

РЕФЕРАТ

Сута С.М. Обґрунтування та розробка заходів підвищення ефективності системи електропостачання РТП 110/10 кВ Бережанського РЕМ ВАТ «Тернопільобленерго». Спеціальність 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Відокремлений підрозділ Національного університету біоресурсів і природокористування України «Бережанський агротехнічний інститут». Факультет енергетики та електротехніки. Кафедра енергетики і автоматики, група Ез-71М. – Бережани.: БАТІ, 2020.

Стор. - 119; рис. - 26; табл. - 25; джерел - 42.

У магістерській роботі проведено модернізацію трансформаторної підстанції 110/10 кВ «Бережани» для забезпечення надійності й ефективності постачання електроенергії з мінімальними втратами.

Досліджено, що підвищення інтелектуальної складової в обладнанні трансформаторних підстанцій зробило можливим їх виконання цифровими щодо керуючих сигналів, необслуговуючими та самодіагностуючими з високим ступенем надійності.

Досліджено, що широкі можливості сучасних засобів АСКОВЕ дозволяють успішно вирішувати задачі визначення, аналізу і зменшення втрат електроенергії в електричних мережах, що підвищує надійність постачання електроенергії до споживачів.

Виконаний розрахунок усталених режимів навантажень району електропостачання, в результаті чого оцінена стійкість трансформаторної підстанції 110/10 кВ «Бережани».

Виконаний розрахунок струмів короткого замикання кіл навантажень 110/10 кВ, на основі яких здійснено вибір захисного комутаційного обладнання.

Ключові слова: ПОНИЖУВАЛЬНА ПІДСТАНЦІЯ, ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ, КОМУТАЦІЙНЕОБЛАДНАННЯ.

ЗМІСТ

ВСТУП	8
РОЗДІЛ 1	12
АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА	12
1.1. Коротка характеристика проектованої системи електропостачання	13
1.2. Аналіз потужності режимів і ефективності ПС	13
1.3. Аналіз завдань щодо реконструкції ТП 110/10кВ.....	17
1.4. Загальна проблематика зниження втрат електроенергії в розподільних електромережах	18
1.5. Задачі зменшення енергетичних втрат в електричних мережах.....	20
1.6. Види розрахунків втрат електроенергії	21
1.7. Ймовірність розрахункових значень втрат електроенергії в електричних мережах.....	23
1.8. Використання АСКОЕ для підвищення енергоефективності підприємств електроенергетики.....	25
1.9. Висновки до розділу	31
РОЗДІЛ 2	32
НАУКОВО–ДОСЛІДНА ЧАСТИНА	32
ДОСЛІДЖЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА ЕФЕКТИВНОСТІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖ З СИСТЕМАМИ ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ	32
2.1. Підвищення надійності систем електропостачання на базі цифрових технологій.....	32
2.2. Методи підвищення надійності елементів релейного захисту систем електропостачання.....	38
2.3. Обмеження втрат електроенергії в розподільних мережах за допомогою використання засобів АСКОЕ.....	40
2.4. Висновки до розділу.....	44
РОЗДІЛ 3	46

ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА	46
3.1. Аналіз району електропостачання підстанції 330/110 кВ.....	46
3.2. Попередня оцінка розвитку мережі району підстанції 110кВ	47
3.3. Баланси активної і реактивної потужності	47
3.4. Аналіз варіантів розвитку схеми мережі електропостачання.....	48
3.4.1. I-й варіант	49
3.4.2. II-й варіант.....	50
3.5. Техніко-економічне порівняння варіантів	52
3.5.1. Капітальні вкладення	53
3.5.2. Річні витрати на експлуатацію	53
3.5.3. Очікувані збитки від перерви електропостачання ПС 3, ПС4.....	55
3.5.4 Підсумки порівняння варіантів.....	57
3.6. Вибір і перевірка трансформаторів	58
3.7. Вибір трансформаторів струму і напруги.....	59
3.8. Вибір приладів обліку і контролю електроенергії.....	59
3.9. Оцінка необхідності установки приладів компенсації реактивної потужності на ПС 110/10кВ	60
3.10. Захист повітряних ліній від перенапруг розрядниками	61
3.11. Вибір ізоляторів.....	62
3.11.1. Конструкція.....	62
3.11.2. Порівняння ізоляторів.....	63
3.11.3. Економічний ефект.....	63
3.12. Висновки до розділу.....	64
РОЗДІЛ 4	65
ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА	65
4.1. Розрахунок струмів короткого замикання	65
4.2. Вибір вимикачів 110кВ	67
4.3. Вибір роз'єднувачів 110 кВ.....	69
4.4. Вибір ошинування	69
4.5. Компонування ВРП-110кВ	70

4.6. Релейний захист магістральної лінії від міжфазних струмів короткого замикання	71
4.6.1. Розрахунок струмів короткого замикання	71
4.6.2. I ступінь струмового захисту	73
4.6.3. II ступінь струмового захисту	74
4.6.4. III ступінь струмового захисту	75
4.7. Вибір запобіжників та автоматичних вимикачів 10кВ	78
4.7.1. Умови вибору запобіжників	78
4.7.2. Умови вибору автоматичних вимикачів	79
4.8. Вибір обмежувачів перенапруги 10кВ	80
4.9. Рекомендації з релейного захисту й автоматики	81
4.10. Розрахунок прожекторного освітлення ділянки ПС 110/10кВ	82
4.11. Вибір високовольтних вимикачів навантаження на стороні 10кВ	83
4.12. Висновки до розділу	85
РОЗДІЛ 5	86
СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА	86
5.1. Оптимальні режими навантажень району електропостачання. Уточнені розрахунки	86
5.1.1. Схема заміщення для уточнених розрахунків	86
5.2. Режим найбільших навантажень	88
5.3. Режим найменших навантажень	92
5.4. Регулювання напруги	94
5.5. Уточнений баланс реактивної потужності	95
5.6. Висновки до розділу	96
РОЗДІЛ 6	97
ОБГРУНТУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ	97
6.1. Методика оцінки економічної ефективності інженерних рішень	97
6.1.1. Економічна ефективність і життєвий цикл виробу	98
Приклад отримання постадійного ефекту.	99
6.1.2. Ступінь деталізації розрахунків економічної ефективності	100

6.2. Техніко-економічне обґрунтування заміни оливних вимикачів 110 кВ на елегазові та оливних вимикачів 35 кВ на вакуумні	101
6.2.1. Оцінка економічної ефективності заміни вимикачів 110кВ	101
6.2.2. Оцінка економічної ефективності заміни вимикачів 35кВ	104
6.3. Висновки щодо економічної ефективності реконструкції трансформаторної підстанції 110/35/10 кВ заміною автоматичних вимикачів	106
РОЗДІЛ 7.....	107
ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	107
7.1. Аналіз конструкцій та методів розрахунку заземлюючих пристроїв трансформаторних підстанцій	107
7.1.1. Конструкція сітки заземлюючого пристрою	107
7.1.2. Особливості розрахункових значень опору заземлюючого пристрою	108
7.1.3. Додаткові вимоги до заземлюючих пристроїв трансформаторних підстанцій.....	110
7.2. Ефективність сучасних інформаційних технологій щодо сповіщення про виникнення надзвичайних ситуацій	111
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ВИПУСКНОЇ РОБОТИ	114
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	115

ВСТУП

Актуальність теми. Ефективність планування заходів зі зменшення втрат електроенергії залежить від точності розрахунку їх складових, яка визначається інформаційною та методичною похибками й безпосередньо пов'язана з обсягом та якістю вихідної інформації. Разом з тим, в електромережах (ЕМ) практично відсутні повноцінні системи технічного моніторингу. По-фідерний аналіз звітних даних щодо втрат електроенергії зводиться до визначення різниці між надходженням електроенергії та її корисним відпуском у межах балансової належності за показами приладів обліку. Як досліджено авторами: Лежнюком П. Д., Куликом В. В., Буславцем О. А. в [7], внаслідок неодночасності реєстрації показів лічильників знижується достовірність цих звітних даних.

Нормативні значення технологічних втрат електроенергії в умовах неповноти вихідної інформації оцінюються (а не визначаються!) за спрощеними моделями з використанням статистичної інформації про навантаження, а також незмінними протягом року схемами електромереж з параметрами, які також приймаються постійними, тобто їх достовірність також є обмеженою. Дослідження, проведені авторами: Красовським Ю. Л., Лежнюком П. Д., Куликом В. В. в [18], встановили, що інформація стосовно режимних параметрів ЕМ взагалі не враховується або фіксується епізодично.

Таким чином, значення понаднормативних витрат електроенергії в ЕМ, для зниження яких розробляються енерго- електроощадні заходи, оцінюються настільки наближено, що виявити ефект від впровадження останніх часто є неможливим.

Для вирішення проблем інформаційного забезпечення задач експлуатації ЕМ розробляються та впроваджуються відповідні інформаційно-розрахункові системи. Однак, на даний час можна вважати вирішеною лише проблему комерційного обліку електроенергії в системі АСКОЕ. Як досліджено авторами: Владіміровим Ю. В., Лежнюком П. Д., Буславцем О. А., Пашенком А. В. в [7; 22; 24; 29], проблема аналізу режимів розподільних мереж, особливо до 1 кВ, не вирішена. Це пов'язано зі значною розмірністю задачі (сотні тисяч вузлів та кіл у межах одного району ЕМ), а також обмеженими технічними можливостями щодо

спостереження та керування. Оскільки пряме забезпечення повної спостережності ЕМ є недоцільним з економічних міркувань, то розв'язувати задачі аналізу, а надто прогнозування технологічних втрат електроенергії, доцільно засобами математичного моделювання за результатами натурних експериментів.

В нинішніх умовах для підвищення надійності функціонування електроенергетичної системи проводиться масштабна комплексна модернізація трансформаторних підстанцій з встановленням новітнього електрообладнання. Підстанції оснащуються сучасними мікропроцесорними комплексами релейного захисту і автоматики та автоматизованими системами керування.

Перспективним напрямком розвитку й інтелектуалізації комплексів обладнання підстанцій є перехід від окремих, часто інформаційно-ізолюваних аналогових пристроїв та підсистем до інтегрованих однорідних систем з єдиним інформаційним простором, що дозволяє на порядок підвищити надійність функціонування системи електропостачання та зменшити енергетичні втрати у них [10].

Впровадженню заходів з підвищення надійності і енергоефективності систем електропостачання на всіх рівнях сприяє автоматизована система контролю та обліку електроспоживання (АСКОЕ), яка зараз активно впроваджується в електричних мережах енергосистем.

Одним із напрямків розвитку електричних мереж на шляху модернізації є програма впровадження цифрових підстанцій та використання модернізованих високовольтних апаратів. Відмінними характеристиками цифрових підстанцій є: наявність вбудованих в первинне обладнання інтелектуальних мікропроцесорних пристроїв; застосування локальних обчислювальних мереж для комунікацій; цифровий спосіб доступу до інформації, її передачі та обробки; автоматизація роботи підстанції і процесів управління нею. У перспективі цифрова підстанція буде ключовим компонентом інтелектуальної мережі (SmartGrid). Зростання вимог до якості надання електроенергії призвело до розвитку підстанцій з дистанційним управлінням, що забезпечує зниження інтервалів відсутності електропостачання [18; 21].

В області вимірювальної апаратури необхідно здійснити заміну недостатньо точних вимірювальних трансформаторів струму і напруги на енергооб'єктах на сучасні трансформатори з більш високим класом точності. Щодо засобів телемеханіки і зв'язку при реконструкції систем збору і передавання інформації основними вимогами є: використання цифрових каналів зв'язку; використання на енергооб'єктах спеціалізованих цифрових телемеханічних комплексів, а для великих підстанцій - програмно-технічних комплексів; заміна центральних приймально-передавальних станцій на телемеханічні комплекси, які використовують сучасні досягнення в області обчислювальної техніки і цифрових систем зв'язку [24; 27].

Таким чином, актуальною залишається проблематика розроблення заходів підвищення ефективності кожного з елементів електроенергетичної системи, починаючи з трансформаторних підстанцій.

Мета і завдання дослідження. Метою магістерської роботи є модернізація схемо-технічного рішення та комплексу обладнання понижувальної трансформаторної підстанції 110/10 кВ, а також розробка заходів з підвищення енергоефективності системи електропостачання цієї підстанції.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі завдання:

- аналіз сучасних технічних рішень підвищення енергоефективності систем електропостачання шляхом заміни комутаційного, вимірювального обладнання, пристроїв релейного захисту новітніми з використанням мікропроцесорних технологій;

- аналіз математичних моделей для обчислення втрат електроенергії на різних рівнях електричних мереж;

- аналіз характеристик сучасного високовольтного комутаційного обладнання трансформаторної підстанції (вимикачі, роз'єднувачі) для заміни морально застарілого й з фізичним зносом;

- розрахунок струмів короткого замикання на шинах високої напруги підстанції для вибору комутаційного обладнання;

- розрахунок усталених режимів району електропостачання для оцінювання стійкості трансформаторної підстанції;

– реконструкція функціональних елементів трансформаторної підстанції на стороні 110 та 10кВ.

Об’єкт дослідження - процес підвищення енергоефективності трансформаторної підстанції 110/10 кВ шляхом модернізації схемо–технічного рішення й високовольтного комутуючого обладнання.

Предмет дослідження - характеристики новітнього комутаційного обладнання для модернізації підстанції 110/10кВ.

Наукова новизна отриманих результатів.

– Отримало подальший розвиток застосування заходів підвищення енергоефективності трансформаторних підстанцій шляхом їх реконструкції із застосуванням новітнього комутаційного обладнання.

– Запропонована для подальшого дослідження модель обліку втрат електроенергії з використанням АСКОЕ на різних рівнях систем електропостачання, що дозволить їх контролювати й зменшувати при наявності відповідних техніко–організаційних засобів і заходів.

Практичне значення отриманих результатів.

Впровадження результатів досліджень методів реконструкції трансформаторних підстанцій дозволить підвищити енергоефективність функціонування електромережі.

Апробація. Результати досліджень за темою магістерської роботи були представлені на студентській науково-практичній конференції «Актуальні питання розвитку агропромислового комплексу». 16 листопада 2020р. м. Бережани Тернопільської області.

Структура роботи. Робота складається зі вступу, 7-и розділів, висновків, переліку посилань (42 найменування).

Загальний обсяг текстової частини - 116стор., 25 табл., 26 рис.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА

Основним завданням, що стоїть перед сучасною енергетичною системою є забезпечення відповідного рівня функціонування систем електропостачання, які здійснюють передачу та розподілення електричної енергії всім електроприймачам, забезпечують необхідну потужність в години максимальних навантажень, задану (нормовану) надійність електропостачання, нормовані межі зміни показників якості електричної енергії, має задовольняти умовам безпечної експлуатації, економічності та мати надійне керування.

Практика експлуатації систем електропостачання свідчить про те, що електрична енергія ще не завжди використовується технічно та економічно ефективно не тільки при споживанні у виробничих процесах, але й при передачі її споживачу. Тому значне місце у вирішенні задач електропостачання займають питання правильного проектування, тобто вибору найбільш економічно та технічно досконалого варіанту побудування і функціонування систем електропостачання виробничого об'єкту.

В даній магістерській роботі проводиться реконструкція трансформаторної підстанції (ПС) 3 «Бережани» 110/10 кВ з оптимізацією схеми розвитку електропостачання.

Виходячи з місця розташування даної підстанції стосовно вже існуючої системи електропостачання прилеглих промислових районів потрібно вибрати найбільш раціональний з економічної точки зору варіант підключення даної підстанції до існуючої мережі. Цей вибір виконується на підставі техніко-економічного розрахунку. Схема підключення повинна відповідати вимогам надійності електропостачання. Потрібно вибрати тип і перетини проводів повітряної лінії, що живить реконструйовану підстанцію. У зв'язку з перспективним ростом навантажень, що обумовлено будівництвом нових житлових мікрорайонів і промислових підприємств, необхідно перевірити згідно пропускної здатності трансформатори існуючих підстанцій і лінії електропередачі. На проектуваній підстанції зроблений вибір числа і потужності силових трансформаторів на підставі техніко-економічних показників і з

урахуванням вимог до надійності електропостачання споживачів, що живляться від даної підстанції. За результатами розрахунку струмів короткого замикання на стороні 110 кВ на реконструйованій підстанції вибирається устаткування з урахуванням подальшого розвитку системи електропостачання.

Результатом виконання даної роботи буде система електропостачання промислового району, розрахована відповідно до вимог, пропонованих до такого роду систем електропостачання та реконструйована ПС 110/10 кВ «Бережани», що дасть можливість суттєво підвищити надійність і ефективність електропостачання споживачів від даної підстанції.

1.1. Коротка характеристика проектованої системи електропостачання

Реконструкції підлягає підстанція 110/10 кВ (ПС3). Ця підстанція під'єднується до мережі електропостачання 110 кВ. Від цієї існуючої мережі живляться ще сім підстанцій 110/10 кВ., на кожній з яких установлені два трансформатори з потужностями від 6,3 до 16 МВА. Повітряні лінії електропередачі, якими живляться підстанції даної системи – одно- та двокільцеві на залізобетонних опорах. На реконструйованій підстанції будуть встановлюватися два трансформатори потужністю 6,3 МВА кожний. Живлення ПС одержує відповідно до вимог надійності електропостачання двома повітряними лініями напругою 110 кВ, виконаними проводом АС 120, на залізобетонних опорах.

Трансформаторні підстанції виконують окремо стоячими, прибудованими, тобто пов'язаними з будинком, внутрішньоцеховими, що розташовуються безпосередньо усередині виробничого приміщення.

У ПУЕ [33] встановлений ряд вимог до конструкцій, розміщенню, устаткуванню підстанцій.

1.2. Аналіз потужності режимів і ефективності ПС

Електричне навантаження окремих споживачів, а отже їх сумарне навантаження, яке визначає режим роботи підстанції в енергосистемі,

безперервно змінюється. Прийнято виражати цей ефект графіком навантаження, тобто діаграмою зміни потужності в часі.

За видом фіксованого параметру розрізняють графіки активної, реактивної, повної потужності і струму електроустановки. Як правило, графіки відображають зміну навантаження за визначений період часу. За цією ознакою їх поділяють на добові, сезонні і річні.

За місцем вивчення, або елементом енергосистеми, до кого вони відносяться, графіки можна розділити на такі групи:

- графіки навантаження споживачів, які визначаються на шинах споживчих ТП;
- графіки навантажень мережі – на шинах ремонтних вузлових підстанцій;
- графіки навантажень електростанцій.

Графіки навантажень використовують для аналізу роботи електроустановок, для проектування систем електропостачання, планування ремонтів електрообладнання, а також в процесі експлуатації, для ведення нормального режиму роботи.

Добові графіки ПС визначаються з урахуванням втрат активної і реактивної потужностей в лініях та трансформаторах при розподілі електроенергії.

Втрати потужності при проходженні струму в проводах і обмотках трансформаторів є змінними величинами, які залежать від навантаження. Постійну складову втрат потужності в мережі визначають в основному втрати холостого ходу трансформаторів. Добові графіки складають для найбільш характерних періодів року – зимового та літнього. Зимовий період становить 183 доби, а літній -182.

Використовуючи типовий графік навантаження підстанції 110/10 кВ, визначаємо погодинні навантаження реконструйованої підстанції для літнього і зимового періодів. Розрахункові дані зводимо до табл. 1.2; будуємо графік (добовий) навантаження ТП для літнього та зимового дня. Користуючись цим графіком складаємо табл. 1.1, згідно якої будуємо річний графік навантаження підстанції.

Таблиця 1.2.

Добовий графік навантаження

Час доби Години	Навантаження зимового дня		Навантаження літнього дня	
	% від максимального	S_p , кВА	% від максимального	S_p , кВА
0-1	53	848	40	763,2
1-2	53	848	41	763,2
2-3	54	864	41	777,6
3-4	59	944	41	849,6
4-5	60	960	42	864
5-6	60	960	48	864
6-7	67	1072	58	964,8
7-8	74	1184	63	1065,6
8-9	81	1296	68	1166,4
9-10	80	1280	78	1152
10-11	80	1280	77	1152
11-12	73	1168	72	1051,2
12-13	63	1008	59	907,2
13-14	62	992	53	892,8
14-15	63	1008	53	907,2
15-16	64	1024	56	921,6
16-17	70	1120	59	1008
17-18	79	1264	63	1137,6
18-19	80	1280	71	1152
19-20	81	1296	72	1166,4
20-21	82	1345	75	1210,5
21-22	82	1312	70	1180,8
22-23	69	1104	61	993,6
23-24	62	992	50	892,8

Графік добового навантаження зображений на рис. 1.1.

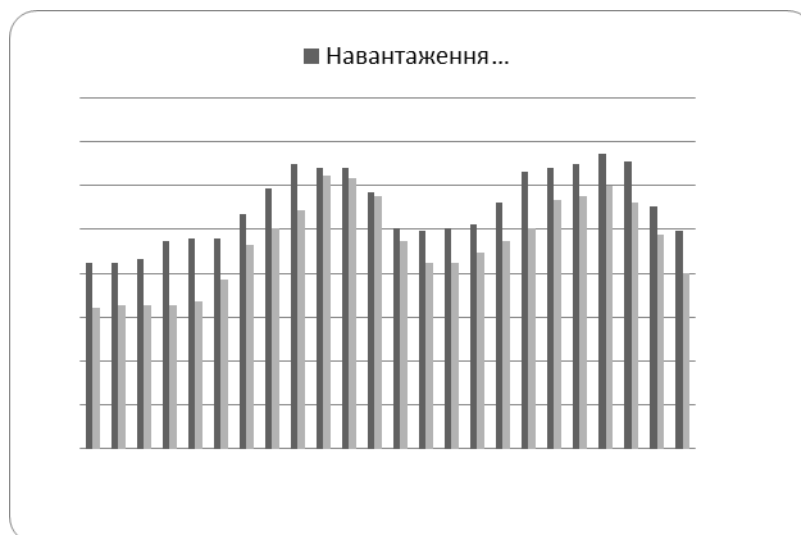


Рис. 1.1 – Графік добового навантаження

Площа, обмежена кривою графіка активного навантаження, чисельно дорівнює енергії, що використала електроустановка за даний період:

$$W_n = \sum S_i \times t_i \times \cos\varphi_i, \text{ кВт год},$$

де S_i - потужність i -тої ступені графіка, kVA ;

t_i - тривалість ступеня, год .

Кількість електроенергії, що споживається за рік:

$$A_{\text{річ}} = \sum W_{ni}, \text{ кВт год},$$

$$A_{\text{річ}} = 9156336 \text{ кВт год}.$$

Середньорічне навантаження за період T :

$$S_{\text{ср.рік}} = (A_{\text{річ}} / T) \cdot \cos\varphi, \text{ kVA},$$

$$S_{\text{ср.рік}} = (9156336 / 8760) \cdot 0.8 = 836,2 \text{ kVA}.$$

Ступінь нерівномірності графіка роботи установки оцінюється коефіцієнтом заповнення:

$$K_{\text{зан}} = (A_{\text{річ}} / S_{\text{max}}) \cdot T,$$

$$K_{\text{зан}} = 9156336 / (1507 \cdot 8760) = 0,69.$$

Коефіцієнт заповнення графіка показує, у скільки разів використана кількість електроенергії за рік (добу) менша тієї кількості енергії, яка була використана за той же час, коли навантаження установки весь час було максимальним.

Розрахункові навантаження P_p існуючих підстанцій на розрахунковий рік знаходять за формулою:

$$P_p = K_p \cdot P_m,$$

де P_m - максимальне існуюче навантаження ТП, kВт (згідно завдання);

K_p - коефіцієнт зростання навантаження (змінюється залежно від споживання електроенергії (табл.1.2).

Таблиця 1.2.

Коефіцієнт зростання навантаження

Вид споживачів	Розрахунковий рік
Виробничі	2,1
Змішані	2,0
Комунально - побутові	1,8

Денні та вечірні навантаження існуючих ТП визначають множенням розрахункового навантаження на коефіцієнт участі його в денному K_D та вечірньому K_B максимумах, які дорівнюють: для виробничих споживачів $K_D= 1$; $K_B= 0,6$; для комунально – побутових - $K_D= 0,3..0,4$; $K_B= 1,0$; для змішаних $K_D = K_B= 1,0$.

Підрахунок електричних навантажень на ділянках починають з кінця лінії, підсумовуючи навантаження ТП за денним і вечірнім максимумах (окремо за добавками) На кожній ділянці лінії знаходять виробниче навантаження $P_{ВМР}$, яке включає в себе в денний час навантаження ТП з виробничим і змішаним видами споживачів, у вечірній час - тільки навантаження ТП з виробничим видом, та загальне навантаження $P_{ЗАГ}$, яке включає навантаження всіх ТП.

Розрахункове навантаження, денне та вечірнє, на ділянках лінії знаходимо за формулами:

$$P_{д} = P_{дб} + \Delta P(P_{дм}),$$

$$P_{в} = P_{вб} + \Delta P(P_{вм}),$$

де $P_{дб}$, $P_{вб}$ - більше з навантажень, що додаються, відповідно по денному та вечірньому максимумах;

$\Delta P(PМ)$ - добавка від меншої потужності.

1.3. Аналіз завдань щодо реконструкції ТП 110/10кВ

Основною метою даної випускної роботи є розробка заходів щодо підвищення ефективності системи електропостачання ТП 110/10 кВ «Бережани», дотримання нормативних вимог щодо якості електроенергії, забезпечення необхідною потужністю всіх споживачів, які заживлені від ПС 3 «Бережани». Також метою роботи є оптимізація схеми розвитку району електропостачання, зменшення втрат електроенергії в мережі.

З мети випускної роботи впливає необхідність вирішення таких задач:

- провести аналіз варіантів розвитку схеми електромережі і вибрати

оптимальний згідно техніко-економічного порівняння;

- розрахувати необхідні потужності та вибрати силові трансформатори ПСЗ 110/10 кВ «Бережани»;
- провести реконструкцію первинної електричної схеми ПСЗ;
- провести реконструкцію функціональних елементів ПСЗ на стороні 110 кВ та 10кВ;
- провести розрахунок струмів короткого замикання зі сторони високої та низької напруги підстанції;
- провести розрахунок усталених режимів навантаження ПС;
- провести захист повітряних ліній від перенапруг розрядниками;
- провести вибір ізоляторів;
- провести розрахунок пристроїв релейного захисту магістральної лінії від міжфазних струмів короткого замикання;
- провести розрахунок прожекторного освітлення ділянки ПС;
- виконати вибір високовольтних вимикачів навантаження на стороні 10кВ.

1.4. Загальна проблематика зниження втрат електроенергії в розподільних електромережах

Призначенням розподільних електричних мереж є транспортування електричної енергії, отриманої від розподільчих пунктів енергосистеми, і розподіл її між пунктами споживання (рис. 1.2). Цей процес супроводжується втратами частини електроенергії ΔW в електричних мережах, які визначаються згідно виразу [15]:

$$\Delta W = W_{\text{надх}} - W_{\text{відп}}, \quad (1.1)$$

де $W_{\text{надх}}$ - електроенергія, яка надійшла в електричну мережу з енергосистеми і яку необхідно розподілити між споживачами;

$W_{\text{відп}}$ - електроенергія, яка відпущена споживачам.



Рис. 1.2 - Баланс електроенергії в електричних мережах

Втрати електроенергії можна умовно поділити на технологічні та комерційні. Технологічні втрати зумовлені технологією виробничого процесу передавання електроенергії мережами та обліку її надходження і відпуску. Комерційні втрати є різницею між фактичними втратами і розрахованими технологічними втратами.

Технологічні втрати складаються з технічних втрат в елементах мережі ΔW_T , витрат електроенергії на власні потреби підстанцій $\Delta W_{ВП}$ та електроенергії, недооблік якої зумовлений інструментальними похибками її вимірювання $\Delta W_{ОБЛ}$.

Технічні втрати ΔW_T - це втрати в лініях електропередачі (ЛЕП), трансформаторах, реакторах та іншому електрообладнанні. Вони мають фізичну природу і складаються з навантажувальних втрат, які залежать від значення навантаження, і втрат холостого ходу, які не залежать від навантаження. Перша складова пов'язана з нагріванням струмопровідних частин елементів електричних мереж, друга - з нагріванням магнітопроводів та коронним розрядом.

Витрати на власні потреби $\Delta W_{ВП}$ - це електроенергія, яка витрачається на забезпечення нормального функціонування підстанції і розподільчих пунктів (освітлення, вентиляція, обігрів, ремонт, живлення оперативних кіл тощо).

Втрати електроенергії в електричній мережі через недооблік електроенергії $\Delta W_{ОБЛ}$ можуть виникати через систематичні похибки лічильників та вимірювальних трансформаторів. Особливо це стосується трансформаторів струму, які при струмі в первинній обмотці, меншому за номінальний, працюють не в своєму класі точності і вносять похибку у вимірювання відпущеної електроенергії, яка може сягати до 2-3%.

Комерційні втрати $\Delta W_{КОМ}$ є різницею між фактичними втратами і розрахованими технологічними втратами. Комерційні втрати складаються з двох складових, які відрізняються за своєю суттю. В обох випадках це спожита, але не оплачена електроенергія. В першому випадку спожита електроенергія зафіксована на лічильниках і споживач з часом може за неї розрахуватися. З врахуванням пені за несвоєчасну проплату, витрати електричної мережі на цю електроенергію можуть бути компенсовані. Інша справа з електроенергією, яка спожита несанкціоновано (крадіжки) і яка не зафіксована на лічильниках.

1.5. Задачі зменшення енергетичних втрат в електричних мережах

Вирішення проблеми зниження втрат електроенергії вимагає попереднього їх всебічного аналізу та структурування з метою знаходження першопричин і визначення найбільш ефективних напрямків виходу з ситуації, що склалася. Враховуючи сутність комерційних втрат, пряме їх визначення, навіть приблизне, є неможливим або пов'язане зі значними капіталовкладеннями. З іншого боку, технологічні втрати, за відповідного інформаційного забезпечення, можуть бути визначені достатньо точно, а це дає змогу опосередковано аналізувати і комерційну складову втрат. Крім того, наявність інформації про поточні значення втрат потужності в електричних мережах надає можливість розв'язання ряду інших експлуатаційних задач.

Наприклад, за допомогою відповідного програмного забезпечення з'являється можливість фіксувати появу та локалізувати місця виникнення однофазних к.з., що є серйозною проблемою, особливо для кабельних мереж. У зв'язку з необхідністю керувати значенням втрат електроенергії в електричних мережах виникають задачі, які відрізняються шляхами і засобами досягнення кінцевої мети. Відрізняються такі основні *дві задачі* (рис. 1.3) [15].

Перша задача - це обґрунтування допустимого значення втрат електроенергії для даної мережі за звітний період для того, щоб закласти в тариф вартість цих втрат, запланувати виробництво відповідної кількості енергії на електростанціях (підготувати потужності генерування та запаси палива тощо) для покриття цих втрат, мати можливість контролювати значення втрат і через

економічні механізми впливати на них. В рамках цієї задачі визначаються планові (перед звітним періодом) і фактичні (після завершення звітного періоду) значення втрат. Тут враховується, що втрати залежать від низки факторів. До них відносяться: структура електричної мережі (напруга, довжина ліній електропередачі, перерізи проводів, кількість трансформаторів і їх потужність, особливості топології та ін.), запланована (спожита) кількість електроенергії, метрологічні умови тощо.

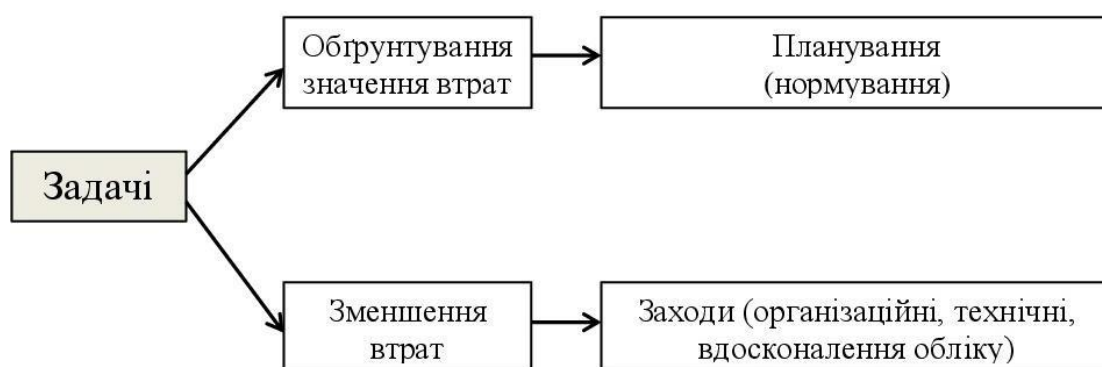


Рис. 1.3 - Задачі визначення втрат електроенергії

Друга задача - це визначення та аналіз втрат електроенергії для розроблення заходів щодо їх зменшення. Особливістю цієї задачі є те, що для розроблення організаційних і технічних енергоощадних заходів, а також заходів, пов'язаних з вдосконаленням систем обліку електроенергії, необхідне більш детальне визначення втрат електроенергії в електричних мережах (в окремих її фрагментах, під'єднаннях, трансформаторних підстанціях). В рамках цієї задачі також визначаються планові (перед обґрунтуванням енергоощадних заходів) і фактичні (після практичної реалізації заходів) значення втрат.

1.6. Види розрахунків втрат електроенергії

Розрахунки втрат електроенергії підрозділяють на три види: *ретроспективні, оперативні і перспективні*. **Ретроспективні розрахунки** (визначення втрат електроенергії за минулі інтервали часу) виконують для:

- визначення структури втрат електроенергії групами елементів електричної мережі;
- оцінки комерційних втрат електроенергії;

- виявлення елементів (груп елементів) з підвищеними втратами електроенергії і розробки заходів щодо їхнього зниження;
- визначення фактичної ефективності впроваджених заходів щодо зниження втрат електроенергії;
- складання балансів електроенергії для енергосистеми в цілому, її структурних підрозділів і підстанцій і розробки заходів щодо зниження небалансів до допустимих значень;
- визначення техніко-економічних показників енергосистеми;
- проведення фінансових розрахунків зі споживачами й іншими енергосистемами за втрати електроенергії в лініях і трансформаторах, які не враховані лічильниками електроенергії.

Оперативні розрахунки (визначення втрат електроенергії за поточні інтервали часу) виконують для:

- контролю за поточними значеннями втрат електроенергії і їх зміною в часі;
- оперативного корегування режимів і схеми електричної мережі з метою мінімізації втрат електроенергії;
- складання балансів потужності по енергосистемі в цілому, її структурних підрозділах і підстанціях з метою контролю за дотриманням лімітів за потужністю;
- визначення очікуваних втрат електроенергії на кінець місяця, кварталу, року;
- формування бази даних, використовуваних при прогнозуванні втрат електроенергії.

Перспективні розрахунки (визначення очікуваних втрат електроенергії для розрахункових інтервалів часу в майбутньому) виконують для:

- визначення очікуваних втрат електроенергії на наступний і подальші звітні періоди;
- оцінки очікуваної ефективності планованих заходів щодо зниження втрат електроенергії;
- порівняння варіантів реконструкції електричних мереж. Відповідно до

особливостей схем і режимів електричних мереж, а також інформаційної забезпеченості розрахунків виділяють п'ять груп мереж, розрахунок втрат електроенергії в яких здійснюють різними методами:

- транзитні електричні мережі номіналом 220 кВ і вище (міжсистемного зв'язку), через які здійснюється обмін потужністю між енергосистемами;
- замкнуті електричні мережі номіналом 110 кВ і вище, що практично не беруть участі в обміні потужністю між енергосистемами;
- розімкнуті (радіальні) електричні мережі номіналом 35-150кВ;
- електричні мережі номіналом 6-20 кВ;
- електричні мережі номіналом 0,4 кВ.

Основними *формами аналізу втрат* електроенергії є:

- складання балансів електроенергії по кожній підстанції, електростанції, підприємству електричних мереж і енергосистемі в цілому;
- аналіз зміни окремих складових втрат електроенергії з урахуванням зміни схем, режимів електричних мереж і структури відпуску електроенергії;
- порівняння звітних і планових нормованих і лімітованих складових балансу електроенергії (власні потреби, господарські і виробничі потреби);
- оцінка фактичної ефективності окремих заходів щодо зниження втрат електроенергії, а також плану заходів у цілому;
- виявлення залежності втрат електроенергії від основних факторів, що характеризують схему мережі і режими її роботи.

1.7. Ймовірність розрахункових значень втрат електроенергії в електричних мережах

Навантажувальні втрати електроенергії ΔW_n в елементі трифазної мережі з опором визначають за формулою:

$$\Delta W_n = 3 \cdot R \cdot \int_0^T I^2(t) dt \approx 3 \cdot R \cdot \Delta t \cdot \sum_{i=1}^{T/\Delta t} I_i^2,$$

де $I(t)$ - повний струм в елементі в момент часу t ;

R - активний опір елемента мережі, в якому визначаються втрати;

Δt - інтервал часу між послідовними вимірами, якщо останні виконуються дискретно через рівні досить малі інтервали часу.

Втрати електроенергії холостого ходу $\Delta W_{x.x.}$ визначають за формулою:

$$\Delta W_{x.x.} = \frac{\Delta P_{x.x.}}{U_{ном}^2} \cdot \int_0^T U^2(t) dt \approx \frac{\Delta P_{x.x.}}{U_{ном}^2} \cdot \Delta t \cdot \sum_{i=1}^{T/\Delta t} U_i^2,$$

$\Delta P_{x.x.}$ – втрати потужності холостого ходу при номінальній напрузі, що наводяться в паспортних даних устаткування;

U - напруга, під якою знаходиться елемент мережі.

Точне визначення втрат електроенергії за інтервал часу T можливе при відомих значеннях параметрів R та $\Delta P_{x.x.}$ і функцій часу $I(t)$ та $U(t)$ на всьому інтервалі. Параметри R та $\Delta P_{x.x.}$, зазвичай, відомі і в розрахунках їх вважають постійними. Разом з тим опір провідника R залежить від його температури:

$$R_t = R_{20} \cdot [1 + 0,004 \cdot (\theta - 20)],$$

де R_t - опір проводу лінії при $\theta = 20^\circ\text{C}$; при зміні температури у діапазоні $\theta = (-20 \dots +90)^\circ\text{C}$ (припустима температура нагрівання проводів повітряних ліній) $R_t = (84 \dots 120)\%$ від R_{20} .

Таким чином, похибка визначення втрат електроенергії в одному елементі, зумовлена неточним поданням у розрахунку величини R_t , що вважається відомою величиною, може бути суттєвою. Слід зазначити, що в практичних розрахунках дуже рідко опір ліній приводять до середньої температури за час T , тому що це нелегко: температура проводу залежить від його струмового навантаження, температури повітря, сонячної радіації, швидкості вітру і т. ін. Тому, зазвичай, в розрахунках використовують довідкові дані. У зв'язку з викладеним, інформацію про параметри електричних мереж можна вважати повною лише з певною вірогідністю.

Втрати холостого ходу $\Delta P_{x.x.}$, які пов'язані з втратами в магнітопроводах електричних апаратів, також не залишаються постійними на протязі їх експлуатації. Через зміну структури матеріалу магнітопроводів в процесі старіння та погіршення ізоляції між листами сталі втрати $\Delta P_{x.x.}$ з часом збільшуються.

Неповнота інформації змушує використовувати методи розрахунку,

засновані на тих чи інших допущеннях, що визначають передбачуваний вплив на результати розрахунку відсутньої інформації. Похибки, викликані неповнотою інформації, зазвичай, називають *методичними*, тому що кожен метод орієнтований на свій об'єм інформації, що використовується.

Вказані похибки роблять неможливим визначення режимних параметрів, у тому числі і втрат електроенергії з точністю до числа. Таким чином, доцільно застосовувати поняття *інтервалу невизначеності втрат*.

Так, за розрахованими *межами інтервалу невизначеності* можна обчислити *межі середньоквадратичної методичної похибки*, що зумовлені неповнотою та неточністю вихідної інформації:

$$\Delta_{\text{I}} = \frac{\Delta W_P - \Delta W_{P \text{ мин}}}{3 \cdot \Delta W_P} \cdot 100\%; \quad \Delta_{\text{II}} = \frac{\Delta W_{P \text{ макс}} - \Delta W_P}{3 \cdot \Delta W_P} \cdot 100\%.$$

Використовуючи значення необхідної (заданої) точності $\Delta_{\text{II зад}}$ визначення втрат електроенергії можна розрахувати значення параметра t :

$$t_{p-} = \frac{\Delta_{\text{II зад}}}{\Delta_{\text{II-}}}; \quad t_{p+} = \frac{\Delta_{\text{II зад}}}{\Delta_{\text{II+}}}.$$

За розрахованими значеннями t_{p-} та t_{p+} , використовуючи аналітичну залежність залежності $p = f(t)$ (наприклад, функцію Гауса) можна визначити *ймовірність* розрахунку втрат електроенергії з *заданою точністю*:

$$p_- = f(t_-); \quad p_+ = f(t_+).$$

Для оцінювання вірогідності результатів розрахунку втрат в ЕМ використовується менше з розрахованих значень $p = \min(p_-, p_+)$.

1.8. Використання АСКОЕ для підвищення енергоефективності підприємств електроенергетики

Актуальність встановлення автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) є досить великою, так як в умовах світових цін на енергоносії і глибокої фінансової, енергетичної та екологічної криз найважливішим завданням, яке стоїть перед керівником кожного підприємства, є підвищення енергоефективності виробництва.

Перший крок на цьому шляху - це скорочення витрат електроенергії за рахунок зниження нераціональних витрат енергії при її транспортуванні та використанні. Керівнику підприємства, який прийняв рішення про скорочення витрат електроенергії, необхідно мати правдиву інформацію про ефективність використання електроенергії на підприємстві, про основні втрати та їх причини, одержати кваліфіковане техніко-економічне обґрунтування конкретних першочергових заходів, що дають можливість знизити витрати електроенергії. Саме з цією метою встановлюються автоматизовані систем комерційного обліку електроенергії.

Автоматизована система комерційного обліку електроенергії - це комплекс технічних, математичних, алгоритмічних і програмних методів та засобів, що призначені для комерційного обліку електричної енергії.

Основне призначення АСКОЕ на промисловому підприємстві полягає в точному обліку та оперативному контролі спожитої електроенергії, забезпеченні можливості зберігання отриманих даних, протягом певного часу і доступу до них для проведення розрахунків. Важливою складовою АСКОЕ є можливість обробки даних, їх аналіз та прогноз (коротко-, середньо- і довгостроковий).

В залежності від ступеня свого розвитку АСКОЕ є *багаторівневою* (трирівневою) системою, кожний з рівнів якої виконує свою важливу функцію. На *нижньому рівні* - збору інформації сучасна АСКОЕ передбачає застосування багатофункціональних електронних лічильників електроенергії (ЕЕ), які мають перевагу перед іншими типами лічильників в частині надання споживачу повних та достовірних даних як подано на рис. 1.4.

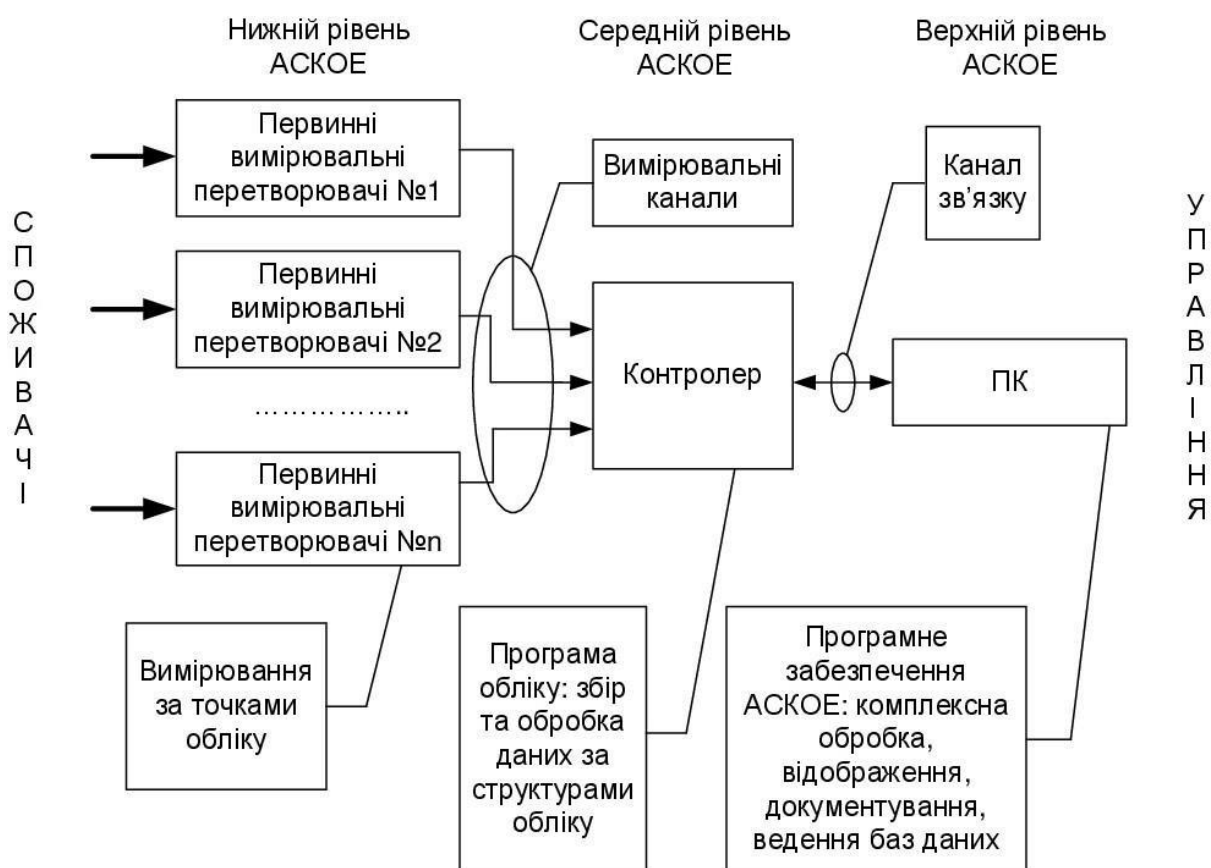


Рис. 1.4 - Узагальнена схема трирівневої АСКОЕ

На *середньому рівні* здійснюється обробка різноманітної інформації, отриманої від первинних вимірювальних перетворювачів. Саме на цьому рівні відповідно до застосованих алгоритмів можна отримати комплексну інформацію, в тому числі також щодо енергетичних втрат на кожному з етапів виробничого циклу промислового підприємства.

Прийняття конкретних рішень - це прерогатива *верхнього рівня* функціонування АСКОЕ, ефективність якого, в першу чергу, направлена на зменшення енерговитрат у промисловому виробництві.

Таким чином, *мета* створення та експлуатації АСКОЕ полягає в постійній економії енергоресурсів і фінансів підприємства при мінімальних грошових витратах.

Для підвищення ефективності обліку та контролю АСКОЕ, окрім *лічильників комерційного обліку*, повинна також включати *лічильники технічного обліку електроенергії*. При такому об'єднанні різко зростає інформаційна база завдань і можливостей системи, яку можна використати для зменшення втрат енергетичних ресурсів (рис.1.5).



Рис. 1.5 - Основні задачі, що реалізуються об'єднаною системою комерційного і технічного обліку електроенергії

Об'єднання лічильників комерційного і технічного обліку в єдину систему дозволяє формувати поточний баланс електроспоживання підприємства, котрий є основною базою для вдосконалення нормування енергоспоживання, оперативно виявляти і ліквідовувати втрати і неефективні затрати електричної енергії всередині підприємства, визначати фактичну потужність, що використовується підприємством, в тому числі максимальну потужність в часи найбільших навантажень енергосистеми, є невід'ємною умовою ефективного управління і оптимізації режимів електроспоживання підприємства.

Враховуючи специфіку об'єднаного комерційного і технічного обліку можна оптимізувати вартість створення АСКОЕ та її експлуатації.

Об'єднана система комерційного і технічного обліку дозволяє:

- точно вимірювати параметри споживання енергоресурсів з метою забезпечення розрахунків відповідно до реальних обсягів їх споживання та мінімізації невиробничих витрат на енергоресурси, зокрема, за рахунок використання більш точних вимірювальних приладів або підвищення синхронності збору первинних даних;

- здійснювати комплексний автоматизований комерційний і технічний облік енергоресурсів і контроль їх параметрів по підприємству, його виробництвах, підрозділах з метою мінімізації виробничих і невиробничих витрат на енергоресурси;

- створювати точний електро- енергобаланс підприємства, аналіз якого допомагає визначати основні напрями економії і раціонального використання електроенергії, вибрати оптимальну стратегію планування і управління електроенергоспоживанням підприємства;

- контролювати в реальному часі характеристики режимів електропостачання підприємства, а саме, за необхідністю оператор АСКОЕ може в інтерактивному режимі запросити актуальні дані на будь-який момент часу або здійснювати безперервний контроль поточних параметрів режимів електроспоживання підприємства, в тому числі в періоди максимальних навантажень енергосистеми;

- підтримувати єдиний системний час з метою мінімізації невиробничих витрат на енергоресурси за рахунок забезпечення синхронних вимірювань;

- фіксувати відхилення контрольованих параметрів енергоресурсів, їх оцінку в абсолютних і відносних одиницях для аналізу як енергоспоживання, так і виробничих процесів з метою мінімізації витрат на енергоресурси і відновлення виробничих процесів після їх порушення через вихід контрольованих параметрів енергоресурсів за допустимі межі;

- прогнозувати енергоспоживання з метою мінімізації виробничих витрат на енергоресурси за рахунок планування енергоспоживання;

- автоматично керувати енергоспоживанням на основі заданих критеріїв і пріоритетних схем включення/відключення споживачів-регуляторів з метою мінімізації виробничих витрат на енергоресурси за рахунок економії ручної праці і забезпечення якості управління;

- зменшити витрати підприємства на електроенергетичні ресурси без зниження рівня електроспоживання за рахунок вибору оптимальних тарифів під час розрахунків за електричну енергію;

- забезпечити необхідну точність й достовірність обліку електроенергії, що в свою чергу дозволить суттєво знизити вірогідність порушення договірних умов електропостачання, в тому числі перевищення потужності, заявленої підприємством в години максимальних навантажень енергосистеми, а відтак й знизити ризик нарахування штрафів;

- керувати режимами електроспоживання з метою оптимізації витрат на електричну енергію за рахунок використання електроенергії в години доби, яким відповідають найнижчі тарифні коефіцієнти, ще більше заощаджуючи під час оплати спожитої електроенергії.

Економічний ефект від впровадження АСКОВЕ досягається за рахунок багатьох факторів:

- економічно правильного замовлення лімітів потужності, виходячи з аналізу кількості спожитої електроенергії в години пік;

- визначення точок несанкціонованого доступу до джерел енергії;

- відпрацювання оптимального, економічно вигідного режиму включення-виключення енергоспоживачів;

- забезпечення оперативного контролю та управління споживанням енергоносіїв протягом доби;

- посилення дисципліни використання енергоносіїв споживачами;

- раціонального планування часу роботи виробничих підрозділів протягом доби;

- своєчасного виявлення розкрадань електроенергії;

- відсутності спотворень при знятті показів електрочисельників за рахунок

виключення людського фактору.

1.9. Висновки до розділу

Проведений аналіз навантажень ПС 110/10 кВ, в результаті чого побудований графік добового навантаження та визначені основні енергетичні показники річного навантаження ПС.

Проведений аналіз завдань щодо визначення об'єму реконструкції силового й комутаційного обладнання ПС.

Визначено, що втрати електроенергії можна умовно поділити на технологічні та комерційні. Технологічні втрати зумовлені технологією виробничого процесу передавання електроенергії мережами та обліку її надходження і відпуску. Комерційні втрати є різницею між фактичними втратами і розрахованими технологічними втратами.

Проблема зниження втрат електроенергії вимагає вирішення двох задач: обґрунтування допустимого значення втрат електроенергії для даної електромережі за звітний період та визначення й аналіз втрат електроенергії для розроблення заходів щодо їх зменшення.

Похибка визначення втрат електроенергії в деякому елементі електромережі пов'язана з вірогідністю стану параметрів мережі, а, отже, при розрахунку втрат доцільно застосовувати поняття інтервалу їх невизначеності.

На підприємствах трирівнева АСКОЕ є найбільш ефективним оперативним засобом для обліку і керування витратами електроенергії на одиницю продукції. Використання АСКОЕ дозволяє здійснювати точний і швидкий контроль за споживанням енергоресурсів, підвищуючи достовірність обліку і оптимізуючи витрати на енергоресурси.

Для підвищення ефективності обліку та контролю АСКОЕ, окрім лічильників комерційного обліку, повинна також включати лічильники технічного обліку електроенергії. При такому об'єднанні різко зростає інформаційна база завдань і можливостей системи, яку можна використати для зменшення втрат енергетичних ресурсів.

РОЗДІЛ 2

НАУКОВО–ДОСЛІДНА ЧАСТИНА

ДОСЛІДЖЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА ЕФЕКТИВНОСТІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖ З СИСТЕМАМИ ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ

2.1. Підвищення надійності систем електропостачання на базі цифрових технологій

В електроенергетиці України розгорнуті масштабні програми з реконструкції та технічного переоснащення підстанцій (ПС) 110 - 750 кВ, які беруть участь в процесі передачі та розподілення електричної енергії. Разом з встановленням надійного первинного обладнання, ПС оснащуються сучасними комплексами релейного захисту і автоматики (РЗА) та автоматизованими системами керування (АСК) [10].

Один з сучасних та перспективних напрямків розвитку й інтелектуалізації комплексів РЗА та АСК ПС - перехід від окремих, часто інформаційно-ізолюваних аналогових пристроїв та підсистем до інтегрованих однорідних систем з єдиним інформаційним простором. Значним прогресом у створенні таких систем стало впровадження у практику електроенергетики стандарту «МЕК 61850. Мережі та системи зв'язку на підстанціях». Стандарт не містить обмежень щодо підтримки задач, які можуть виникнути в майбутньому, а тому впроваджені на базі стандарту АСК будуть відповідати найсучаснішим вимогам.

Діюча редакція стандарту дозволяє використовувати широко відомі протоколи Ethernet та TCP/IP для зв'язку всередині ПС, які забезпечують високу швидкість передачі даних (не менше 100 Мбіт/с) в масштабі реального часу від одного пристрою до іншого на одному («горизонтальні» зв'язки) та декількох («вертикальні» зв'язки) ієрархічних рівнях, а також забезпечує спільний обмін даними між інструментами за рахунок єдиної мови конфігурування ПС SCL (Substation Configuration Language) для опису повноти інформаційної моделі.

З початку розробки в електроенергетиці проектів автоматизованих систем керування технологічними процесами на підстанціях (АСК ТП ПС) відбувся

значний розвиток апаратних і програмних засобів систем керування [23]:

- з'явилися високовольтні цифрові трансформатори струму та напруги, мікропроцесорні контролери;
- розроблюється первинне та вторинне електромережеве обладнання з вбудованими комунікаційними портами;
- прийнято міжнародний стандарт МЕК 61850, який регламентує представлення даних про ПС, як об'єкт автоматизації, а також оперує протоколами цифрового обміну даними між мікропроцесорними інтелектуальними електронними пристроями (скор. *IED* - англ.) ПС, включаючи пристрої контролю та керування, релейного захисту та автоматики (РЗА), протиаварійної автоматики (ПА), телемеханіки, лічильники електричної енергії.

Все це створює технічні та технологічні передумови для побудови підстанції нового покоління - цифрової підстанції (ЦПС), на якій організація всіх потоків інформації при вирішенні задач моніторингу, аналізу та керування здійснюється в цифровій формі[23].

В основу ідеї побудови ЦПС покладена заміна багатокількісних провідних зв'язків для обміну традиційними аналоговими та дискретними сигналами на уніфікований обмін цифровими повідомленнями, які забезпечують можливість розподіленої реалізації функцій системи автоматизації підстанції і повну функціональну сумісність інтелектуальних електронних пристроїв різних виробників. Найбільш повно на сьогодні досліджені питання обміну інформацією в рамках стандарту МЕК 61850 для таких пристроїв та підсистем, як вимірювальні трансформатори струму та напруги, комутаційні апарати, мікропроцесорні термінали релейного захисту та автоматики, АСК ТП.

Основна відмінність цього стандарту від попередніх стандартів МЕК полягає в тому, що в даному випадку не йде мова про просте впровадження нового протоколу передачі даних. Основним напрямком стандарту є систематизація інформаційної моделі підстанції. Центральною частиною стандарту є МЕК 61850-6, яка присвячена мові описання конфігурації підстанції (SCL).

За допомогою мови SCL можна описати:

- однолінійну схему підстанції;
- логічні (функціональні) вузли, з'єднані з силовим обладнанням;
- інтелектуальні електронні пристрої;
- локальну обчислювальну мережу (ЛОМ)ПС.

При цьому питання інтеграції складних видів електротехнічного обладнання, в першу чергу, силових трансформаторів, автотрансформаторів і шунтових реакторів, комплектних елегазових розподільчих устаткувань (КРУЕ), вимикачів мають розглядатися в контексті функцій самостійного аналізу даних і самодіагностики [31].

Саме підвищення інтелектуальної складової (впровадження Smart-технології) в обладнанні ЦПС зробило можливим виконання ЦПС необслуговуючими та самодіагностуючими з високим ступенем надійності (див. рис. 2.1), а саме:

- розвиток засобів та методів безперервної діагностики (контроль деградації характеристик, контроль готовності до виконання операцій, контроль метрологічних характеристик);
- розширення кількості функцій, що реалізуються в кожному терміналі;
- перекладання частини розрахунково-діагностичних задач на інтерфейсні модулі(Smart-IED).

Саме завдяки розвитку комунікаційних технологій та оснащення традиційного електротехнічного устаткування цифровими портами стало можливим інтегрування електрообладнання на всіх рівнях ПС в єдину систему на ЦПС (рис. 2.1).

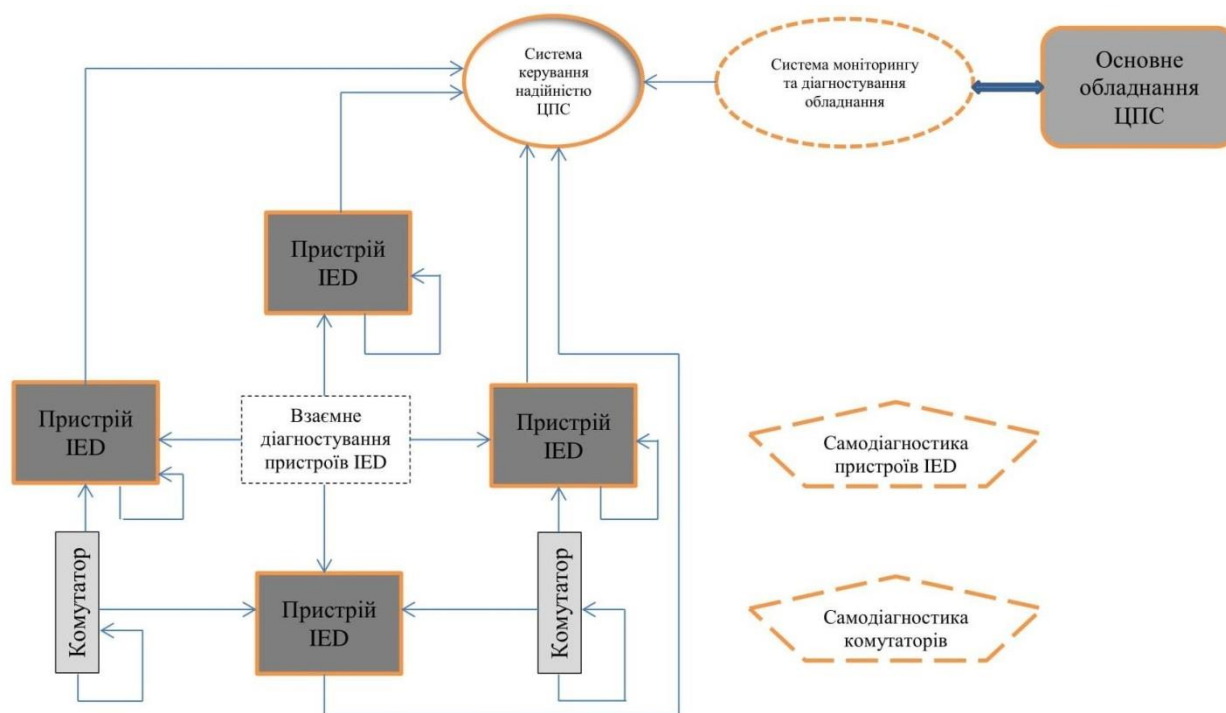


Рис. 2.1 – Схема інформаційних потоків на трансформаторній підстанції з цифровим електрообладнанням

Слід також зауважити необхідність такого компонента ЦПС, як програмно-технічний комплекс (ПТК) ЦПС, який є програмно-апаратним ядром ЦПС, що координує основні інформаційні потоки в ЦПС та автоматизовані процеси прийняття і реалізації рішень щодо керування обладнанням ЦПС.

Для цієї мети ПТК має забезпечити:

- ведення актуалізованої моделі технологічних процесів підстанції як основи для побудови алгоритмів контролю, аналізу, достовіризації інформації та керування функціонуванням ПС;
- роботу підсистем аналізу технологічних ситуацій, у т.ч. підтримки процесів прийняття рішень щодо керування в складних/аварійних ситуаціях на основі актуальної моделі;
- організацію та ведення баз даних (БД) стану обладнання ЦПС, відслідковування його перед аварійного стану і видачу попереджувальних або аварійних сигналів та повідомлень;
- взаємодію з центрами керування з вищими рівнями ієрархії керування електроенергетичної системи;
- телекерування обладнанням ЦПС із забезпечення контролю його

можливостей, допустимості та безпеки (з урахуванням реального стану обладнання ПС), а також успішне виконання команд керування.

Аналізуючи викладене, зробимо порівняння визначальних властивостей традиційних ПС та ЦПС. Результати порівняння зведені до табл. 2.1 [31].

Таблиця 2.1.

Порівняльні властивості трансформаторних підстанцій

Традиційна ПС	Цифрова ПС
Відсутність первинної цифрової обробки сигналів	Наявність цифрової обробки сигналів
Насичення та ферорезонанс в трансформаторах струму (ТС) та напруги (ТН)	Відсутність насичення та ферорезонансу в цифрових перетворювачах
Вплив силового обладнання на вторинні кола	Відсутність впливу силового обладнання на вторинні кола
Низька надійність та якість передачі сигналів	Висока надійність та якість передачі сигналів
Значна кількість кабельно-провідникової продукції	Мала кількість кабельно-провідникової продукції
Вибухонебезпечність	Відсутність мастила, целюлози та елегазу
Високі затрати на монтаж та експлуатацію устаткування	Низькі затрати на монтаж та експлуатацію устаткування

Перехід до передачі сигналів у цифровому вигляді на всіх рівнях керування ПС дасть змогу отримати ряд переваг, а саме:

- суттєво зменшити затрати на кабельно-провідникову продукцію у вторинних колах і кількість каналів для їх прокладання, наблизивши джерела цифрових сигналів до первинного обладнання;

- покращити електромагнітну сумісність (ЕМС) сучасного вторинного обладнання - мікропроцесорних приладів і вторинних кіл завдяки використанню волоконно-оптичних ліній зв'язку;

- спростити і здешевити конструкцію мікропроцесорних інтелектуальних електронних пристроїв за рахунок виключення трактів введення аналогових сигналів;

- уніфікувати інтерфейси IED, тобто суттєво спростити взаємозамінність цих пристроїв (у тому числі пристроїв різних виробників);

- підвищити точність вимірювань (особливо при струмах(10...15)% від I_N)

та обліку електричної енергії, а також визначення місць пошкоджень ЛЕП;

– зменшити площі земельних ділянок, необхідних для будівництва ПС за рахунок використання оптичних цифрових трансформаторів струму та напруги, сучасного мікропроцесорного вторинного обладнання.

У цілому, розглядаючи проблеми інтелектуалізації та інформатизації на електроенергетичних об'єктах (ЕЕО) України, у тому числі на ПС, слід зазначити, що її вирішення значною мірою спрямоване на розв'язання задачі забезпечення спостережуваності шляхом інформатизації ЕЕО «знизу–вгору» та створення необхідного інформаційно-програмного середовища (ІПС) [31]. Так, на ПС 750...220 кВ спостерігається технічне переозброєння морально та фізично застарілого устаткування, як наслідок, такі ПС стають інтегрованими, більш спостережуваними та керованими. Чого не скажеш про ПС напругою 154 кВ і нижче, технічне переоснащення яких незначне і забезпечення спостережуваності та керованості відбувається повільно. Також до зазначених проблем слід віднести те, що при будівництві ПС на новітньому устаткуванні використовуються старі принципи побудови ПС, а це, як наслідок, не дає позитивного ефекту від впровадження новітніх технологій.

Для подальшого вдосконалення ПС потрібні загальні вимоги та умови побудови інтелектуальних та інформативних ПС всіх рівнів напруги:

- впровадження принципово нової нормативно-технічної документації;
- створення нових проектних рішень;
- впровадження РЗА і ПА на Smart-платформі;
- використання цифрової обробки сигналів;
- впровадження на ПС комунікаційного обладнання та волоконно–оптичних ліній зв'язку(ВОЛЗ);
- створення інтегрованих систем.

Отже, безперервний висхідний розвиток електроенергетики та комунікаційних технологій, підвищення вимог до функцій захисту, вимірювальних трансформаторів та основного обладнання сприятиме подальшому розвитку й вдосконаленню ПС з цифровим електрообладнанням, підвищенню ефективності та інформативності керування енергосистемою,

надійності її роботи.

2.2. Методи підвищення надійності елементів релейного захисту систем електропостачання

Релейний захист (РЗ) - частина електричної автоматики, яка призначена для виявлення і автоматичного вимкнення пошкодженого електроустаткування. Як виключення до пристроїв РЗ відносяться деякі пристрої, призначені не для виявлення і вимикання пошкодженого електроустаткування, а для виявлення ненормальних режимів роботи електроустаткування (наприклад, захист від перевантаження трансформатора). Крім того, у деяких випадках, що не вимагають швидкого автоматичного від'єднання пошкодженого устаткування, пристрої РЗ можуть діяти не на вимикання, а на сигнал (наприклад, захист від замикань на землю в мережах з ізольованою нейтраллю).

Підвищення надійності системи РЗА є ефективним заходом запобігання аварійних наслідків, які викликані відмовами в її функціонуванні. Більшість фірм виробників устаткування РЗА припиняють випуск електромеханічних реле і пристроїв і переходять на цифрову елементну базу. Перехід на нову елементну базу не приводить до зміни принципів релейного захисту і електроавтоматики, а тільки розширює її функціональні можливості, спрощує експлуатацію, знижує її вартість та підвищує надійність усього комплексу обладнання ПС [7].

Дослідження показують, що оцінку надійності релейного захисту варто вести не за сталим значенням коефіцієнтів неготовності, а за середнім значенням функції неготовності за період між регулярними перевірками.

Мікропроцесорні термінали доцільно вводити в дію в першу чергу на щойно споруджених підстанціях, де необхідно реалізувати всі необхідні заходи щодо забезпечення високої якості контуру заземлення, підвищення перешкодозахищеності по всіх аспектах (перешкоди по колах живлення оперативним струмом, колах змінного струму і напруги захисту). Необхідно також категорично заборонити використання поблизу від таких терміналів джерел електромагнітного випромінювання (стільникових телефонів, електродрилів з колектором, які іскрять та ін.).

Алгоритм розрахунку показників надійності захисту ЛЕП такий. Спочатку необхідно визначити, які типи захистів будуть встановлені на об'єкті, що захищається, в даному випадку ЛЕП. Припустимо, що на лінії буде встановлена в якості *основного* - диференційно-фазний високочастотний захист, а у якості *резервного* - струмовий захист нульової послідовності (СЗНП) і дистанційний захист.

Наступним кроком є визначення послідовно для кожного із захистів (основного і резервного) таких величин:

- коефіцієнта частоти відмов у функціонуванні;
- розрахункового відсотка неправильних дій захисту;
- сумарного відсотка неправильних дій захисту;
- параметра потоку к. з. для об'єкта, який захищається;
- сумарного параметра потоку відмов захисту у функціонуванні;
- параметра потоку відмов у спрацьовуванні;
- параметра потоку зайвих спрацьовувань;
- параметра потоку помилкових спрацьовувань;
- коефіцієнт неготовності до спрацьовування при ушкодженні об'єкта, який захищається;
- параметр потоку зовнішніх к.з.;
- коефіцієнта неготовності захисту при зовнішніх к.з.

Загальні показники надійності шафи релейного захисту (основний і резервний): захисти незалежно діють на відключення ЛЕП, резервування вважаємо повноцінним, при спрацьовуванні як основного, так і резервного захистів (наслідки для системи -однакові).

Знаючи «втрачені» при відповідних відмовах релейного захисту у функціонуванні потужності і час відновлення нормального режиму, можна розрахувати математичні очікування недовідпуску електроенергії через відмови захисту у функціонуванні.

Як результат дослідження надійності елементів релейного захисту встановлено таке:

– оцінка надійності релейного захисту за сталими величинами коефіцієнтів неготовності може призвести до значних похибок і принципових якісних помилок; надійність варто оцінювати за середнім значенням функції неготовності за період між регулярними перевірками, а не за відомими коефіцієнтами неготовності;

– показники ефективності та надійності релейного захисту і автоматики в більшій мірі залежать від виду і виконуваних функцій об'єкту, що захищається, в енергосистемі. Тому виконання системи РЗА, яке оптимальне для одного об'єкту, що захищається, може виявитися абсолютно неефективним для іншого об'єкту такого ж виду (лінії, трансформатора, збірних шин і т.ін.);

– для кожного об'єкту, що захищається, в процесі проектування повинні бути обрані оптимальний склад і алгоритм взаємодії елементів РЗА.

2.3. Обмеження втрат електроенергії в розподільних мережах за допомогою використання засобів АСКОЕ

В нових економічних умовах через обмеженість енергоресурсів в Україні, а також завдяки приватизації окремих енергетичних об'єктів втрати електроенергії перетворилися зі звичайного звітного показника, значення якого обґрунтовувалося і нормувалося з певною точністю, в один з визначальних факторів економіки, який характеризує не тільки технічну сторону транспортування електроенергії, а й якість організації процесу електропостачання споживачів і контролю за ним. Природно, що зросла увага до цієї проблеми і розпочалися розробки та вдосконалення методів визначення втрат електроенергії, контролю за ними і створення умов для їх зменшення [36].

В невідгладному стані опинилися розподільні електричні мережі (ЕМ), в яких не впроваджувалися і практично відсутні засоби телеконтролю і недостатня кількість вимірювальних приладів. Разом з тим, саме в цих мережах втрати електроенергії за статистичними даними зросли до фізично необґрунтованих значень і це не зважаючи на загальну тенденцію до зниження електроспоживання. Таким чином постала нагальна необхідність в запровадженні енергозберігаючих заходів саме в розподільних мережах.

Проведення і оцінка ефективності енергозберігаючих заходів є однією з задач автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ), які зараз активно впроваджуються в електричних мережах енергосистем. Однією із цих задач є методи і алгоритми формування розрахункових моделей ЕМ в АСКОЕ для визначення втрат електроенергії, аналізу їх і керування ними.

Втрати електроенергії можна умовно поділити на технологічні та комерційні, структура яких подана на рис. 2.2. Технологічні втрати зумовлені технологією виробничого процесу передавання електроенергії мережами та обліку її поступлення і відпуску. Комерційні втрати є різницею між фактичними втратами і розрахованими технологічними втратами.



Рис. 2.2 - Структура втрат у розподільних електричних мережах

Тобто, втрати електроенергії в ЕМ визначають за допомогою виразу:

$$\Delta W = \Delta W_{техн} + \Delta W_{ком}, \quad (2.1)$$

де $\Delta W_{техн} = \Delta W_m + \Delta W_{вп} + \Delta W_o$ - сумарні технологічні втрати;

ΔW_m - технічні втрати в елементах електромережі;

$\Delta W_{вп}$ - витрати електроенергії на власні потреби підстанцій;

ΔW_o - недооблік електроенергії, який зумовлений інструментальними похибками її вимірювання;

$\Delta W_{ком}$ - комерційні втрати.

Запровадження АСКОЕ забезпечує можливість і доцільність використання

методу поелементних розрахунків для розв'язання задачі аналізу та структурування втрат електроенергії у розподільних мережах. Але адекватність одержаних результатів у значній мірі залежить від якості розрахункової моделі ЕМ.

Для забезпечення максимальної відповідності моделі ЕМ до її формування мають бути залучені усі наявні джерела інформації, і в першу чергу, оперативно-інформаційний комплекс (ОІК), як єдине джерело даних про поточний стан (або зміни стану протягом звітного періоду) об'єкту керування. Під час підготування та формування базової моделі ЕМ виконується ідентифікація обладнання і, таким чином, встановлюються зв'язки між базовою моделлю ЕМ та сформованими попередньо базами даних. Перехід від статичної базової моделі до динамічної розрахункової вимагає наявності стандартизованих потоків інформації про характер зміни стану об'єкту керування. Така інформація, очевидно, забезпечується засобами ОІК АСКОЕ. В процесі функціонування АСКОЕ здійснюється телеконтроль комутаційної апаратури ЕМ. Одержана інформація накопичується у вигляді архівів станів системи. В них фіксуються зміни, що відбулися у певні моменти часу, а також поточний стан вимикачів та роз'єднувачів. Вказана інформація використовується для забезпечення максимальної відповідності стану реальних об'єктів ЕМ у певний інтервал часу.

Таким чином, в процесі функціонування ОІК АСКОЕ з певною дискретністю Δt виконується опитування пристроїв телеметрії, що встановлені на вводах понижувальних підстанцій, на фідерах, що відходять від шин нижчої напруги, на проміжних розподільних пристроях (РП) та на шинах найбільш потужних й відповідальних споживачів.

Із залученням вказаних даних сумарна повна потужність *нетелеметрованих* споживачів, що отримують живлення від i -го фідера визначається згідно виразу [23]:

$$\dot{S}_{cn\Sigma}^H = \dot{S}_{\phi i} - \left(\sum_{j=1}^m \dot{S}_{cn j}^T + \sum_{j=1}^l \dot{S}_{pn j}^T + \Delta \dot{S}_{н\phi} + \Delta \dot{S}_{xmp} \right), \quad (2.2)$$

де $S_{\phi i}$ - потужність i -го фідера;

S_{cn}^T, S_{pn}^T - потужність споживання *телеметрованих* споживачів й проміжних

РП;

$\Delta \dot{S}_{ндф}$ - навантажувальні втрати потужності у розподільній мережі фідера;

$\Delta \dot{S}_{x mp}$ - сумарні втрати холостого ходу трансформаторів підстанцій ЕМ.

Модуль приведенної повної потужності i -го *нетелеметрованого споживача* за припущення, що його коефіцієнт потужності дорівнює середньозваженому $\cos \varphi_i \approx \cos \varphi_{cp}$, може бути визначений з виразу:

$$S_{cni}^H = k_{з.ср} \cdot \left(S_{тр.ні} \cdot S_{зр.\%i} \cdot \frac{S_{зр.ср\%i}}{k'_{з.ср\%i}} \right), \quad (2.3)$$

де- $k_{з.ср} = \frac{S_{cн\Sigma}^H}{\sum_{i=1}^k S_{сн.зр\%i}}$ середньозважений коефіцієнт
з: трансформаторів підстанцій ЕМ для поточного режиму;

$S_{тр.ні}$, $k'_{з.ср\%i}$ - номінальна потужність та заданий середній коефіцієнт завантаження трансформаторів i -ої підстанції, відповідно;

$S_{зр.\%i}$ - повна потужність типового графіка навантаження i -ої групи споживачів, що відповідає даному часовому зрізу;

$S_{зр.ср\%i}$ - усереднене значення повної потужності i -ої групи споживачів за типовим графіком навантаження.

Далі визначений модуль повної потужності i -го споживача поділяється на активну та реактивну складові на підставі вказаного припущення.

За рахунок вказаних дій визначаються активні та реактивні навантаження *нетелеметрованих споживачів* для поточного часового зрізу. Для груп споживачів, що отримують живлення від *телеметрованих* проміжних розподільних пристроїв, методика визначення потужностей споживання аналогічна, за винятком того, що між ними розподіляється лише потужність, відпущена з РП.

Очевидно, що описана методика визначення незалежних параметрів режиму (навантаження споживачів для даного часового зрізу) ЕМ пов'язана з деякою похибкою, що залежить від ряду факторів, в тому числі повноти та якості телевимірювання споживання електроенергії абонентами.

Сформована таким чином розрахункова модель розподільної мережі є достатньо адекватною та адаптованою до виконання розрахунку усталеного режиму мережі з можливістю подальшого визначення та структурування втрат потужності та електроенергії по елементах, по групах однотипних елементів, по частинах мережі та по всій мережі в цілому.

2.4. Висновки до розділу

1. З початку розробки в електроенергетиці проектів автоматизованих систем керування технологічними процесами на підстанціях відбувся значний розвиток апаратних і програмних засобів систем керування. Це створило технічні та технологічні передумови для побудови підстанцій нового покоління - цифрових підстанцій (ЦПС), на яких організація всіх потоків інформації при вирішенні задач моніторингу, аналізу та керування здійснюється в цифровій формі.

2. Підвищення інтелектуальної складової (впровадження Smart-технології) в обладнанні ЦПС зробило можливим їх виконання необслуговуючими та самодіагностуючими з високим ступенем надійності.

3. Безперервний висхідний розвиток електроенергетики та комунікаційних технологій, підвищення вимог до функцій захисту, вимірювальних трансформаторів та основного обладнання сприятиме подальшому розвитку й вдосконаленню ПС з цифровим електрообладнанням, підвищенню ефективності та інформативності керування енергосистемою, надійності її роботи.

4. Оцінка надійності релейного захисту за сталими величинами коефіцієнтів неготовності може призвести до значних похибок і принципових якісних помилок. Її надійність варто оцінювати за середнім значенням функції неготовності за період між регулярними перевірками.

5. Показники ефективності та надійності релейного захисту і автоматики у значній мірі залежать від виду і виконуваних функцій об'єкту, що захищається, в енергосистемі.

6. Широкі можливості сучасних засобів АСКОЕ дозволяють успішно вирішувати задачі визначення, аналізу і зменшення втрат електроенергії в електричних мережах. Включення задачі керування втратами електроенергії в

АСКОЕ робить баланс електроенергії в електричній мережі більш точним і прозорим.

7. Для уточнення і приведення у відповідність до реальних умов експлуатації базової розрахункової моделі ЕМ можливо і доцільно використовувати інформацію, сформовану засобами АСКОВЕ. Відслідковування і врахування динаміки електричної мережі (зміна топології, положення комутаційних апаратів тощо) в розрахунковій моделі на звітному проміжку часу дозволяє оцінити вплив зміни експлуатаційних умов на значення втрат електроенергії в мережі.

РОЗДІЛ 3

ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

3.1. Аналіз району електропостачання підстанції 330/110 кВ

Бережанський район знаходиться у Тернопільській області і отримує живлення через підстанцію «Тернопіль» 330/110 кВ ПС5.

Промисловий район характеризується великою кількістю промислових підприємств по переробці сільськогосподарської продукції (аграрні підприємства, цегельні заводи, хлібоприймальні пункти та ін.), розвинутим сільськогосподарським виробництвом. Надійність електропостачання промислового району має велике значення для економіки регіону.

Потужності енергосистеми і автотрансформаторів ПС5 досить для покриття потреб району по активній потужності. Видача реактивної потужності обмежена у режимі найбільших навантажень на рівні $Q_{сис\tau} \leq 43 \text{ МВАр}$. В режимі найбільших навантажень енергосистема підтримує напругу на шинах 110 кВ ПС5 $U_{g}^{нб} = 117 \text{ кВ}$, розрахункова потужність короткого замикання складає $S_k^{нб} = 3000 \text{ МВА}$. В режимі найменших навантажень $U^{нм} = 118 \text{ кВ}$, $S_k^{нм} = 2000 \text{ МВА}$. Географічне розміщення промислового району відповідає III кліматичному району по товщині стінок ожеледиці.

Живлення споживачів промислового району здійснюється через 6 понижуючих підстанцій, які мають як резервоване, так і нерезервоване підключення до мережі 110 кВ. На розрахунковий період передбачається ввід реконструйованої підстанції ПС3. Навантаження підстанцій і категорії споживачів по надійності електропостачання на розрахунковий період приведено в табл.3.1. Усереднене значення кількості годин найбільшого навантаження складає для промислового району $T_{нб} = 4000 \text{ год}$, споживання в режимі найменших навантажень-40% від максимального. Коефіцієнт попадання навантаження промислового району в максимум енергосистеми $K_m = 0,9$. Коефіцієнти різночасності максимумів активних і реактивних навантажень підстанції $K_{рм}^P =$

$0,94; K_{pm}^Q=0,9$.

Таблиця 3.1.

Навантаження підстанції на стороні НН

Підстанції	Потужність P, МВт	Потужність Q, МВт	Склад навантажень по категоріям, %		
			I	II	III
ПС1	8,9	4,5	10	30	60
ПС2	11,8	5	10	60	30
ПС3	6,4	3,0	5	50	45
ПС4	7,5	3,8	-	50	50
ПС6	15,2	6,1	20	30	50
ПС7	18,0	8,2	11	20	69
ПС8	7	3	15	25	60

3.2. Попередня оцінка розвитку мережі району підстанції 110кВ

Задачами попередньої оцінки є:

- приближений розрахунок балансу активної і реактивної потужності, оцінка необхідності компенсації реактивної потужності за умовами балансу;
- оцінка пропускної спроможності ліній, виявлення потреби реконструкції мережі;
- розгляд варіантів приєднання реконструйованої підстанції ПС3 «Бережани».

3.3. Баланси активної і реактивної потужності

Для приблизної оцінки балансу активної потужності приймемо втрати активної потужності 6% від сумарного навантаження. Споживання активної потужності із системи (на шинах 110 кВ ПС5) складає:

$$P_{сист} = (K_{рмр} + 0,06) (\sum P_{ni} + \sum P_{ni}), \quad (3.1)$$

де $P_{сист}$ - потужність, що споживається із системи

P_{ni} - активне навантаження i -ї підстанції

$K_{рмр}$ - коефіцієнт різночасності максимумів активного навантаження

n - кількість понижуючих підстанцій

$$P_{сисм} = (0,94+0,06) \cdot (8,9+11,8+6,4+7,5+15,2+18,0+7,0) = 74,8 \text{ MBm.}$$

Центр живлення (ПС5) забезпечує необхідне активне навантаження.

В балансі реактивної потужності враховують усі джерела і споживачі реактивної потужності:

$$Q_{сис} = \Sigma Q_c + \Sigma Q_k = K_{рм} \cdot \Sigma Q_n + \Sigma \Delta Q_l + \Sigma \Delta Q_m, \quad (3.2)$$

де $Q_{сис}$ - реактивна потужність, що відпускається системою;

Q_c - потужність компенсуючих пристроїв;

Q_n - зарядна потужність лінії ПС;

ΔQ_m - реактивні втрати в трансформаторах ПС;

ΔQ_l - реактивні втрати в лінії;

$K_{рм}$ - коефіцієнт різночасності максимумів реактивного навантаження.

Для приближеної оцінки балансу враховують, що генерація і втрати реактивної потужності в лініях однакові. Реактивні втрати в трансформаторах приймають 8÷10% від повної потужності навантаження. При цих припущеннях оцінимо потужність компенсуючих пристроїв з умов балансу:

$$Q_{кy} = K_{рм} \Sigma Q_n + \Sigma \Delta Q_m - Q_{сис}; \quad (3.3)$$

$$\Sigma Q_n = 4,5+5+3+3,8+6,1+8,2+3 = 33,6 \text{ MB} \cdot \text{A};$$

$$\Sigma \Delta Q_m = 0,1 \cdot S_H = 8,2 \text{ MB} \cdot \text{A};$$

$$Q_{кy} = 0,9 \cdot 33,6 + 8,2 - 43 = -4,56 \text{ MB} \cdot \text{A}.$$

Від компенсуючих пристроїв по умовам балансу реактивної потужності не потрібен.

3.4. Аналіз варіантів розвитку схеми мережі електропостачання

Розглядані два варіанти підключення підстанції ПС3 «Бережани» до мережі 110 кВ. Потрібно дати оцінку технічним можливостям реалізації варіантів. Оцінку будемо проводити в режимі найбільших навантажень для нормальної і після аварійної схем по двом критеріям: допустимим завантаженням ліній та відключенню напруги в вузлах мережі 110 кВ:

3.4.1. I-й варіант

Є кільцева схема електропостачання. Для реалізації варіанту необхідно будівництво двох однокільцевих ліній довжиною 27 та 14 км з ПС1 і ПС 4 відповідно. Необхідна реконструкція підстанцій. Електрична схема з'єднань I-го варіанта наведено на рис. 3.1. На першому етапі розрахунку необхідно провести вибір перерізу проводів. Вибір перерізу проводів лінії, що проектується по економічним інтервалам потужності. Активна потужність по ланцюгу складає $P_{розр} = 6,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

По таблицям економічних інтервалів при такій потужності для однокільцевих ліній на залізобетонних опорах потрібно вибрати провід АС-70, але для третього району по товщині стінок ожеледиці мінімальну вартість має лінія з проводами АС-120, які ми й вибираємо.

Конфігурація мережі (табл. 3.2) враховує схеми усіх двох варіантів підключення ПС3. Необхідний варіант і режим виводиться на розрахунок шляхом відключенням гілок, що не відповідають цьому розрахунку (табл. 3.3). Опори ліній визначаємо по питомим параметрам r_0 і x_0 при відомих довжинах і перерізах проводів.

Розрахунок режиму по нормальній схемі показав, що напруга у вузлах знаходиться в допустимих межах, перевантажених ліній немає. Розрахунок аварійного режиму показує, що максимальне падіння напруги до ПС 3 не перевищує допустимого:

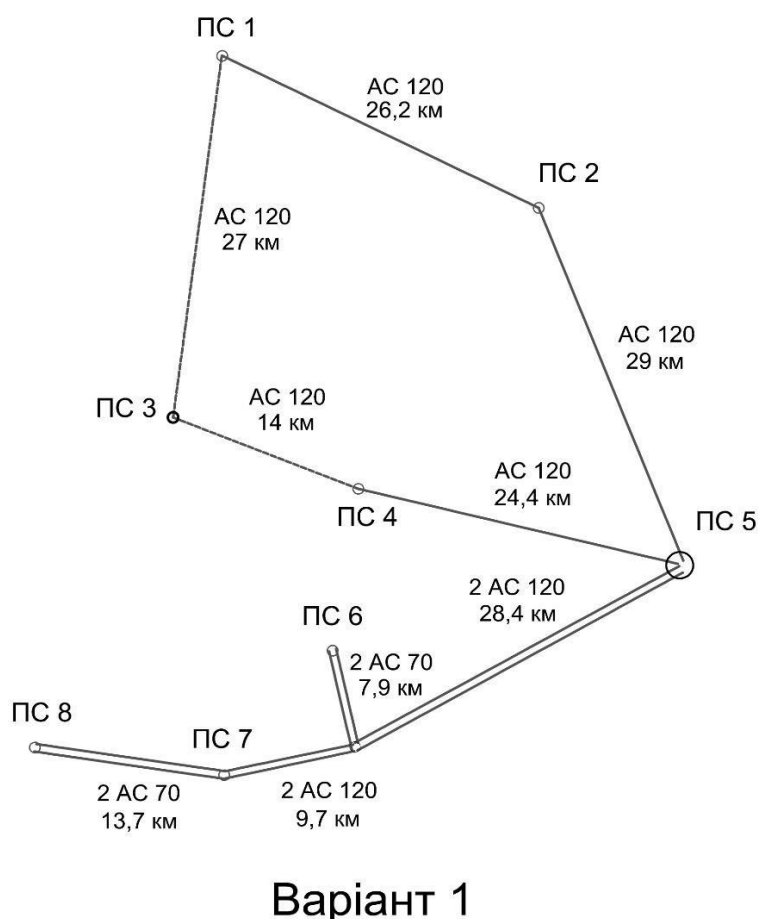


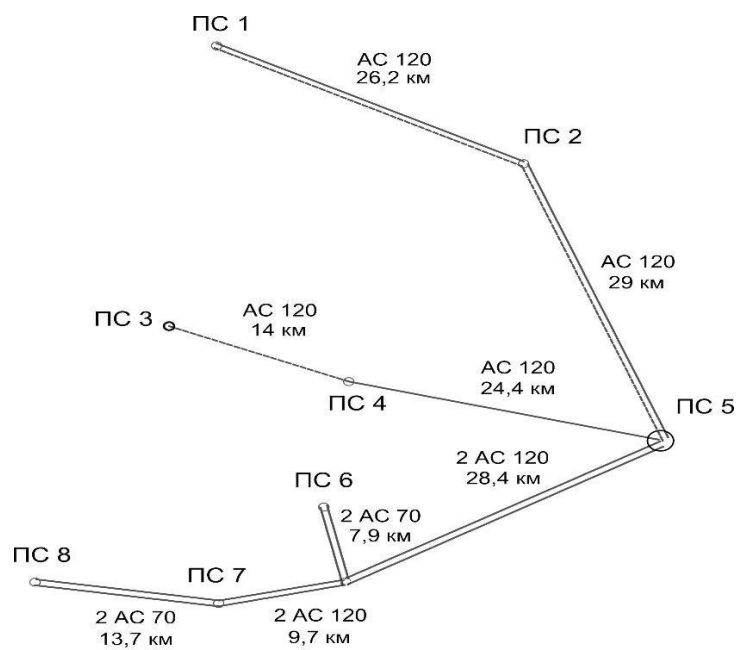
Рис. 3.1 - Електрична схема з'єднань I-го варіанту

I-й варіант технічно може бути реалізований.

Для розрахунку по конкретному варіанту нормальних і після аварійних режимів задані відповідні відключення, що приведені в таблиці 3.4.

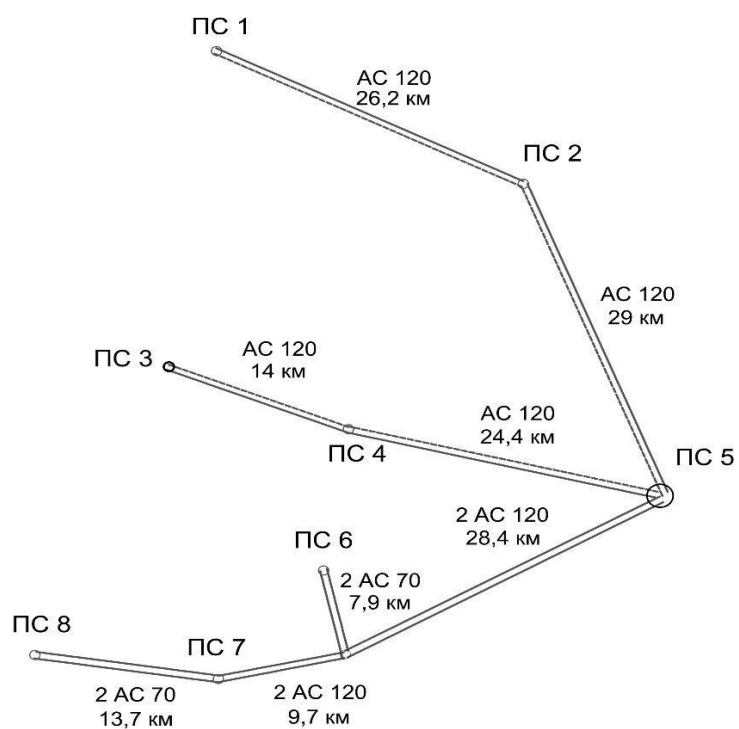
3.4.2. II-й варіант

Є радіальне приєднання ПС3 до ПС4. Електрична схема з'єднань II- та II а-варіантів наведено на рис. 3.2, рис.3 .3. Для реалізації варіанту необхідно будівництво двокільцевих або однокільцевих ліній, в залежності від варіанту(II, II-а), довжиною 9,5 км. Необхідна реконструкція підстанцій. Вибір перерізу проводів проводимо аналогічно I варіанту. В нормальному і аварійному режимах падіння напруги знаходиться в межах допустимого (П 1.2).



Варіант 2

Рис. 3.2 - Електрична схема з'єднань II-го варіанту



Варіант 2а

Рис. 3.3 - Електрична схема з'єднань II-го варіанту.

II-й варіант також технічно може бути реалізований.

Таблиця 3.2.

Конфігурація і параметри мережі

Номер вітки	Початок вітки	Кінець вітки	R, Ом	X, Ом	L, км	F, мм ²	Варіант
1	5	6 ¹	3,5	6,1	28,4	2×AC 120	
2	6 ¹	7	1,2	2,1	9,7	2×AC 120	
3	6 ¹	6	1,7	1,3	7,9	2×AC 120	
4	7	8	3	3	13,7	2×AC 120	
5	5	4	6,1	10,5	24,4	AC 120	I,II
6	5	4	6,1	10,5	24,4	AC 120	II
7	4	3	3,5	6	14	AC 120	I,II
8	4	3	3,5	6	14	AC 120	II
9	3	1	6,8	11,3	13,4	AC 120	I
10	5	2	7,3	12,5	23	AC 120	II
11	5	2	7,3	12,5	23	AC 120	I,II
12	2	1	6,6	11,3	26,2	AC 120	I,II
13	2	1	6,6	11,3	26,2	AC 120	II

Таблиця 3.3.

Навантаження у вузлах мережі

Номер вузла	1	2	3	4	5	6	7	8
Активна потужність, МВт	8,9	11,8	6,4	7,5	0	15,2	18	7
Реактивна потужність Q, МВАр	4,5	5,0	3,0	3,8	0	6,1	8,2	3,0

Таблиця 3.4.

Відключення ділянок

Номер варіанта	Нормальна схема	Після аварійний режим	
		1	2
I	6,8,10,13	5,6,8,10,13	6,8,10,11,13
II	9	-	-

3.5. Техніко-економічне порівняння варіантів

Оптимальний варіант вибираємо по мінімуму приведених затрат з урахуванням очікуваних збитків від перерв живлення ПС 3, ПС 4, ПС6.

$$Z = E_n K + II + U, \quad (3.4)$$

де K - капітальні затрати на будівництво;
 I - річні витрати виробництва;
 $У$ - очікувані річні збитки від перерв електропостачання;
 E_n - коефіцієнт приведення до одного року.

Розрахунок по (3.4) проводиться при припущенні, що вартість обладнання, будівельно-монтажних робіт і експлуатації змінилися пропорційно в порівнянні з даними, приведеними у довідниковій літературі.

3.5.1. Капітальні вкладення

Капітальні затрати на будівництво підстанції і лінії визначається по укрупненим показникам вартості елементів електричної мережі. При розрахунку капітальних вкладень врахована вартість елементів, що відрізняються в різних варіантах.

Постійні затрати для ПС розраховані з урахуванням переходу на наступну принципову схему і додатковим встановленням трансформатора – 20% від повної вартості. Результати розрахунку капіталовкладень наведені в таблиці 3.5.

3.5.2. Річні витрати на експлуатацію

Витрати на експлуатацію (I , тис.грн) мають дві частини: складова пропорційну капіталовкладенням I_k і витрати втрат на повернення втрат електроенергії ($I_{\Delta W}$). Складова I_k є відрахуванням на амортизацію, ремонт і обслуговування обладнання:

$$I_k = 0,01 \cdot P \cdot K. \quad (3.5)$$

Нормативні коефіцієнти відрахувань складає для ВЛ 110 кВ на залізобетонних опорах $p_{вл}=2,8\%$, для підстанцій 110 кВ $p_{пс}=9,4\%$. Розрахунок I_k для розглянутих варіантів буде приведений в загальній таблиці техніко-економічного порівняння (табл. 3.6).

Визначимо складова $I_{\Delta W}$. Вона залежить від річних втрат електроенергії в мережі (ΔW) і питомих затрат повернення втрат електричної енергії в мережах (C_E):

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_E. \quad (3.6)$$

Для європейської частини СНГ, при $T_{нб}=4000$ год і коефіцієнті попадання в максимум енергосистеми $K_n=0,9$ знайдемо по графіку [8, рис. 8.1] $C_E = f(\tau/K_M)$.

Час максимальних втрат:

$$\tau = [0,124 + T_{нб}/10000]^2 \cdot 8760, \quad (3.7)$$

$$\tau = \left(124 + \frac{4000}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 2405 \text{ год}$$

для $\tau / K_M = 2405 / 0,9 = 2672,2$ год. $C_E = 2,1 \frac{\text{коп}}{\text{кВт} \cdot \text{год}} = 0,021 \frac{\text{тис.грн}}{\text{МВт} \cdot \text{год}}$

Втрати електроенергії знаходимо через час найбільших втрат:

$$\Delta W = \Delta P_{нб} \cdot \tau. \quad (3.8)$$

Втрати потужності в режимі найбільших навантажень приймаємо із розрахунків встановлених режимів по нормальній схемі (П 5.1 , П 5.2).

Витрати на повернення втрат електроенергії складуть по варіантам:

$$\Delta W^I = 53,5 \text{ тис.грн};$$

$$\Delta W^{II} = 44,0 \text{ тис.грн};$$

$$\Delta W^{IIIa} = 43,2 \text{ тис.грн}.$$

Таблиця 3.5.

Розрахунок капітальних вкладень

№ п/п	Елемент мережі		Одиниці вимірювання	Позначення	Вартість, тис.грн	Варіант 1		Варіант 1а		Варіант 2		Варіант 2а	
						Кількість	Разом	Кількість	Разом	Кількість	Разом	Кількість	Разом
1. Джерела живлення													
1.1	Комірка вимикача			Квцп	42	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2	Комірка вимикача ПС наВН			Кввн	35	7	245	5	175	3	105	4	140
1.3	ВРП 110 кВ міст з вим. два блоки бл.-лінія-тр		ВРП	Км	120	1	120	-	-	-	-	-	-
				Кб	82.9	-	-	-	-	36	36	1	82,9
				Кв	36.0	-	-	1	36	1	36	-	-
1.4	Тр-ри ТМН-6300		49	2	98	-	-	-	-	-	2	98	
1.5	Стала частина витрат		%	Клз		120%	252	100%	180	100%	180	120%	252

Продовження таблиці 3.5.

	Разом по ПС		Кп		-	715	-	391		321		573
2 Повітряні лінії												
2.1	ПЛ одноцепні АС-120			13,1	41	537	41	537	62,9	904	49	640
2.2	ПЛ двохцепні Ас-120			20,4	-	-	-	-	-	-	14	286
	Разом по ПЛ		Кл		-	537	-	537	-	904	-	926
	Разом по мережі		К		-	1252	-	928	-	1234	-	1509

3.5.3. Очікувані збитки від перерви електропостачання ПС 3, ПС4

Згідно допустимих вимог «ПУЕ» [33, п.1.2.19] щодо перерви в електропостачанні електроприймачі II-ї категорії живляться однією повітряною лінією, якщо на аварійній ділянці будуть проведені ремонтні роботи протягом доби.

В зв'язку з вищенаведеним при живленні згідно одноколлової лінії необхідно провести економічну оцінку збитків від недовідпуску електроенергії і порівняти його з додатковими витратами на побудову другої лінії електропередачі.

Загальні очікувані збитки від перерви електропостачання Y , тис.грн/рік:

$$Y = Y_e + Y_n, \quad (3.9)$$

де Y_e – математичне очікування від аварійної перерви електропостачання, тис.грн/рік.

Y_n – математичне очікування збитків від перерви електропостачання, тис.грн/рік;

$$Y_e = P_{max} \alpha \cdot K_e \cdot \varepsilon \quad (3.10)$$

де P_{max} – найбільше активне навантаження споживачів II категорії, кВт;

α – річні збитки від аварійної перерви електропостачання, тис.грн/кВт;

K_e – коефіцієнт аварійного простою;

$\varepsilon = 1$ (що відповідає повному відключенню живлення);

$$Y_n = P_{max} \cdot \beta \cdot K_e \cdot \varepsilon, \quad (3.11)$$

де β - річні збитки від планових перерв електропостачання, *тис.грн / кВт*

K_n - коефіцієнт планового простою, *Кві* K_n –беремо з (33, табл.8.4)

По I і II варіанту збитки будемо враховувати лише для ПС 4, ПС 7, так як лише вони живляться по одній лінії, аварійний вихід котрої веде до перерви електропостачання. Структурна схема заміщення даної гілки наведена на рис.3.4:

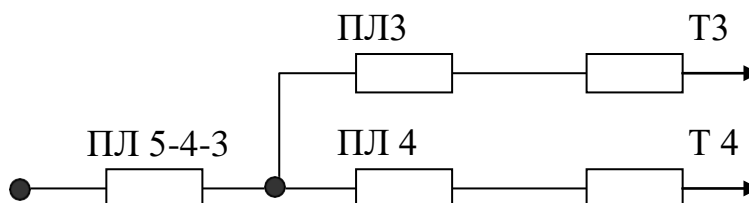


Рис. 3.4 - Схема заміщення

Величина збитків Y_{ϵ} , *тис.грн/рік* за (3.1) за даною схемою заміщення буде мати вигляд:

$$Y_{\epsilon} = P_{max} \cdot \alpha \cdot K_{\epsilon}^n + P_{max} \cdot \alpha \cdot (K_{\epsilon}^{\epsilon^4} + K_{\epsilon}^{m^4}) = P_{max} \alpha (K_{\epsilon}^n + K_{\epsilon}^{\epsilon^4} + K_{\epsilon}^{m^4}); \quad (3.12)$$

$$Y_{\epsilon} = (1,1 \cdot 65,4/100 + 0,03 \cdot 2,8 + 0,02 \cdot 60) \cdot (3750 + 3200) \cdot 5,5 \cdot 10 \cdot 10 = 76,5 \text{ тис.грн/рік.}$$

Визначаємо показник K_n для визначення Y_n , *тис.грн/рік*:

$$K_n = \gamma \cdot \sum_{i=1}^{n-m} T_{ni} (\omega_{ni} - \omega_{ni-1}), \quad (3.13)$$

де $\gamma = 1$ при $n \leq 3$:

$$K_n = 3,25 \cdot 10^{-3} \cdot (2-0) + 1,25 \cdot 10^{-3} \cdot (6-2) + 0,33 \cdot 10^{-3} \cdot (15-6) = 14,47 \cdot 10^{-3}, \text{ від.од.};$$

$$Y_n = 6950 \cdot 4,3 \cdot 14,47 \cdot 10^{-3} = 432 \text{ тис.грн.}$$

Аналогічний розрахунок проводимо для другого варіанту (враховуємо лише. дві повітряні лінії):

$$Y_{\epsilon^2} = 65,2 \text{ тис.грн/рік}, Y_n = 432 \text{ тис.грн/рік}$$

Результати розрахунку вносимо в таблицю 3.6.

3.5.4 Підсумки порівняння варіантів

Розрахунок приведених затрат за формулою (3.4) виконаний в табл. 3.6. Мінімальні приведені затрати мають місце в I варіанті, який приймаємо в якості оптимального для подальшого розгляду:

Таблиця 3.6.

Порівняння варіантів реконструкції електромережі

Стаття витрат	Позначення	1 вар	1а вар	2 вар	2а вар
		Сума, тис. грн			
1. Вартість елементів ПП і ЦП	Кп	715	391	321	573
2 Вартість ліній	Кл	537	537	906	926
3 Сумарна вартість мережі	К	1252	928	1234	1509
4 Річні відрахування на ремонт і амортизацію ПП	И _{кп}	67,2	36,8	30,2	53,9
5 Річні відрахування на амортизацію, витрати на ремонт і обслуговування ліній	И _{кл}	15	15	25,4	25,9
6 Річні витрати на відшкодування втрат електроенергії	И _{Δw}	53,5	53,5	44	43,2
7 Річні витрати	И	135,7	105,3	99,6	123
8 Капітальні вкладення приведені до 1 року	Е _н ·К	150,2	111,4	148,1	181,1
9. Збитки від недопуску ел. енергії	У	-	509	497	-
10. Приведені витрати	З	285,9	725,7	745	304,1

По критерію мінімуму приведених витрат найкращім являється 1 варіант розвитку мережі промислового району. Подані розглянуті варіанти розвитку мережі і вказаний варіант номер 1, як найбільш доцільний.

3.6. Вибір і перевірка трансформаторів

На проєктованій підстанції ПС 3 вибираємо трансформатори з умови допустимого перевантаження на 40% при відключенні одного з них:

$$S_{т.ном} \geq S_{ni}/1,4 \quad (3.14)$$

де S_{ni} – потужність максимального навантаження підстанції.

На діючих підстанціях виконана перевірка завантаження трансформаторів по коефіцієнтам завантаження в нормальному режимі

$$K_3^H = \frac{S_{ni}}{2 \cdot S_{т.ном}}; \quad (3.15)$$

і при відключенні одного трансформатора:

$$K_3^A = \frac{S_{niT.}}{S_{ном}}. \quad (3.16)$$

Розрахунки по вибору і перевірці трансформаторів приведені в табл. 3.7.

На новій підстанції ПС3 вибрані трансформатори 2×ТМН-6300/110.

Так як на першій підстанції в аварійному режимові $K_3=1,59$ перевищує допустимий коефіцієнт завантаження $K_3^A=1,4$, то необхідно на час аварії в режимові зимового максимуму передбачити відключення споживачі III категорії потужністю $S=1,18 \text{ МВ}\cdot\text{А}$.

Таблиця 3.7.

Параметри трансформаторів

Розрахункова величина	Одиниці вимірювання	Позначення	Підстанції						
			1	2	3	4	6	7	8
Номінальна напруга підстанції	кВ	$U_{ном}$	110	110	110	110	110	110	110
Найбільше повне навантаження на стороні НН підстанції	МВА	S_{ni}	10,0	12,8	7,1	8,4	16,4	19,8	7,6
Номінальна потужність трансформатора	МВА	$S_{т.ном}$	6,3	10	6,3	6,3	16	16	6,3

Продовження таблиці 3.7.

Тип трансформатора	-	-	ТМН	ТМН	ТМН	ТМН	ТРДН	ТРДН	ТМН
Кількість трансформаторів	шт.	n	2	2	2	2	2	2	2
Завантаження трансформаторів в нормальному режимі	-	K_3	0,79	0,64	0,56	0,67	0,50	0,62	0,60

3.7 Вибір трансформаторів струму і напруги

Вибір трансформаторів струму (ТС) проводять по конструктивному виконанню, номінальній напрузі і струмам (первинному і вторинному), перевіряють на електродинамічну і термічну стійкість. ТТ також вибирають по класу точності.

Для $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$, $I_{розр} = 209 \text{ А}$ вибираємо трансформатори струму зовнішньої установки типу ТФЗМ 110Б-1У1 на номінальний струм 200-400/5 А.

Перевірка за ударним струмом КЗ (3.21):

$$i_{прс} = 50 \text{ кА}$$

Умова (3.21) виконується.

Перевірка на термічну стійкість:

$$I^2_{\text{нф м}} = 9^2 \cdot 3 = 243 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Умова (3.17) виконується.

Трансформатори напруги вибираються по номінальних параметрах первинного кола, класу точності і схемі з'єднання.

Перевірка за навантаженням вторинного ланцюга в даному проекті не проводиться.

Вибираємо трансформатори напруги НКФ-110-83У3. Для з'єднання в зірку використовуємо три однофазних трансформатори.

3.8. Вибір приладів обліку і контролю електроенергії

За допомогою трифазного багатофункціонального лічильника типу «Каскад» (рис. 3.5) комплектуємо вузол контролю активної та реактивної

електроенергії. Такі лічильники мають функцію заміру сили струму, напруги та потужності.

Технічні характеристики лічильника типу «Каскад»:

Споживана потужність (однією фазою) в мережі струму: не більше 0,5 ВА;

Споживана потужність (однією фазою) в мережі напруги: не більше 2 ВА (1

Вт при $\cos\varphi=0,5$). Звідси: $Q = \sqrt{S^2 - P^2} = \sqrt{2^2 - 1^2} = 1,732(\text{ВА})$.

Клас точності в колі вимірювання активної чи реактивної потужностей: 0,5·S.

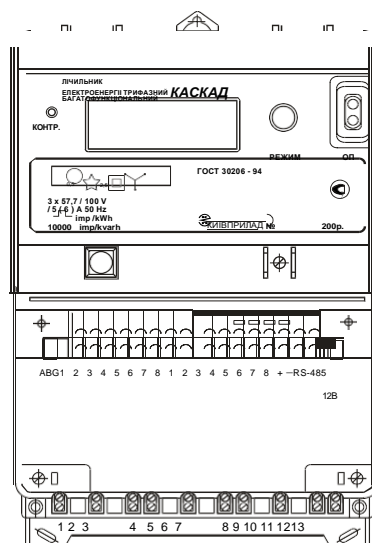


Рис. 3.5 – Зовнішній вигляд лічильника «Каскад»

3.9. Оцінка необхідності установки приладів компенсації реактивної потужності на ПС 110/10кВ

Споживачами активної та реактивної енергії в колі змінного струму є індуктивні елементи асинхронних електродвигунів, індукційних печей, силових зварювальних та ін. спеціальних трансформаторів. У колі трифазних навантажень вираз для реактивної потужності при синусоїдній напрузі електромережі такий:

$$Q = Q_1 + Q_2 + Q_3.$$

Компенсована реактивна потужність визначається як різниця реактивної потужності навантажень підприємства та потужності, що надається підприємству від енергосистеми. Низький рівень коефіцієнта потужності характерний як для

слабо завантажених трансформаторів, так і для асинхронних двигунів значного завантаження.

Після врахування всіх особливостей навантажень району електропостачання підстанції та звірки показників коефіцієнта потужності був зроблений висновок, що споживана реактивна енергія не вимагає компенсації на підстанції. Відповідно, встановлення дороговартісного компенсуючого обладнання на підстанції буде недоцільним в найближчий час.

3.10. Захист повітряних ліній від перенапруг розрядниками

Повітряні лінії напругою 110 кВ на металевих і залізобетонних опорах, як правило, захищають від прямих влучень ударів блискавки тросами по всій довжині. ПЛ напругою 110 кВ на дерев'яних опорах і ПЛ напругою до 35 кВ такого захисту не вимагають. Одиначні металеві і залізобетонні опори й інші місця з ослабленою ізоляцією на ПЛ напругою 35 кВ із дерев'яними опорами захищають трубчатими розрядниками при наявності АПВ захисними проміжками, а на ПЛ напругою 110-220 кВ - трубчатими розрядниками .

Розрядники призначені для захисту ізоляції електроустановки і її електроустаткування від комутаційних і атмосферних перенапруг. Перенапруги на шинах РУ і ПС виникають при комутаційних (внутрішніх) змінах схеми і режимах роботи установки, наприклад при відключенні ланцюгів з великою індуктивністю і ємністю, при відключенні короткого замикання й інших переключень, і можуть короткочасно досягати трьох-чотириразової напруги установки.

При відсутності трубчатих розрядників напругою 110 - 220 кВ необхідних параметрів, замість них допускається встановлювати захисні проміжки. На кабельні вставки ПЛ при довжині менш 1,5 км по обох кінцях кабелю, на переходах ПЛ через ріки й ущелини при висоті опор більш 40 м, а також при відсутності захисного троса також установлюють трубчаті розрядники. При цьому затискач розрядника, що заземлює, і металеві оболонки кабелю, а також корпус кабельної муфти повинні бути з'єднані між собою по найкоротшому шляху.

Затискач розрядника, що заземлює, повинний бути з'єднаний із заземлювачем окремим спуском.

Опори, що мають грозозахисний трос чи інші пристрої грозозахисту, залізобетонні і металеві опори напругою 3—35 кВ, опори, на яких установлені силові чи вимірювальні трансформатори, роз'єднувачі, чи запобіжники інші апарати, а також металеві і залізобетонні опори ПЛ напругою 110— 500 кВ без тросів і інших пристроїв грозозахисту, якщо це необхідно за умовами забезпечення надійної роботи релейного захисту й автоматики, повинні бути заземлені. При цьому величину опору пристроїв, що заземлюють, приймають відповідно до ПУЕ.

3.11. Вибір ізоляторів

Останнім часом все більшої популярності набувають ізолятори нового покоління - полімерні ізолятори.

Якість і надійність високовольтних полімерних ізоляторів підтверджується наступними параметрами:

- + Гарантійний термін експлуатації 15 років;
- + Використання кремнійорганічних гум ведучих світових виробників (WACKER, DOW CORNING), з терміном служби на відкритому повітрі не менш 30 років;
- + Електрична міцність > 40 кВ/см досягається за рахунок використання в конструкції ізолятора цільного склопластикового стержня;
- + Фланці ізоляторів покриті відповідно до міжнародних вимог (гарячим цинком, не менш 100 мкм);
- + Мінімальне зусилля, що руйнує, на вигин не менш 20 кН у всьому діапазоні робочих температур (+50 С ; -60 С);
- + 100% вихідний контроль якості на несуче механічне навантаження і рівень напруги(визначення рівня ЧР).

3.11.1. Конструкція

У конструкції ізоляторів використовуються перевірені часом і нові рішення:

- Силіконова суцільнолита захисна оболонка;
- Рівномірне опресування стрижня матрицями циліндричного профілю;
- Висока надійність границь розділу;
- Сталеві кінцевики, оцинковані гарячим способом.

Конструкцію полімерного ізолятора зображено на рис.3.6:

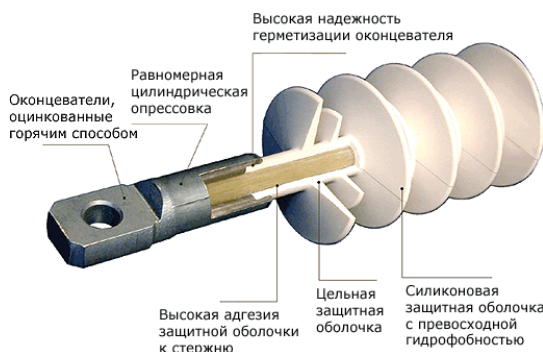


Рис. 3.6 - Конструкція полімерного ізолятора

3.11.2. Порівняння ізоляторів

Для прикладу візьмемо фарфоровий ізолятор ОНШ-35-20 і полімерний ИОСПК-20-110/550-01 IV-УХЛ1. Один ИОСПК-20-110/550-01 IV-УХЛ1 рівнозначний трьом ОНШ-35-20. Порівняння ізоляторів наведено в табл. 3.8.

Таблица 3.8.

Порівняння властивостей ізоляторів

Тип ізолятора	Довжина шляху витоку, мм	Короткочасне максимальне зусилля на вигин, кН	Маса нетто, кг	Термін експлуатації
ИОСПК-20/550-01IV УХЛ1	3400	35	28	30 років
ОНШ-35-20 3 шт.	2550	20	120	-

3.11.3. Економічний ефект

Впровадження полімерних ізоляторів у більшості випадків дозволяє досягти значного економічного ефекту, величина якого залежить від призначення й особливостей експлуатації ізоляторів.

Фактори за рахунок яких досягається економічний ефект:

- низькі витрати на транспортування, завантажувально-розвантажувальні роботи (за рахунок малої ваги і менших габаритних розмірів у порівнянні з традиційними ізоляторами)
- низькі витрати при монтажі
- відсутність бою при транспортуваннях, завантажувально-розвантажувальних роботах, при монтажі
- можливість застосування у важкодоступних районах (болотистих і гірських місцевостях)
- низькі витрати на очищення ізоляції за рахунок меншої забруднюваності, чим у традиційних ізоляторів (у більшості випадків очищення полімерних ізоляторів не потрібно протягом усього терміну служби)
- низькі витрати на ремонт і заміну ізоляторів (за рахунок більш високої надійності, стійкості до стресів і актів вандалізму).

3.12. Висновки до розділу

Проведений аналіз схеми району електропостачання ПС 110/10 кВ. Визначені активне й реактивне навантаження ПС на низькій стороні. Розрахований їх баланс.

Проведений аналіз розвитку електричної схеми з'єднання підстанцій за двома варіантами й техніко-економічне порівняння варіантів. Розраховані очікувані збитки від перерви електропостачання окремих підстанцій. Вибраний оптимальний варіант.

Проведений вибір трансформаторів струму і напруги, приладів обліку і контролю електроенергії, а також ізоляторів.

РОЗДІЛ 4

ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА

4.1. Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахункова схема приведена на рис. 4.1; схема заміщення на рис. 4.2, відповідно.

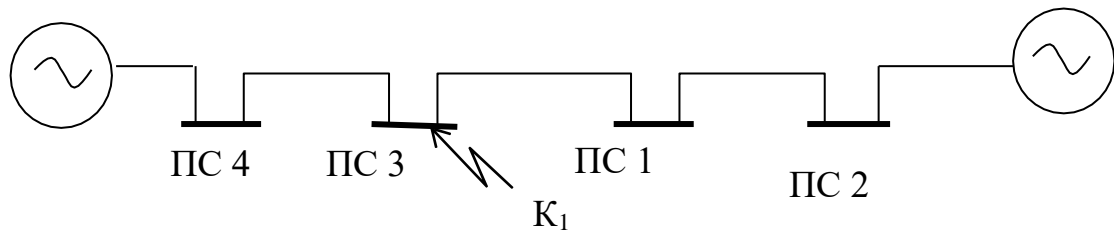


Рис. 4.1 – Розрахункова схема

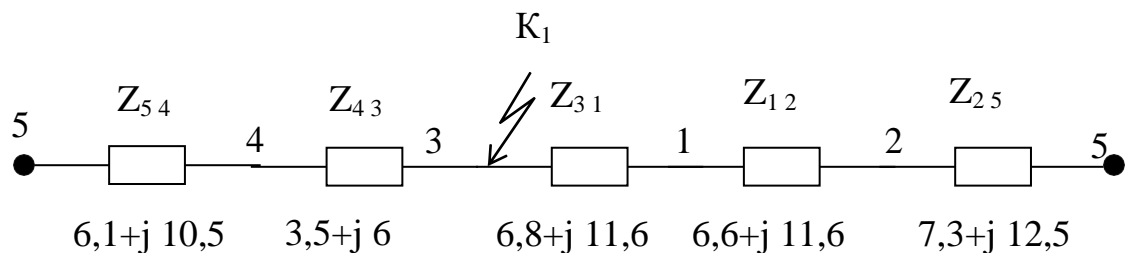


Рис. 4.2 - Схема заміщення

Мережа має одну ступінь напруги, тому розрахунок доцільно проводити в іменованих одиницях. Розрахунок проведемо для точки короткого замикання на шинах 110 кВ ПС3 (КЗ 1). Система задана потужністю короткого замикання S_k на шинах 110 кВ ПС5. Її опір X_c , Ом, знайдемо за формулою (4.1):

$$X_c = \frac{U_{нб}^2}{S_k}, \quad (4.1)$$

де: $U_{нб} = 117$ кВ напруга на шинах 110 кВ у режимі найбільших навантажень

$$x_c = \frac{117^2}{3000} = 4,56 \text{ Ом.}$$

Тому що в мережі 110 кВ $R_{\Sigma} \geq \frac{X_{\Sigma}}{3}$, то переоблік активного опору ліній може привести до істотних похибок. У схемі заміщення (рис. 4.2) лінії враховані повними опорами. Вплив навантаження в мережах 110 кВ звичайно не враховується.

Визначаємо результуючий опір Z_{Σ} кола к.з. для точки K_{I3a} (4.2).

$$Z_{\Sigma} = \frac{(Z_{54} + Z_{43}) \cdot (Z_{31} + Z_{12} + Z_{25})}{Z_{54} + Z_{43} + Z_{31} + Z_{12} + Z_{25}}, \quad (4.2)$$

$$Z_{\Sigma} = \frac{(6,1 + j10,5 + 3,4 + j6) \cdot (6,8 + j11,6 + 6,6 + j11,6 + 7,3 + j12,5)}{6,1 + j10,5 + 3,4 + j6 + 6,8 + j11,6 + 6,6 + j11,6 + 7,3 + j12,5} = 6,51 + j16,5 = 13 \text{ Ом.}$$

Результуючий опір $Z_{рез}$, Ом визначаємо за (4.3) :

$$Z_{рез} = Z_{\Sigma} + Z_c, \quad (4.3)$$

$$Z_{рез} = 13 + 4,56 = 17,56 \text{ Ом.}$$

Надперехідний струм на шинах 110 кВ ПС7 $I''_{\Sigma 7}$, кА , знайдемо по (4.4):

$$I''_{\Sigma 7} = \frac{U_{нб}}{\sqrt{3} \cdot Z_{рез}}, \quad (4.4)$$

$$I''_{\Sigma 7} = \frac{117}{\sqrt{3} \cdot 17,56} = 3,85 \text{ кА.}$$

Ударний струм i_y , кА, знайдемо за формулою (4.5):

$$I_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I''_{\Sigma 7}, \quad (4.5)$$

де: $k_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{\tau}}$ - ударний коефіцієнт.

Постійна часу затухання аперіодичної складової струму τ визначається за формулою (4.6):

$$\tau = \frac{X_{\Sigma}}{\omega R_{\Sigma}}, \quad (4.6)$$

$$\tau = \frac{13}{314 \cdot 6,51} = 6,36 \cdot 10^{-3} \text{ с.}$$

$$k_y = 1,99,$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,99 \cdot 3,85 = 10,88 \text{ кА}$$

При розрахунку струмів КЗ з досить великим вилученими від системи великої потужності можна вважати, що періодична складова не почнеться під час перехідного процесу.

Періодична складова $I_{kt} = I_{k\infty} = I''_{\Sigma 7}$.

4.2 Вибір вимикачів 110кВ

Вибір всього обладнання виконай по довідниковій літературі [35] .

Вимикачі вибирають [33]по:

- 1) номінальній напрузі($U_{ном}$);
- 2) номінальному струму ($I_{ном}$),

і перевіряють на:

- I) електродинамічну стійкість;
- II) здатність, що відключає;
- III) термічну стійкість.

$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$.

В якості розрахункового струму ($I_{розр}$) варто прийняти найбільший струм через вимикач , що може мати місце у всій сукупності нормальних і після аварійних режимів .

З розрахунків сталих режимів (п. 5.3) , впливає що на ПС 3 найбільша величина потужності має місце при відключенні ПЛ 5-4

$$U_5^A = 108,13 \text{ кВ};$$

$$S_{3-9}^a = 36,26 + j 18,30 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

Розрахунковий струм для вибору устаткування на ПС3 - $I_{розр3}$, А, визначимо за (4.7):

$$I_{расч} = \frac{S_{5-2}^a}{\sqrt{3} \cdot U_2^a}, \quad (4.7)$$

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{36,26^2 + 18,3^2}}{\sqrt{3} \cdot 112} \cdot 10^3 = 209 \text{ А} .$$

Вибираємо вимикач ВМТ-110Б-20/1000 УХЛ1, $I_{ном} = 1000 \text{ А}$. При цьому виконується умова (4.8):

$$I_{розр} < I_{ном} \quad (4.8)$$

I) Перевірку на електродинамічну стійкість проводять по двох параметрах: а) по граничному періодичному струмі КЗ(4.9):

$$I_9'' \leq I_{np.c} \quad (4.9)$$

де: $I_{np.c}$ – граничний крізний струм вимикача по періодичної складовій

$$I_{np.c} = 20 \text{ кА} > I_9'' = 3,85 \text{ кА}.$$

Умова (4.9) виконується.

б) по ударному струму КЗ по (4.10):

$$i_y \leq i_{np.c} \quad (4.10)$$

де : $i_{np.c}$ – піковий граничний наскрізний струм.

$$i_{np.c} = 52 \text{ кА} > i_y = 10,88 \text{ кА}.$$

Умова (4.10) виконується.

II) Перевірку на вимикаючу здатність, виконують на момент відключення вимикача по періодичному й аперіодичному складових струмах відключення.

а) перевірка за періодичним струмом відключення виконується по (4.11):

$$I_{k, \text{токл}} \leq I_{\text{отклном}} \quad (4.11)$$

де: $I_{k, \text{токл}}$ – періодична складова струму КЗ на момент відключення;

$I_{\text{отклном}}$ – номінальний струм відключення вимикача.

$$I_{\text{отклном}} = 20 \text{ кА} > I_{k, \text{токл}} = I_{\Sigma}'' = 3,85 \text{ кА}$$

Умова (4.11) виконується.

б) для перевірки за аперіодичним струмом відключення варто визначити час

$\tau_{\text{откл}}$, від моменту початку КЗ до моменту розбіжності контактів по (4.12):

$$\tau_{\text{откл}} = t_{\text{зmin}} + t_{\text{св}}, \quad (4.12)$$

де: $t_{\text{зmin}} = 0,01$ з – мінімальний час дії РЗ;

$t_{\text{св}}$ – власний час відключення вимикача.

$$\tau_{\text{откл}} = 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ з}.$$

Перевірку проводимо з умови (4.13):

$$i_{a, \text{токл}} \leq i_{\text{аном}} \quad (4.13)$$

Аперіодична складова на момент відключення $i_{a, \text{токл}}$, кА, :

$$i_{a, \text{токл}} = I_{\Sigma}'' \cdot \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{\tau_{\text{откл}}}{\tau}}, \quad (4.14)$$

$$i_{a, \text{токл}} = 3,85 \cdot \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{0,06}{0,08}} = 2,57 \text{ кА}.$$

Номінальний зміст аперіодичної складової i_a , кА, :

$$i_a = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{ном}} \cdot I_{\text{отклном}}, \quad (4.15)$$

де: $\beta_{\text{ном}} = 0,25$ - відносний номінальний зміст аперіодичної складової [35]:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 0,25 \cdot 20 = 7,07 \text{ кА}$$

Умова (4.13) виконується.

III) Умова перевірки на термічну стійкість(4.16):

$$B_k \leq I_{нрт}^2 \cdot t_m \quad (4.16)$$

де: $I_{нрт}$ – граничний струм термічної стійкості, що вимикач витримує протягом граничного часу термічної стійкості t_r ;

B_k – імпульс квадратичного струму ($\kappa A^2 \cdot c$)

$$B_k = (I''_{\Sigma})^2 \cdot (t_{откл} + \tau), \quad (4.17)$$

де: $t_{откл} = t_3 + t_6 + \tau$ – час дії релейного захисту;

$t_6 = 0,08$ с – повний час відключення вимикача;

τ – постійна часу ланцюга КЗ.

Прийемо час спрацювання захисту $t_3 = 1,4$ с.

Тоді:

$$B_k = 3,85^2 \cdot (1,5 + 0,08) = 23,4 \kappa A^2 \cdot c,$$

$$I_{in m}^2 \cdot t = 20^2 \cdot 3 = 1200 \kappa A^2 \cdot c.$$

Умова (4.16) виконується .

4.3 Вибір роз'єднувачів 110 кВ

Роз'єднувачі вибирають по номінальній напрузі і струму. У режимі КЗ перевіряють на термічну й електродинамічну стійкість.

Для $U_{ном} = 110$ кВ і $I_{расч} = 209$ А вибираємо роз'єднувач РНДЗ.2 – 110/1000У1, на номінальний струм 1000 А.

Перевірка на електродинамічну стійкість при : $i_{нрс} = 80$ кА , $i_y = 10,88$ кА дає виконання умови (4.18).

Перевірка на термічну стійкість:

$$I_{нрт}^2 \cdot t_m = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \kappa A^2 \cdot c. \quad (4.18)$$

Умова (4.18) виконується.

4.4 Вибір ошинування

Згідно [33] ошинування ВРП вибирають за допустимим тривалим струмом на нагрівання. При $I_{расч} = 209$ А приймаємо провід АС 120 ($I_{дон} = 390$ А) для ПСЗ.

Перевірка на термічну стійкість проводиться з умови допустимого перерізу:

$$F \leq F_{min}, \quad (4.19)$$

де: F_{min} – мінімальне припустиме значення перерізу за умовою термічної стійкості.

$$F_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (4.20)$$

де: $C = 91 \cdot 10^{-3} \frac{\text{кА} \cdot \sqrt{\text{с}}}{\text{мм}^2}$.

$$F_{min} = \frac{\sqrt{23,4}}{91 \cdot 10^{-3}} = 53 \text{ мм}^2.$$

Умова (4.20) виконується.

4.5. Компонування ВРП-110кВ

Компонування розподільного пристрою виконані відповідно до норм технічного проектування [33].

Компонування ВРП забезпечує можливість проведення ремонту і технічного обслуговування високовольних апаратів з використанням автокранів , гідропідйомників телескопічних вишок і інших механізмів по можливості без зняття напруги із сусідніх приєднань , а також під'їзду пересувних лабораторій до устаткування при проведенні профілактичних робіт. Для ошиновки використані сталевалюмінієві проводи з підвіскою на скляних - ізоляторах. Стріли прогину гнучких ошиновок обрані такими, що їх максимальне можливе відхилення не приведе до ушкоджень.

Кабелі вторинних ланцюгів прокладені в підземних лотках. Кабельні лотки розташовані поза місцями проїзду механізмів для проведення ремонтних

робіт, передбачені переїзди зі збереженням розташування лотків на одному рівні. Для високочастотних загороджувачів використаний підвісний спосіб їх установки.

Силові трансформатори встановлені на скатних каретках із кріпленням до фундаменту проти дії сейсмічних сил. ЗРУ розташовані в будинку, в безпосередній близькості від понижуючих трансформаторів.

4.6. Релейний захист магістральної лінії від міжфазних струмів короткого замикання

4.6.1. Розрахунок струмів короткого замикання

На розрахунковій схемі (рис. 4.3) вказані точки, при пошкодженні яких, потрібен розрахунок струмів КЗ. В схемі заміщення при проектуванні до стадії технічного проекту допускається облік тільки реактивних опорів елементів мережі і неврахування змін опорів трансформаторів[33].

Опір зв'язку з системою для режиму найбільших навантажень, при якому струми КЗ максимальні (п. 5.6.1) і складають $X_c^{нб}=4,56\text{Ом}$. Для мінімальних струмів КЗ (режим найменших навантажень) визначимо $X_c^{нм}$ за формулою (4.21):

$$X_c = \frac{U_{нм}^2}{S_{к}}; X_c = \frac{118^2}{2000} = 6,96\text{Ом} \quad (4.21)$$

Розрахунок еквівалентних опорів для відповідних точок КЗ приведений в таблиці 4.1, в якій визначено точки КЗ.

Струми трифазних КЗ знайдені за формулою (4.22):

$$I_{кi}^{(3)} = \frac{E_c}{\sqrt{3}X_{\Sigma i}} \quad (4.22)$$

Для мінімальних струмів КЗ визначені струми двофазних КЗ [33] за формулою(4.23)

$$I_{кi}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кi}^{(3)} \quad (4.23)$$

Зміни струмів КЗ показано на рис. 4.3 і рис.4.4:

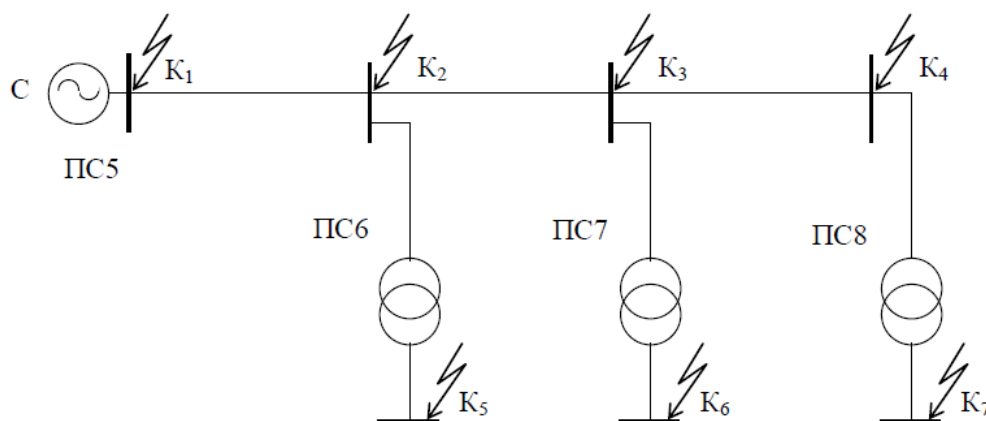


Рис. 4.3 - Схема для розрахунків струмів КЗ - розрахункова

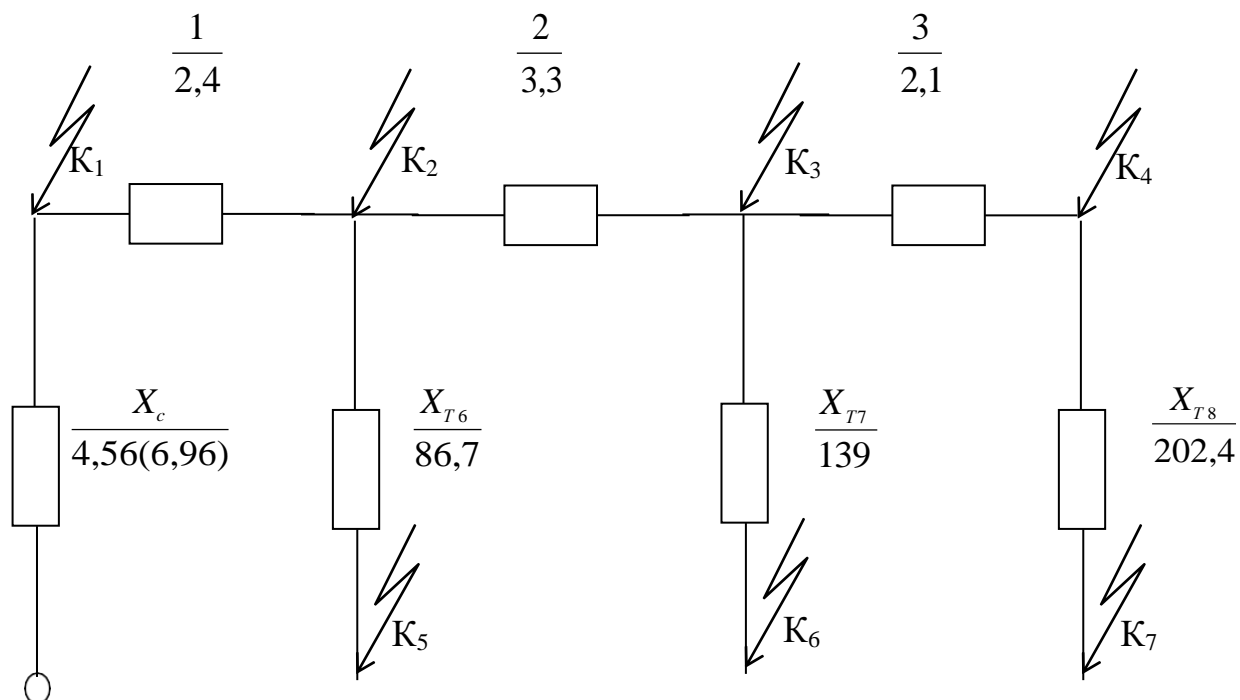


Рис. 4.4 - Схема для розрахунків струмів КЗ – заміщення

Таблиця 4.1.

Розрахунок струмів КЗ

Режим	E _c ,кВ	Місце КЗ	Еквівалентний опір КЗ, Ом		I ⁽³⁾ , кА	I ⁽²⁾ , кА
			в загальному вигляді	X _{Σi} , Ом		
Максимальні струми КЗ	117	1	X _c ^{нб}	4,56	14,81	
		2	X _c ^{нб} + X ₁	6,96	9,71	
		3	X _c ^{нб} + X ₁ + X ₂	10,26	6,58	
		4	X _c ^{нб} + X ₁ + X ₂ + X ₃	12,36	5,47	
		5	X _c ^{нб} + X ₁ + X _{T6}	93,66	0,72	

Продовження таблиці 4.1.

		6	$X_c^{нб} + X_1 + X_2 + X_{T7}$	149,66	0,45	
		7	$X_c^{нб} + X_1 + X_2 + X_3 + X_{T8}$	232,76	0,29	
Мінімальні струми КЗ	118	1	$X_c^{нм}$	6,96	9,79	8,48
		2	$X_c^{нм} + X_1$	9,36	7,28	6,3
		3	$X_c^{нм} + X_1 + X_2$	12,66	5,38	4,66
		4	$X_c^{нм} + X_1 + X_2 + X_3$	14,76	4,62	4,0
		5	$X_c^{нм} + X_1 + X_{T6}$	96,06	0,71	0,61
		6	$X_c^{нм} + X_1 + X_2 + X_{T7}$	151,66	0,45	0,39
		7	$X_c^{нм} + X_1 + X_2 + X_3 + X_{T8}$	235,16	0,29	0,25

4.6.2. I ступінь струмового захисту

I ступінь – струмова відсічка (ТО) без витримки часу. Струм спрацювання (ТО) ($I_{сз}^I$) вибирають з двох умов: відстроювання від кидків струмів намагнічування трансформаторів і відстроювання від найбільшого трифазного струму зовнішнього КЗ ($I_{квнmax}^I$)

Математично ці умови мають вид:

$$\text{I ступінь:} \quad I_{сз}^I \geq (4 \div 5) \cdot \sum I_{тном}; \quad (3.24)$$

$$\text{II ступінь:} \quad I_{сз}^I \geq K_{отс} \cdot I_{квнmax}^I; \quad (3.25)$$

де $\sum I_{т.ном}$ – сумарний номінальний струм всіх підключених до лінії трансформаторів;

$K_{отс}$ – коефіцієнт відстрочки для ТО.

Для найбільш важкого випадку, роботи всіх трансформаторів від однієї лінії:

$$\sum I_{т.ном} = \frac{2}{\sqrt{3} U_{ТНОМ}} \cdot (S_{т ном 6} + S_{т ном 7} + S_{т ном 8});$$

$$\Sigma I_{т.ном} = \frac{2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115} (16 + 10 + 6,3) = 324,3 A.$$

Згідно умові (4.24) маємо:

$$I'_{сз} \geq (4 \div 5) \cdot 324,3 = 1297 \div 1622 A.$$

Зовнішнім найбільшим струмом є струм трифазного КЗ на шинах 110 кВ ПС6 ($I^{(3)} = 4,61 \text{ кА}$). Коефіцієнт відстроювання $K^I = 1,2$ при використанні струмового реле типу РТ-40.

По умовам (4.25) маємо:

$$I'_{сз} \geq 1,2 \cdot 9710 = 9900 A$$

Із двох умов вибираємо більше $I'_{сз} = 9900 A$

Зони спрацювання I ступені $I'_{сз}$ захисту охоплює 40% довжини всієї магістральної лінії і 90% ділянки ВЛ 9-6. ТО – дуже ефективна, так як $I'_{сз}$ значно перевищує вимоги ПУЕ [33] (15÷20%).

4.6.3. II ступінь струмового захисту

II ступінь виконує функцію основного захисту магістральної лінії і повинна забезпечувати достатню чутливість при мінімальних двофазних струмах КЗ в кінці лінії. Для основних струмових захистів ПУЕ рекомендує коефіцієнт чутливості $K_{ч} \geq 1,5$, але ж для другої ступені допускається $K_{ч} = 1,3$. Звідси, перша умова вибору уставки.

$$I'_{сз} \leq I_{квн\min}^{(2)} / K_{ч} \quad (4.26)$$

$$I_{квн\min}^{(2)} = I_{кз}^{(2)} = 4,0 \text{ кА}$$

За формулою (4.26) визначаємо I умову:

$$I''_{сз} \leq 4000 / 1,5 = 2667 A$$

II ступінь називають ТО з витримкою часу. Вона відстроєна витримкою часу ($t''_{сз} = 0,5$) від швидкодіючих захистів трансформаторів.

Від КЗ за трансформаторами є можливість провести відстроювання вибором достатнього коефіцієнта відстроювання $K^{II}_{омс}$. Для суцільності реле РТ-40 в захисті, що проектується і РТ-80 в захисті на стороні 10 кВ рекомендується $K^{II}_{омс} = 1,3$ [33].

Друга умова вибору уставки:

$$I''_{2сз} \geq I_{к5омс}^{(3)} \cdot K^{II} = 610 \cdot 1,3 = 793 A.$$

З двох умов впливає, що:

$$793 \leq I_{c3}^{II} \leq 2667 \text{ A.}$$

Вибираємо струм спрацювання захисту II ступені:

$$I_{c3}^{II} = 1000 \text{ A.}$$

4.6.4. III ступінь струмового захисту

В якості III ступеня використовують максимальний струмовий захист (МСЗ). Основне його призначення – віддалене резервування релейного захисту трансформаторів.

Вибір струму спрацювання виконується із умови [32]:

$$I_{c3}^{III} = \frac{K_{отс}^{III} K_{сзн}}{K_{\phi}} I_{роб\ max}, \quad (4.27)$$

де $I_{роб\ max}$ - найбільший робочий струм;

$K_{отс}^{III}$ - коефіцієнт відстроювання III ступеню;

$K_{сзн}$ - коефіцієнт самозапуску;

K_{ϕ} - коефіцієнт повернення;

$I_{роб\ max}$ - знаходимо для умови роботи магістральної лінії з одним

відключеним колом.

$$I_{роб\ max} = \frac{S_6 + S_7 + S_8}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}},$$

$$I_{роб\ max} = \frac{\sqrt{(18,1 + 11,4 + 7,06)^2 + (7,16 + 6,9 + 4,52)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 215 \text{ A}$$

Для реле типу РТ-40 $K_{отс}^{III} = 1,1 \div 1,2$, $K_{\phi} = 0,85$.

Коефіцієнт самозапуску знаходимо по методиці, викладеній в [32].

$$K_{сзн} = \frac{I_{сзн}}{I_{роб\ max}}, \quad (4.28)$$

де $I_{сзн}$ – струм самозапуску.

Струм самозапуску знайдемо для режиму найбільших навантажень. Відносна величина опору загального навантаження $X_{нагр} = 0,35$. В іменованих одиницях для i -ї ПС за формулою:

$$X_{нагр\ i} = X_{нагр} \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{роб\ max\ i}} \quad (4.29)$$

Максимальні струми навантаження підстанції:

$$I_{роб\ max6} = \frac{19,46}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 102,2A$$

$$I_{роб\ max7} = \frac{13,3}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 70A$$

$$I_{роб\ max8} = \frac{8,38}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 44A$$

Опори навантажень підстанції згідно формули (4.29):

$$X_{нагр6} = 0,35 \frac{110 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 102,2} = 217,5 Ом$$

$$X_{нагр7} = 0,35 \frac{110 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 70} = 317,5 Ом$$

$$X_{нагр8} = 0,35 \frac{110 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 44} = 505,2 Ом$$

Схема заміщення для знаходження струму самозапуску приведені на рис. 4.5. Знаходимо еквівалентний опір для знаходження струму самозапуску $I_{сзн}$:

$$X_4 = X_{т6} + X_{нагр6} = 304,2 Ом$$

$$X_5 = X_{т7} + X_{нагр7} = 456,5 Ом$$

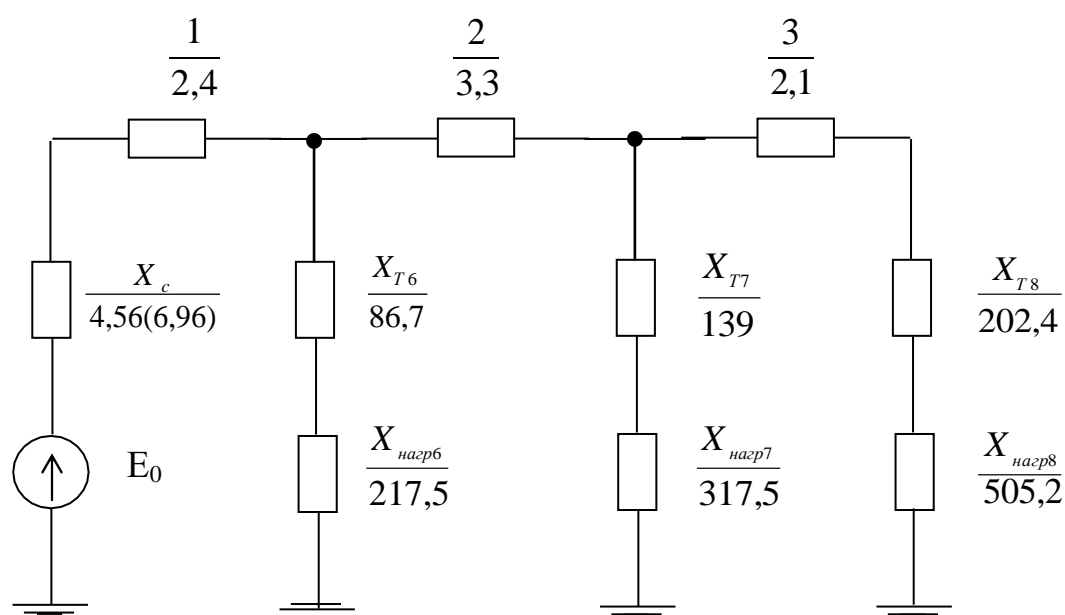


Рис. 4.5 - Схема заміщення для визначення $I_{сзн}$

$$X_6 = X_{т8} + X_{нагр8} = 707,6 Ом;$$

$$X_3 = X_6 + X_3 = 709,7 \text{ Ом};$$

$$X_8 = X_7 // X_5 = \frac{709,7 \cdot 456,5}{709,7 + 456,5} = 277,8 \text{ Ом};$$

$$X_9 = X_8 + X_2 = 281,1 \text{ Ом};$$

$$X_{10} = X_9 // X_4 = \frac{281,1 \cdot 304,2}{281,1 + 304,2} = 146,1 \text{ Ом}.$$

Еквівалентно опір рівний:

$$X_{екв} = X_{10} + X_I + X_c = 153,06 \text{ Ом}.$$

Струм самозапуску рівний:

$$I_{c3n} = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot X_{екв}} = \frac{117 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 153,06} = 441,3 \text{ А}.$$

За формулою (4.28) знаходимо коефіцієнт самозапуску:

$$K_{c3n} = \frac{441,3}{215} = 2,05.$$

Струм спрацювання МСЗ знаходимо за формулою:

$$I_{c3}^{III} = \frac{1,2 \cdot 2,05}{0,85} \cdot 215 = 622,2 \text{ А}.$$

Приймаємо струм спрацювання МСЗ $I_{c3}^{III} = 625 \text{ А}$.

Визначаємо коефіцієнт чутливості $K_{ч}$:

$$K_{ч} = \frac{I_{c3}^{III}}{I_{к \text{ min}}^{(3)}}, \quad (4.30)$$

$$K_{ч6} = 1,14, K_{ч7} = 0,72, K_{ч8} = 0,46.$$

МСЗ не забезпечує резервування захисту трансформаторів, так як $K_{ч} < 1,2$.

Згідно ПУЕ [33], у випадку значного ускладнення релейного захисту допускається не проводити резервування захисту трансформатора. До лінії, що захищається підключені три підстанції з загальною встановленою потужністю трансформаторів 32,3 МВА. В даному випадку не потрібно економити на III ступені захисту. Для дальнього резервування треба використовувати направлений дистанційний орган (реле мінімального опору).

Для дальнього резервування необхідно забезпечити $K_{ч} = 1,2$. Виходячи з цього визначимо опір спрацювання

$$Z_{c3} \geq Z_{к} \cdot K_{ч} \quad (4.31)$$

де Z_k – опір ланцюга КЗ до найбільш електрично віддаленої точки КЗ за трансформаторами.

Найбільш електрично віддаленою є точка К7:

$$Z_k = Z_1 + Z_2 + Z_3 + Z_{m8} = 210,2 \text{ Ом}$$

Згідно формули (4.31)

$$Z_{c3} = 210,2 \cdot 1,2 = 252,2 \text{ Ом}$$

Приймаємо опір спрацювання захисту $Z_{c3} = 255 \text{ Ом}$.

Для відстроювання від режимів самозапуску витримка часу на спрацювання повинна бути $t_{c3} = 15 \div 20 \text{ с}$.

4.7. Вибір запобіжників та автоматичних вимикачів 10кВ

4.7.1. Умови вибору запобіжників

Для вимірювальних трансформаторів запобіжники вибирають за параметрами:

1) Номінальна напруга:

$$U_{уст} = U_{ном} = 10 \text{ кВ}.$$

2) Максимальний робочий струм:

$$I_{ном} = \frac{1 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 0,06 \text{ А}.$$

Таким умовам відповідає запобіжник типу ПКТ 101-10-2-12.5 УЗ. Високовольтний запобіжник типу ПКТ 101-10-2-12.5 УЗ призначений для захисту електрообладнання: силові трансформатори, повітряні і кабельні лінії номінальною напругою 10 кВ.

Параметри запобіжника такі: $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$; $I_{ном} = 2 \text{ А}$; $I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$.

Перевірка правильності вибору:

$I_{кз} = 1,37 \text{ кА}$ (з попереднього розрахунку). Тоді, $12,5 > 1,37$ - умова виконується.

4.7.2. Умови вибору автоматичних вимикачів

Автоматичним називають вимикач, призначений для вмикання, проведення струму і вимикання струму в нормальних умовах в колі, а також для вмикання, проведення певний час та автоматичного вимикання струму в ненормальних умовах, таких як струми короткого замикання і струми перевантаження (рис. 4.6).



Рис. 4.6 – Автоматичні вимикачі

Такі вимикачі призначені для нечастих комутацій кіл, забезпечення надійного захисту електроустаткування за допомогою автоматичних вимикачів їхні параметри мають відповідати умовам, наведеним у таблиці 4.2.

Таблиця 4.2.

Параметри для вибору автоматичних вимикачів

Назва параметра	Умова вибору
Номінальна напруга	$U_{a\text{ ном}} \geq U_{\text{роб max}}$
Номінальний струм	$I_{a\text{ ном}} \geq I_{\text{у ном}}$
Номінальний струм теплового розчіплювача	$I_{p\text{ ном}} \geq k_{нр} \cdot I_{\text{роб max}}$
Граничний струм відключення	$I_{\text{грвідкл}} \geq I_{\text{кз max}}$
Електродинамічна стійкість	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{удрозр}}$

Позначення у таблиці:

$U_{a\text{ ном}}$ – номінальна напруга автоматичного вимикача, В;

$U_{\text{роб max}}$ – робоча напруга мережі, В;

I – номінальний струм автоматичного вимикача, А;

$I_{\text{у ном}}$ – номінальний струм установки, А;

$I_{p\text{ ном}}$ – номінальний струм розчіплювача із залежною характеристикою, А;

$k_{нр}$ – коефіцієнт надійності, що враховує розкид по струму спрацьовування розчіплювача із залежною характеристикою;

$I_{\text{роб max}}$ – максимальний робочий струм захищаючої електроустановки, А;

$I_{\text{кз max}}$ – максимальний струм короткого замикання в місці встановлення автоматичного вимикача, кА;

$I_{дин}$ – струм електродинамічної стійкості автоматичного вимикача, $кА$;

$i_{удрозр}$ – ударне розрахункове значення струму короткого замикання в місці встановлення автоматичного вимикача, $кА$.

Вибір автоматичного вимикача.

Освітлення комірок КРУН-10 та чергового приміщення:

$$I_{A3} = I_{A4} = 0,98 \cdot \frac{1}{0,4} = 2,37 \text{ А.}$$

Загальне освітлення:

$$I_{A4} = 0,98 \cdot \frac{2,4}{0,4} = 5,88 \text{ А.}$$

Один загальний автоматичний вимикач на струм кола власних потреб підстанції:

$$I_{A1} = I_{A2} + I_{A3} + I_{A4} = 10,62 \text{ А.}$$

Автоматичний вимикач типу РЛ6 повністю задовольняє всі умови:

4.8. Вибір обмежувачів перенапруги 10кВ

Вибір обмежувачів перенапруги на стороні 10 кВ силових трансформаторів Т-1 і Т-2 та обмежувачів перенапруги в комірках вимірювальних трансформаторів напруги. Вибираємо обмежувачі типу ОПН–КР/TEL-10/12 УХЛ2 – для захисту електрообладнання в мережах класу напруги 10(6) кВ з ізолюваною або компенсованою нейтраллю.



Рис. 4.7 – Зовнішній вигляд ОПН марки КР/TEL-10/12

Перевірка ОПН за умовами п. 4.6:

1) Номінальна напруга: $12 \text{ кВ} > 10 \text{ кВ}$ – умова виконується;

2) Рівень перенапруг:

$$U_{\text{ПЕР}} = 2.35 \cdot \frac{10}{\sqrt{3}} = 13.568 \text{ кВ.}$$

$$U_{\text{ПЕР.РОЗ}} \cdot 1.42 \cdot 12 = 17.04 \text{ кВ.}$$

Так як $17,04 \text{ кВ} > 13,568 \text{ кВ}$ - умова виконується.

3) Величина захисного координаційного інтервалу за грозовими впливами ($K_{\text{ГР}} > 0,2$):

$$U_{\text{ВИПГ}} = 39,6 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{ОСТ}} = 31,3 \text{ кВ};$$

$$K_{\text{ГР}} = \frac{39,6 - 31,3}{39,6} = 0,22.$$

Так як $0,22 > 0,2$ – умова виконується.

4) Величина захисного координаційного інтервалу за внутрішніми перенапругами $A_{\text{ВН}}$:

$$K_{\text{ВН}} = \frac{(54 - 34)}{54} = 0,37.$$

Оскільки, $0,37 > (0,15 - 0,25)$ - умова виконується.

5) Вибухонебезпечність ОПН:

Оскільки, $1,37 \text{ кА} < 10 \text{ кА}$ - умова виконується.

4.9 Рекомендації з релейного захисту й автоматики

Релейний захист кільцевої мережі може бути здійснений спрямованим максимальним токовим захистом з витримкою часу. Захист повинний передбачати

два комплекти: від міжфазних замикань і замикань на землю. Таке рішення дозволяє виключити каскадна дія і підвищити швидкодія захисту при замиканнях на землю.

На кожній лінії кільцевої мережі по обидва боки повинна використовуватися струмова відсічка – це дозволить знизити час дії струмів КЗ і забезпечити ближнє резервування на всіх лініях.

На лініях, де струмова відсічка не має достатньої чутливості, у якості основного захисту повинна бути встановлений дистанційний спрямований захист. У цьому випадку спрямований максимальний струмовий захист буде виконувати роль резервного.

Згідно нормативів на розробку ЛЕП на усіх ПЛ повинні бути встановлені пристрої АПВ.

Релейний захист трансформаторів повинен включати диференціальний струмовий і газовий захист в якості основних. Від перевантаження зовнішніми струмами КЗ передбачається струмовий максимальний захист, що також виконує функцію резервування. Захист від перевантаження на понижуючих трансформаторних підстанціях проектованої мережі не потрібно, тому що можливість перевантаження не перевищує 40 %.

На ПС повинні бути передбачені пристрої автоматики:

- відключення і включення трансформаторів для зниження втрат потужності;
- АВР, що діє при відключенні одного трансформатора;
- регулювання напруги трансформаторів.

4.10. Розрахунок прожекторного освітлення ділянки ПС 110/10кВ

Розрахунок числа прожекторів роблять виходячи з нормованої освітленості і потужності лампи.

Кількість прожекторів N дорівнює за формулою (4.32):

$$N = mE_n kA / P \quad (4.32)$$

де m - коефіцієнт, що враховує світлову віддачу джерела світла, і коефіцієнт використання світлового потоку, для ЛК дорівнює 0,2...0,25 ДРЛ;

E_n - освітленість горизонтальної поверхні, лк;

k - коефіцієнт запасу;

A - освітлювана площа (20 120), м²;

P_l - потужність лампи, Вт.

$$N = 0,2 \times 2 \times 1,5 \times 2400 / 500 = 2,9 \text{ шт.} \approx 3 \text{ шт.}$$

Мінімальна висота установки прожекторів над освітлюваною поверхнею:

$$h_{\min} = \sqrt{I_{\max} / 300},$$

де I_{\max} - максимальна сила світла, кд.

ЛН Г220-50 має $I_{\max} = 70000$ кд, а отже, h_{\min} дорівнює:

$$h_{\min} = \sqrt{70000 / 300} = 15 \text{ м.}$$

Для розглянутої площадки з площею $120 \times 20 = 2400 \text{ м}^2$ рекомендується ПСМ-40 із ЛН 500 Вт, $h = 15 \text{ м}$, відстань між щоглами 70 м, $N = 3$, кут нахилу прожекторів = 15 і кут між оптичними осями = 15°. При цьому коефіцієнт нерівномірності $Z = E_{\min} / E_{\text{ср}} = 0,6$, а питома потужність $0,85 \text{ Вт/м}^2$.

Для більшої наочності представимо схему розташування прожекторів (рис. 4.8) на ділянці ведення робіт.

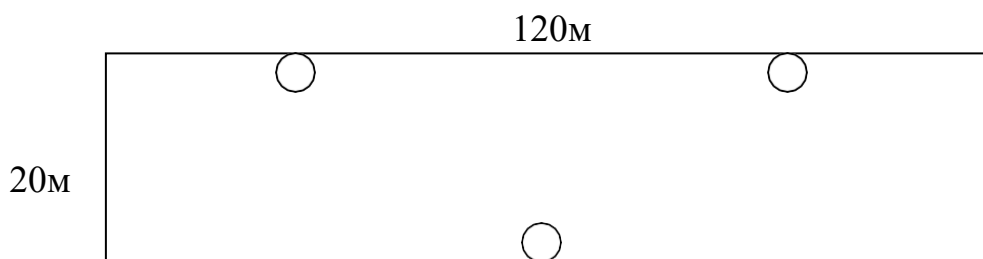


Рис. 4.8 - Схема розташування прожекторів

Застосування прожекторного освітлення для ділянки має ряд переваг у порівнянні з освітленням світильниками: економічність, сприятливе для об'ємного бачення вертикальної і горизонтальної освітленості, менша завантаженість території стовпами і повітряною проводкою, а також зручність обслуговування освітлювальної установки.

4.11. Вибір високовольтних вимикачів навантаження на стороні 10кВ

Вимикач потужності типу ВВ/TEL-10-12.5/630-У2-45 – вакуумний вимикач

серії TEL призначений для роботи в комплектних розподільчих пристроях та камерах одностороннього обслуговування внутрішньої та зовнішньої установки класу напруги до 20 кВ трифазного змінного струму 50 Гц для систем з ізолюваною та глухо заземленою нейтраллю.



Рис. 4.9 – Зовнішній вигляд вимикача ВВ/TEL-10

Умови вибору вимикачів:

- 1) Номінальна напруга:

$$U_{вст} = U_{ном} = 10 \text{ кВ.}$$

- 2) Максимальний робочий струм:

$$23,1 \text{ А} < 630 \text{ А.}$$

- 3) Комутаційна здатність на симетричний струм к. з. :

Оскільки $0,526 \text{ кА} < 12,5 \text{ кА}$ – умова виконується.

- 4) Комутаційна здатність на асиметричний струм к. з.:

$$\tau = 3 + 0.055 = 3.055 \text{ с;}$$

$$i_a(\tau) = 0,526 \cdot e^{-0.01/3.055} = 0,524 \text{ кА;}$$

$$(\sqrt{2} \cdot 0,526 + 0,524) \leq \sqrt{2} \cdot 12,5 \cdot (1 + 0.4).$$

Оскільки $1,26 < 24,749$ – умова виконується.

5) Електродинамічна стійкість:

Оскільки $1,19 \text{ кА} < 32 \text{ кА}$ – умова виконується.

б) Термічна стійкість:

$$I^2 \cdot t = 12.5^2 \cdot 3 = 468.75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{K_PO3P} = 0,526^2 \cdot (3 + 0.055 + 0.015) = 0,986 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Оскільки $0,986 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 468.75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ – умова виконується.

4.12. Висновки до розділу

Проведений розрахунок для точки короткого замикання на шинах 110 кВ ПС 110/10 кВ у режимі найбільших навантажень, а також струмів коротких замикань від ПС навантажень.

Базуючись на проведених розрахунках зроблений вибір вимикачів і роз'єднувачів на стороні 110 кВ, обмежувачів перенапруги, запобіжників та автоматичних вимикачів на стороні 10 кВ.

РОЗДІЛ 5

СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

5.1. Оптимальні режими навантажень району електропостачання.

Уточнені розрахунки

Уточнені розрахунки проводяться з метою кінцевої перевірки працездатності вибраного варіанта розвитку мережі. В розрахунках враховується втрати потужності в трансформаторах і зарядна потужність ліній електропередачі.

5.1.1. Схема заміщення для уточнених розрахунків

Розрахунок параметрів схеми заміщення ліній виконаний по питомим значенням опорів і зарядній потужності [35]

$$\left. \begin{aligned} x_l &= x_0 \cdot l / n \\ r_l &= r_0 \cdot l / n \\ Q_c &= q_0 \cdot l / n \end{aligned} \right\}, \quad (5.1)$$

де r_l, x_l – опір лінії;

Q_c – зарядна потужність лінії.

n – кількість паралельних ліній.

Таблиця 5.1.

Параметри трансформаторів

Розрахункова величина	Одиниці вимірювання	Позначення	Підстанції							
			1	2	3	4	6	7	8	
Номінальна напруга підстанції	кВ	$U_{\text{ном}}$	110	110	110	110	110	110	110	110
Номінальна напруга підстанції	кВ	$U_{\text{ном}}$	110	110	110	110	110	110	110	110
Найбільше повне навантаження на стороні НН підстанції	МВА	$S_{\text{ні}}$	10,0	12,8	7,1	8,4	16,4	19,8	7,6	
Номінальна потужність трансформатора	МВА	$S_{\text{Т ном}}$	6,3	10	6,3	6,3	16	16	6,3	
Тип трансформатора	-	-	ТМН	ТМН	ТМН	ТМН	ТРДН	ТРДН	ТМН	
Кількість трансформаторів	шт.	n	2	2	2	2	2	2	2	2
Завантаження трансформаторів в нормальному режимі	-	$K_3^{\text{н}}$	0,79	0,64	0,56	0,67	0,50	0,62	0,60	

Розрахунок параметрів схеми заміщення поданий в табл. 5.3.

Для зменшення кількості в схемі заміщення навантаження підстанції приводять до високої сторони трансформаторів. З цією метою у навантаженні кожної підстанції ($S_{\text{розрі}}$) враховують, поряд з навантаженням на низькій стороні ($S_{\text{ні}}$), втрати в трансформаторах ($\Delta S_{\text{мі}}$) і генерацію реактивної потужності лініями, що підходять ($\Sigma Q_c/2$). Для i -ї підстанції:

$$S_{\text{расч } i} = S_{\text{ні}} + \Delta S_{\text{Ті}} - j \frac{\Sigma Q_c}{2}. \quad (5.2)$$

Втрати в трансформаторах складають із втрат в сталі ($\Delta S_{\text{см}} = \Delta P_{\text{см}} + j \Delta Q_{\text{см}}$) і втрат в міді ($\Delta S_{\text{м}} = \Delta P_{\text{м}} + j \Delta Q_{\text{м}}$).

$$\Delta S_{\text{м}} = \Delta S_{\text{см}} + \Delta S_{\text{м}}. \quad (5.3)$$

Розрахунок втрат проведений з використанням паспортних і розрахункових даних трансформаторів [35] за формулами:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{CT} &= n \cdot \Delta P_X \\ \Delta Q_{CT} &= n \cdot \Delta Q_X \end{aligned} \right\}, \quad (5.4)$$

де $\Delta P_X, \Delta Q_X$ – втрати холостого ходу одного трансформатора;
 n – кількість трансформаторів на ПС.

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_M &= \frac{1}{n} \cdot \Delta P_K \cdot \frac{S_{ni}^2}{S_{тном}^2} \\ \Delta Q_M &= \frac{1}{n} \cdot \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{S_{ni}^2}{S_{тном}^2} \end{aligned} \right\}, \quad (5.5)$$

де ΔP_K – активні втрати короткого замикання;

$U_K \%$ – напруга короткого замикання;

$S_{тном}$ – номінальна потужність трансформаторів.

Розрахунок максимальних навантажень приведено в табл.5.2.

5.2. Режим найбільших навантажень

Вихідні дані для розрахунку режиму найбільших навантажень знаходяться в табл.5.3:

Таблиця 5.2.

Параметри схеми заміщення лінії

Параметри лінії	Одиниці вимірювання	Позначення	Лінії								
			1-2	2-5	1-3	3-4	4-5	5-6 ¹	6-6 ¹	6 ¹ -7	7-8
1. Довжина лінії	км	l	26,2	29	27	14	24,4	28,4	7,9	9,7	13,7
2. Кількість кіл, марка і переріз проводу	мм ²	n·F	120	120	120	120	120	120	70	120	70
3. Питомий активний опір	Ом/км	r ₀	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,43	0,25	0,43
4. Питомий реактивний опір	Ом/км	x ₀	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,44	0,43	0,44

Продовження таблиці 5.2.

5.Питома зарядна потужність	Мвар/км	Q_0	0,0355	0,0355	0,0355	0,0355	0,0355	0,0355	0,034	0,0355	0,034
6.Активний опір лінії	Ом	$r_{л}$	6,6	7,3	6,8	3,5	6,1	7,1	3,4	2,4	5,9
7.Реактивний опір лінії	Ом	$x_{л}$	11,3	12,5	11,6	6	10,5	12,2	3,5	4,2	6,0
8.Зарядна потужність лінії	Мвар	Q_c	0,93	1,03	0,96	0,5	0,87	2,02	0,54	0,68	0,92

Таблиця 5.3.

Визначення розрахункового навантаження підстанції

Розрахункова величина	Одиниці вимірювання	Позначення	Підстанції							
			ПС1	ПС2	ПС3	ПС4	ПС6	ПС7	ПС8	
1. Кількість і номінальна потужність трансформаторів	МВ·А	$n \cdot S_{T \text{ ном}}$	2×6,3	2×10	2×6,3	2×6,3	2×16	2×16	2×6,3	
2. Номінальна напруга на стороні ВН трансформатора	кВ	$U_{1 \text{ ном}}$	115	115	115	115	115	115	115	
3. Втрати активної потужності холостого ходу	МВт	ΔP_x	0,0115	0,014	0,0115	0,0115	0,019	0,019	0,0115	
4. Втрати активної потужності короткого замикання	МВт	ΔP_k	0,044	0,06	0,044	0,044	0,085	0,085	0,044	
5. Втрати реактивної потужності холостого ходу	Мвар	ΔQ_k	0,0504	0,7	0,0504	0,0504	0,112	0,112	0,0504	
6. Напруга короткого замикання	%	U_k	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	
7. Активний опір обмоток трансформатора	Ом	R_T	14,7	7,95	14,7	14,7	4,38	4,38	14,7	

Продовження таблиці 5.3.

8. Реактивний опір обмоток трансформатора	Ом	X_T	220,4	139	220,4	220,4	86,7	86,7	220,4
9. Найбільше активне навантаження на стороні НН	МВт	$P_{п}$	8,9	11,8	6,4	7,5	15,2	18	7
10. Найбільше реактивне навантаження на стороні НН	Мвар	$Q_{п}$	4,5	5	3	3,8	6,1	8,2	3
11. Найбільше повне навантаження на стороні НН	МВ·А	$S_{п}$	10	12,8	7,1	8,4	16,4	19,8	7,6
12.Втрати активної потужності в магнітопроводах “п” трансформаторах	МВт	$\Delta P_{ст}$	0,023	0,028	0,023	0,023	0,038	0,038	0,023
13.Втрати активної потужності в обмотках “п” трансформаторах	МВт	$\Delta P_{м}$	0,055	0,049	0,028	0,039	0,045	0,065	0,033
14.Сумарні втрати активної потужності в “п” трансформаторах	МВт	ΔP_T	0,078	0,077	0,051	0,062	0,083	0,103	0,056
15.Разрахункове активне навантаження підстанції	МВт	$P_{розр 1}$	8,978	11,877	6,451	7,562	15,283	18,103	7,056
16.Втрати реактивної потужності в магнітопроводах “п” трансформаторах	Мвар	$\Delta Q_{ст}$	0,101	0,14	0,101	0,101	0,224	0,224	0,101
17.Втрати реактивної потужності в обмотках “п” трансформаторах	Мвар	$\Delta Q_{м}$	0,833	0,86	0,42	0,588	0,883	1,286	0,481
18.Сумарні втрати реактивної потужності в “п” трансформаторах	Мвар	ΔQ_T	0,934	1,0	0,521	0,689	1,107	1,51	0,581

Продовження таблиці 5.3.

19. Реактивна потужність, що генерується лініями, віднесених до шин ВН	Мвар	$\Sigma Q_c/2$	0,95	0,98	0,73	0,685	0,27	0,80	0,46
20. Розрахункове реактивне навантаження підстанції	Мвар	$Q_{розр 1}$	4,484	5,02	2,791	3,604	6,937	8,91	3,121

Конфігурація мережі подана в табл. 5.4.

Таблиця 5.4.

Конфігурація мережі

Номер гілки	Початок гілки	Кінець гілки	R, Ом	X, Ом
1	5	6 ¹	7,1	12,2
2	5	6 ¹	7,1	12,2
3	6 ¹	7	2,4	4,2
4	6 ¹	7	2,4	4,2
5	6 ¹	6	3,4	3,5
6	6 ¹	6	3,4	3,5
7	7	6 ¹	3	3
8	5	4	6,1	10,5
9	4	3	3,5	6
10	3	1	6,8	11,3
11	5	2	7,3	12,5
12	2	1	6,6	11,3

Навантаження у вузлах мережі подано в таблиці 5.5

Таблиця 5.5.

Навантаження у вузлах мережі

Номер вузла	1	2	3	4	5	6	7	8
Потужність P, МВт	8,978	11,877	6,451	7,562	0	15,283	18,103	7,056
Потужність Q, Мвар	4,484	5,02	2,791	3,604	-3,24	6,937	8,91	3,121

Відключення гілок в післяаварійному режимі наведено в таблиці 5.6.

Таблиця 5.6.

Відключення гілок в після аварійному режимі

Після аварійний режим	Відключення гілок
1. Відключення лінії ПЛ 5-4 , ВЛ 5-7-6	1,3,5,8,0,0
2. Відключення однієї лінії ПЛ 5-2	11,0,0,0,0,0

Мінімальна напруга зафіксована на ПС 3 при відключенні однієї ПЛ 5-4 $U_7=108,3$ кВ ($U^A \Rightarrow -6\%$). Найбільше завантаження ліній буде у випадку відключення однієї ПЛ 5-4 на ділянці 5-2 $P^A = 36,3$ МВт при допустимому значенні за нагрівом для провідників АС-120 $P_{дон}^{120} = 74$ МВт.

5.3. Режим найменших навантажень

При мінімумах добових і річних графіків доцільно відключати частину трансформаторів з метою зниження втрат потужності на холостий хід в тому випадку , якщо збільшення втрат потужності в обмотках трансформаторів при цьому менше, ніж зменшення в колі холостого ходу . Граничний критерій [35] :

$$S_{кр} = S_{ном} \cdot \sqrt{\frac{\Delta P_x \cdot n \cdot (n-1)}{\Delta P_k}}, \quad (5.6)$$

де: n – кількість трансформаторів на підстанції до відключення.

Для трансформаторів промислового району :

ТМН-6300 - $S_{кр}=4,5$ МВ·А ;

ТДН-10000 - $S_{кр}=6,8$ МВ·А ;

ТДН-16000 - $S_{кр}=10,7$ МВ·А ;

Відключення трансформаторів при визначенні мінімальних навантажень підстанцій (табл. 5.7).

Таблиця 5.7.

Режим найменших навантажень

Розрахункова величина	Одиниці вимірювання	Позначення	Підстанції							
			ПС1	ПС2	ПС3	ПС4	ПС6	ПС7	ПС8	
1. Номінальна напруга підстанції	кВ	U^{HM}	115	115	115	115	115	115	115	115
2. Кількість і номінальна потужність трансформаторів	МВ·А	$n \cdot S_{T\text{ном}}$	2x6,3	2x10	2x6,3	2x6,3	2x16	2x16	2x6,3	2x6,3
3. Найменше активне навантаження	МВт	$P_{п}^{HM}$	3,56	4,72	2,56	3,0	6,1	7,2	2,8	2,8
4. Найменше реактивне навантаження	МВАр	$Q_{п}^{HM}$	1,8	2,0	1,2	1,52	2,44	3,28	1,2	1,2
5. Втрати активної потужності в магнітопроводах	МВт	$\Delta P_{ст}$	0,023	0,028	0,023	0,023	0,038	0,038	0,023	0,023
6. Втрати активної потужності в обмотках	МВт	$\Delta P_{м}$	0,010	0,010	0,006	0,008	0,011	0,014	0,007	0,007
7. Сумарні втрати активної потужності в трансформаторах	МВт	$\Delta P_{т}$	0,033	0,038	0,029	0,031	0,049	0,052	0,030	0,030
8. Розрахункове навантаження підстанції	МВт	$P_{роз\ p}^{HM}$	3,593	4,758	2,589	3,031	6,149	7,252	2,83	2,83
9. Втрати реактивної потужності в магнітопроводах	МВАр	$\Delta Q_{ст}$	0,101	0,14	0,101	0,101	0,224	0,224	0,101	0,101
10. Втрати реактивної потужності в обмотках	МВАр	$\Delta Q_{м}$	0,147	0,171	0,083	0,115	0,221	0,280	0,102	0,102
11. Сумарні втрати реактивної потужності в трансформаторах	МВАр	$\Delta Q_{т}$	0,248	0,311	0,184	0,216	0,445	0,504	0,203	0,203
12. Реактивна потужність, що генерується лініями	МВАр	$\Sigma Q_{с/2}$	0,95	0,98	0,73	0,685	0,27	0,80	0,46	0,46

Таблиця 5.8.

Доцільне включення трансформаторів в режимі найменшого літнього навантаження

Величина	Одиниця вимірювання	Позначення	Підстанції						
			1	2	3	4	6	7	8
1 Найменше навантаження	МВ·А	$S_{\text{нм}}$	3,76	4,94	2,67	3,21	6,68	7,84	2,98
2 Кількість і номінальна потужність встановлених трансформаторів	МВ·А	$n \cdot X \cdot S_{\text{Т ном}}$	2x6,3	2x10	2x6,3	2x6,3	2x16	2x16	2x6,3
3 Критична потужність навантаження	МВ·А	$S_{\text{кр}}$	4,5	6,8	4,5	4,5	10,7	10,7	4,5
4 Доцільна кількість встановлених трансформаторів	шт.	n	1	1	1	1	1	1	1

5.4. Регулювання напруги

Основне регулювання напруги в системі електропостачання виконується на понижуючих підстанціях 110/10 кВ, котрі являються центрами живлення розподільчих мереж 10 кВ, трансформаторами з РПН . Регулювання здійснюється по зустрічному принципу спеціальною автоматикою в залежності від потужності (струму) навантаження на стороні НН підстанції.

Закони регулювання формуються на основі розрахунків розподільчої мережі і замірі напруги в характерних точках. Для нормальної схеми, звичайно, використовують лінійну залежність відключення напруги на шинах НН від активної потужності в межах зміни напруги від $P_{\text{нм}}$ до $P_{\text{нб}}$. При відсутності розрахункових чи дослідних даних про розподільчу мережу приймають відхилення напруги в режимі найбільших навантажень $V_{\text{нб}} = 5\%$, в режимі найменших навантажень $V_{\text{нм}} = 0$.

На рис .5.1 наведено закон регулювання для ПС 7. При експлуатації ПС 7 закон регулювання необхідно уточнити. Закон регулювання практично

реалізується в тому випадку, якщо діапазон регулювання пристроїв РПН перебільшує найбільше відхилення напруги у вузлах 110 кВ.

Як показують розрахунки режимів максимальних навантажень, мінімальних навантажень і після аварійних відключень відхилення напруги (протягом всього року) на всіх підстанціях змінюється в межах від -6% до $6,5\%$. Діапазон регулювання напруги пристроями РПН $\pm 16\%$ достатньо.

5.5. Уточнений баланс реактивної потужності

На основі попереднього балансу реактивної потужності (п. 1.2) був зроблений висновок про відсутність необхідності встановлення компенсуючих пристроїв. Перевіримо цей висновок на основі уточнених розрахунків.

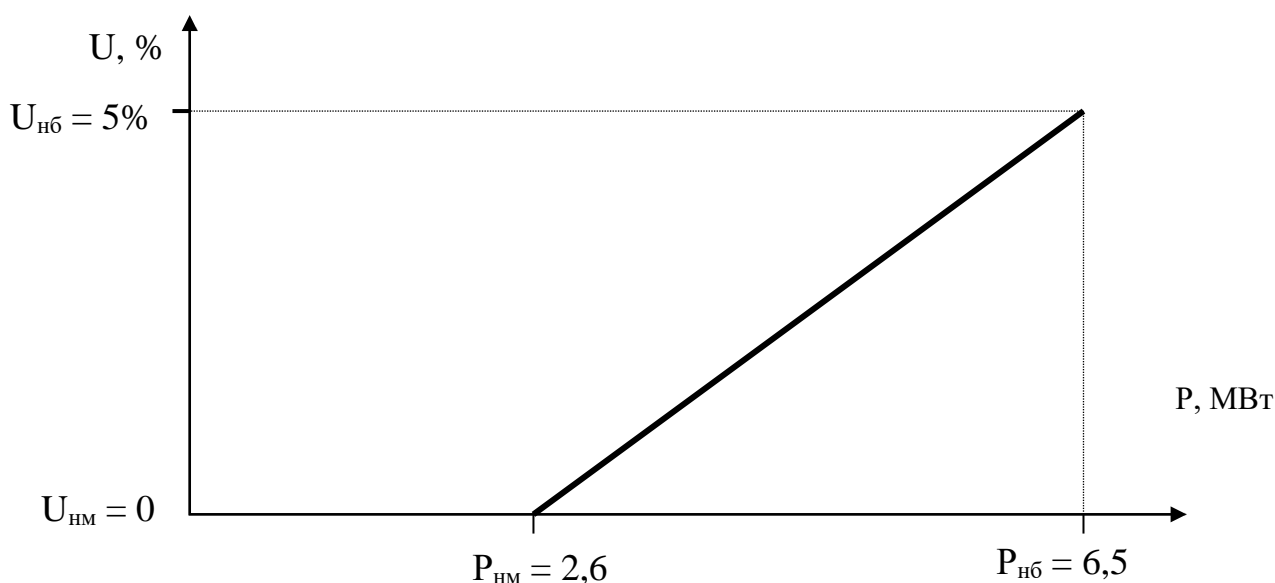


Рис. 5.1 - Закон регулювання напруги

Від центру живлення в мережу промислового району надходить реактивна потужність гілками 9-4, ВЛ 9-6¹ і 9-2. Сумарне споживання реактивної потужності складає:

$$Q_{\Sigma} = Q_{94} + Q_{96} + Q_{92} = 8,4 + 16,8 + 8,2 = 33,6 \text{ МВ}\cdot\text{Ар.}$$

Це значення не перевищує допустиму по режиму енергосистеми величину

$$Q_{\text{сист}} = 43 \text{ МВ}\cdot\text{Ар.}$$

Встановлення компенсуючих пристроїв не потрібно.

5.6. Висновки до розділу

У режимі найбільших навантажень мінімальна напруга зафіксована на ПС 3 «Бережани» при відключенні однієї ПЛ 5-4 (- 6%). Найбільше завантаження лінії буде у випадку відключення однієї ПЛ 5-4 на ділянці 5-2.

Розрахунки режимів максимальних, мінімальних навантажень і після аварійних відключень показують, що відхилення напруги (протягом всього року) на всіх підстанціях змінюється в межах від - 6% до + 6,5%. Діапазон регулювання напруги пристроями РПН - $\pm 16\%$, достатній для компенсування відхилень.

РОЗДІЛ 6

ОБГРУНТУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ

6.1. Методика оцінки економічної ефективності інженерних рішень

Методика оцінки економічної ефективності інженерних рішень допускає виконання такого комплексу робіт:

- вибір об'єкта для порівняння;
- вибір системи показників, які відображають особливості рішень, які аналізуються, і виявлення переваг рішення, яке пропонується порівняно з базовим;
- підготовка і збір вихідної інформації;
- розрахунок і аналіз показників економічної ефективності.

Вимоги до вибору бази для порівняння варіантів інженерного рішення відрізняються в залежності від того, на якому етапі проводиться аналіз. На етапі формування планів науково-дослідницьких і експериментально-конструкторських робіт в якості бази для порівняння приймаються показники найкращої техніки.

На етапі формування планів щодо освоєння перших промислових серій, введення прогресивної технології, нових методів організації виробництва і праці, а також введення в експлуатацію нової техніки - показники техніки, що замінюється.

Необхідно мати на увазі, що в якості бази порівняння необхідно приймати аналоги не по конструктивних якостях, а по призначенню, по тих функціях, які має виконувати виріб. При створенні засобів механізації і автоматизації, які не мають аналогів, в якості об'єктів для порівняння необхідно приймати комплект засобів, який забезпечує виконання тих самих операцій.

Система показників, необхідних для техніко-економічних розрахунків, виявляється в процесі встановлення переваг інженерних рішень, що розглядаються, порівняно з базовим варіантом. При цьому конкретно визначається, за рахунок чого може бути отриманий економічний ефект.

При визначенні річного економічного ефекту повинно бути забезпечене співвідношення порівнюваних варіантів нової і базової техніки по об'єму виготовленої за допомогою нової техніки продукції (роботи), якісних параметрах,

фактору часу, соціальним факторам виробництва і використання продукції.

Ще одним важливим моментом встановлення економічної ефективності є відповідь на запитання, що робити з отриманими показниками ефективності. Ці показники не є самоціллю - вони повинні бути підставою для ухвалення управлінського рішення. Щоб це відбулося, при ухваленні рішення повинна бути база порівняння - своєрідний шаблон, з яким необхідно зіставляти отримані показники. Якщо проаналізований показник умовно кращий від встановленого шаблону, виникає підстава для ухвалення позитивного рішення; якщо гірший - доводиться говорити про передумови для негативного рішення.

Формування бази порівняння є невід'ємною проблемою всієї практики встановлення ефективності. Аналіз джерел інформації дає можливість говорити, що для формування подібної «бази» можуть використовуватися такі показники [10]:

- значення кращих із проаналізованих варіантів ухвалення рішень; у даному випадку можна сказати, що "шаблон" для порівняння перебуває серед найбільш отримуваних показників;

- значення кращих вітчизняних та/чи зарубіжних варіантів;

- значення існуючого стану (зокрема зразка, що використовується у даний момент);

- значення умовного нормативу, тобто затвердженого у масштабах національної економіки, галузі чи регіону підприємства стандартного показника економічної ефективності.

Кожний із зазначених підходів має свої переваги і недоліки, а головне – свою специфічну сферу застосування.

6.1.1. Економічна ефективність і життєвий цикл виробу

Будь-який вид продукції – лише ланка у ланцюзі з назвою «життєвий цикл виробу», що складається із таких основних стадій (див. рис. 6.1).

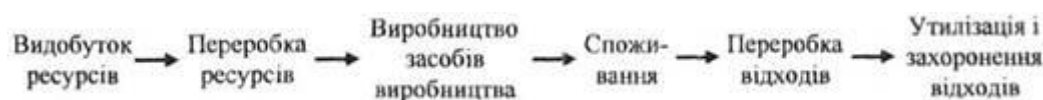


Рис. 6.1 - Стадії життєвого циклу виробів

Планований економічний захід може бути здійснений на будь-якій стадії розглянутого циклу. Зумовлені ним зміни пов'язані з цілим комплексом суспільних явищ (соціальних, економічних, екологічних ефектів). Найчастіше вони не обмежуються стадією, де було здійснено захід (умовно - поточна стадія), але поширюються й на інші етапи життєвого циклу. Частина зазначених ефектів реалізується на етапах, що слідують за стадією реалізації заходу (умовно - наступні стадії). Але є й такі ефекти (хоч на перший погляд це може здаватися дивним), що можуть виникати на попередніх стадіях, тобто тих, що відбуваються до етапу, де реалізується захід (умовно - попередні стадії).

Схематично постадійна картина реалізації ефектів від здійснюваного заходу показана на рис. 6.2.



Рис. 6.2 - Умовна схема постадійної реалізації ефектів заходу, що розглядається.

Сумарна величина економічного ефекту $E_{\text{сум}}$ від реалізації передбаченого заходу упродовж усього життєвого циклу виробу має такий вигляд:

$$E_{\text{сум}} = E_{\text{попер}} + E_{\text{поточн}} + E_{\text{наст}}, \quad (6.1)$$

де $E_{\text{попер}}$ - сумарна величина економічних ефектів, що реалізуються на попередніх стадіях;

$E_{\text{поточн}}$ - сумарна величина економічних ефектів, що реалізуються на поточній стадії;

$E_{\text{наст}}$ - сумарна величина економічних ефектів, що реалізуються на наступних стадіях.

Приклад отримання постадійного ефекту.

Завдяки удосконаленню конструкції турбіни електростанції вдалося скоротити її металомісткість у 1,3 рази; при цьому 70% кольорових металів було замінено на кераміку, що забезпечило економію коштів у розмірі 72 тис. грн. при виробництві турбіни та зменшення еколого-економічних збитків на стадіях виробництва металів у розмірі 58 тис. грн. Нова конструкція дає можливість знизити енергоємність експлуатації виробу на 20%, економлячи до 18 млн грн. на рік експлуатації. Крім того, завдяки конструктивним рішенням вдалося домогтися повного розбирання виробу після завершення терміну його експлуатації, що дозволяє на 40% зменшити кількість відходів, забезпечуючи економію у 40 тис. грн.

Висновки щодо отриманих постадійних ефектів за стадіями виробництва мають такий вигляд:

- *поточна стадія* (зниження собівартості виготовлення виробу за рахунок зменшення витрат на матеріали) - ефект у розмірі 72 тис.грн.;
- *попередні стадії* (зниження еколого-економічних збитків на стадіях виробництва металів (додаткова складова ефекту, зумовлена зменшенням необхідності у виробництві важких металів) - ефект у розмірі 58 тис.грн.;
- *наступні стадії* (зниження експлуатаційних витрат завдяки меншій потребі в енергоресурсах; зменшення витрат на утилізацію відходів; додатковий ефект від реалізації відходів) - ефект у розмірі 18 млн. грн. на рік упродовж терміну експлуатації турбіни та 40 тис. грн. при утилізації відходів.

Описана картина схематично характеризує економічний простір реалізації економічних ефектів господарського заходу. Як правило, лише частина реально існуючих у межах національної економіки ефектів сприймається безпосередньо економічним суб'єктом, що здійснює даний захід. Вигоду або ж збитки від інших ефектів отримують можливість (або вимушену необхідність) сприймати інші господарські суб'єкти.

6.1.2. Ступінь деталізації розрахунків економічної ефективності

Від функцій, що виконують показники економічної ефективності, залежить необхідний ступінь деталізації (точності) розрахунку. Управлінські рішення, що ухвалюються на рівні національної чи економіки регіону (області, району, міста)

передбачають урахування усереднених оцінок, що само по собі зумовлює укрупнений (приблизний) характер розрахунку показників.

Ухвалення ж рішень на рівні підприємства, навпаки, потребує детальних розрахунків, які б враховували якнайбільше подробиць і нюансів, пов'язаних із розглянутим заходом і умовами, в яких його передбачається реалізувати. Хоча і тут точність розрахунку повинна відповідати потребам управлінських завдань, а головне - вони повинні порівнюватися з обсягами інвестування, на які впливають ці рішення.

6.2. Техніко-економічне обґрунтування заміни оливних вимикачів 110 кВ на елегазові та оливних вимикачів 35 кВ на вакуумні

Ремонт та подальша експлуатація оливних автоматичних вимикачів номіналом 110 й 35 кВ, які відслужили свій ресурс, економічно не вигідні з таких причин:

- запасні частини до такого обладнання, в основному, відсутні у зв'язку з припиненням їх випуску заводами-виробниками;
- технічні характеристики такого обладнання не відповідають вимогам сучасності, що ускладнює їх ремонт і вимагає значних витрат матеріалів та затрат часу на їх ремонт, вимагає скорочення міжремонтних термінів;
- таке обладнання практично не піддається телемеханізації.

Однак, основна причина необхідності заміни оливних вимикачів - їх ненадійна робота, що призводить до масштабних відключень споживачів електроенергії та пошкоджень основного обладнання силових трансформаторів і обладнання вищого класу напруги.

Тому, в даному випадку, необхідно здійснювати заміну обладнання на нове, більш сучасне і надійне.

6.2.1. Оцінка економічної ефективності заміни вимикачів 110кВ

На підставі багаторічного аналізу за даними місцевого гідрометеоцентру тривалість середньодобових температур повітря нижче $+5^{\circ}\text{C}$ складає 190 днів на рік. При температурі $+5^{\circ}\text{C}$ і нижче повинні включатись обігрів комірок оливних

вимикачів і їх приводів. Число годин роботи:

$$T = 190 \cdot 24 = 4560 \text{ год.}$$

Споживання електроенергії на обігрів оливного вимикача та його приводу.

Для вимикачів 110 кВ потужність обігрівача з боку приводу - 2,5 кВт. При тривалості роботи обігрівача $T = 4560$ год. використання електроенергії на обігрів вимикача складе:

$$W_1 = 2,5 \cdot 4560 = 11400 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Споживання електроенергії на обігрів елегазового вимикача та його приводу.

Для елегазових вимикачів номіналом 110 кВ потужність обігрівача з боку приводу - 0,6 кВт, але при температурі нижче -35°C , що в цих кліматичних умовах становить не більше 25-30 днів. Проте, для оцінки економічного ефекту враховуємо ту ж тривалість роботи обігрівача $T = 4560$ год. Тоді використання електроенергії на обігрів вимикача складе:

$$W_2 = 0,6 \cdot 4560 = 2736 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Отже, річна економія електроенергії на обігрів при заміні 1 оливного вимикача на елегазовий складе:

$$\Delta W = W_1 - W_2 = 11400 - 2736 = 8664 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

При тарифі $C = 2,12$ грн. за 1 кВт·год. економія при заміні одного оливного вимикача на елегазовий становитиме:

$$E_e = \Delta W \cdot C = 8664 \cdot 2,12 = 18,368 \text{ тис. грн.}$$

Затрати на ремонт.

Капітальний ремонт кожного вимикача виконується 1 раз за 6 років.

Вартість капремонтів одного вимикача:

$$C_{\text{кап}} = 4,4 \text{ тис. грн.}$$

Заміна оливи у вимикачі проводиться 1 раз на дванадцять років, але при незадовільному стані оливи заміна може проводитись позапланово.

Вартість заміни оливи одного вимикача:

$$C_{\text{зам. оливи}} = m \cdot C_{\text{оливи}}.$$

$C_{\text{зам. оливи}} = 800 \text{ л} \cdot 48 \text{ грн./л} = 38,4 \text{ тис. грн.}$ де m – маса оливи в одному вимикачі, $C_{\text{оливи}}$ – вартість 1 кг оливи.

Вартість поточного ремонту одного вимикача:

$$C_{nom} = 0,75 \text{ тис. грн.}$$

Через незадовільний стан мереж 110 кВ, а також зношення оливних вимикачів і їх приводів в міжремонтний період додатково виконується ще один капітальний ремонт:

$$C_{заз} = 4,4 \cdot 2 = 8,8 \text{ тис. грн.}$$

Вартість капремонту 1 вимикача за 6 років складає:

$$C_{кап}^6 = 8,8 \text{ тис. грн.}$$

Вартість поточного ремонту 1 вимикача за 6 років складає:

$$C_{nom}^6 = 0,75 \cdot 6 = 4,5 \text{ тис. грн.}$$

Разом вартість поточних та капітальних ремонтів, заміни оливи за 6 років складає:

$$C_{рем}^6 = 8,8 + 4,5 + (38,4 / 2) = 32,5 \text{ тис. грн.}$$

Елегазові вимикачі не потребують проведення капітального ремонту (лише експлуатаційне обслуговування і контроль перехідного опору при наближенні до граничної цифри відключень).

Економія затрат на капітальний ремонт на рік при заміні одного оливного вимикача на елегазовий складає:

$$E_{ol} = C_{рем}^6 / 6; \quad E_{ol} = 32,5 / 6 = 5,417 \text{ тис. грн.}$$

Таким чином, економічна ефективність від заміни одного оливного вимикача на елегазовий рівна:

$$E_I = E_{el} + E_{ol}; \quad E_I = 18,368 + 5,417 = 23,785 \text{ тис. грн.}$$

При заміні 2-х шт. вимикачів очікуваний економічний ефект за рахунок економії електроенергії і зменшення затрат на ремонт складатиме:

$$E = E_I \cdot 2 = 23,785 \cdot 2 = 47,570 \text{ тис. грн.}$$

Рентабельність інвестицій:

$$R_i = \frac{E + A}{K}; \quad R_i = \frac{47,570 + 1500 \cdot 0,1}{1500} = 0,132,$$

де E – очікуваний щорічний дохід за рахунок зменшення втрат електроенергії;
 A – амортизаційні відрахування на реновацію (10%);
 K – інвестиції (капітальні затрати) на обладнання.

Термін окупності:

$$T_{ок} = \frac{1}{R_i}; \quad T_{ок} = \frac{1}{0,132} = 7,6 \text{ років.}$$

Термін служби елегазового вимикача при нормальних умовах експлуатації, складає 30-40 років.

6.2.2. Оцінка економічної ефективності заміни вимикачів 35кВ

Споживання електроенергії на обігрів оливного вимикача та його приводу.

Для вимикачів 35 кВ потужність обігрівача з боку приводу – 1,5 кВт. При кількості роботи обігрівача $T = 4560$ годин (6.2.1) використання електроенергії на обігрів вимикача складе:

$$W_1 = 1,5 \cdot 4560 = 6840 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

Використання електроенергії на роботу елегазового вимикача.

Для вакуумних вимикачів номіналом 35 кВ потужність обігрівача з боку приводу – 0,3 кВт; використання електроенергії на обігрів вимикача складе:

$$W_2 = 0,3 \cdot 4560 = 1368 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

Отже, річна економія електроенергії при заміні 1 оливного вимикача на елегазовий складе:

$$\Delta W = W_1 - W_2; \quad \Delta W = 6840 - 1368 = 5472 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

При тарифі $C = 2,12$ грн. за 1 кВт·год. економія при заміні одного оливного вимикача на вакуумний становитиме:

$$E_e = \Delta W \cdot C; \quad E_e = 5472 \cdot 2,12 = 11,601 \text{ тис. грн.}$$

Затрати на ремонт.

Капітальний ремонт кожного вимикача виконується 1 раз в 6 років.

Вартість капремонтів одного вимикача:

$$C_{кап} = 4,4 \text{ тис. грн.}$$

Заміна оливи у вимикачі проводиться раз на дванадцять років, але при незадовільному стані оливи заміна може проводитись позапланово.

Вартість заміни оливи одного вимикача:

$$C_{зам. оливи} = m \cdot C_{оливи};$$

$$C_{зам. оливи} = 200 \cdot 48,0 = 9,6 \text{ тис. грн.}$$

де m – маса оливи в одному вимикачі,

$C_{оливи}$ - вартість 1 кг оливи.

Вартість поточного ремонту одного вимикача:

$$C_{ном} = 0,75 \text{ тис. грн.}$$

Через незадовільний стан мереж 35 кВ, а також зношення оливних вимикачів і їх приводів, в міжремонтний період додатково виконується ще один капітальний ремонт:

$$C_{заг} = 4,4 \cdot 2 = 8,8 \text{ тис. грн.}$$

Вартість капремонту 1 вимикача за 6 років складає:

$$C_{кап}^6 = 8,8 \text{ тис. грн.}$$

Вартість поточного ремонту 1 вимикача за 6 років складає:

$$C_{ном}^6 = 0,75 \cdot 6 = 4,5 \text{ тис. грн.}$$

Разом вартість поточних та капітальних ремонтів, заміна оливи за 6 років складає:

$$C_{рем}^6 = 8,8 + 4,5 + (9,6 / 2) = 18,1 \text{ тис. грн.}$$

Вакуумні вимикачі не потребують проведення капітального ремонту (лише експлуатаційне обслуговування і контроль перехідного опору при наближенні до граничної цифри відключень).

Економія затрат на капітальний ремонт на рік при заміні одного оливного вимикача на вакуумний складе:

$$E_{ол} = C_{рем}^6 / 6 = 18,1 / 6 = 3,017 \text{ тис. грн.}$$

Таким чином, економічна ефективність від заміни одно оливного вимикача на вакуумний рівна:

$$E_I = E_{ел} + E_{ол}; \quad E_I = 11,601 + 3,017 = 14,618 \text{ тис. грн.}$$

При заміні 2-х шт. вимикачів очікуваний економічний ефект за рахунок економії електроенергії і зменшення затрат на ремонт складатиме:

$$E = E_I \cdot 2; \quad E = 14,618 \cdot 2 = 29,236 \text{ тис. грн.}$$

Рентабельність інвестицій:

$$R_i = \frac{E + A}{K}; \quad R_i = \frac{29,3 + 420 \cdot 0,1}{420} = 0,170,$$

де E – очікуваний щорічний дохід за рахунок зменшення втрат електроенергії;
 A – амортизаційні відрахування на реновацію (10%);
 K – інвестиції (капітальні затрати).

Термін окупності:

$$T_{ок} = \frac{1}{R_i}; \quad T_{ок} = \frac{1}{0,170} = 5,9 \text{ років.}$$

Термін служби вакуумного вимикача при нормальних умовах експлуатації складає 30-40 років.

6.3. Висновки щодо економічної ефективності реконструкції трансформаторної підстанції 110/35/10 кВ заміною автоматичних вимикачів

Провівши аналіз отриманих результатів можна зробити висновок, що приведені витрати на експлуатацію елегазових вимикачів номіналом 110 кВ менші, ніж для такого ж номіналу оливних вимикачів. Незважаючи на те, що вартість елегазових вимикачів перевищує вартість оливних вимикачів їхня заміна буде мати явний технічний ефект і тому є доцільною. При цьому річний економічний ефект складе 47,570 тис.грн.

Аналізуючи такі ж результати щодо заміни оливних вимикачів номіналом 35 кВ на вакуумні того ж номіналу, отримуємо не тільки технічний ефект і доцільність заміни, але й економічний ефект, який за підсумком року складе величину 29,236 тис. грн.

РОЗДІЛ 7

ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

7.1. Аналіз конструкцій та методів розрахунку заземлюючих пристроїв трансформаторних підстанцій

Вимоги до заземлювальних пристроїв трансформаторних підстанцій номіналу 110 кВ не обмежуються тільки міркуваннями техніки безпеки. Дедалі більшу роль починають відігравати питання електромагнітної сумісності електрообладнання, що встановлюється на підстанціях (ПС), і, зокрема, питання захисту від перенапруг та імпульсних завад, у вирішенні яких важливу роль відіграють параметри заземлювального пристрою (ЗП) підстанції.

7.1.1. Конструкція сітки заземлюючого пристрою

Правила улаштування електроустановок [33] регламентують, як повинен виконуватися вирівнювальний потенціал напруги сітка ЗП на території ПС. При цьому наголошується, що відстань між поперечними смугами сітки рекомендовано приймати такою, що збільшується від периферії до центру заземлювальної сітки, причому перша і подальші відстані, починаючи від периферії, не повинні перевищувати відповідно 4,0; 5,0; 6,0; 7,5; 9,0; 11,0; 13,5; 16,0; 20,0 м.

Принцип збільшення відстані між поперечними смугами заземлювальної сітки від периферії до центру, очевидно, закладено не випадково і має на меті вирівнювання напруги дотику на поверхні землі відкритого розподільчого пристрою ПС (ВРП) при протіканні струму замикання на землю. Розміри комірок заземлювальної сітки повинні збільшуватися від периферії до центру, тому що в іншому випадку напруга дотику на периферії ВРП буде більшою, ніж в центрі.

Зовнішній «потенціалопонижувальний» контур ЗП, як правило, виходить за межі території підстанції, що допускається нормами ПУЕ. Однак, зовнішня територія не відноситься до охоронної зони, а тому необхідно передбачити додаткові заходи безпеки, оскільки безпосередньо над смугою зовнішнього контуру ЗП в момент однофазного короткого замикання (ОКЗ) можуть виявитися діти, тварини, люди без спецодягу, а можливо, і без взуття. Для таких випадків

нормативи ПУЕ навряд чи застосовні. Зокрема, в ПУЕ зазначено, що «значення напруг дотику і струмів встановлені для людей з масою тіла від 15 кг» (до речі, нормативний час захисного відключення для тварин згідно ПУЕ менший, ніж для людей).

Очевидно, що саме прагненням знизити напругу дотику продиктована рекомендація ПУЕ: «зовнішній контур заземлювального пристрою в цьому випадку (тобто при виході ЗП за межі огорожі підстанції) рекомендується виконувати у вигляді багатокутника з тупими або округленими кутами».

7.1.2. Особливості розрахункових значень опору заземлюючого пристрою

У наведеному в [39] прикладі опір ЗП ПС 110/35/6 кВ розрахований, виходячи з величини максимально ймовірної допустимої напруги дотику і становить 2,88 Ом, що більше ніж в 5 разів перевищує опір, визначений іншим способом - за величиною опору розтікання (0,5 Ом). Це значення дозволяє відповідно скоротити розміри ЗП і витрати металу.

Однак, при використанні методу розрахунку ЗП по допустимій напрузі дотику висновок, що отримані результати задовольняють вимогам ПУЕ, можна зробити лише після ретельного аналізу всіх можливих режимів роботи мережі, розрахунку для цих режимів максимальних і мінімальних значень струмів ОКЗ в заданій точці з виділенням складових від системи і споживачів. Після цього необхідно проаналізувати роботу основних та резервних захистів повітряної лінії (ПЛ) 110 кВ в різних режимах, оскільки згідно ПУЕ для робочих місць приймається час дії резервних захистів, а для решти території підстанції - час дії основних захистів ПЛ 110 кВ.

Фахівцям, що знайомі зі сформованою в даний час практикою проектування підстанцій різними, часом не цілком компетентними організаціями (особливо в частині аналізу режимів роботи енергосистем і релейних захистів), має бути зрозуміло, що таке завдання для них дуже складне. А значить, неминучі помилки, наприклад, у визначенні дійсного часу відключення ОКЗ в різних режимах енергосистеми. При прийманні підстанції в експлуатацію цей час, на жаль, не можна «заміряти», на відміну, наприклад, від вимірювання опору ЗП. Тому не

буде впевненості у виконанні важливих вимог, що стосуються умов безпеки при експлуатації.

У наведеному в [39] прикладі, судячи по невеликій величині струму ОКЗ на ВРП 110 кВ, лінії живлення 110 кВ повинні бути досить довгими. На таких лініях перші швидкодіючі ступені захистів нульової послідовності, зазвичай, не охоплюють всю лінію. У цьому випадку в якості основного захисту від ОКЗ в кінці лінії виступають наступні (друга, третя та ін.) ступені захисту, що діють з витримками часу 0,6 с; 1,1 с, а час дії резервних захистів ще більший. Таким періодами часу, згідно з таблицею стандарту ДСТУ ГОСТ 12.1.038:2008 «Система стандартів безпеки праці. Електробезпека. Гранично допустимі значення напруг дотику та струмів», відповідають гранично допустимі напруги дотику: на робочих місцях - 20 В, на решті території ПС - 95 В. Це набагато менше, ніж подані у [39] дані щодо напруг дотику.

При ОКЗ на ЗРП 110 кВ струм з пошкодженої фази повертається до джерела к. з. не тільки через заземлювальний пристрій самої ПС, а й через паралельно увімкнені грозозахисні підвісні троси ПЛ 110 і 35 кВ і заземлювальні пристрої опор. Справа в тім, що згідно з вимогами ПУЕ [33], підхід кожної ПЛ 110 і 35 кВ до ПС повинен захищатися грозозахисним тросом на відстані не менше 1 км від ПС. Грозозахисний трос заземлюють як на ПС, так і на кожній опорі ПЛ. При цьому опір заземлювача кожної опори повинен бути не більше (10 ... 20) Ом. Беручи до уваги кількість ПЛ 35 кВ (не менше двох на кожну секцію шин) і, як мінімум, одну двокільцеву ПЛ 110 кВ, а також кількість заземлених опор на ділянці 1 км - 10 шт, можна підрахувати *еквівалентний опір заземлення* всіх опор R_{Σ} (опором троса можна знехтувати):

$$R_{\Sigma} = \frac{10 \dots 20}{5} \cdot 10 = 0,2 \dots 0,4 \text{ Ом.}$$

Очевидно, що цей опір на порядок менший від опорів заземлювального пристрою ПС, розрахованих за умовами напруг дотику (5,2 Ом і 2,8 Ом), і, таким чином, загальний опір струму однофазного к.з. є меншим величини 0,5 Ом, необхідної згідно нормативу ПУЕ за умовою забезпечення опору ЗП.

Таким чином, головне завдання ЗП полягає у таких випадках в забезпеченні

вирівнювання потенціалу на території підстанції.

7.1.3. Додаткові вимоги до заземлюючих пристроїв трансформаторних підстанцій

Вимоги до ЗП на підстанціях напругою 110/35/6 (10) кВ в даний час не обмежуються тільки забезпеченням максимально допустимої напруги і безпечної напруги дотику.

Масове впровадження на таких підстанціях мікропроцесорних пристроїв захисту (МППЗ), автоматики, АСУ ТП і зв'язку висунуло нові вимоги до ЗП підстанцій. Ці вимоги в загальному вигляді можна сформулювати як забезпечення електромагнітної сумісності (ЕМС) абсолютно різного за своїми параметрами електрообладнання. З одного боку, це потужна комутаційна і захисна апаратура 110 кВ: вимикачі, роз'єднувачі, розрядники (обмежувачі перенапруг), блискавковідводи, а з іншого - побудоване на мікропроцесорній базі високочутливе електрообладнання захистів, автоматики, телемеханіки, зв'язку. Мова, таким чином, йде про обмеження потужного електромагнітного впливу електрообладнання першої групи на високочутливе обладнання другої групи.

Як показали дослідження [39], імпульсний опір ЗП підстанції струму блискавки в кілька разів перевищує опір ЗП на частоті 50 Гц. Це пояснюється високочастотним характером струму грозового розряду. Так, при вимірах на одній з підстанцій з'ясувалося, що імпульсний опір ЗП ПС при грозовому розряді складає 2,88 Ом, тоді як на частоті 50 Гц він не перевищував 0,5 Ом. При цьому напруга в точці приєднання блискавковідводу до ЗП становила сотні кіловольт.

Таким чином, в тих випадках, якщо при розрахунках заземлювальних пристроїв ПС за методом напруги дотику розрахований опір в декілька разів перевищує 0,5 Ом, слід враховувати можливість негативного впливу цього опору на електромагнітну сумісність обладнання (перенапруження, завадозахищеність і т. ін.). Конструкція ЗП на ПС повинна відповідати не тільки вимогам безпеки обслуговування, але також вимогам електромагнітної сумісності електрообладнання.

7.2. Ефективність сучасних інформаційних технологій щодо сповіщення про виникнення надзвичайних ситуацій

Статистика даних про виникнення надзвичайних ситуацій (далі – НС) в Україні свідчить про тенденцію зростання НС і потребує розробки інтегрованої системи моніторингу та оповіщення, що повинна відповідати цілому ряду сучасних вимог. Таку систему доцільно розробляти на основі інноваційних інфокомунікаційних технологій, а саме: геоінформаційних систем, краудсорсингових технологій та безпілотних літальних апаратів.

Геоінформаційні системи (ГІС) - це інформаційні системи, призначені для збирання, зберігання, аналізу та візуалізації (видачі) геопросторових даних. Зараз у світі знайшли застосування інформаційно-аналітичні системи на основі ГІС-технологій, серед яких слід відмітити такі[26]:

- Globalassessmentreport (GAR) – глобальна доповідь про стан ризиків на планеті, яка щорічно видається підрозділом ООН, що займається питаннями зниження ризиків (UNISDR). Застосування системи GAR можливе в якості додатку для довідкових даних у разі виникнення необхідності створення моделей з оцінювання ризику;

- Globalfloodawareness (GLOFAS) – більш спеціалізована інформаційно-аналітична система, метою якої є надання інформації стосовно ризиків виникнення повеней у глобальному масштабі. Інформація стосовно Європи на цьому ресурсі є недоступною. Доступ до європейського ресурсу з питань повеней знаходиться на окремому ресурсі EFAS;

- The European Flood Awareness System (EFAS) – компонента системи раннього виявлення небезпеки сервісу Copernicus EMS, котра здійснює спостереження вже існуючих на даний момент повеней та тих, що прогнозуються в Європі на 10 днів вперед;

- The European Forest Fire Information System (EFFIS) та Global Wildfire Information System (GWIS) – складова системи раннього виявлення небезпеки сервісу Copernicus EMS. EFFIS забезпечує інформацією в режимі реального часу та має архіви тих подій, що вже сталися, стосовно лісових пожеж і стану пожежної небезпеки в лісах Європи, Середнього Сходу та Північноафриканського

регіону. GWIS має за мету глобальний моніторинг випадків природних пожеж;

– Global disaster alert and coordination centre (GDACS) – онлайн-ресурс, згідно з яким можна прослідкувати глобальну інформацію стосовно можливості виникнення основних видів природних НС в режимі реального часу;

– European regional risks atlas (ERRA) – спеціалізований атлас на основі ГІС-технологій, який розроблений в рамках програми із запобігання, підготовки і реагування на антропогенні та стихійні лиха в країнах східного партнерства, зокрема, Азербайджану, Білорусі, Вірменії, Грузії, Молдови і України. Великою перевагою такого ресурсу є можливість його вдосконалення у відповідності до потреб України, оскільки інформаційне наповнення цього ресурсу залежить від країни, яка бере участь у програмі;

– European Radiological Data Exchange Platform (EURDEP) – європейська система обміну радіологічними даними. Мапа цієї платформи відображає стан радіаційної безпеки у формі рівню за останню добу. Інформація про НС радіаційного характеру надходить через системи раннього виявлення (ECURIE чи EMERCON). Дані про радіологічний стан, котрі знаходяться на веб-сайті, оприлюднюються лише для відома;

– The European Atlas of Natural Radiation (EANR) – колекція мап, котрі відображають радіаційні рівні, утворені різними природними джерелами в Європі. Це здійснюється з метою показати загальну дозу радіації, котру отримує людство упродовж року внаслідок природних джерел радіації шляхом комбінування багатьох шарів карт.

Технології з розроблення нових засобів збору та поширення інформації з різними цілями, в тому числі й з метою організації цивільного захисту під час загроз та / або виникнення НС отримали назву краудсорсинг. До краудсорсингових платформ належать: “Ушахіді”, “Карта допомоги”, “Віртуальна ринда”, “Ліза Алерт”, “Космознімки - пожежі” тощо.

Ще одним можливим засобом моніторингу та оповіщення про загрозу та/або виникнення НС є безпілотні літальні апарати (БПЛА). Безпілотний літальний апарат (дрон) – літальний апарат, який літає та сідає без фізичної присутності пілота на його борту, що дозволяє йому безперешкодно бути там, де

людині здійснити моніторинг неможливо. БПЛА відрізняються від інших технічних засобів низькою вартістю, простотою конструкції, можливістю застосування в будь-яких умовах без обмежень щодо екіпажу, більш точними маневровими характеристиками, відсутністю необхідності створення спеціальної інфраструктури тощо [26].

Безумовна необхідність зниження ризиків виникнення НС різного характеру ставить перед відповідними посадовцями завдання застосування прогресивних систем моніторингу і оповіщення загрози та / або виникнення НС. Світовий досвід розроблення й впровадження таких моделей розвитку захисту населення і територій дає можливість українцям впровадити його в парадигмі реалій нашої держави. Застосування об'єднаних зусиль держави та сучасних інфокомунікаційних технологій в умовах НС дозволить підвищити продуктивність та скоординованість дій аварійно-рятувальних підрозділів, забезпечити своєчасне реагування на виникнення нових небезпек, мінімізувати людські жертви, матеріальні втрати та негативний вплив на довкілля.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ВИПУСКНОЇ РОБОТИ

В магістерській роботі розроблені заходи підвищення ефективності системи електропостачання ТП 110/10 кВ шляхом модернізації електроустаткування та впровадження сучасних інформаційних технологій для покращення обліку електроенергії й зменшення її втрат в електромережах.

Отримані такі результати:

1. Проведений аналіз навантажень району електропостачання 110/10 кВ з понижувальною підстанцією «Бережани», а також аналіз електроустаткування та стану комутаційного обладнання підстанції.

2. Досліджені моделі зменшення втрат електроенергії та отримання економічного ефекту в електромережах 110/10 кВ при їх реконструкції з впровадженням сучасних інформаційних технологій.

3. Проведений розрахунок навантажень району електропостачання підстанції при їх найбільших і найменших значеннях та перевірена можливість регулювання напруги підстанцією.

4. В ході модернізації підстанції проведений вибір комутаційного обладнання для підвищення надійності постачання електроенергії споживачам: високовольтних вимикачів, роз'єднувачів, обмежувачів перенапруги, трансформаторів струму і напруги, власних потреб та інше електроустаткування.

5. Проведений розрахунок струмів короткого замикання в характерних точках електричної схеми підстанції, необхідних для вибору і перевірки електричних апаратів та провідників підстанції, а також для вибору уставок релейного захисту і визначення їх чутливості.

Досліджена можливість реконструкції електромережі 110/10 кВ та електроустаткування з цифровою периферією понижувальної трансформаторної підстанції «Бережани» на основі впровадження інформаційних технологій підвищить ефективність функціонування системи електропостачання, а також сприятиме безпеці персоналу й зменшенню шкідливого впливу на довкілля.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Батлук В. А. Охорона праці. Підручник / В. А. Батлук, М. П. Кулик, Р. А. Яцюк.
– Львів : Вид-цтво НУ «Львівська політехніка», 2009, 360 с.
2. Бень Т. Г. До визначення економічної ефективності інвестицій // Економіка України. – 2007. - №4. – С.12–19.
3. Бойчик І. М. Економіка підприємства. Навч. посіб. – Вид. 2-е, доп. і перероб. – К. : Атіка, 2007. – 528с.
4. Бойчук Ю. Д. Екологія і охорона навколишнього середовища. Навч. посібн. / Ю Д. Бойчук, Е. М. Солошенко, О. В. Бугай. – Суми : Університетська книга, 2012.
– 284 с.
5. Бригхэм, Юджин Финансовый менеджмент. Теория и практика / Юджин Бригхэм, Майкл Эрхардт ; [пер. с англ. под ред. Е. А. Дорофеева]. – 10-е изд. – СПб. : Питер, 2009. – 960 с. : ил. – (Серия «Академия финансов»).
6. Бромвич, Майкл Анализэкономическойэффективностикапиталовложений : пер. с англ. / Майкл Бромвич ; [пер. А. Г. Пивовара]. – М. : ИНФРА–М, 1996. – 425 с. : ил.
7. Буславец О. А. Інформаційне забезпечення для ефективного планування заходів зі зменшення втрат електроенергії у розподільних електричних мережах / О. А. Буславец, В. В. Кулик, П. Д. Лежнюк // Наукові праці Дон. нац. техн. ун-ту. Електротехніка і енергетика. – 2015. - №1 (17). – С. 103–109.
8. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні мережі : ГКД 340.000.002–97. – Офіц. вид. – К. : Міненерго України, 1997. – 52 с. – (Галузевий керівний документ).
9. Гончар М. І. Розрахунок технічних втрат електричної енергії з використанням методів спрощення / М. І. Гончар, С. А. Попадченко, К. Є. Шаповалов // Вісник Харків. нац. техн. ун-ту сільськ. госп-ва. – 2013. – Вип. 141. – С.3–7.
10. Денисюк С. П. Формування технологічного базису модернізації розподільних електричних мереж на основі концепції SMART GRID //

Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2012. - №1. – С.90–97.

11. Джигирей В. С. Екологія та охорона навколишнього природного середовища. Навч. посібник. – Вид. 2-е. – К. : Знання, 2002. – 203с.

12. Економіка підприємства. Збірник практичних задач і конкретних ситуацій. Навч. посібн. / За ред. С. Ф. Покропивного. – Київ : Техніка, 1999.– 178с.

13. Євдін О. М. Захист населення і територій від надзвичайних ситуацій. Т. 1. Техногенна та природна небезпека. Посібник / За заг. ред. В. В. Могильниченка. – К. : КІМ, 2007. – 636с.

14. Євтух П. С. Заходи підвищення ефективності електромереж 110/10 кВ / П. С. Євтух, О. О. Вакуленко, О. Р. Гнатюк // Матеріали VIII МНТК молодих учених та студентів ТНТУ «Актуальні задачі сучасних технологій» (27–28 листопада 2019 р., Тернопіль) : Зб. тез доп. Т. 3. – Тернопіль, 2019. – С.16–17.

15. Катеринич М. Б. Аналіз та оцінка інвестиційних проектів // Економічна наука. Інвестиції: практика та досвід. – 2007. - №16. – С.11–17.

16. Кириленко А. В. Разработка иерархического оперативно-управляющего комплекса и внедрение его в энергообъединения Украины / А. В. Кириленко, В. Л. Прихно, П. А. Черненко // Наука та інновації. – 2008. – № 6. – С.12-25.

17. Кодекс цивільного захисту України (від 02.10.2012 р.) [Електронний ресурс]. – Режим доступу:<http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/5403-17>.

18. Красовський Ю. Л. Керування втратами електроенергії в розподільних мережах з використанням засобів АСКОВЕ / Ю. Л. Красовський, В. В. Кулик, П. Д. Лежнюк // Вісник Харків. держ. техн. ун-ту сільськ. госп-ва. – 2003. – Вип. 19, Т. 1. – С.99–107.

19. Кулик В. В. Комплексне оцінювання ефективності встановлення додаткових джерел реактивної потужності у розподільних електричних мережах / В. В. Кулик, О. Б. Бурикін, В. М. Пірняк // Вісник Київ. нац. ун-ту технологій та дизайну. – 2018. - №4 (124). – С.103–111.

20. Кулик В. В. Методи та засоби підвищення точності визначення втрат електроенергії в розподільних мережах 10 (6) кВ з використанням нечітких множин : Монографія / В. В. Кулик, А. В. Писклярова, Д. С. Пискляров. -

Вінниця : УНІВЕРСУМ–Вінниця, 2011. - 146с.

21. Кутин В. М. Автоматизация расчета потер электроэнергии в распределительных сетях 10 (6) кВ / В. М. Кутин, В. В. Кулик и др. // Наук. пр. Вінницьк. нац. техн. ун-ту. Енергетика та електротехніка. – 2008. - №3. – С.1–8.
22. Лежнюк П.Д. Інформаційне забезпечення розрахунків втрат електроенергії у міських електричних мережах / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, А. Л. Поліщук // Світлотехніка та електроенергетика. - 2008. - №1. - С. 51–57.
23. Лежнюк П. Д. Оцінювання змінних втрат електроенергії в розподільних мережах 10 (6)-0,4 кВ / П. Д. Лежнюк, А. В. Писклярова, Д. С. Пискляров // Світлотехніка та електроенергетика. - 2009. - №2. - С.14–22.
24. Лежнюк П. Д. Розрахунок втрат електроенергії в електричних мережах 0,38 кВ з використанням АСКОЕ / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, А. В. Пашенко // Вісник Приазов. держ. техн. ун-ту. – 2005. – Вип. 15. – С.36–40.
25. Лежнюк П. Д. Формування умов оптимальності компенсації реактивної потужності в електричних мережах споживачів і енергопостачальних компаній : Монографія / П. Д. Лежнюк, О. М. Нанака. - Вінниця : Вид-во ВНТУ, 2015. - 148 с.
26. Михайлова А. В. Сучасні інфокомунікаційні технології у питаннях моніторингу та оповіщення про загрозу та / або виникнення надзвичайних ситуацій // Матеріали 20-ї ВНК «Сучасний стан цивільного захисту України та перспективи розвитку» (9–10 жовтня 2018 р., м. Київ) : Зб. тез доп. – К., 2018. – С.301–304.
27. Оморов Т. Т. Оценка потерь электроэнергии в условиях неопределенности в составе АСКУЭ / Т. Т. Оморов, Р. Н. Курманалиева, Р. Ч. Осмонова // Проблемы энергетика. - 2017 - №3–4, Т. 20. - С.126–135.
28. Охрана труда в электроустановках: Учебн. для вузов / Под ред. Б. А. Князевского. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1983. – 336с.
29. Пашенко А. В. Формування бази даних в АСКОЕ для визначення втрат електроенергії в розподільних мережах // Вісник Вінницьк. політехн. ін-ту.

Енергетика та електротехніка. - 2005. - №6. - С.160–165.

30. Попадченко С. А. Порівняльна оцінка ефективності передавання електроенергії повітряними лініями // Вісник Харків. нац. техн. ун-ту сільськ. госп-ва. – 2015. – Вип. 164. – С.27–30.

31. Попадченко С. А. Современные подходы к модернизации электрических сетей в электроэнергетической отрасли Украины // Енергетика та комп'ютерно–інтегровані технології в АПК. – 2016. – №2. – С.21–24.

32. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів : ДНАОП 0.00- 1.21-1998 / Вид. офіційне. Мінпраці України. – К. : Офіційний вісник України, 12.03.1998. - №8. – С.394.

33. Правила улаштування електроустановок / Вид. офіційне. Міненерговугілля України. – Харків : Вид-во «Форт», 2017. – 760с.

34. Прокопенко В. А. Особливості економічного ефекту інвестицій у розвиток локальних електричних мереж // Економічна наука. Інвестиції: практика та досвід. – 2016. - №17. – С.38–44.

35. Рожкова Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебн. для сред. проф. образов. / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова – М. : Изд. центр «Академия», 2004. –448с.

36. Стогній Б. С. Еволюція інтелектуальних електричних мереж та їхні перспективи в Україні / Б. С. Стогній, О. В. Кириленко, А. В. Праховник, С. П. Денисюк // Технічна електродинаміка. Електроенергетичні системи та установки. - 2012. - №5. – С.52–67.

37. Стогній Б.С. Інтелектуальний вимірювальний перетворювач та нормативне забезпечення комунікаційного середовища високовольтних електроенергетичних об'єктів / Б. С. Стогній, О. В. Кириленко, Є. М. Танкевич та ін. // Праці Ін-ту електродинаміки НАН України : Зб. наук. праць. – 2014. – Вип 38. – С.56–64.

38. Танкевич С. Є. Формування вимог до інтерфейсу електронних високовольтних вимірювальних перетворювачів струму та напруги // Технічна електродинаміка. – 2014. - №5. – С. 68–70.

39. Федоровская А. И. Заземление подстанций 110/35/10 кВ. О некоторых вопросах расчета и сооружения / А. И. Федоровская, В. С. Фишман // Новости электротехники. – 2006. - №2 (38). – С.24–28.
40. Цифрова підстанція. Переваги та особливості / М. Ф. Сопель, С. П. Денисюк, О. В. Сподинський // Праці Ін-ту електродинаміки НАН України : Зб. наук. праць. – 2011. – Вип 30. – С.14–17.
41. Цифровые комбинированные трансформаторы тока и напряжения ЦТТН- 6 (10), 35, 110 кВ. Режим доступа:<https://digitrans.ru/ctrcttin/>. (дата звернення 01.10.2020)
42. Чернецька Ю. В. Система моніторингу технічного стану розподільчих електричних мереж / Ю. В. Чернецька, А. І. Замулко // Енергозбереження. Енергетика. Енергоаудит. – 2011. - №9 (91). – С. 28–37.