МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

другого (магістерського) рівня освіти

на тему:

«РОЗРОБКА ЗАХОДІВ ІЗ ПІДВИЩЕННЯ ПРОПУСКНОЇ ЗДАТНОСТІ ЛІНІЙ 35 КВ У РЕМОНТНИХ РЕЖИМАХ РОБОТИ»

Виконав: студент VI курсу

групи Ен – 61 спеціальності

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» .

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Пукіш Б. Р.

(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник: Левонюк В. Р.

(підпис) (прізвище та ініціали)

Рецензент: Сиротюк С. В.

(прізвище та ініціали)

ДУБЛЯНИ 2024

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ

Рівень вищої освіти – другий (магістерський) рівень
Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

_____
(підпис)
д.т.н., професор Калахан О. С.
(вч. звання, прізвище, ініціали)

"____" _____202__ року

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

Пукішу Богдану Романовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи *«Розробка заходів із підвищення пропускної здатності ліній 35 кВ у ремонтних режимах роботи»*

керівник роботи *к.т.н., доцент Левонюк В. Р.*
(наук.ступінь, вч. звання, прізвище, ініціали)

затверджені наказом Львівського НУП *№ 133 / к - с від 28.04.2023 р.*

2. Строк подання студентом роботи *18.01.2024 р.*

3. Вихідні дані
технічна документація, науково-технічна і довідкова література

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

Вступ
1. Огляд методів та засобів аналізу режимів та коменсації реактивної потужності
2. Моделювання режимів роботи електричної мережі
3. Покращання пропускних властивостей леп та якості напруги у вузлах мережі
4. Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях
5. Техніко-економічна оцінка
Висновки
Перелік джерел посилання

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)
Графічний матеріал подається у вигляді презентації

6. Консультанти розділів

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата		Відмітка про виконання
		завдання видав	завдання прийняв	
4	*Городецький І. М., к.т.н., доцент*			

7. Дата видачі завдання *28.04.2023 р.*

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	*Огляд існуючих методів та засобів аналізу режимів та компенсації реактивної потужності*	*28.04.2023 – 19.05.2023*	
2	*Моделювання режимів роботи електричної мережі*	*22.05.2023 – 8.09.2023*	
3	*Покращання пропускних властивостей ЛЕП та якості напруги у вузлах мережі*	*11.09.2023 – 24.11.2023*	
4	*Розробка логіко імітаційної моделі процесу виникнення травми при обслуговуванні турбогенератора*	*27.11.2023 – 8.12.2023*	
5	*Здійснення техніко-економічної оцінки*	*11.12.2023 – 22.12.2023*	
6	*Завершення оформлення розрахунково-пояснювальної записки та презентації*	*25.12.2023 – 5.01.2024*	
7	*Завершення роботи в цілому*	*8.01.2023 – 18.01.2023*	

Студент _____ *Пукіш Б. Р.*
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____ *Левонюк В. Р.*
(підпис) (прізвище та ініціали)

УДК 621.15.385:1

РЕФЕРАТ

Пукіш Б. Р. Розробка заходів із підвищення пропускної здатності ліній 35 кВ у ремонтних режимах роботи. Кваліфікаційна робота. Дубляни: Львівський національний університет природокористування, 2024 р. 55 с. текстової частини, 10 таблиць, 26 рисунків, 34 джерела.

У кваліфікаційній роботі представлено розробку заходів із покращання пропускної здатності ліній електропередач 35 кВу ремонтних режимах роботи. Здійснено аналіз методів та засобів розрахунку режимів роботи електричних мереж та засоби компенсації реактивної потужності в електричних мережах. На основі схеми фрагмента реальної електричної мережі, розроблено модель, яка дала змогу здійснити дослідження нормальних та післяаварійних режимів роботи. Використовуючи методи лінійного програмування, а саме симплекс-метод, у програмному комплексі *Exce1* було розв'язано задачу оптимального розподілу компенсуючих пристроїв та вибору перерізу провідників за умовою найменших капіталовкладень. Також, розглянуто питання охорони праці та захисту населення у надзвичайних ситуаціях. Техніко-економічна оцінка підтвердила правильність проведених заходів, що підкріплено результатами додаткового моделювання. Обчислення укрупнених показників показало, що оптимально-вигідним буде варіант заміни проводів АС-70 на АС-90 з установкою компенсуючих пристроїв.

КОМПЕНСАЦІЯ, РЕАКТИВНА ПОТУЖНІСТЬ, МОДЕЛЬ, СИНХРОННИЙ КОМПЕНСАТОР, АВАРІЙНІ РЕЖИМИ.

ЗМІСТ

ВСТУП……... 6

1 ОГЛЯД МЕТОДІВ ТА ЗАСОБІВ АНАЛІЗУ РЕЖИМІВ ТА КОМЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ 8

……..…….....

1.1 Методи розрахунку та моделювання режимів електричних мереж 8

1.2 Заходи для покращання пропускної здатності ліній електропередач 9

1.3 Компенсувальні пристрої та їх вплив на пропускну здатність ЛЕП 10

2 МОДЕЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ..... 16

2.1 Моделювання нормального режиму……..….. 16

2.2 Моделювання післяаварійних режимів..... 21

3 ПОКРАЩАННЯ ПРОПУСКНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ЛЕП ТА ЯКОСТІ НАПРУГИ У ВУЗЛАХ 24

МЕРЕЖІ…….....

3.1 Методи оптимізації координат режимів роботи електричних мереж 24

3.2 Покращання якості напруги при відключенні лінії Л5..... 30

3.3 Покращання якості напруги при відключенні трансформатора 2ПС 33

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ 35

4.1 Перша невідкладна допомога при ураженні електричним струмом.. 35

4.2 Категорії електроустановок за напругою та схеми їх живлення.... 38

4.3 Модель процесу виникнення та формування виробничих небезпек при обслуговуванні 40

турбогенератора……...

4.4 Розробка заходів із питань безпеки у надзвичайних ситуаціях…... 45

5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА…….....……... 47

5.1 Аналіз ефективності запропонованих заходів……..... 47

5.2 Обчислення укрупнених показників затрат на реалізацію запропонованих 51

заходів.....

ВИСНОВКИ……. 52
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....…….. 53

ВСТУП

Сучасний світ важко уявити без застосування електроенергії. Споживання електроенергії буззупинно зростає, що зумовлено постійним зростанням кількості та потужності споживачів. При цьому потрібно дотримуватися балансу між споживаною та генерованою активною та реактивною потужностями. Дефіцит активної потужності призводить до зниження частоти напруги у мережі та може порушити стійкість енергосистеми, а дефіцит реактивної потужності – до зниження напруги у вузлових точках мережі.

У кваліфікаційній роботі **об'єктом** дослідження є параметри режимів роботи ділянки електричної мережі 35 кВ. На цій ділянці мережі внаслідок збільшення потужності приймачів електричної енергії, у режимах максимального споживання, відмикання однієї із головних ділянок мережі призводить до неприпустимого зниження напруги на шинах 10 кВ підстанцій, при цьому діапазону регулювання ПБЗ та РПН, для забезпечення необхідного рівня напруги, є недостатнім.

В таких випадках, єдиним способом забезпечення якості напруги залишається відмикання частини споживачів. Тому, для електричних мереж є актуальною задача покращання пропускної спроможності ЛЕП у ремонтних режимах. Під ремонтним розуміється режим, у якому через деякі причини відімкнено одну із головних ділянок, а живлення усієї ділянки забезпечується лише від однієї підстанції.

Першим та одним із очевидних шляхів вирішення задачі покращання пропускної спроможності ЛЕП є заміна існуючих проводів на проводи більшого перерізу, що значно знижує опір ЛЕП, а відтак і втрати потужності та напруги в мережі [1]. Встановлення компенсувальних пристроїв дає змогу розвантажити ЛЕП від передачі реактивної потужності і тим самим підвищити пропускну здатність активної [2]. Однак, при вирішенні питання компенсації реактивної потужності виникає завдання оптимізації цього

заходу [3], тобто необхідність знайти найбільш вигідний варіант використання компенсувальних пристроїв, коли при мінімальних затратах можна отримати максимальний ефект [4].

Відтак, **метою роботи** є розробка можливих заходів для забезпечення необхідної якості напруги у вузлових точках та покращання пропускної спроможності у лініях із двостороннім живленням при відімкненні однієї із головних ділянок мережі.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі **завдання**:

- змоделювати та проаналізувати режими роботи ділянки 35 кВ;

- із використанням сучасних програмних засобів детермінувати оптимальні потужності та місця встановлення компенсуючих пристроїв, які необхідні для утримання необхідного рівня напруги у ремонтних або аварійних режимах;

- розглянути ефективність заміни проводів головних ділянок на проводи більшого перерізу;

- перевірити ефективність заходів щодо компенсації реактивної потужності за допомогою моделювання.

Враховуючи сказане вище, кваліфікаційна робота на тему «Розробка заходів із підвищення пропускної здатності ліній 35 кВ у ремонтних режимах роботи» є актуальною. Дослідження спрямоване на розв’язання важливих для електроенергетики завдань, а її результати можуть бути використані для техніко-економічного порівняння кількох заходів щодо вирішення розглянутої задачі.

1 ОГЛЯД МЕТОДІВ ТА ЗАСОБІВ АНАЛІЗУ РЕЖИМІВ ТА КОМЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

1.1 Методи розрахунку та моделювання режимів електричних мереж

Сьогодні дослідження електричних мереж першочергово здійснюється шляхом їх моделювання, зокрема математичного моделювання. Математичне моделювання дає змогу отримати інформацію про параметри того або іншого режиму та його допустимість із погляду здійсненності режимно-технічних обмежень. Проведення наторних експериментів вимагає дорогого устаткування та багато часу на створення достовірної моделі мережі, до того ж проведення випробувань у реальних мережах часто є неприпустимим.

Основою математичного моделювання режимів електричних мереж є математичні методи та фундаментальні закони фізики, у нашому випадку електротехніки. Проте, на відміну від обчислень електричних кіл потрібно не так детермінувати напруги та струми на елементах контурів, як потоки потужності через елементи мережі, напруги у вузлових точках, втрати потужності та напруг в елементах мережі, які відображаються у розрахунках еквівалентними схемами заміщення.

Для моделювання режимів роботи електричних мереж сьогодні найчастіше використовують такі математичні пакети як *EMTP*, *MatLab*, *MathCad*, вузькоспеціалізовані ДАКАР, *RastrWin* та *IndorElectra* тощо [5]. Цілком зрозуміло, що використання спеціалізованих програмних засобів дає змогу значно скоротити час на розрахунки, оскільки універсальні потребують проведення великої кількості операцій та урахування особливостей обчислення електричних режимів мережі, а це робить вирішення задачі моделювання режимів надмірно трудомістким. Спеціалізовані програмні забезпечення підходять краще для вирішення таких завдань. Програма *IndorElectra* дає змогу змоделювати до десяти тисяч вузлів схеми, але доступна повна версія програмного засобу є надзвичайно дорогою. Програмний

комплекс *RastrWin*, який призначений для розв'язання завдань із обчислення, аналізу та оптимізації режимів електричних мереж та систем. Цей програмний комплекс використовується більш ніж у 260 системних та диспетчерських організаціях, а також у проектних та науково-дослідних інститутах. Обчислення у програмі здійснюється за допомогою методу ітерації.

Існує три типи ліцензії для роботи з *RastrWin*:

- ознайомча (не вимагає реєстрації і дає змогу працювати з тестовою схемою без збереження результатів на диск);

- студентська (вимагає безкоштовної реєстрації та дає змогу працювати із будь-якою схемою до 60 вузлів без обмежень);

- комерційна (забезпечує виконання замовлених функцій без обмежень).

Перевагою цього програмного комплексу є легкість аналізу режимів на моделі після здійснення перемикань у мережі (відмикання вузлів, ліній), а також легкість отримання студентської ліцензії.

1.2 Заходи для покращання пропускної здатності ліній електропередач

Під покращанням пропускної здатності ліній електропередачі розуміється найбільша активна потужність трьох фаз ліній електропередачі, яку можна передати у тривалому режимі з урахуванням режимно-технічних обмежень. Найбільша активна потужність ліній електропередачі, яка пересилається, обмежена умовами статичної стійкості генераторів електричних станцій, передаваючої та приймаючої частини електроенергетичної системи, і допустимою потужністю за нагріванням проводів лінії із допустимим струмом [6].

Способи покращання пропускної здатності ліній електропередач:

- заміна проводів на проводи з більшим поперечним перерізом – ефективний захід, однак він є не завжди можливим, оскільки сталеалюмінієві провіди більшого перерізу мають більшу масу, що при заданих стрілах

провисання проводів, ожеледицьких та вітрових впливах створює підвищені навантаження на елементи опор, на які проектовані опори часто не розраховані. Також, виникає потреба у встановленні додаткових опор ЛЕП, проте встановлення нових опор може призвести до серйозних проблем у густо-населених районах, районах приватних забудов, національних парках, заповідниках та інших зонах із забороною на будівництво;

- підвищення класу напруги лінії – переведення лінії на більш високу напругу, будівництво додаткових ПЛ потребує значних капіталовкладень, тимчасових витрат та отримання дозволів на будівництво;

- розщеплення фаз проводів – застосовується на повітряних лініях класом напруги 110 кВ та вище. Розщеплення фаз на декілька проводів дає змогу суттєво зменшити індуктивний опір чим підвищити пропускну здатність струмопроводу;

- встановлення поперечних компенсувальних пристроїв (конденсаторні батареї, синхронні компенсатори, шунтувальні реактори, тощо) – паралельне увімкнення компенсувальних пристроїв в електричну мережу з метою зміни реактивних параметрів ліній електропередачі змінного струму та реактивної потужності, яка споживається в системі [7];

- установка поздовжніх компенсувальних пристроїв – послідовне увімкнення конденсаторів із навантаженням через вольтододатковий або розділовий трансформатор, що дає змогу досягти автоматичного регулювання напруги залежно від фактичної величини струму навантаження. При поздовжній компенсації неминучими є і аварійні режими, причинами яких можуть стати розшунтування конденсаторів, що може викликати перенапругу, або пошкодження конденсаторів із середини.

Також, можливий варіант покращання якості відхилення напруги із оптимізацією потоків потужності та перекомутацією елементів енергосистем.

1.3 Компенсувальні пристрої та їх вплив на пропускну здатність ЛЕП

Під компенсацією реактивної потужності розуміється зниження циркуляції між джерелом і приймачем потоків реактивної потужності.

На відміну від активної, реактивна потужність генерується не лише генераторами, а й іншими джерелами. Від цього, втрати в мережі можуть досягати значень, які співмірні із споживаною електроприймачами реактивною потужністю. Звідси випливає, що транзит реактивної потужності мережею від генератора до споживача на великі відстані зумовлює зростання втрат напруги у лініях, що чергово призводить до зниження рівня напруги у кінцевих споживачів [8].

Окрім втрат напруги, реактивна потужність зумовлює інші негативні наслідки, такі як погіршення якості електричної енергії, завантаження елементів електричної мережі та зменшення їх пропускної здатності. Небажане перевантаження елементів мережі зменшує термін їхньої служби.

Увімкнення пристроїв компенсації поблизу індукційних приймачів, які споживають реактивну потужність, призводить до розвантаження елементів мережі. Використання компенсувальних пристроїв дає змогу покращити якість електричної енергії, зменшити втрати, а відтак покращити економічні показники мережі.

Існує кілька різних способів компенсації, які відрізняються між собою місцями встановлення компенсувальних пристроїв. Серед них централізована, групова та індивідуальна компенсація [9].

На рисунку 1.1 представлено способи встановлення компенсувальних пристроїв: а) – зображено централізовану компенсацію на боці вищої напруги; б) – централізована на стороні нижчої напруги; в) – групова; г) – індивідуальна.

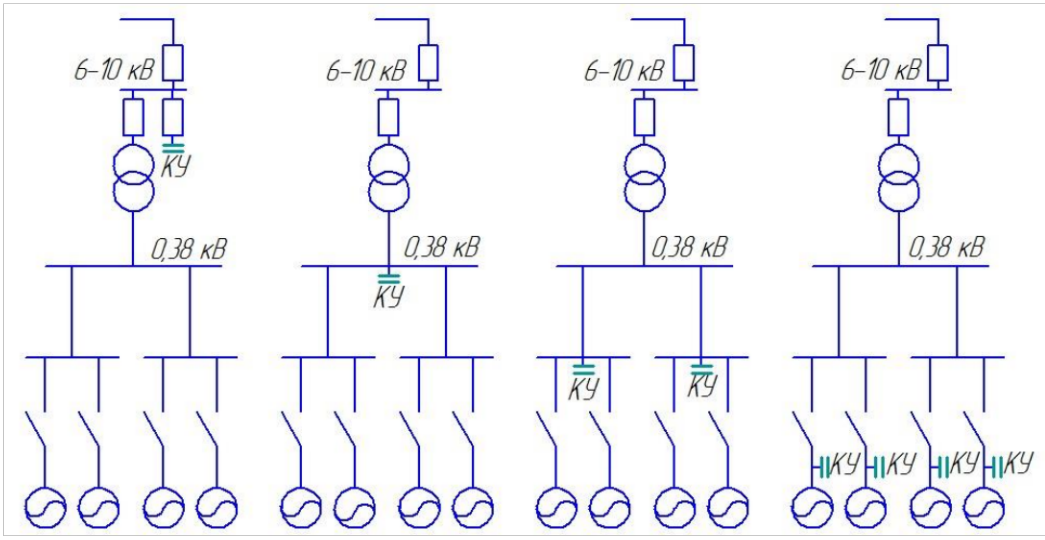

Рисунок 1.1 – Способи встановлення компенсувальних пристроїв

Централізована компенсація на стороні високої напруги застосовується за наявності на об’єкті високовольтних електродвигунів. При такому вигляді компенсації конденсаторна установка підключається до шин 10 кВ. Цей вид компенсації дає змогу знизити активні втрати у трансформаторах 110/10 кВ та струмопровідних кабелях зі сторони низької напруги.

За централізованої компенсації зі сторони низької напруги конденсаторні установки приєднується до шин 0,4 кВ трансформаторної підстанції. Це дає змогу розвантажити від реактивної потужності мережі 10 кВ та трансформатори.

Групова компенсація зі сторони низької напруги може застосовуватися за наявності групи однорідних споживачів та дає змогу зменшити активні втрати у трансформаторах та лініях живлення. Аналогічного ефекту дає змогу досягти й індивідуальна компенсація зі сторони низької напруги. Її застосовують у тих випадках, коли є потужний споживач, що комутується окремим вимикачем. Компенсуючий пристрій у такому випадку приєднується безпосередньо до нього.

Для оптимізації потоків реактивної потужності використовуються генератори електростанцій та синхронні двигуни, а також додатково встановлюються компенсувальні пристрої: батареї конденсаторів, синхронні компенсатори та спеціальні статичні пристрої реактивної потужності. Далі детальніше розглянемо кожен із типів компенсуючих пристроїв.

Синхронні компенсатори. Ці пристрої, це є синхронні двигуни, які працюють у режимі неробочого ходу, але, на відміну від звичайних синхронних двигунів, синхронні компенсатори мають меншу масу та габарити і виготовляються з полегшеним валом.

Синхронні компенсатори є регулюючими установками, які впливають на режим роботи електричної мережі шляхом генерування та споживання реактивної потужності [10]. Генерація реактивної потужності відбувається за перезбудження синхронного компенсатора, а у разі недозбудження – синхронний компенсатор працює в режимі споживання реактивної потужності.

Синхронні компенсатори призначені для стабілізації напруги у точці підключення та її регулювання у потрібних межах. Доцільна установка цих пристроїв у тих точках системи, де графік навантаження елементів має широкі межі зміни, оскільки це суттєво впливає на баланс реактивної потужності. Найчастіше це підстанції 330 – 500 кВ та вище. Синхронні компенсатори встановлюються на низьких шинах напруги.

Статичні тиристорні компенсатори. Основними елементами цих установок є конденсатори та дроселі, вони слугують для накопичення електромагнітної енергії, а тиристори служать для її швидкого перетворення. Залежно від режиму роботи та виду схеми, статичні тиристорні компенсатори можуть споживати та генерувати реактивну потужність. Ці установки можуть працювати за принципом прямої чи непрямої компенсації.

При прямій компенсації генерування реактивної потужності відбувається статичним компенсатором. Буває плавне та ступінчасте регулювання. У першому випадку використовуються перетворювачі частоти та перетворювачі з наявністю штучної комутації тиристорів. Для такого регулювання використовують безпосередні перетворювачі частоти. Такий компенсатор є нерегульованим генератором високої частоти, який включається через перетворювач. Залежно від співвідношення напруги

мережі та напруги на виході безпосереднього перетворювача частоти компенсатор може споживати або генерувати реактивну потужність [11].

При ступінчастому регулюванні необхідна кількість секцій батарей конденсаторів підключається тиристорними ключами зі збільшенням споживання реактивної потужності електроприймачами. Чим більша кількість ступенів батареї конденсаторів, тим плавнішим стає регулювання реактивної потужності.

На рис. 1.2 зображено схему установки прямої компенсації зі ступінчастим регулюванням.

Відмінність непрямої компенсації полягає у тому, що стабілізатор реактивної потужності вмикають паралельно навантаженню, чим забезпечують незмінну величину сумарної реактивної потужності.

При цьому у якості джерела реактивної потужності теж використовуються стабілізатори з наявністю тиристорних ключів. Схема такого стабілізатора показана на рис. 1.3.

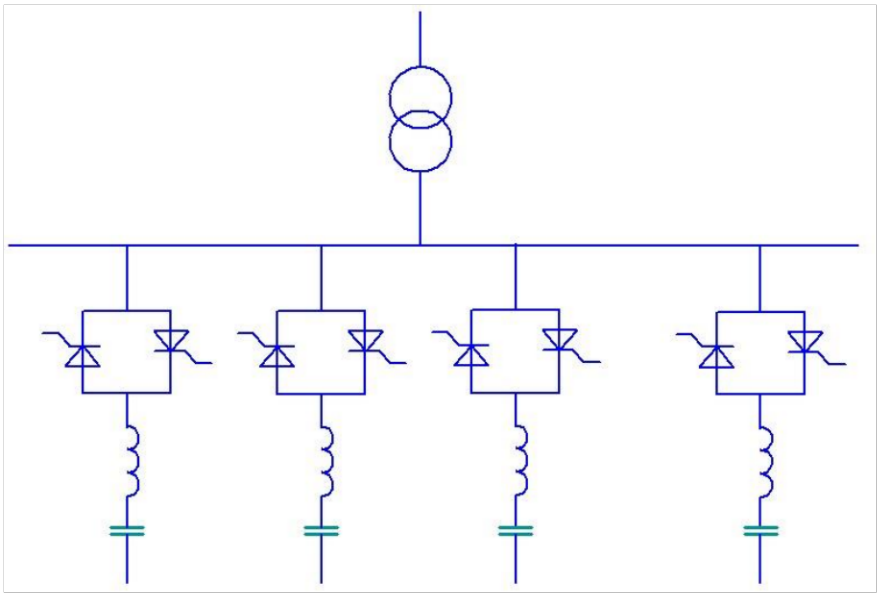

Рисунок 1.2 – Схема установки прямої компенсації реактивної потужності зі ступінчастим регулюванням [12]

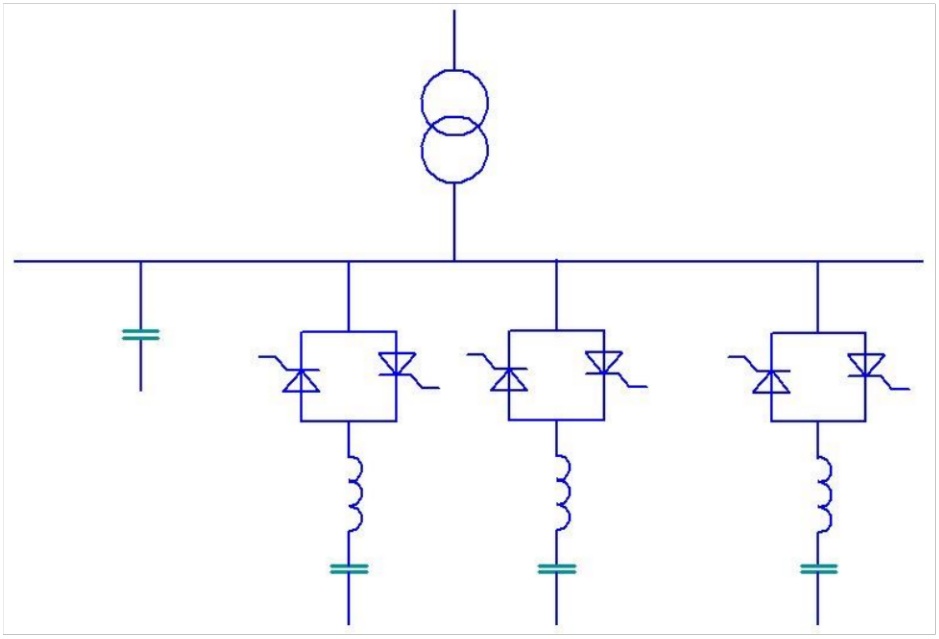

Рисунок 1.3 – Схема стабілізатора реактивної потужності із синхронними тиристорними вентилями

Цей вид компенсувальних пристроїв зазвичай під’єднується безпосередньо до шин споживача і найчастіше використовується за наявності споживачів із нерівномірним графіком навантаження (дугові сталеплавильні печі, тягові підстанції, тощо) [13].

Шунтувальні реактори. Шунтувальні реактори це пристрої, які споживають зайву реактивну потужність. Вони виконуються у вигляді трифазних та однофазних котушок без відгалужень із ненасиченим магнітопроводом [14].

Ці пристрої застосовуються для збільшення пропускної спроможності мережі. Вони можуть підключатися до шин підстанції, або до самої лінії. Найчастіше шунтуючі реактори застосовуються в мережах 110-1150 кВ.

Батареї конденсаторів. Батареями конденсаторів є конденсатори, які з’єднані між собою послідовно або паралельно. Вони бувають у трифазному та в однофазному виконанні та виготовляються на різні номінальні потужності і напруги. Потужність батарей конденсаторів залежить від типу з’єднання фаз. При з’єднанні фаз трикутник її потужність виявляється втричі більше, ніж при з’єднанні у зірку.

На рисунку 1.4 показано варіанти з’єднання фаз батарей конденсаторів: зліва представлено з’єднання у зірку, а справа – з’єднання фаз у трикутник.

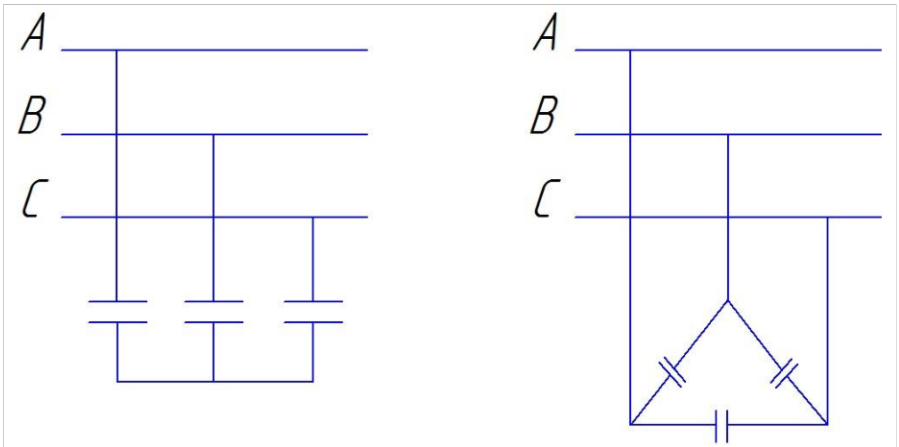

Рисунок 1.4 – Способи з’єднання фаз батарей конденсаторів

Як засіб компенсації реактивної потужності, батареї конденсаторів набули широкого поширення на промислових підприємствах. Ці пристрої працюють лише у режимі генерації реактивної потужності. Більшість установок має можливість багатоступінчастого регулювання потужності [15].

Установки поздовжньої компенсації. Ці установки слугують для зміни реактивного опору ліній, чим вони регулюють рівень її напруги у приймальному кінці. В основному ці установки застосовуються для покращання пропускної здатності лінії [16], але через відносно високу вартість вони не набули широкого поширення.

2 МОДЕЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

2.1 Моделювання нормального режиму

Моделювання фрагмента електричної мережі будемо здійснювати у програмному комплексі RastrWin. Створення моделі у цьому програмному комплексі потребує задання ліній та вузлів електричної мережі, а також їх типів та параметрів. Параметрами вузлів є їх номінальні напруги, приєднані потужності та провідності приєднаних шунтів. Лінії моделі – це ділянки мережі між двома вузлами, які можуть бути лініями електропередач, вимикачами, трансформаторами, струмообмежуючими реакторами, тощо. До параметрів ліній відносяться опори, провідності початку та кінця лінії та коефіцієнт трансформації, якщо лінія моделі є трансформатором. Параметри трансформаторів потрібно привести до напруги первинної обмотки трансформатора враховуючи положення пристроїв РПН та ПБЗ [17].

Відтак, першим етапом моделювання фрагмента електричної мережі є детермінування параметрів її елементів та обчислення параметрів схеми заміщення цих елементів.

Для розрахунків нами прийнято реальний фрагмент електричної мережі, однак з ціллю енергетичної безпеки України ми зашифрували назви підстанцій порядковими номерами. Структурна схема фрагмента електричної мережі представлена на рис. 2.1.

Фрагмент електричної мережі бере початок від підстанції 1ПС 35 кВ і проходить до підстанції 2ПС 35 кВ, живлячи при цьому споживачів на восьми інших підстанціях. Ця ділянка є кільцевою і має чотири відгалуження (ПС2, ПС6, ПС7, ПС8).

Довжина ліній кільцевого фрагмента мережі без урахування відгалужень складає приблизно 99 км, а з урахуванням відгалужень – 157 км, що говорить про значну протяжність, а відтак, про великі втрати на цій ділянці мережі. Всі підстанції крім ПС2, ПС5, ПС6 є двотрансформаторними.

Рисунок забрано з ціллю енергетичної безпеки україни

Рисунок 2.1 – Структурна схема фрагмента електричної мережі

Параметри трансформаторів представлено у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Параметри трансформаторів мережі [18]

№ПС	Тип	K_T	РПН	X_B, Ом	R_B, Ом	B_T, мкСм	G_T, мкСм
1ПС	АТДЦТН-63000/220/110	0,52; 0,04	± 8 х 1,5 %	101,3	2,08	11,8	0,78
	ТМН-6300/35	3,5	± 4 х 2,5 %	1,38	0,14	468,5	7,68
ПС1	ТМН-1600/35	0,28	± 2 х 2,5 %	48,1	7,89	5,21	1,71
	ТМН-1600/35	0,28	± 2 х 2,5 %	47,8	7,89	6,43	1,71
ПС2	ТМ-1600/35	0,17	± 2 х 2,5 %	49,2	6,93	12,87	2,2
ПС3	ТМН-4000/35	0,28	± 2 х 2,5 %	25,1	2,82	35,43	5,88
	ТМН-4000/35	0,28	± 4 х 2,5 %	22,1	2,51	23,99	4,89
ПС4	ТМ-1600/35	0,28	± 2 х 2,5 %	46,4	7,89	16,83	2,24
	ТМ-1600/35	0,28	± 2 х 2,5 %	46,4	7,89	16,83	2,24
ПС5	ТМ-3150/35	0,28	± 2 х 2,5 %	23,1	3,3	141,2	8,32
2ПС	ТДТН-16000/110	0,31; 0,09	± 9 х 1,7 % ± 2 х 2,5 %	83,6	3,02	9,07	2,117
ПС6	ТМ-4000/35	0,28	± 2 х 2,5 %	49,3	6,93	12,87	2,2
ПС7	ТМН-1600/35	0,28	± 6 х 1,5 %	51,3	8,61	18,08	2,69
	ТМ-1600/35	0,28	± 2 х 2,5 %	47,9	8,61	13,97	2,69
ПС8	ТМ-6300/35	0,28	± 2 х 2,5 %	14,0	1,43	45,64	7,68
	ТМН-6300/35	0,28	± 4 х 2,5 %	13,2	1,39	31,09	7,04

Під час створення моделі у програмному комплексі RastrWin визначальними є параметри гілок (ЛЕП, трансформатори, вимикачі) та параметри вузлів (навантаження, генератори,).

Під нормальним режимом роботи розуміється режим, коли живлення досліджуваного фрагмента відбувається від обох підстанцій (1ПС та 2ПС). При цьому значення напруги на шинах споживачів знаходяться в допустимих межах.

Розрахунки параметрів було виконано на підставі контрольних вимірів, які відповідають режиму максимальних навантажень. На момент проведення контрольних вимірів кільце 1ПС – 2ПС перебуває у розімкненому стані. Адекватність моделі буде підтверджена відповідно до показників режиму роботи із розімкненим секційним вимикачем.

При моделюванні фрагмента мережі потрібно врахувати, що для задання параметрів підвищувального трансформатора ТЗ 10/35 кВ потрібно ввести коефіцієнт трансформації, який рівний відношенню вищої напруги до

нижчому на відміну інших, а його параметри призвести до класу напруги 35 кВ.

Результати контрольних замірів представлено у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Результати контрольних замірів напруги та навантаження на шинах низької напруги

№ПС	ПС1		ПС2	ПС3		ПС4		ПС5	ПС6	ПС7		ПС8	
№Тр	Т1	Т2	Т1	Т1	Т2	Т1	Т2	Т1	Т1	Т1	Т2	Т1	Т2
U, кВ	10,7	10,7	6,07	10,3	10,3	10,6	10,6	10,8	10,7	10,2	10,2	10,3	10,3
P, МВт	0,2	0	0,74	0,64	0,58	0,18	0,7	0,46	0,64	1,35	0,85	0,5	0,94
Q, МВАр	0,02	0	0,33	0,2	0,16	0,03	0,05	0,15	0,64	0,36	0,34	0,35	0,22

Модель у програмному комплексі RastrWin створюється шляхом внесення у таблиці параметрів вузлів, гілок, трансформаторів (рис. 2.2) та створюється графічне відображення мережі (нормальний режим (рис. 2.3)).

Рисунок забрано з ціллю енергетичної безпеки України

а)

Рисунок забрано з ціллю енергетичної безпеки України

б)

Рисунок забрано з ціллю енергетичної безпеки України

в)

Рисунок 2.2 – Введення параметрів вузлів (а), гілок (б) та трансформаторів (в)

Рисунок забрано з ціллю енергетичної безпеки україни

Рисунок 2.3 – Відображення моделі фрагмента електричної мережі для нормального режиму

На рисунку 2.4 представлено верифікаційну діаграму результатів отриманих моделюванням з результаттами контрольних замірів.

Рисунок забрано з ціллю енергетичної безпеки України

Рисунок 2.4 – Веріфікація результатів нормального режиму

Аналізуючи верифікаційну діаграму бачимо, що розроблена модель дає адекватні результати.

2.2 Моделювання післяаварійних режимів

У магістральних мережах із двостороннім живленням є випадки, коли через аварії чи здійснення ремонтних робіт, мережа починає отримувати живлення лише від одного центру. Деколи це супроводжується значним падінням напруги на кінцевих споживачах, що є неприпустимим [19].

Для з'язування небезпечності подібних аварії у досліджуваному фрагменті електричної мережі, ми промоделюємо режими роботи при обриві ліній Л13 та Л5; обрив лінії або відімкнення трансформатора на 2ПС та проаналізувати отримані результати. Змоделювавши найважчі режими роботи мережі, ми зможемо зробити висновок про забезпечення споживачів належною якістю електричної енергії. Результати моделювання аварійних режимів представлено у таблиці 2.3.

Для наочності представимо результати моделювання у вигляді діаграм, де показано рівні падіння напруг для кожного зі згаданих вище випадків, а також можливість підняття рівня напруги з використанням перемикання ПБЗ та РПН.

Таблиця 2.3 – Результати моделювання аварійних режимів

№ПС	ПС1		ПС2	ПС3		ПС4		ПС5	ПС6	ПС7		ПС8	
№Тр	Т1	Т2	Т1	Т1	Т2	Т1	Т2	Т1	Т1	Т1	Т2	Т1	Т2
Обр. Л13	10,2	10,2	6,03	10	10,1	10,5	10,5	10,8	10,6	10,1	10,2	10,3	10,2

U , кВ													
Обр. Л5 U , кВ	9,2	9,2	5,2	8,6	8,6	8,8	8,8	8,7	10,7	10	10,4	10,3	10,3
Відключ. 2ПС	7,9	7,9	4,1	6,5	6,6	5,5	5,4	4,1	2,8	2	2,4	2,5	2,5
З урахуванням ПБЗ та РПН													
Обр. Л13 U , кВ	10,2	10,2	6,0	10	10	10,6	10,6	10,9	10,6	10,1	10,2	10,3	10,2
Обр. Л5 U , кВ	9,2	9,2	5,3	9,7	9,7	8,8	8,8	8,7	10,7	10,2	10,3	10,4	10,4
Відключ. 2ПС	7,9	7,9	4,1	7,6	7,7	5,5	5,5	4,2	2,8	2,8	2,4	2,5	2,9

Рисунок забрано з міркувань енергетичної безпеки України

Рисунок 2.5 – Відхилення напруг на шинах низької напруги при обриві лінії Л13

У випадку відключення лінії Л13, яка з'єднує кільцеву ділянку, що розглядається, і 1ПС – відхилень не спостерігається. Відхилення становлять 0 – 9 % від номінальної напруги, при цьому діапазон РПН трансформаторів цих підстанцій дає змогу повністю вирішити цю проблему. З результатів моделювання бачимо, що при відключенні лінії Л13 регулювання ПБЗ та РПН не потрібне, а відхилення напруги знаходяться в допустимих межах.

У випадку обриву лінії Л5 (рис. 2.6), яка заживляє магістраль від 2ПС , відхилення спостерігаються на усіх підстанціях, окрім ПС1, яка заживлена безпосередньо від 1ПС. Використання ПБЗ та РПН трансформаторів не дають змоги отримати допустимі відхилення напруг на всіх підстанціях.

Рисунок забрано з міркувань енергетичної безпеки України

Рисунок 2.6 – Відхилення напруг на шинах низької напруги при обриві лінії Л5

Рисунок забрано з ціллю енергетичної безпеки України

Рисунок 2.7 – Відхилення напруг на шинах низької напруги при відключенні трансформатора на 2ПС

Відключення трансформатора на 2ПС призводить до найбільших проблем, оскільки в цьому режимі відбувається найбільше падіння напруги практично на усіх підстанціях. При аналізі режиму з відімкненням трансформатора на 2ПС виявилися серйозні недоліки у структурі мережі. При обриві одноконтурної лінії електропередачі Л58 без живлення залишаються підстації ПС6, ПС7, ПС8. На двох підстанціях по лінії 10 кВ стоять трансформатори зв'язку, які здатні заживити підстанції та взяти частину навантаження на себе, однак більшу частину навантаження доведеться відключити. На 2ПС є лише один триобмотковий трансформатор, що унеможливлює його відключення для проведення ремонтних робіт або інших профілактичних робіт. При аварійному відключенні трансформатор не має резервування, що значно порушить стійкість роботи мережі.

3 ПОКРАЩАННЯ ПРОПУСКНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ЛЕП ТА ЯКОСТІ НАПРУГИ У ВУЗЛАХ МЕРЕЖІ

3.1 Методи оптимізації координат режимів роботи електричних мереж

Під час проектування та експлуатації енергетичних систем та виборі компенсувальних пристроїв, зокрема, потрібно вирішувати завдання пошуку найкращих рішень із безлічі допустимих. Такі рішення є оптимальними, а пошук – оптимізацією.

При розгляді завдань оптимізації компенсації реактивної потужності їх можна розділити на 2 групи [20]:

- проектні, які пов’язані з встановленням нових компенсувальних пристроїв;
- експлуатаційні, які вирішують завдання вибору оптимальних режимів роботи вже встановлених компенсувальних пристроїв.

Компенсувальні пристрої у фрагменті мережі, яка буде розглядатися, не встановлено, тому у кваліфікаційній роботі приділено увагу лише проектним завданням. Розв’язання проектної задачі у загальному випадку зводиться до пошуку оптимальних місць встановлення компенсувальних пристроїв, а також їх оптимальних потужностей. Для цього існує безліч різних методів та алгоритмів, розглянемо їх.

Симплекс-метод. Симплекс-метод (СМ), відомий ще як метод послідовного покращення плану, дає змогу переходити від одного допустимого базисного розв’язку до іншого. При цьому значення цільової функції зростає. У результаті оптимальний розв’язок задач ЛП знаходиться за певну кількість кроків. Алгоритм СМ дає змогу також встановити чи має задача розв’язки взагалі.

Для переходу від обмежень типу нерівностей до рівностей, необхідно ввести додаткові змінні на одну більше кількості керованих змінних. Будь-яку задачу на максимум можна перевести в задачу на мінімум і навпаки, для цього треба замінити знаки цільової функції на протилежні [21].

Канонічний вигляд задач лінійного програмування (ЛП) має вигляд:

$$\begin{cases} F = c_1x_1 + c_2x_2 + ... + c_nx_n; \\ a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + ... + a_{1n}x_n = b_1; \\ a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + ... + a_{2n}x_n = b_2; \\ ..... \\ a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + ... + a_{mn}x_n = b_m; \end{cases} . \quad (3.1)$$

Задачі ЛП розв'язуються з використанням симплексних таблиць.

У загальному вигляді симплексна таблиця має вигляд:

Таблиця 1.1 – Симплексна таблиця

C			C_1	C_2	C_3	...	C_j	...	C_n
	B_x	a_{io}	A_1	A_2	A_3	...	A_j	...	A_n
C_1	x_1	a_{10}	a_{11}	a_{12}	a_{13}	...	a_{1j}	...	a_{1n}
C_2	x_2	a_{20}	a_{21}	a_{22}	a_{23}	...	a_{2j}	...	a_{2n}
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
C_i	x_i	a_{i0}	a_{i1}	a_{i2}	a_{i3}	...	a_{ij}	...	a_{in}
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
C_m	x_m	a_{m0}	a_{m1}	a_{m2}	a_{m3}	...	a_{mj}	...	a_{nm}
	Δ	A_{00}	Δ_1	Δ_2	Δ_3	...	Δ_j	...	Δ_n

Останній рядок називається *індексним* – він вказує на можливість покращання цільової функції. Його елементи Δ_j визначають так:

$$\Delta_j = \sum c_i x_{ij} - c_j = a_{oj} . \quad (3.2)$$

Значення цільової функції a_{00} детермінується:

$$a_{00} = \sum_{i=1}^{m} c_i x_i . \quad (3.3)$$

У стовпчику B_x записують базисні змінні $\{x_i\}$. Їх значення детермінують стовпчиком вільних членів a_{io}, тобто $x_i = a_{io}, i = 1,2,...,m$.

Базисні змінні – це змінні, коефіцієнт перед якими рівний одиниці в одному з обмежень, а в інших рівний 0. Розв'язуючий рядок і стовпчик позначають задля покращення плану вибирають *розв'язуючий стовпчик* (РС) серед від'ємних елементів індексного рядка і при цьому його беруть максимальним за модулем [22].

Розв'язуючий рядок (РР) вибирають з виразу $\min\left\{\frac{a_{i0}}{a_{ij}}\right\} \neq 0.$

На перетині РС та РР буде знаходитися a_{ij} *– розв'язуючий елемент* (РЕ).

Далі роблять перший крок симплекс-перетворення з РЕ a_{ij}.

1. Ділимо елементи РР на РЕ.

2. Елементи РС заповнюються 0, включаючи індексний рядок.

3. Усі інші елементи симплекс-таблиці розраховуємо за «*правилом прямокутника»:* у чисельнику різниця добутків елементів, які лежать за діагоналями, у знаменнику – розв'язуючий елемент.

Симплекс-перетворення виконують до тих пір, поки усі $a_{0g} \geq 0$ – є умовою оптимальності базису останньої таблиці. Або знайдеться такий $a_{0j} = \Delta_j < 0$, що всі елементи цього стовпця $a_{rj} \leq 0$. Це є ознакою необмеженості цільової функції на множині допустимих розв'язків.

Метод штучних змінних. Нехай, обмеження мають вигляд $A_x \leq A_0$. Якщо $b_i \geq 0$, то вільні вектори, які утворюють одиничну підматрицю, складають початковий базис, а змінні, які відповідають їм – початковий базисний розв'язок.

У загальному випадку, коли ряд нерівностей має знак > або = наприклад $a_{i1}x_1 + a_{i2}x_2 + ... + a_{in}x_n \geq b_i, i = 1,2,...,m$, то для приведення їх до канонічної форми рівностей вільні змінні необхідно відняти. Тоді розширена форма задачі має вигляд [23]:

$$\begin{cases} a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + ... + a_{1n}x_n - 1x_{n+1} + 0x_{n+2} + ... + 0x_{n+m} = b_1; \\ a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + ... + a_{2n}x_n + 0x_{n+1} - 1x_{n+2} + ... + 0x_{n+m} = b_2; \\ ..... \\ a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + ... + a_{mn}x_n + 0x_{n+1} + ... - 1x_{n+m} = b_m. \end{cases} \quad (3.4)$$

Вільні змінні $\{x_{n+1}, x_{n+2}, ..., x_{n+m}\}$ вже не можна використовувати як початковий базис, оскільки вони менші від нуля. Тому у рівняння (1.4) додатково вводять *штучні* змінні $x_{n+m+1}, x_{n+m+2}, ..., x_{n+m+k}$. Ці змінні не мають нічого спільного з реальною задачею і повинні бути виведені із базису. Для того, щоб гарантувати виведення цих змінних із базису, їм приписують дуже

великі за величиною від'ємні коефіцієнти ($-M$) для задач максимізації, де $M >> c_j$. Під час розв'язування задач на мінімум штучні змінні вводять у цільову функцію з великими за величиною додатними коефіцієнтами ($+M$). Знаки штучних змінних, які вводяться в обмеження, повинні співпадати зі знаками відповідних вільних членів. Штучні змінні утворюють початковий базисний розв'язок. Застосувавши симплекс-метод, виводять із базису всі штучні змінні.

Метод неозначених множників Лагранжа. Цільові функції та обмеження, які враховують при розв'язанні задач оптимізації параметрів і режимів системи електропостачання, залежать від двох груп змінних: керованих та некерованих. При цьому задача полягає в тому, щоб вибрати такі значення керованих змінних, які б надавали цільовій функції, у залежності від змісту задачі, максимуму чи мінімуму, при дотриманні обмежень. У якості керованих змінних у задачах оптимізації можуть виступати потужності компенсувальних пристроїв, раціональні місця розімкнення розподільчих електричних мереж, тощо. У якості некерованих змінних можуть виступати параметри системи електропостачання (активні та реактивні опори ліній електропередач, потужності трансформаторів, тощо), а також окремі параметри режимів електроенергетичних систем. У склад некерованих змінних може входити також і час, якщо мова йде про аналіз динамічної системи, яка змінює свої властивості та поведінку протягом деякого періоду часу [24].

У загальному випадку задача математичного програмування зводиться до наступного.

Нехай ми маємо цільову функцію багатьох змінних:

$$F(x) = F(x_1,...,x_n). \tag{3.5}$$

Необхідно на множині допустимих розв'язків Ω знайти такий вектор $x^* = (x_1^*,...,x_n^*)$ – точку в n-мірному евклідовому просторі R^n, яка надає екстремуму цільовій функції, тобто:

$$F(x^*) = extr_{x\in\Omega}^{F(x)} .$$

Якщо $\Omega \subset R^n$, то говорять про задачу досягнення екстремуму без обмежень. Задачу подібного роду називають задачею безумовної оптимізації. Якщо ж $\Omega \neq R^n$, то має місце задача оптимізації з обмеженнями. У цьому випадку говорять про задачу умовної оптимізації.

Розглянемо, які типи обмежень можуть формувати множину (область) допустимих розв'язків Ω .

Обмеження можуть бути прямими, тобто безпосередньо відносяться до змінних x_i. Ці обмеження можуть бути односторонніми [25]:

$$x_i \geq b_i \ , \quad x_i \leq b_i \ , \tag{3.6}$$

або двосторонніми:

$$b_i^- \leq x_i \leq b_i^+ \ . \tag{3.7}$$

Окрім обмежень, які безпосередньо накладаються на змінні, область допустимих розв'язків Ω може формуватися і за рахунок необхідності врахування функціональних обмежень, які можуть бути представлені у вигляді рівностей:

$$g(x_1,...,x_n) = b \, . \tag{3.8}$$

нерівностей:

$$g(x_1,...,x_n) \geq b \ , \qquad g(x_1,...,x_n) \leq b \, . \tag{3.9}$$

У ряді випадків на змінні накладаються обмеження на цілочисельність, коли вони можуть приймати значення тільки із натурального ряду чисел. Подібні обмеження можуть виникати, якщо змінна керування характеризує неподільні об'єкти (наприклад, у якості змінної в задачі підвищення надійності електропостачання споживачів може виступати кількість секційних пристроїв). Відомі випадки, коли на змінні накладається обмеження за дискретністю (наприклад, за ступенями потужності компенсувальних пристроїв):

$$x_i \in x_i^{\partial} \equiv \left\{ k_i^I ,...,k_i^r \right\},$$

де $k_i^I ,...,k_i^r$ – множина дискретних значень, яку може приймати змінна x_i.

Умовою існування екстремуму неперервної функції є рівність нулю усіх її частинних перших похідних, тобто умова:

$$\frac{\partial F(x)}{\partial x_1} = 0,\ i = 1,...,n, \tag{3.10}$$

яка є необхідною, але недостатньою. В точках x^*, які отримуються у результаті розв'язку систем рівнянь (3.10), можуть мати місце мінімум, максимум функції $F(x)$ або так звана сідлова точка. Тому точки x^* називають *стаціонарними*. Ознакою існування мінімуму функції $F(x)$ у стаціонарній точці x^* є виконання умов мінімуму – випуклості функції, що може бути представлено наступним чином [26]:

$$\left.\frac{\partial^2 F(x)}{\partial x_1^2}\right|_{x=x^*} > 0;$$

$$\begin{vmatrix} \left.\frac{\partial^2 F(x)}{\partial x_1^2}\right|_{x=x^*} & \left.\frac{\partial^2 F(x)}{\partial x_1 \partial x_2}\right|_{x=x^*} \\ \left.\frac{\partial^2 F(x)}{\partial x_2 \partial x_1}\right|_{x=x^*} & \left.\frac{\partial^2 F(x)}{\partial x_2^2}\right|_{x=x^*} \end{vmatrix} > 0,$$

$$\begin{vmatrix} \left.\frac{\partial^2 F(x)}{\partial x_1^2}\right|_{x=x^*} & \left.\frac{\partial^2 F(x)}{\partial x_1 \partial x_2}\right|_{x=x^*} & \left.\frac{\partial^2 F(x)}{\partial x_1 \partial x_3}\right|_{x=x^*} \\ \left.\frac{\partial^2 F(x)}{\partial x_2 \partial x_1}\right|_{x=x^*} & \left.\frac{\partial^2 F(x)}{\partial x_2^2}\right|_{x=x^*} & \left.\frac{\partial^2 F(x)}{\partial x_2 \partial x_3}\right|_{x=x^*} \\ \left.\frac{\partial^2 F(x)}{\partial x_3 \partial x_1}\right|_{x=x^*} & \left.\frac{\partial^2 F(x)}{\partial x_3 \partial x_2}\right|_{x=x^*} & \left.\frac{\partial^2 F(x)}{\partial x_3^2}\right|_{x=x^*} \end{vmatrix} > 0,$$

тобто усі визначники повинні бути додатними.

Процедура безумовної оптимізації функції класичним методом включає наступні етапи:

а) розв'язування системи рівнянь (3.10) з метою детермінування усіх стаціонарних точок;

б) аналіз стаціонарних точок з метою виявлення усіх мінімумів або максимумів функції $F(x)$;

в) порівняння між собою мінімальних (максимальних) значень функції $F(x)$ з метою визначення глобального екстремуму та відповідної точки x^*.

Звернемось тепер до розв'язку класичним методом (методом неозначених множників Лагранжа) задачі умовної оптимізації:

$$F(x) = F(x_1,...,x_n) \to \underset{x\in\Omega}{extr}, \tag{3.11}$$

де область Ω визначається тільки обмеженнями, які задані у вигляді рівнянь:

$$g(x_1,...,x_n) = b,\ j = 1,...,m < n. \tag{3.12}$$

Введемо вектор $\lambda = (\lambda_1,...,\lambda_m)$ і розглянемо функцію

$$\Phi(x,\lambda) = F(x) + \sum_{j=1}^{m} \lambda_j \left[g_j(x_1,...,x_n) - b_j \right]. \tag{3.13}$$

Функція $\Phi(x,\lambda)$ є функцією Лагранжа, а величина λ_j – множником Лагранжа. Функція $\Phi(x,\lambda)$ є функцією $n+m$ змінних $x_1,...,x_n$ і $\lambda_1,...,\lambda_m$.

Розглянемо стаціонарні точки функції $\Phi(x,\lambda)$, які можна отримати із розв'язку системи рівнянь [27]:

$$\frac{\partial \Phi(x,\lambda)}{\partial x_i} = 0, \quad i = 1,...,n, \tag{3.14}$$

$$\frac{\partial \Phi(x,\lambda)}{\partial \lambda_i} = g_j(x_1,...,x_n) - b_j = 0, \quad i = 1,...,m, \tag{3.15}$$

Необхідно відзначити, що рівняння (3.15) співпадає з обмеженнями (3.12) і як виходить з (3.13), при $\Phi(x,\lambda) = F(x)$. У зв'язку із цим, якщо в стаціонарній точці (x,λ) функція (3.13) досягає екстремуму, то x^* забезпечує і екстремум функції $F(x)$ при виконанні обмежень (3.12), тобто, дає розв'язок задачі (3.11), (3.12).

Далі, під час оптимізації координат режимів роботи будемо користуватися симплекс-методом та методом еозначених множників Лагранжа.

3.2 Покращання якості напруги при відключенні лінії Л5

Для розв’язання цієї задачі можна розглянути варіант застосування компенсуючих пристроїв з критерієм мінімальних капіталовкладень. Для оптимізації ми пропонуємо використати програмний комплес *Microsoft Excel*. Ця програма дає змогу знайти мінімальне значення функції при заданих параметрах. Спочатку до програми заносяться активні та реактивні опори ліній, трансформаторів. Також розраховуються величини втрат напруги по лініях та у трансформаторах. Задаються навантаження підстанціям, знаходимо максимальне відхилення напруги у кВ. Встановлюється цільова функція, задаються всі необхідні обмеження. Наступним кроком потрібно активувати модуль «Пошук рішення» у програмі *Exce1*, якщо він не активований за замовчуванням.

Для здійснення оптимізації було укладено схему заміщення (рис. 3.1) та обчислено її параметри.

Рисунок забрано з ціллю енергетичної безпеки україни

Рисунок 3.1 – Схема заміщення досліджуваного фрагмента мережі

Після внесення відповідних співвідношень до комірок, вказуються налаштування параметрів функції «Пошук рішення», як показано на рис. 3.2. Одночасно, крім обмежень, задаються комірки, значення яких є змінним і вибирається комірка з цільовою функцією (рис. 3.3) [28].

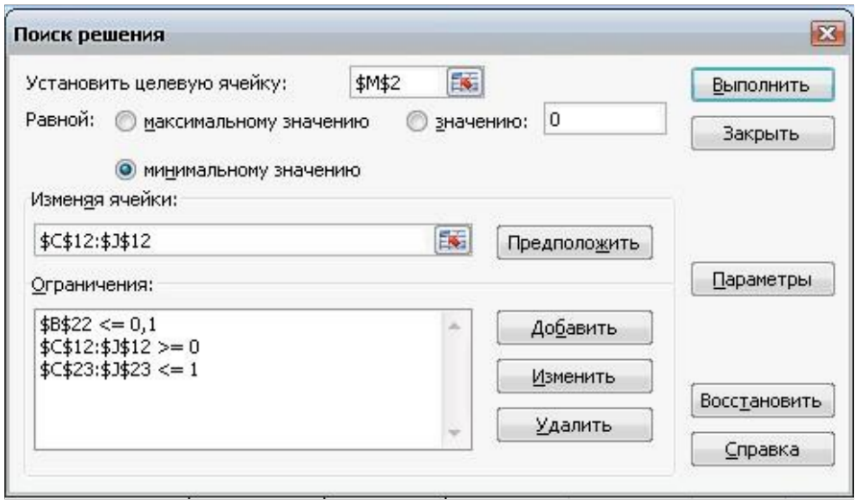

Рисунок 3.2 – Задання параметрів пошуку розв’язку

У комірку М2 занесено цільову функцію мінімуму сумарних капіталовкладень. Параметри, які враховуються у формулі: питома вартість КУ (грн/КВАр), потужності компенсуючих пристроїв та інші витрати на вимикачі, монтаж та фільтри.

Рисунок забрано з ціллю енергетичної безпеки україни

Рисунок 3.3 – Розв’язок задач оптимізації у програмі Excel

Обмеження, занесені до таблиць цього самого файлу. Шукані потужності компенсуючих пристроїв є змінними, номери пристроїв, які компенсують, визначають місця їх установки. Якщо у таблиці під номером пристрою, що компенсує, після пошуку мінімальної цільової функції висвічується «0», то установка КУ не потрібно. Далі за допомогою функції

«Пошук рішення» знаходиться мінімальне значення цільової функції та значень змінних, за яких воно досягається.

Таблиця 3.2 – Розрахункові потужності компенсувальних пристроїв

Критерій	$Q_{КУ1}$, кВАр	$Q_{КУ2}$, кВАр	$Q_{КУ3}$, кВАр	$Q_{КУ4}$, кВАр	$Q_{КУ4}$, кВАр	З, млн..грн	ΔU, кВ
Мін. капіталовкладень	0	0	0	1580	0	2,16	0,98

Програма знаходить найбільш оптимальне рішення, у якому сумарні капіталовкладення мінімальні і завдання розв’язується повною мірою. Рузултати оптимізації для аварійного випадку відмикання лінії Л5 представлено у таблиці 3.2.

3.3 Покращання якості напруги при відключенні трансформатора 2ПС

Режим при якому трансформатор 2ПС вимкнений є дуже важким. При цьому режимі встановленням лише компенсувальних пристроїв проблему вирішити не вдастся. Ми додатково пропонуємо до одноконтурної лінії Л58 додати другий контур. Це вирішить низку питань, пов’язаних як із забезпеченням необхідної категорії надійності підстанції ПС6, так і розширить перетин головної ділянки, що сприяє вирішенню нашого завдання.

Відомо, що збільшення перерізу лінії головних ділянок підвищує пропускну спроможність лінії [29]. Тому, для найважчого режиму роботи розглянуті варіанти заміни перерізу ліній на ділянці Л13 – Л-58 з АС-70 до АС-95 та АС-120, а також для досягнення потрібного ефекту додати компенсувавльні установки. Такий комплексний підхід дасть вирішити проблеми, які виникають у найбільш складних аварійних режимах.

У таблиці 3.3 представлено значення опорів та провідності ліній при заміні проводів на більші перерізи. Згідно довідника [18], опори типу ПБ-35-1т та ПБ-35-2т витримають сталеалюмінієвий провід до перерізу типу АС-120.

Таблиця 3.3 – Розрахункові параметри ЛЕП

Точки	ПС1	ПС1 –	оп. 103	ПС3 –	ПС4 –	ПС5 –	2ПС –

приєднання		оп. 103	– ПС3	ПС4	ПС5	2ПС	оп.87
АС-70							
R	8,69	4,99	2,84	11,79	12,03	5,4	–
X	7,99	4,56	2,57	10,89	11,54	5,04	-
B	56,79	32,51	18,44	77,02	78,63	35,89	-
АС-95							
R	6,19	4,4	2,6	8,4	8,7	3,93	2,34
X	7,8	4,42	2,43	10,45	11,03	4,48	3,5
B	58,9	33,6	19,2	79,76	81,43	37,2	85,7
АС-120							
R	5,06	4,12	2,14	6,85	6,98	3,20	1,84
X	7,58	3,97	2,34	9,98	10,7	4,2	2,52
B	59,8	34,2	19,4	81,1	82,8	37,8	87,1

На рис. 3.4 для прикладу представлено розроблену у програмному комплексі Excel таблицю, яка дає змогу на основі симплекс методу знаходити оптимальні рішення за заданими умовами оптимізації. У таблиці 3.3 представлено зведені результати проведеної оптимізації.

Рисунок забрано з ціллю енергетичної безпеки україни

Рисунок 3.4 – Пошук оптимального рішення для заміни існуючих проводів на проводи марки А-95

Таблиця 3.4 – Зведені результати оптимального підбору компнсувальних пристроїв та матрки проводів ліній електропередача

Провід	$Q_{КУ1}$, кВАр	$Q_{КУ2}$, кВАр	$Q_{КУ3}$, кВАр	$Q_{КУ4}$, кВАр	$Q_{КУ4}$, кВАр	З, млн..грн	ΔU, кВ
АС-95	1573,4	0	2774,7	0	0	3920,9	0
АС-120	966,2	0	1473,9	0	0	3482,5	0

Аналізуючи отримані результати бочимо, що величина перерізу проводу суттєво впливає на потужності компенсувальних установок.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Перша невідкладна допомога при ураженні електричним струмом

За ураження електричним струмом потерпілого потрібно швидко звільнити від подальшої дії електричного струму. Якщо пульс та дихання стійкі, то потерпілого необхідно зручно вкласти, зняти пояс, розстебнути одяг; потрібно забезпечити повний спокій та доступ свіжого повітря; потрібно безперервно спостерігати за пульсом та диханням; рекомендується окропити водою і дати понюхати нашатирний спирт.

У разі, якщо потерпілий не дихає чи дихає судорожно із всхлюпуванням, тоді потрібно робити йому штучне дихання; за відсутності в потерпілого пульсу одночасно із штучним диханням необхідно здійснювати закритий масаж серця. В усіх випадках негайно викликають лікаря.

Мимовільне судорожне скорочення м’язів руки може бути настільки сильним, що вивільнити струмоведучу частину із рук потерпілого стає майже неможливим. Відтак необхідно швидко вимкнути електроустановку за допомогою вимикача або рубильника. У випадку, якщо неможливо швидко вимкнути електроустановку, слід відокремити потерпілого від струмоведучої частини. Потрібно пам’ятати, що доторкнувшись до людині, яка перебувала у контурі струму, можна самому потрапити під напруга, через це не можна торкатися до його тіла незахищеними руками.

За напруги до 1000 В потерпілого виокремлюють від струмоведучої частини сухим канатом, дошкою, палицею, за допомогою одягу, який не проводить струм. На свої руки необхідно одягнути діелектричні рукавички (за їх відсутності ізолювати руки полотняним шарфом, кашкетом, прогумованою тканиною чи сухою тканиною, встати на суху дошку, ізолюючу підставку). Якщо відокремити потерпілого дуже важко, дозволяється перерубати чи перерізати дроти сокирою (інструментом) із сухим дерев’яним держаком.

За напруги вище 1000 В, щоб звільнити потерпілого від електричного струму, потрібно одягнути діелектричні рукавички та чоботи й відтягувати потерпілого штангою чи кліщами, призначеними для цієї напруги. Іншими підручними засобами користуватися заборонено. На лініях електропередач можна накоротко замкнути усі дроти лінії, накинувши на них дріт. Накидаючий дріт повинен бути попередньо з'єднаний із землею.

Одним із найдієвіших способів відновити дихання у потерпілого є штучне дихання.

Перед пачатком штучного дихання слід зробити прохідними для повітря дихальні шляхи. Якщо рот потерпілого стиснутий, його потрібно розкрити. Для цього потрібно відвести нижню щелепу так, щоб нижні зуби опинилися впереді верхніх, або між корінними зубами вставити плоский предмет та із його допомогою розтиснути щелепи. Після цього швидко відкривають та очищають від слизу рот потерпілого, знімні щелепи виймають. Далі закидають голову потерпілого назад, підкладаючи одну руку під шию, а іншою натискають на чоло. Корінь язика при цьому відходить від задньої стінки гортані, відкриваючи при цьому вільний доступ повітря до легень. Для зберігання досягнутого положення під лопатки потерпілого підкладають валик із одягу.

Штучне дихання здійснюють у наступному порядку. Підтримуючи голову у закинутому стані (рот відкритий), зажимають ніздрі великим та вказівним пальцями тієї руки, що лежить на лобі. Пізніше, глибоко вдихнувши повітря, притискають свій рот до відкритого рота потерпілого (безпосередньо чи через марлю або хустку) та різко вдихають у нього повітря. Під час цього груди потерпілого повині підніматися. Видих в постраждалого відбудеться мимовільно, так як відбувається спад грудної клітини. В хвилину роблять 10-12 вдихів – видихів. Цей метод штучного дихання називається «із рота у рот».

При штучному диханні потрібно стежити за потерпілим: якщо він поворухне губами, зробить ковтальний рух, потрібно перевірити, чи не почне він дихати самостійно та рівномірно. У цьому випадку штучне дихання слід

призупинити. Якщо ж виявиться, що потерпілий не дихає, то штучне дихання негайно відновлюють.

При способі «із рота у ніс» повітря вдувають через ніс, щільно закривши рот. Цей метод застосовують у разі, коли рот потерпілого неможливо відкрити (стиснуті щелепи) або охватити.

Непрямий масаж серця здійснюють для того, щоб відновити його роботу та кровообіг. Цей масаж називають непрямим, зовнішнім тому, що на серце впливають через грудину. В шоковому стані м'язи тіла розслаблені, а відтак грудну клітку можна змістити у сторону хребта на 4 – 5 см, (здоровій людини цього зробити не можна). Сутність способу полягає у тому, що за допомогою ритмічного стискання серця між грудиною та хребтом вдається виштовхнути кров в великі судини. Коли тиск на грудину припиняється й вона випрямляється, серце знову наповнюється кров'ю. Повторюючи натискання із частотою пульсу (1 раз у 1 с), можна підтримувати кровообіг в організмі за відсутності роботи серця. Ритмічне стискання та опускання грудини стимулює самостійну роботу серця.

Для здійснення закритого (непрямого) масажу серця потерпілого вкладають на жорстку (щоб не було амортизації) лаву чи підлогу й швидко звільняють від одягу, що стискує – розстібають комір, пояс, знімають краватку. Той хто надає допомогу стає з лівого боку потерпілого й кладе на нижню частину його грудної клітини долоню витягнутої до відмови руки, а другу руку для посилення натискання кладе на першу.

Важливо правильно визначити місце, на яке необхідно натискати – на два пальця вище кінця грудини. Поклавши на це місце нижню частину лодоні однієї руки, другу необхідно покласти на неї під прямим кутом. Пальці не повинні торкатися грудної клітки. Натискати на грудину слід швидким поштовхом такої сили, щоб змістити її на 4 – 5 см. Після кожного натискання потрібно відносити руки від грудної клітки, щоб не заважати її вільному випрямленню. Це сприяє притоку крові із вен у серце. Не можна натискати на верхню частину грудини, ребра, м'які тканини (печінку), так як їх можна

пошкодити.

Частота натискання – один раз у секунду. Якщо допомогу надає одна людина, то робиться 14 – 15 натискань, а потім 2 – 3 глибоких вдихування. Якщо ж допомогу надають двоє, то після 4 – 6 натискань роблять перерву на 2 с, під час якої вдувають повітря потерпілому, потім знову натискають і т.д. Про відновлення кровообігу можна судити за появою пульсу, який зберігається, якщо на 2 – 3 с припинити масаж. Процедуру масажу серця рекомендується доручати спеціально навченому працівнику.

За правильного надання допомоги в потерпілого появляються наступні ознаки ожвавлення: колір обличчя набуває рожевого відтінку замість сіро-землистого із синуватим; появляются стійкі самостійні дихальні рухи; звужуються зіниці, що означає збільшення кровопостачання мозку. Вузькі зіниці вказують на достатнє живлення мозку киснем.

Тривала відсутність пульсу при самостійному диханні та вузьких зіницях вказує на фібриляцію серця. В цих випадках необхідно оживляти потерпілого безперервно як до, так й після доставки його до лікувального закладу чи до прибуття лікаря. Навіть короткочасне (менше 1 хв) припинення нгадавання допомоги по ожвавленню може мати небажані наслідки.

Після появи перших ознак життя зовнішній масаж серця та штучне дихання слід продовжувати ще 5 – 10 хв, приурочивши вдування до моменту власного вдиху.

4.2 Категорії електроустановок за напругою та схеми їх живлення

Ураження людини струмом можливе у разі дотику її до двох точок, між якими є напруга, наприклад до двох фаз, фази та землі, до двох місць землі, які мають різні потенціали. Струм ураження залежить від робочої напруги та схеми живлення електроустановки, опору усіх елементів електричного контуру, по якому проходить струм.

Умовно, у тому числі й з метою техніки безпеки, електроустановки

поділяють на дві категорії у залежності від величини робочої напруги: до та вище 1000 В. В електроустановках напругою вище 1000 В дотик до струмоведучих частин дуже небезпечний у будь-яких випадках незалежно від схеми живлення, тому тут вживаються усі заходи для того, щоб зробити струмопровідні частини недоступними для випадкового дотику до них людини. Їх розташовують на недоступних відстанях, надійно огороджують, строго регламентуючи правила доступу до установки.

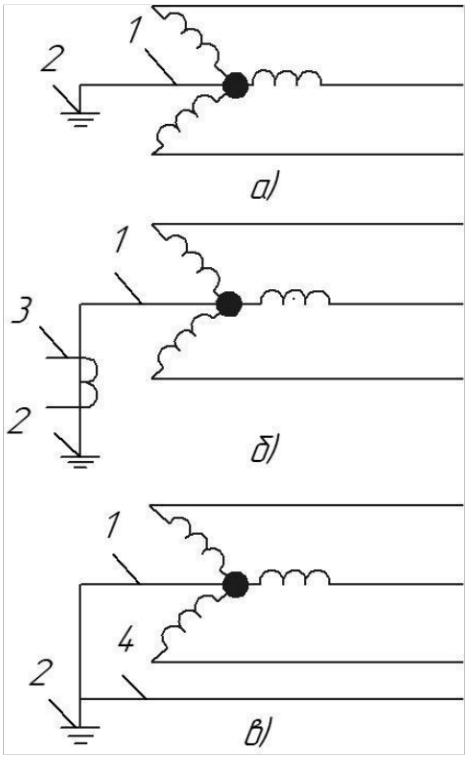

Рисунок 4.1 – Мережа із глухозаземленою нейтраллю: *а* – глухе заземлення нейтралі; *б* – глухе заземлення нейтралі через трансформатор струму; *в* – трифазна чотири провідна мережа із заземленими нульовим проводом; *1* – нейтраль; *2* – заземлення; *3* – трансформатор струму; *4* – нульови провід.

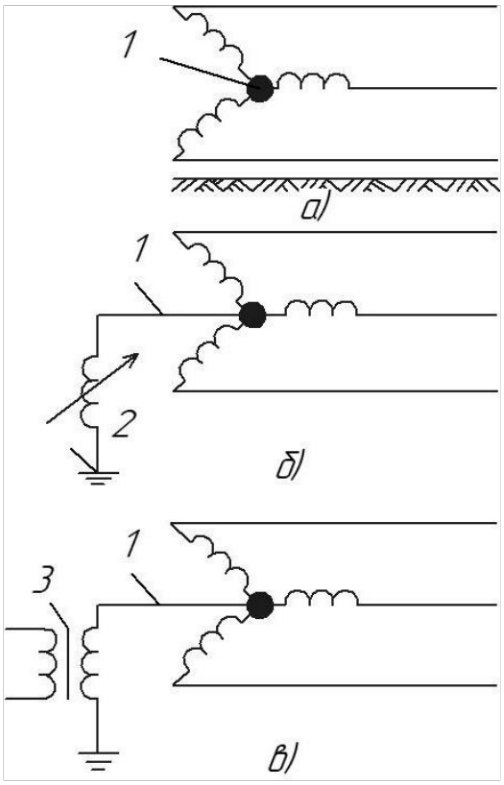

Рисунок 4.2 – Мережа з ізольованою нейтраллю трансформатора: *а* – повністю ізольована нейтраль; *б* – у нейтраль увімкнена котушка, яка компенсує ємнісний струм мережі; *в* – в нейтраль увімкнена обмотка трансформатора напруги; *1* – нейтраль; *2* – компенсувальна котушка; *3* – трансформатор напруги.

Електроустановками напругою до 1000 В оснащені усі галузі народного господарства, у тому числі й побут. В цих установках велика

ймовірність випадкового дотику до струмоведучих частин, корпусів електрообладнання, що опинилися під напругою при замиканні на них [30].

Електроустановки напругою до 1000 В у переважній більшості працюють від чотирипровідних мереж із глухозазаземленою нейтраллю (рис. 4.1): нейтралі генераторів та трансформаторів приєднані до заземлювальних пристроїв безпосередньо через малий опір (наприклад, трансформатор струму). Четвертий провід мережі приєднаний до заземленої нейтрали трансформатора, тому він називається нулювим. За допомогою нульового проводу вмикають споживачів на фазну напругу (наприклад, освітлювальне навантаження) Нульовий провід, а також заземлення нейтралі є робочими елементами схеми.

За підвищених вимог безпеки живлення електроустановок напругою до 1000 В здійснюється трипровідних мереж із нейтраллю, ізольованою від землі (рис. 4.2) або пов'язаної з заземлювальним пристроєм через апарати, маю-щие великий опір (наприклад, трансформатори напруги, котушки, які компенсують ємнісний струм мережі) [30].

4.3 Модель процесу виникнення та формування виробничих небезпек при обслуговуванні турбогенератора

Сучасні комплекси та системи електропостачання промислових підприємств включають окрім повітряних та кабельних ліній трансформаторні підстанції. Підстанція – це електроустановка, яка складається із трансформаторів чи інших перетворювачів енергії, пристроїв управління, розподільних пристроїв (РП) та допоміжних споруд. Підстанції промислових підприємств зазвичай можуть буди прибудованими до основної будівлі, вбудованими а також внутрішньоцехові. Широко застосовують комплектні трансформаторні підстанції (КТП), які поставляються у зібраному чи повністю підготовленому для збирання вигляді. Комплектним (КРП) називається РП, які складається із частково чи повністю закритих шаф

або блоків із вбудованими у них апаратами, пристроями захисту та автоматики, які постачаються у зібраному чи повністю підготовленому для збирання вигляді [31].

Відтак, монтаж сучасної підстанції зазвичай зводиться в основному до встановлення у підготовленому приміщенні (чи на майданчику у разі відкритих РП) окремих шаф або блоків, з'єднанні їх апаратів між собою та із КЛ чи ПЛ. Електромонтери виконують під час цього слюсарно-складальні та такелажні роботи: виконання електричних з'єднань первинних та вторинних контурів, виконання електромонтажних заготовок у майстернях, включення приладів релейного захисту та автоматики, наладка змонтованого обладнання. При ремонті та електромонтажі устаткування підстанцій слід вживати заходів щодо захисту опіків, від механічних травм (поранень, ударів), від ураження електричним струмом. Працюючий персонал електромонтажної організації незалежно від наявності кваліфікаційної групи по техніці безпеки не прирівнюється до експлуатаційного персоналу, й йому забороняється проводити будь-які роботи по експлуатації електроустановок на будівельних майданчиках.

Для закріплення деяких деталей електроустаткування до стін та конструкцій приміщення РП за допомогою дюбелів застосовують порохові інструменти – будівельно-монтажний пістолет поршневого типу ПЦ-52-1 та порохові оправлення типу ОДП-4М. Заходи безпеки під час використання порохових інструментів передбачені заводськими інструкціями по їх експлуатації.

Конструкції масою понад 20 кг підіймати слід двом електромонтажникам. При масі вантажу більше 50 кг піднімати його слід із застосуванням лебідки чи кранів.

Роботи, пов'язані із підйомом на висоту та кріпленням важких деталей електроустаткування РП (трансформаторів струму, роз'єднувачів, опорних та прохідних ізоляторів та ін.) є небезпечними щодо можливості травмування. Під час установки різноманітних апаратів та інших деталей у закритих РП,

які закріплюються у стелях, стінах та на будівельних конструкціях за допомогою цементних розчинів, не варто забирати підтримуючі їх пристрої до повного затвердіння розчину. Завчасне видалення підпорок та розтяжок може викликати руйнування вузла кріплення та падіння цих конструкцій, що є дуже небезпечно. Підняття на висоту для монтажу різні елементи обладнання та апарати повинні негайно закріплюватися на своїх місцях.

При переміщенні та підйомі на місця установки роз'єднувачів, відокремлювачів та короткозамикачів їх потрібно встановлювати у положення «включено», так як при такому положенні ножів виключається можливість травмування робітників ножовими контактами [31].

Всі електромагнітні приводи, автоматичні вимикачі та інші апарати, забезпечені механізмами вільного розчеплення поворотними пружинами, слід переміщати контакти на місце, коли вони знаходяться у положенні «відключено». Річ у тому, що під час включеного положення цих апаратів можливе випадкове спрацьовування на відключення та випадковий рух механізму може травмувати робітника.

При підйомі та переміщенні камер, розподільних щитів чи блоків збірних розподільчих пристроїв необхідно за допомогою відтяжок запобігти їх перекиданні.

Для обчислення імовірності травми використаємо логіко-імітаційну модель процесу її формування (рис. 4.3) і програмний комплекс MathCad в якому зроблено всі розрахунки.

Вихідні дані: P1 := 0.4 P2 := 0.3 P4 := 0.3 P5 := 0.5

P7 := 0.3 P8 := 0.5 P12 := 0.3 P11 := 0.5 P14 := 0.3

P15 := 0.5 P17 := 0.3 P18 := 0.5

Ймовірність події 3

$$P3 := P1 + P2 - P1 \cdot P2 = 0.58$$

Слід зауважити, що обчислення ймовірностей випадкових подій проводяться відповідно до положень булевої алгебри.

Аналогічно обчислюємо ймовірність інших подій залежно від їх номера:

$$P6 := P4 + P5 - P4 \cdot P5 = 0.65$$

$$P9 := P7 + P8 - P7 \cdot P8 = 0.65$$

$$P10 := P3 + P6 + P9 - P3 \cdot P6 - P3 \cdot P9 - P6 \cdot P9 + P3 \cdot P6 \cdot P9 = 0.949$$

Рисунок 4.3 – Розрахунок імовірностей в *MathCad* 15

$$P13 := P11 + P12 - P11 \cdot P12 = 0.65$$

$$P16 := P14 + P15 - P14 \cdot P15 = 0.65$$

$$P19 := P17 + P18 - P17 \cdot P16 = 0.605$$

$$P20 := P13 + P16 + P19 - P13 \cdot P16 - P13 \cdot P19 - P16 \cdot P19 + P13 \cdot P16 \cdot P19$$

$$P20 = 0.952$$

$$P21 := 0.12$$

$$P22 := P10 + P20 - P10 \cdot P20 = 0.998$$

Рисунок 4.4 – Розрахунок імовірностей в MathCad 15 (продовження).

На робочому місці оператора під час обслуговування турбогенератора за наявності згаданих недоліків з охорони праці, які репрезентовані в основних подіях на 100 таких місць, можна очікувати 2 травми. Якщо терміново виправити зазначені недоліки (значно підвищивши професіональний рівень операторів, покращивши контроль та побудувавши потрібну кількість пристроїв захисту за усіма вимогами безпеки), побачимо на моделі, що шляхом ще одного розрахунку, цей показник небезпеки почне наближатися до 0, а рівень безпеки – до 1.

Цілком зрозуміло, потрібно пам’ятати, що на згаданому робочому місці можуть бути й інші несправності і недоліки, які призведуть до травми за інших обставин. Складовими обставинами іншої травми можуть бути наступні недоліки: малоефективний контроль чи дуже низький професійний рівень умінь і знань працюючих з охорони праці. Потрібно здійснити розробку відповідної моделі і зробити необхідні розрахунки. Враховуючи, що показник імовірності виникнення аварії або травм (травмонебезпечної ситуації або аварійної) найкраще й об’єктивніше характеризує показник небезпеки на конкретному об’єкті, через це створені умови для покращення системи управління безпекою праці у виокремлених підрозділах або господарствах. Величина імовірності може враховуватися при розробці заходів впливу на працюючий оперативний персонал, що часто допускає небезпечні дії, і стимулюючих заходів до тих працівників, на індивідуальних робочих місцях яких є низька імовірність появи аварії і травми.

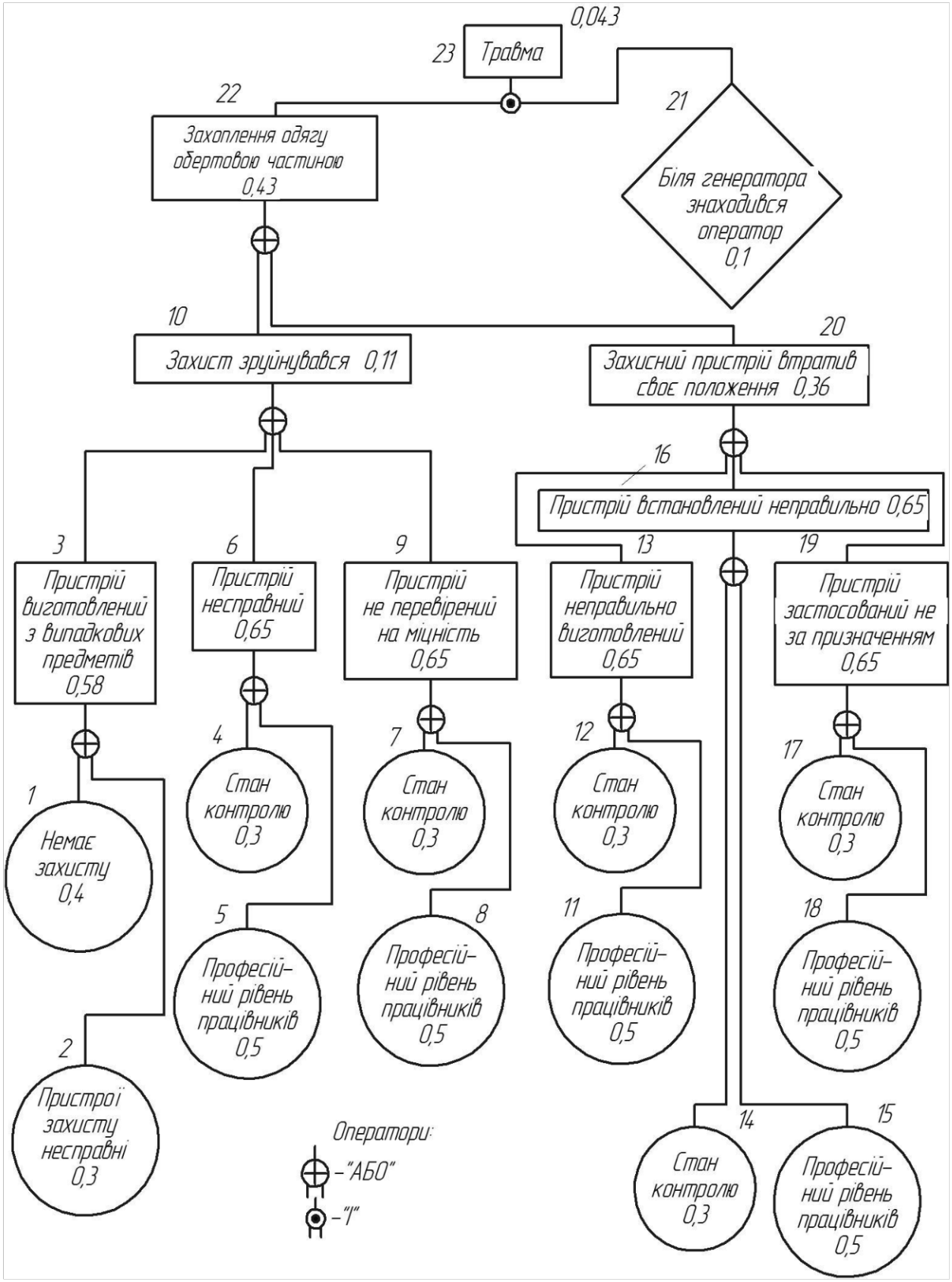

Рисунок 4.5– Логіко-імітаційна модель процесу виникнення травми при обслуговуванні турбогенератора

4.4 Розробка заходів питань безпеки у надзвичайних ситуаціях

Відповідно до чинного законодавства функції безпеки, в тому числі й у сфері соціальної політики, покладені на законодавчі та виконавчі органи влади усіх рівнів.

Відтак, місцеві органи федеральних органів й органів суб'єкта виконавчої влади розв'язують задачі комплексної безпеки в відповідності із своїми призначеннями та на основі сучасної законодавчої бази, визначають шляхи, напрями та способи підвищення рівня безпеки окремої особи та населення у цілому [32].

Дані органи роблять усе можливе для удосконалення і розвитку методичної, нормативної правової бази, яка здійснює регулювання діяльності в області безпеки, у тому числі й у соціальній сфері. Також удосконалюються, створюються та задіюються правові, економічні, адміністративні та інші механізми, які підвищують рівень діяльності в сфері безпеки, здійснюється координація та керівництво діяльності підвідомчих органів, засобі та сил у області безпеки.

Ми розглянемо лише основні напрями діяльності органів муніципальної та державної влади до забезпечення безпеки під час підготовки і під час виникнення надзвичайної ситуації даного виду.

Ця робота полягає у наступному:

- розвиток та створення системи антитерористичної діяльності окремих регіонів та населених пунктів, проведення на всіх рівнях виховного та інформаційного на населення, деякі його групи, що є об'єктом екстремістської пропаганди терористичних й інших екстремістських структур;
- усунення і виявлення причин та умов, що створюють сприятливі умови для здійснення терористичної діяльності, також інформаційний, ідеологічний та організаційна і адміністративна протидія тероризму;

- здійснення підготовки населення, працівників установ, підприємств та організацій до раціональних дій в умовах виникнення терористичної загрози вчинення терористичного акту, проведення комплексу спеціальних робіт із антитерористичного захисту небезпечних та особливо важливих об'єктів. Значну увагу у цих умовах приділяють організаціям із значним перебуванням людей (установи освіти, охорони здоров'я, культури, соціального захисту, спорту та ін).

- проведення заходів по залученню необхідних сил та засобів щоби здійснювати правове, інформаційне, адміністративне та оперативне протистояння виникненню й діяльності терористичних організацій та груп, а також розробка та вживання заходів по припиненню проникнення у регіон (населений пункт) терористів й терористичних груп, увезення засобів терористичної діяльності (вибухових речовин, боєприпасів, небезпечних хімічних речовин та ін) [32];

Під час безпосередньої загрози чи виникнення надзвичайних ситуацій антитерористичної спрямованості органи державної та муніципальної влади в взаємодії з спеціалізованими службами проводять управління на період ліквідації загрози терористичного акту, його здійснення і ліквідацію наслідків.

5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА

5.1 Аналіз ефективності запропонованих заходів

Для компенсації реактивної потужності найкраще підходять конденсаторні установки типу БСК. Встановлюються ці пристрої на шинах високої напруги трансформатора і вмикаються лише у ремонтних та післяаварійних режимах. Ці установки мають низку номінальних потужностей. Технічні характеристики компенсуючих пристроїв, що використовуються, представлено в таблиці 5.1 [15].

Таблиця 5.1 – Технічні характеристики високовольтних установок компенсації реактивної потужності

Назва	Потуєність, кВАр	Струм, А
БСК-1-35	1000	21
БСК-2,5-35	2500	42
БСК-5-35	5000	83
БСК-10-35	10000	165
БСК-12-35	12000	198
БСК-15-35	15000	248
БСК-17-35	17000	281

Далі потрібно ще раз провести моделювання загадних у розділі 3 режимів, але з урахуванням результатів оптимізації. У таблиці 5.2 представлено параметри компенсувальних пристроїв, які задіювалися у повторному моделюванні.

Таблиця 5.2 – Потужності компенсувальних пристроїв

Місце відмикання		$Q_{КУ1}$, кВАр	$Q_{КУ2}$, кВАр	$Q_{КУ3}$, кВАр	$Q_{КУ4}$, кВАр	$Q_{КУ5}$, кВАр	$Q_{КУ6}$, кВАр	$Q_{КУ7}$, кВАр	$Q_{КУ8}$, кВАр
Лінії Л5	розрах	0	0	0	1580	0	0	0	0
	реал.	0	0	0	1500	0	0	0	0
Тр-р 2ПС (АС-95)	розрах	1573	0	2774	0	0	3920	0	0
	реал.	1500	0	3000	0	0	4000	0	0
Тр-р 2ПС (АС-120)	розрах	966	0	1473	0	0	3482	0	0
	реал.	1000	0	1500	0	0	3000	0	0

Далі на рисунках 5.1, 5.2 та 5.3 представлено варіанти розв’язання задач оптимальної компенсації реактивної потужності. Потужності компенсуючих пристроїв, які використовуються під час моделювання, взято з реального існуючого ряду максимально наближеними до отриманих значень.

Рисунок забрано з ціллю енергетичної безпеки україни

Рисунок 5.1 – Моделювання режиму з компенсацією
при відмиканні лінії Л5

Рисунок забрано з ціллю енергетичної безпеки україни

Рисунок 5.2 – Моделювання режиму з компенсацією при відмиканні
трансформатора 2ПС (АС-95)

Рисунок забрано з ціллю енергетичної безпеки україни

Рисунок 5.3 – Моделювання режиму з компенсацією при відмиканні трансформатора 2ПС (АС-120)

Отримані результати моделювання представлено у вигляді таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Результати моделювання післяаварійних режимів

№ПС	ПС1		ПС2	ПС3		ПС4		ПС5	ПС6	ПС7		ПС8	
№Тр	Т1	Т2	Т1	Т1	Т2	Т1	Т2	Т1	Т1	Т1	Т2	Т1	Т2
Відм. Л5	10,3	10,3	6,0	9,9	9,9	10,2	10,2	10,1	10,7	10,2	10,3	10,4	10,3
Від. тр-ра 2ПС (АС-95)	**10,9**	**10,9**	**6,2**	**10,2**	**10,2**	**10,3**	**10,3**	**9,9**	**9,7**	**9,3**	**9,4**	**9,4**	**9,4**
Від. тр-ра 2ПС (АС-120)	**10,7**	**10,7**	**6,2**	**10,1**	**10,1**	**10,1**	**10,1**	**9,6**	**9,3**	**9,4**	**9,1**	**9,1**	**9,1**

На основі результатів моделювання побудовано діаграми, на яких докладно представлено відхилення напруги на шинах низької напруги кожного із трансформаторів підстанції після встановлення компенсувальних пристроїв потрібної потужності. Ці діаграми дають змогу проаналізувати отримані результати та зробити висновок про ефективність проведених заходів.

Рисунок забрано з ціллю енергетичної безпеки україни

Рисунок 5.4 – Відхилення напруг на шинах НН для випадку відмикання лінії Л5 з використанням компенсувальних пристроїв

Рисунок забрано з ціллю енергетичної безпеки україни

Рисунок 5.5 – Відхилення напруг на шинах НН для випадку відмикання трансформатора 2ПС з використанняс комплексних заходів (АС-95)

Рисунок забрано з ціллю енергетичної безпеки україни

Рисунок 5.6 – Відхилення напруг на шинах НН для випадку відмикання трансформатора 2ПС з використанняс комплексних заходів (АС-120)

Аналізуючи діаграми бачимо, що заходи виявилися ефективними у всіх трьох випадках. Тепер, потрібно розв’язувати задачу з економічної точки зору, враховуючи мінімальні капіталовкладеняння.

5.2 Обчислення укрупнених показників затрат на реалізацію запропонованих заходів

На основі [33], здійснено обчислення укрупнених показників капіталовкладень, на підставі яких можна буде зробити техніко-економічне порівняння різних варіантів. В усіх варіантах, що розглядалися, необхідно

будувати лінію, яка паралельна лінії Л58. Обчислення укрупнених показників капіталовкладень для цього, здійснюється так:

$$C_{БУД} = C_{ОПОР} + C_{ПРОВОД} + C_{МОНТАЖ}, \quad (5.1)$$

де $C_{ОПОР}$ – вартість опор; $C_{ПРОВОД}$ – вартість проводу; $C_{МОНТАЖ}$ – вартість монтажу.

Капіталовкладення збільшення перетину проводу лінії розраховуються так:

$$C_{ЗБ} = C_{ПРОВОД} + C_{МОНТАЖ} + C_{ДЕМОНТАЖ}, \quad (5.2)$$

де $C_{ДЕМОНТАЖ}$ – вартість демонтажу існуючого проводу.

Для варіанту із відмиканням лінії Л5 капіталовкладеннями будуть витрати на компенсувальні пристрої, комутаційну та захисну апаратуру та їх встановлення. Для уникнення перевантаження кваліфікаційної роботи однотипними розрахунками, ми представимо кінцеву вартість, яка становить 216 тис. грн.

Для режиму з відмиканням трансформатора 2ПС рішенням буде будівництво додаткової лінії Л58, заміна перерізу дроту з АС-70 на АС-90 або АС-120 та встановлення компенсувальних пристроїв. Капіталовкладення виглядатимуть як:

$$C = C_{БУД} + C_{ЗБ} + C_{КУ}. \quad (5.3)$$

Згідно [34], вартість сталеалюмінієвих проводів та опор складає: АС-70 – 62 тис. грн/км; АС-95 – 87 тис. грн/км; АС-120 – 112 тис. грн/км; вартість опор Пб-35-1 – 216 тис. грн/км.

Розрахуємо капіталовкладення для варіанту заміни проводу АС-70 на АС-95:

$$C = 1,4 \cdot 216 \cdot 15 + 3 \cdot 2 \cdot 87 \cdot 124 + 3 \cdot 0,5 \cdot 109 \cdot 62 + 14,19 = 94358 \text{ тис.грн}$$

Розрахуємо капіталовкладення для варіанту заміни проводу АС-70 на АС-120:

$$C = 1,4 \cdot 216 \cdot 15 + 3 \cdot 2 \cdot 112 \cdot 139 + 3 \cdot 0,5 \cdot 109 \cdot 62 + 3 \cdot 0,5 \cdot 15 \cdot 87 + 13,828 = 123866 \text{ тис.грн}$$

Виходячи з отриманих показників капіталовкладень оптимально вигідним буде варіант заміни АС-70 на АС-90 з установкою компенсуючих пристроїв.

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі представлено розробку заходів із покращання пропускної здатності ліній електропередач у ремонтних режимах роботи. На основі проведених робіт можна зробити такі висновки:

1. Аналіз методів та засобів розрахунку режимів роботи електричних мереж показав, що сьогодні не існує єдино прийнятих підходів і кожен дослідник користується тими засобами, які йому до вподоби. Також, було проаналізовано засоби компенсації реактивної потужності в електричних мережах.

2. На основі схеми фрагмента реальної електричної мережі, у програмному комплексі *RastrWin*, було розроблено модель, яка дала змогу здійснити дослідження нормальних та післяаварійних режимів роботи. У результаті проведених досліджень з'ясувалося, що при відключенні лінії Л13 для забезпечення необхідного рівня напруги достатньо підвищити коефіцієнти трансформації за допомогою РПН, а у випадку обриву лінії Л5 та відключенні трансформатора на 2ПС діапазону РПН не достатньо для підняття напруги до допустимого рівня.

3. Використовуючи методи лінійного програмування, а саме симплекс-метод, у програмному комплексі *Exce1* було розв'язано задачу оптимального розподілу компенсуючих пристроїв та вибору перерізу провідників за умовою найменших капіталовкладень.

4. У кваліфікаційній роботі, також, розглянуто питання охорони праці та захисту населення у надзвичайних ситуаціях. Розроблено логіко-імітаціну модель процесо виникнення травми при обслуговуванні турбогенератора.

5. Техніко-економічна оцінка підтвердила правильність проведених заходів, що підкріплено результатами додаткового моделювання. Обчислення укрупнених показників показало, що оптимально вигідним буде варіант заміни проводів АС-70 на АС-90 з установкою компенсуючих пристроїв.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Зорин В. В., Буйний Р. А., Іванько Д. О. Заходи по підвищенню ефективності режимів діючих розподільних електричним мереж. *Енергетика:економіка, технології, екологія*. 2011. №2. С. 70 – 77 с.

2. Тісленко В. В. Системи електропостачання загального призначення. Чернігів: ЧНТУ, 2005. 341 с.

3. Бурбело М. Й., Бірюков О. О., Мельничук Л. М. Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2011. 204 с.

4. Бардик Є. І. Експлуатація та режими роботи електростанцій. Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. 73 с.

5. Левонюк В. Моделювання перехідних електромагнітних процесів у лінії електропередачі в режимах короткого замикання та неробочого ходу. *Вісник Львівського національного університету природокористування: агроінженерні дослідження,* 2022. С. 94 – 100.

6. Бардик Є. І., Лукаш М. П. Електрична частина станцій та підстанцій. Синхронні генератори: навчальний посібник. Київ: НТУУ «КПІ», 2008. 100 с.

7. Черкашина В. В. Структурування повітряних ліній електропередачі в умовах неповноти інформації. Харків: Факт, 2016. 160 с.

8. Добровольська Л. Н., Лесько В. О., Черкашина В. В. Автоматизація розподільних електричних мереж в умовах балансуючого ринку електроенергії. Луцьк: РВВ Луцьного НТУ, 2014. 208 с.

9. Жежеленко І. В., Півняк Г. Г., Трофімов Г. Г., Папаїка Ю. А. Реактивна потужність в електричних мережах: монографія. Дніпро: НТУ«ДП», 2020. 72 с.

10. Півняк Г. Г, Довгань В. П., Шкрабець Ф. П. Електричні машини: навчальний посібник. Донецьк: НГУ, 2003. 327 с.

11. Kowalski Z. Jakosc energii elektrycznej. Lodz, 2007. 620 s.

12. Чаленко А. А., Демов А. О., Демов О. Д., Хінді Айман Тахер. Метод впровадження конденсаторних установок в районні електричні мережі. *Енергетика та електрифікацфя*, 2003. № 2. С. 35 – 39.

13. https://prisma-electric.com/ua/articles/kompensacii-reaktivnoii-potuzhnosti

14. Клименко Б. В. Електричні апарати. Електромеханічна апаратура комутації, керування та захисту. Харків: Вид-во «Точка», 2012. 340 с.

15. Кирик В.В. Електричні мережі та системи. Київ: Політехніка, 2014. 132 с.

16. Кулик В. В., Тептя В. В., Бурикін О. Б., Сікорська О. В. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110–330 кВ: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2018. 110 с

17. Шестеренко В. Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств. Вінниця: Нова книга, 2004. 656 с.

18. Лук'яненко Ю. В., Остапчук Ж. І., Кулик В. В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Вінниця: ВДТУ, 2002. 116 с.

19. Правила улаштування електроустановок. Харків: «Індустрія», 2014. 416 с.

20. Лежнюк П. Д., Бевз С. В. Методи оптимізації в електроенергетиці. Критеріальний метод. Вінниця: ВДТУ, 1999. 177 с.

21. Наконечний С. І., Савіна С. С. Математичне програмування: навч. посіб. Київ: КНЕУ, 2003. 452 с.

22. Кузьмичов А. І. Оптимізаційні методи і моделі: практикум в Excel. Київ: ВПЦ АМУ, 2013. 438 с.

23. Іноземцев Г. Б., Козирський В. В. Оптимізаційні задачі в енергетиці сільського господарства. Київ: Видавничий центр НУБіП України, 2014. 172 с.

24. Жалдак М. І., Триус Ю. В. Основи теорії і методів оптимізації. Черкаси: Брама-Україна, 2005. 608 с.

25. Сидоров В. В. Алгоритмізація оптимізаційних задач енергетики. Київ, 1998, 232 с.

26. Забуранна Л. В., Попрозман Н. В., Клименко Н. А. Оптимізаційні методи та моделі. Київ: Думка, 2014. 372 с.

27. Остапчук Ж. І., Кулик В. В., Тептя В. В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Вінниця: ВНТУ, 2008. 128 с.

28. Mahdi Fathi, University of North Texas, Marzieh Khakifirooz, Tecnológico de Monterrey. Panos Pardalos. Optimization in Large Scale Problems. 2019. 245 p.

29. Гаряжа В. М., Карюк А. О. Електрична частина станцій та підстанцій: конспект лекцій. Харків: ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. 149 с.

30. Панченко С. В., Акімов О. І., Бабаєв М. М. Основи безпечної експлуатації електроустановок: підручник. Харків: УкрДУЗТ, 2021. 149 с.

31. Лехман С. Д. Запобігання аварійності і травматизму у сільському господарстві: навч. посібник. Київ: Урожай, 1993. 272 с.

32. Касьянов М. А., Ревенко Ю. П., Тищенко Ю. А. Захист населення в умовах надзвичайних. Луганськ: Вид-во Східноукр. нац. ун-ту ім. В. Даля., 2003. 183 с.

33. ГКД 340.000.001-95. Визначення економічної ефективності капіталовкладень в енергетику. Методика. (Загальні методичні положення). Київ: Міненерго України, 1995. 34 с.

34. https://www.kmu.gov.ua/npas/97498521