в складних системах (КУСС 2010): X міжнародна конференція*. Вінниця, Україна: ВНТУ, с. 331. 2010.

93. Н. В. Коменда, «Морфометрична класифікація графіків електричного навантаження промислових підприємств,» *Вісник Вінницького національного політехнічного інституту*, № 1, с. 67–70. 2011.

94. П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, О. А. Ковальчук, І. В. Котилко, «Оптимізація режимів електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії з використанням SMART Grid технологій,» *Енергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК*, № 2, с. 17–20. 2014. [Електронний ресурс] Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/UJRN/ekit_2014_2_6. Дата звернення: 11.29.2017

95. П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, О. Б. Бурикін, О. А. Ковальчук, «Оптимізація режимів електричних мереж з малими ГЕС в умовах адресного електропостачання,» *Технічна електродинаміка. Тематичний випуск: Проблеми сучасної електротехніки*, ч. 3, с. 31–34. 2010.

96. П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, В. В. Кулик, «Вплив відновлюваних джерел енергії на функціонування розподільних електричних мереж,» *Енергетика та електрифікація*, № 1, с. 8–12. 2015.

97. О. Д. Демов, Ю. Ю. Півнюк, «Поетапний розрахунок компенсації реактивної потужності в електричних мережах на основі їхньої декомпозиції,» *Технічна електродинаміка*, № 1, с. 81–86. 2017.

98. В. Попов, Е. Ярмолук, П. Замковой, «Алгоритм многокритериального управления режимами работы микросетей,» *Восточно-европейский журнал передовых технологий*, № 2, с. 61–68. 2014. doi: 10.15587/1729-4061.2014.23158.

99. О. В. Кириленко, В. В. Павловський, О. С. Яндульський, А. О. Стелюк, «Керування режимом роботи електростанції з відновлюваними джерелами енергії в умовах зміни частоти в енергосистемі,» *Технічна електродинаміка*, № 4, с. 52–57. 2012.
100. В. В. Кулик, О. Б. Бурикін, Ю. В. Малогулко, «Дослідження ефективності сумісної експлуатації локальних електричних мереж з ВДЕ та систем централізованого електропостачання,» *Вісник Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут». Серія «Гірництво». Електрифікація та автоматизація гірничих робіт*, вип. 25, с. 113–120. 2014.
101. Б. Б. Дунаев, *Точность измерений при контроле качества*, Київ, Україна: Техніка, 1981.
102. І. В. Кузьмін, «Критерії оцінки ефективності, якості та оптимальності складних систем,» *Вісник Вінницького політехнічного інституту*, № 1 (2), с. 5–9. 1994.
103. И. В. Кузьмин, *Основы моделирования сложных систем*, Київ, УРСР: Вища школа, 1981.
104. Ю. Н. Астахов, П. Д. Лежнюк, *Применение критериального метода в электроэнергетике*, Киев, УРСР: УМК ВО, 1989.
105. П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, *Оцінка якості оптимального керування критеріальним методом*, Вінниця, Україна: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2006.
106. П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, В. О. Лесько, А. Л. Поліщук, «Враховання якості функціонування розподільних систем під час їх реконструкції,» *Вісник Кременчуцького державного політехнічного університету ім. Михайла Остроградського*, частина 1, № 3(56), с. 172–175. 2009.
107. В. О. Комар, А. Л. Поліщук, «Узагальнена техніко-економічна оцінка ефективності реконструкції розподільних електричних мереж,» *Вісник Львівського національного технічного університету*, № 666, с. 47–52. 2010.
108. И. А. Ушаков, «Надежность: прошлое, настоящее, будущее (Обзор),» *Методы менеджмента качества*, № 5, с. 21–25. 2001.
109. Г. В. Дружинин, *Надежность автоматизированных производственных систем*, 4-е изд., перераб. и доп. Москва, СССР: Энергоатомиздат, 1986.

110. Billinton R., R. N. Allan, «Reliability Evaluation of Power Systems. Second Edition ,» *New York and London, Plenum Press*, pp. 509. 1996.

111. Ю. Я. Чукреев, «К вопросу нормирования вероятностных показателей балансовой надежности территориальных зон электроэнергетической системы,» у *Комунальне господарство міст, вип. 101. Серія: Технічні науки та архітектура*. Харків, Україна: ХНАМГ, с. 364–371. 2011.

112. Ю. Я. Чукреев, *Модели обеспечения надежности электроэнергетических систем*, Сыктывкар, Россия: Коми НЦ УрО РАН, 1995.

113. В. А. Попов, А. А. Петров, В. В. Ткаченко, Ю. Д. Манойло, «Особенности оптимизации надежности воздушных распределительных сетей в условиях применения Smart Grid-технологий,» у *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*, Київ, Україна: Інститут електродинаміки Національної академії наук України, Ч. 2, с. 22–30. 2011.

114. В. В. Кулик, Т.Є. Магас, Ю. В. Малогулко, «Оптимальне керування розосередженими джерелами електроенергії з асинхронними генераторами засобами Smart Grid [Електронний ресурс],» у *Енергетика та електротехніка*, № 4, с. 1–6. 2011. Режим доступу: <http://praci.vntu.edu.ua/article/view/1404999>.

115. European Smart Grid, 2011 [Online]. Available: <http://www.smartgrids.eu>. Дата звернення: 10.11.2017.

116. С. А. Айвазян, В. М. Бухштабер, И. С. Енюков, Л. Д. Мешалкин, *Прикладная статистика: Классификация и снижение размерности*, Москва, Россия: Финансы и статистика, с. 607, 1989.

117. В. Ю. Королев, *Вероятностно-статистический анализ хаотических процессов с помощью смешанных гауссовских моделей. Декомпозиция волатильности финансовых индексов и турбулентной плазмы*, Москва, Россия: ИПИ РАН, 2007.

118. Е. С. Вентцель, *Теория вероятностей*, Москва, СССР: Наука, 1964.

119. НКРЕКП від 28.09.2000. –N 1038. *Порядок визначення плати за транспортування електричної енергії власного виробництва при постачанні електроенергії за нерегульованим тарифом*, [Електронний ресурс]. Режим доступу: http://www.uazakon.com/documents/date_61_pg_gegwxw.htm.

120. Г. М. Гнатієнко, В. Є. Снитюк, *Експертні технології прийняття рішень*. К.: ТОВ «Маклаут», 2008 – 444 с.
121. В. В. Белов, *Теория графов* (учебное пособие для ВТУЗов). Москва, СССР: Высшая школа, 1976.
122. Е. З. Демиденко, *Линейная и нелинейная регрессии*. Москва, СССР: Финансы и статистика, 1981.
123. Э. Ферстер, Б. Ренц, *Методы корреляционного и регрессионного анализа*. Москва, СССР: Финансы и статистика, 1983.
124. Літнарівич Р. М. *Побудова і дослідження математичної моделі за джерелами експериментальних даних методами регресійного аналізу*. Навчальний посібник, МЕГУ, Рівне, 2011.-140 с. Litnarovich R. M. Construction and research of mathematical model on the sources of experimental data by the methods of regressive analysis. Train aid.IEGU, Rivne, 2011. – 140 p
125. В. Г. Холмский, *Расчет и оптимизация режимов электрических сетей*. Москва, СССР: Высшая школа, 1975.
126. НКРЕКП від 12.02.2013. *Про затвердження Методики розрахунку плати за приєднання електроустановок до електричних мереж* [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/law/show/z0339-13/>
127. НКРЕКП від 10.07.2013. *Про затвердження Порядку визначення відрахувань коштів на поточні рахунки постачальників електричної енергії за регульованим тарифом та на поточний рахунок із спеціальним режимом використання оптового постачальника електричної енергії*. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/law/show/z1168-13>.
128. П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, Д. И. Оболонский, «Моделирование и компенсация влияния неоднородности электрических сетей на экономичность их режимов,» *Электричество*, № 11, с. 2–8. 2007.

Наукове видання

**Лежнюк Петро Демянович,
Комар Вячеслав Олександрович,
Кравчук Сергій Васильович
Лесько Владислав Олександрович
Нетребський Володимир Васильович**

**БАЛАНСОВА НАДІЙНІСТЬ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ
З ФОТОЕЛЕКТРИЧНИМИ СТАНЦІЯМИ**

Монографія

Редактор С. Малішевська

Оригінал-макет підготовлено С. Кравчуком

Підписано до друку 6.12.2018 р.
Формат 29,7×42¼. Папір офсетний.
Гарнітура Times New Roman.
Друк різнографічний. Ум. др. арк. 7,85.
Наклад 300 (1-й запуск 1–75) пр. Зам № В2018-24

Вінницький національний технічний університет,
ІРВЦ ВНТУ,
21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95,
ВНТУ, ГНК, к. 114.
Тел. (0432) 65-18-06.

press.vntu.edu.ua; email: kivc.vntu@gmail.com.

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи
серія ДК № 3516 від 01.07.2009 р.

Віддруковано ФОП Барановська Т. П.
21021, м. Вінниця, вул. Порика, 7.
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи
серія ДК № 4377 від 31.07.2012 р.