

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему:
**«Реконструкція Немирівських електричних мереж із аналізом конструкцій
вимірювальних трансформаторів струму»**

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕСМ-21мз
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні системи та
мережі»

(цифра і назва напрямку підготовки, спеціальності)

С.В. Ковалевська С. В.
(прізвище та ініціали)

Керівник: д.т.н., професор, зав. каф. ЕСС

В.О. Комар В. О.
(прізвище та ініціали)

« 01 » 06 2023 р.

Опонент:

О.В. Закаринський О. В.
(прізвище та ініціали)

« 03 » 06 2023 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

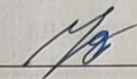
В.О. д.т.н., проф. Комар В. О.
(прізвище та ініціали)

« 02 » 06 2023 р.

Вінниця ВНТУ - 2023 рік

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем
Рівень вищої освіти II-й (магістерський)
Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»
Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітньо-професійна програма – Електричні системи та мережі

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.


20.03 2023 року

З А В Д А Н Н Я **НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТЦІ**

Ковалевській Світлані Василівні

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Реконструкція Немирівських електричних мереж із аналізом конструкцій вимірювальних трансформаторів струму»

керівник роботи д.т.н., професор, зав каф. ЕСС Комар В. О.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 20.03.2023 року № 68

2. Строк подання студентом роботи 30 червня 2023 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5200 годин на рік.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування. 2. Характеристика існуючої мережі. 3. Вибір оптимального варіанту реконструкції. 4. Експлуатація трансформаторів струму. 5. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Граф електричної схеми Немирівських РЕМ. 2. Параметри вихідної схеми. 3. Електрична схема розвитку Немирівських РЕМ. 4. Конструкції вимірювальних трансформаторів струму 5. Техніко-економічні показники.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Комар В. О., д.т.н., професор., зав. кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Рубаненко О. Є. к.т.н., проф., професор каф. ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання 20 березня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

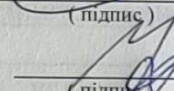
№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітки
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	21.03.23	28.03.23	виз
2	Експлуатація трансформаторів струму	29.03.23	07.04.23	виз
3	Дослідження перспективи розвитку ЕМ, обґрунтування економічної доцільності	08.04.23	24.04.23	виз
4	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	25.04.23	01.05.23	виз
5	Техніко-економічна частина	02.04.23	07.05.23	виз
6	Оформлення пояснювальної записки	08.05.23	12.05.23	виз
7	Виконання графічної частини та оформлення презентації	12.05.23	19.05.23	виз

Студент


(підпис)

С. В. Ковалевська

Керівник роботи


(підпис)

В. О. Комар

АНОТАЦІЯ

УДК 621.316.3

Ковалевська Світлана Василівна «Реконструкція Немирівських електричних мереж із аналізом конструкцій вимірювальних трансформаторів струму». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця : ВНТУ. 2023. 85 с.

Укр. мовою. Бібліогр.: 26 назв; рис.: 7; табл. 6.

В цій магістерській кваліфікаційній роботі виконано розрахунки з реконструкції електричної мережі 110-35 кВ АТ «Вінницяобленерго» з аналізом конструкцій вимірювальних трансформаторів струму. При використанні математичних моделей було проведено розрахунок оптимальної реконструкції електричної мережі, яка забезпечить надійне електропостачання споживачів.

Дослідження проводилися з використанням програми розрахунку й оптимізації нормальних режимів роботи електричних мереж „Втрати – 110”. У процесі дослідження була підготовлена розрахункова модель мережі, і отримані результати проаналізовані.

В роботі було проаналізовано конструкцію вимірювальних трансформаторів струму для реалізації систем обліку електричної енергії, автоматики та релейного захисту.

Новизною даної роботи стало дослідження конструктивних та експлуатаційних особливостей вимірювальних трансформаторів струму.

В розділі з охорони праці розроблено комплекс заходів, що дозволяють зменшити вплив небезпечних та шкідливих факторів на персонал підстанцій 110/10 кВ.

Ключові слова: електрична енергія, генерування, споживання, потужність, трансформатор струму, клас точності

ABSTRACT

УДК 621.316.3

Kovalevska Svitlana Vasilivna «Reconstruction of Nemirov electrical networks with structure measuring current transformers analysis». Master's degree by the specialty 141 – Electric power industry, electrical engineering, electromechanics. Vinnitsa: VNTU.2023.85p.

In Ukrainian language. Bibliographer: 26 titles; fig.: 7; tabl. 6.

Calculations of 110-35kV electric network reconstruction of Joint Stock Company «Vinnytsia Oblenergo» with structure measuring current transformers analysis are done in this master's degree. Calculation of optimal electrical network reconstruction which will provide consumers's reliable electricity supply was performed with using mathematical models.

Investigations with using calculation and optimization of normal modes of operation of electrical networks program «Losses-110» were carried out. The network calculation model was prepared and obtained results were analyzed during investigation.

The structure measuring current transformers was analyzed for electric energy accounting systems, automation and relay protection realization.

The investigation of structure and operational features of measuring current transformers became the novelty of this work.

Set of measures which allow reducing dangerous and harmful factors influence per staff of 110/10kV substations has been developed in the section on labor protection.

Key words: electrical energy, generation, consumption, power, current transformers, accuracy class.

ЗМІСТ

ВСТУП	5
1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ	9
2 ХАРАКТЕРИСТИКА ІСНУЮЧОЇ МЕРЕЖІ	10
2.1. Формування розрахункової схеми електричної мережі та введення початкових даних	12
2.2. Загальні вимоги	14
3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РЕКОНСТРУКЦІЇ.....	17
3.1 Варіанти реконструкції ліній та підстанцій	19
3.2 Вибір оптимального варіанта схеми	20
3.3 Забезпечення якості електричної енергії на шинах споживачів ЕМ.....	29
3.4 Регулювання напруги	30
4 ЕКСПЛУАТАЦІЯ ТРАНСФОРМАТОРІВ СТРУМУ	33
4.1 Загальні відомості	33
4.1.1. Умови роботи трансформаторів струму	36
4.2. Конструкції трансформаторів струму.....	38
4.2.1. Трансформатори струму внутрішньої установки.....	39
4.2.2. Шинні трансформатори струму.....	40
4.2.3. Прокідні трансформатори струму.....	42
4.2.4. Трансформатори струму зовнішньої установки	43
4.3 Оптико-електронні трансформатори струму	48
4.4 Обслуговування трансформаторів струму	51
4.5 Визначення небезпечного зволоження паперовано-олійної ізоляції трансформатора струму.....	53
5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	60
5.1 Аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з ремонтом та експлуатацією Немирівських електричних мереж 110 кВ	60

5.2 Організаційно-технічні рішення з охорони праці для електротехнічного персоналу Немирівських електричних мереж 110 кВ при ремонті та експлуатації реле.....	60
5.3 Основні заходи протипожежного захисту при виконанні робіт на лінії....	67
ВИСНОВКИ.....	75
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	76
ДОДАТОК А. ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ.....	79
ДОДАТОК Б. ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ	ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.
ДОДАТОК В. ГРАФІЧНА ЧАСТИНА	86

ВСТУП

Актуальність теми. Розвиток енергетичної галузі України відбувається на підставі Енергетичної стратегії, що розроблена Національною академією наук, в якій для забезпечення максимально ефективного розвитку енергетичної галузі та підвищення якості життя населення країни до рівня кращих світових стандартів виділяється ряд пріоритетних напрямів. Цими напрямами є: надійне енергозабезпечення; модернізація і реконструкція енергетичної інфраструктури; структурна перебудова всього енергетичного комплексу; запровадження джерел енергії та технологій, що зменшують вплив на оточуюче середовище; реформування енергетичної сфери відповідно до умов ринкової економіки; диверсифікація джерел паливно-енергетичних ресурсів; підвищення енергетичної безпеки держави, енергоефективності та енергозбереження.

Пріоритетними напрямами та заходами з підвищення енергоефективності та енергозбереження є: зменшення питомих витрат на вироблення одиниці енергій (кВт, Гкал); зменшення відсотку втрат транспортованих енергій до споживачів на одиницю продукції; зменшення споживання енергій та енергоносіїв на одиницю виробленої продукції; економія споживання енергоносіїв та видів енергій.

Для електроенергетики: впровадження обладнання з більшим ККД і строками служби; впровадження нових технологій вироблення видів енергій; прогнозування балансів виробленої і спожитої енергії; чітке виконання режимів роботи енергосистеми; організаційні заходи. Основними показниками є : зменшення втрат на одиницю виробленої продукції, кВт, Гкал; зменшення відсотку затрат на транспортування енергій до споживачів.

Згідно з доповідями на засіданнях Національної енергогенеруючої компанії “Укренерго”, для мереж 35 кВ і вище доцільно продовжувати роботу з доведення 100% ліній електропередачі до належного технічного стану, не знижуючи обсягів їх капітального ремонту та поступово завершувати їх

переведення повністю на металеві та залізобетонні опори. При цьому, треба планомірно проводити адаптацію цих ПЛ до нових кліматичних умов.

Переріз проводів ПЛ-35 кВ і вище повинен бути не меншим ніж 95 мм², а ізоляція має бути полімерною.

Технічний рівень трансформаторних підстанцій (ТП) вищою напругою 35 кВ і вище повинен визначатися нормативною базою, максимально приведеною до світових стандартів. Їх конструкція повинна передбачати поступовий перехід від масло наповнених вимикачів 35 кВ і вище до вакуумних та елегазових, повну заміну відокремлювачів, короткозамикачів вимикачами. Розподільні пристрої 6(10) кВ таких підстанцій також повинні комплектуватись вакуумними вимикачами, вибір яких в Україні достатній.

В роботі застосовано основні принципи проектування електричних мереж: забезпечення надійності та якості електроенергії. Надійність електропостачання – здатність мережі виконувати задані функції за умови забезпечення експлуатаційних показників, зазначених у нормативних документах. Забезпечення надійності відбувається шляхом створення економічно надійних систем електропостачання, систем з меншими затратами на проектування та будівництво, тобто приведення до мінімуму використання ресурсів, матеріалів. При проектуванні мережі необхідно враховувати розвиток новітніх технологій, що дають змогу більш економічно постачати споживача електроенергією, зменшуючи при цьому затрати на її передачу; використовувати нові системи збільшення надійності роботи всієї мережі в цілому, в тому числі – апаратуру релейного захисту.

Проектування повітряних ліній електропередач (ПЛЕП) повинно виконуватися у відповідності з ПУЕ та будівельними нормами і правилами (БН і П). Рекомендується орієнтуватися на розвиток електромережі на найближчі п'ять років. Для ПЛЕП 35 – 110 кВ і більше ця умова є обов'язковою.

Розрахунки режимів роботи електричних мереж виконуються для визначення: завантаження мережі, відповідності пропускної спроможності

мережі очікуваним потоком потужності; перерізу проводів і потужностей трансформаторів та автотрансформаторів; рівня напруги у вузлах і елементах мережі; втрат потужності і електроенергії для оцінки економічності роботи мережі і ефективності методів зниження втрат; пропускної спроможності мережі за умовами стійкості.

Реалізація більш уточнених розрахунків в даному дипломному проекті забезпечувалась використанням прикладних програм, зокрема “Втрати-110”.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської роботи є визначення заходів з нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення розподільних електричних мереж АТ «Вінницяобленерго», які забезпечують на десятилітню перспективу попит споживачів на електричну енергію належної якості та потужності.

Відповідно до вказаної мети в роботі розв’язуються такі **основні задачі**:

– дослідження наявних методів проектування розвитку електричних мереж;

– вибір відповідного методу розрахунку ustalених режимів ЕМ і проведення таких розрахунків з метою оцінювання працездатності електромереж АТ «Вінницяобленерго» після реалізації їх розвитку;

– аналіз основних режимів мережі з урахуванням прогнозу електроспоживання станом на 2024 рік;

– вибір оптимального варіанта розвитку електромереж АТ «Вінницяобленерго» та забезпечення надійного та ефективного електропостачання нових споживачів району.

Об’єктом дослідження магістерської роботи є розподільні електричні мережі 110/35 кВ.

Предметом дослідження є методи і засоби проектування електричних мереж.

Методи дослідження. Для аналізу та розв’язання поставлених задач використано методи математичного моделювання. Під час проектування головної схеми електричних з’єднань підстанцій використовуються елементи теорії надійності. Дослідження проводились з використанням комплексу

прикладних програм, що розроблені на кафедрі електричних станцій і систем.

Новизна дослідження. Виконано систематизацію заходів реконструкції електричних мереж для підвищення їх ефективності.

Особистий внесок здобувача. Усі результати, які складають основний зміст магістерської роботи, отримані автором самостійно.

Апробація. Комар В.О., Ковальєвська С.В. Обслуговування трансформаторів струму. ІІ Науково-технічна конференція підрозділів Вінницького національного технічного університету (2023)
<https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/allvntu/all-vntu-2023/>

1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ

У зв'язку з зростанням споживання електричної енергії у вузлах 5 (Ситківці), 8 (Козаківка), 12 (Шпиків) збільшилося навантаження, що вимагає реконструкції мережі. На рисунку 1.1 приведено схему електричної мережі до реконструкції.

Разом з тим ефективність експлуатації електричної мережі визначається її техніко-економічними показниками, тому саме вони є визначальними для вибору напрямків реконструкції. Необхідно також врахувати, що ряд повітряних ліній 35-110 кВ побудовані досить давно тому і мають об'єктивну фізичну зношеність та високий відсоток амортизаційного зносу. Це ж стосується і окремого обладнання підстанцій. Крім того, вже зараз спостерігається тенденція до суттєвого зростання споживання окремими споживачами електричної енергії.

У даному проекті розглядається актуальна задача реконструкції електричної системи таким чином, щоб з одного боку забезпечити надійне електропостачання споживачів, зменшити втрати на передачу електричної енергії, а з іншого – покращити техніко-економічні показники електричної системи.

Джерелами живлення для електричної мережі району є вузли: 1 – Немирів (від п/с Вінниця-330) та вузол 2 – Тульчин (від Ладижин. ТЕС).

Враховуючи можливості наявних регулювальних пристроїв необхідно забезпечити показники якості електроенергії для всіх вузлів електричної системи у характерних режимах роботи електричних мереж.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ІСНУЮЧОЇ МЕРЕЖІ

Існуюча електрична мережа розташована на Подільському узгір'ї, що зумовлює у значній мірі кліматичні і тактико-технічні дані мережі. Подільське узгір'я характеризується рівнинним характером ландшафту, незначною (до 800 метрів) висотою над рівнем моря, помірно-континентальним кліматом. Середня температура січня – 5 °С, липня + 21 °С. Район за швидкісними вітровими навантаженнями – II, за товщиною стінки ожеледі – III (після стихійного лиха 2000 р.), середньорічна тривалість гроз – близько 80 годин.

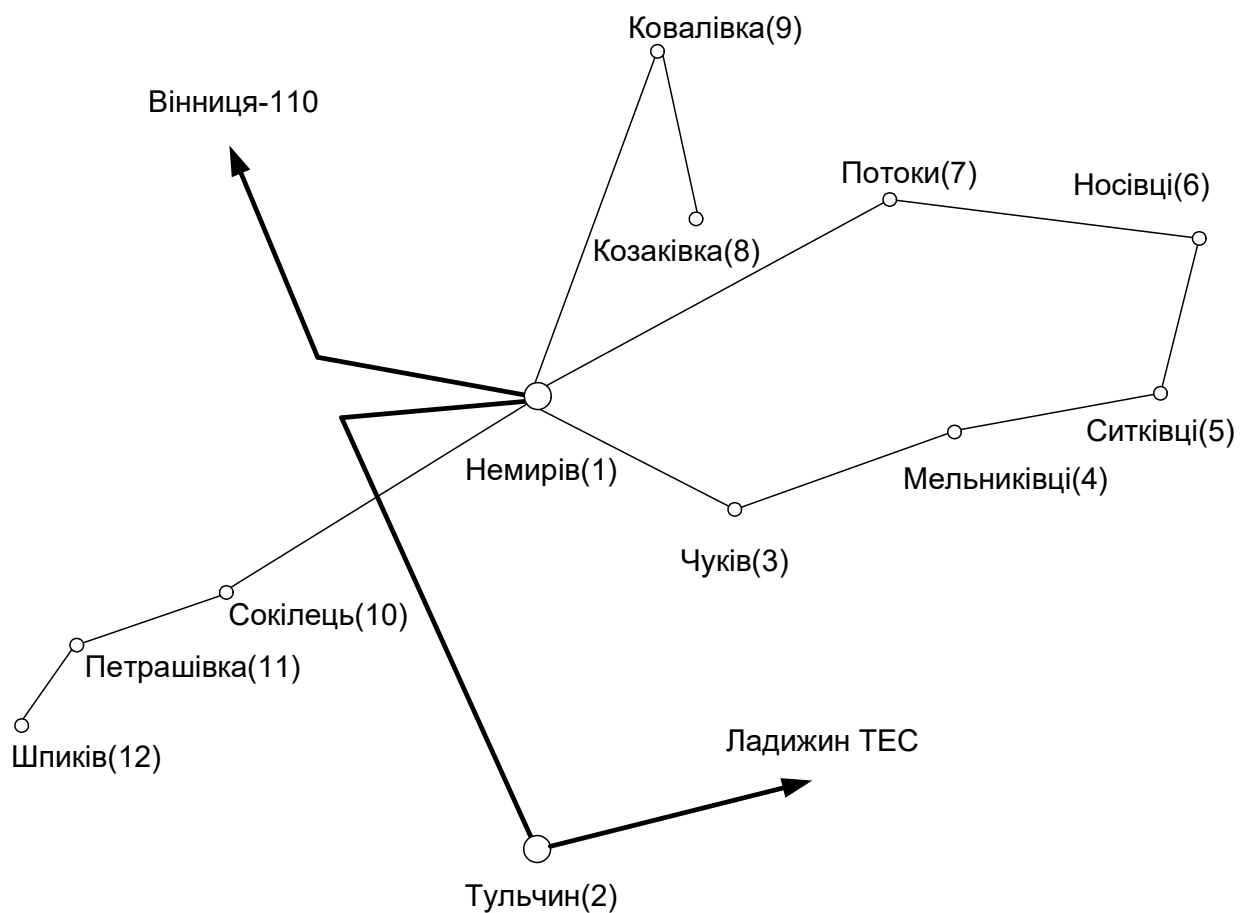


Рисунок 2.1 – Електрична мережа. Географічне розташування споживачів

Електрична мережа (рисунок 2.1), що є об'єктом даного проекту, складається з повітряних ліній номінальною напругою 35 кВ та 110 кВ, двох джерел живлення з номінальною напругою 110 кВ, 12 вузлів споживання, з яких 6 – двотрансформаторні підстанції.

Таблиця 2.1 – Вхідні данні по вузлах

№ вузла	Назва вузла	cos φ	Марка трансформатора	Кількість трансформаторів
1	Немирів		ТДТН-16000/110/35/10	1
			ТДТН-16000/110/35/10	1
2	Тульчин		ТДТН-10000/110/35/10	1
			ТДТН-16000/110/35/10	1
3	Чуків	0,96	ТМ-1600/35/10	1
			ТМ-1600/35/10	1
4	Мельниківці	0,96	ТМ-2500/35/10	1
5	Ситківці	0,95	ТМН-2500/35/10	1
			ТМН-2500/35/10	1
6	Носівці	0,95	ТМН-4000/35/10	1
			ТМН-4000/35/10	1
7	Потоки	0,94	ТМ-1600/35/10	1
8	Ковалівка	0,94	ТМ-2500/35/10	1
9	Козаківка	0,95	ТМ-2500/35/10	1
10	Сокілець	0,95	ТМ-2500/35/10	1
11	Петрашівка	0,96	ТМ-4000/35/10	1
12	Шпиків	0,96	ТМН-4000/35/10	1
			ТМ-2500/35/10	1

Інформація про лінії електропередач (довжина та марко проводу) наведені в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 - Вхідні данні по лініям

№ лінії	Назва лінії	Довжина, км	Марка проводу
1 - 2	Немирів - Тульчин	28,6	АС-150/24
1 - 3	Немирів - Чуків	10,1	АС-150/24
4 - 3	Мельниківці - Чуків	14,4	АС-120/19
4 - 5	Мельниківці - Ситківці	17,4	АС-95/16
5 - 6	Ситківці - Носівці	9,3	АС-95/16
6 - 7	Носівці - Потоки	31,12	АС-95/16
7 - 1	Потоки - Немирів	23	АС-95/16
1 - 9	Немирів - Козаківка	12,4	АС-95/16
9 - 8	Козаківка – Ковалівка	10,5	АС-95/16
1 - 10	Немирів - Сокілець	13,6	АС-185/29
10 - 11	Сокілець - Петрашівка	8,1	АС-150/24
11 - 12	Петрашівка - Шпиків	10	АС-120/19

2.1. Формування розрахункової схеми електричної мережі та введення початкових даних

Розрахунки усталених режимів електричних мереж проводилися за допомогою програмного комплексу “ВТРАТИ”.

Кінцевою метою розрахунків і аналізу втрат є їх зниження за допомогою економічно обґрунтованих заходів. Економічним важелем захід, який стимулюватиме досягнення планових значень втрат, обчислених з урахуванням реальних можливостей персоналу по їх досягненню. Тому на практиці розрахунки втрат виконують для вирішення двох основних задач: вибору заходів по зниженню втрат (ЗЗВ) та обґрунтування планового завдання по втратах.

В залежності від повноти інформації про навантаження елементів електричної мережі за розрахунковий період для розрахунків

навантажувальних втрат можуть використовуватись наступні методи: 1.) Методи поелементних розрахунків; 2.) Методи характерних режимів; 3.) Методи характерних діб; 4.) Методи, в яких використовують кількість годин найбільших втрат; 5.) Методи середніх навантажень; 6.) Статистичні методи, що використовують регресійні залежності втрат електроенергії від узагальнених характеристик схем і режимів електричних мереж.

Методи 1-5 передбачають проведення електричних розрахунків мережі при заданих значеннях параметрів схеми і навантажень. Ці методи називають схемотехнічними.

Статистичні методи не передбачають електричного розрахунку мережі. При їх використанні втрати електроенергії обчислюють на підставі стійких статистичних залежностей втрат від узагальнених параметрів мережі, наприклад сумарного навантаження, сумарної довжини ліній, кількості підстанцій, тощо. Самі ж залежності отримують на підставі статистичної обробки певної кількості схемотехнічних розрахунків, для кожного з яких відомі розраховане значення втрат і значення чинників, зв'язок з якими встановлюється.

В даній програмі визначення втрат потужності і енергії в електричних мережах використовуються схемотехнічні методи в різних їх комбінаціях. При цьому виходять з того, що послідовність обчислювальних операцій з заданим набором вихідних параметрів повинна призводити до конкретного чисельного результату. Заміна величин, які використовують в конкретному методі, на величини, пов'язані з ними функціонально, не створює нового методу розрахунку і є лише іншою формою запису відомого методу, оскільки призводить до тотожного результату.

В програмі передбачено два способи розрахунку усталених режимів – відповідно для радіальних і замкнених мереж. Для розрахунку замкнених мереж використовується метод Ньютона. Передбачена можливість проведення розрахунків з декількома балансувальними вузлами. В розрахунках враховуються втрати х.х. в трансформаторах.

В методах розрахунку втрат, які реалізовані в програмі "Втрати-110", використовуються такі прийоми числової обробки даних. Інтегрування неперервного графіка навантаження здійснюється з використанням способів дискретної обробки. Відповідно визначаються всі залежні величини. Таким чином, для визначення втрат електроенергії за звітний період T необхідна інформація про мінімальне та максимальне навантаження мережі, а також кількість відпущеної (спожитої) електроенергії за цей же період.

Інформація для запуску програмного комплексу "Втрати-110", яким було пораховано режими існуючої електричної мережі, була взята з реально існуючої мережі Немирівського району. А саме: данні про потужність, марки та перерізи проводів.

2.2. Загальні вимоги

Представлення схеми електричної мережі у програмі виконане максимально наближено до реальної. Схема поділяється на вузли, що символізують шини різних напруг, відгалуження тощо, та на вітки, що являють собою ЛЕП, трансформатори, комутаційні апарати.

Для кожного вузла електричної мережі задаються наступні параметри:

- номер вузла на диспетчерській схемі;
- назва вузла (шин підстанції, відгалуження тощо);
- значення номінальної напруги, кВ;

- значення активної та реактивної потужностей (додатніх у разі споживання, та від'ємних – у разі генерації);
- значення електроенергії, що відпущена або згенерована у даному вузлі, МВт·год;
- значення $\cos\varphi$;
- значення контрольних замірів мінімальної та максимальної активної потужності (для врахування графіку навантаження).

Частина інформації вузлах ЕМ може не задаватися у разі її відсутності у користувача. Так, якщо не задано значення $\cos\varphi$, то приймається типове значення (0.9). Очевидно, що у даному випадку адекватність розрахунків погіршується.

У разі, якщо не задано тривалість звітного періоду, необхідну для розрахунку відпущеної електроенергії та втрат електроенергії, програма буде працювати у режимі визначення втрат потужності, тобто у вікні результатів розрахунку будуть відображені нульові значення втрат електроенергії.

Вказані значення контрольних замірів потужностей не можуть бути довільними, оскільки вони використовуються для визначення коефіцієнтів форми графіка навантаження кожного окремого споживача, та середньозваженого коефіцієнту форми графіка електричної мережі, тобто коефіцієнта збільшення втрат електроенергії за рахунок нерівномірності графіка навантаження. Значення заданих потужностей та електроенергії мають коригуватися в процесі експлуатації програми у відповідності із зміною характеру навантаження принаймні один раз на місяць.

Для опису віток електричної мережі необхідно ввести наступні дані:

- номери вузлів початку та кінця вітки;
- тип вітки (ЛЕП, трансформатор, комутаційний апарат);
- марка проводу ЛЕП;
- тип трансформатора;
- назва комутаційного апарату;
- довжина ЛЕП;

- коефіцієнт трансформації трансформатора;
- стан комутаційного апарату.

З метою зменшення обсягу даних, що вводяться, необхідно описувати лише ті комутаційні апарати, якими фактично можуть бути виконані перемикання.

Програма дозволяє визначати та структурувати втрати потужності та електроенергії не тільки по мережі в цілому, але і по її окремих частинах. Для однозначної ідентифікації частини мережі необхідно задати перелік всіх віток, що входять до її складу. Для віток, що символізують ЛЕП необхідно вказати також частку довжини, що належить вказаній частині електричної мережі.

3 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РЕКОНСТРУКЦІЇ

Перед тим як створювати варіанти розвитку електричної мережі 110/35 кВ для збільшення навантаження у вузлах 5 (Ситківці), 8 (Козаківка), 12 (Шпиків) доцільним проаналізувати режим уже існуючої мережі з метою переконання, що цей режим може існувати. В результаті аналізу можливо необхідно буде одразу замінити деякі лінії у зв'язку з великими втратами в них напруги та потужності. Для розрахунку нормального усталеного режиму електричної мережі необхідно скласти її математичну модель, тобто представити реальні об'єкти і параметри електричної мережі їх, числовими еквівалентами (схемою заміщення). Для розрахунку режиму буде використовуватись програма "ВТРАТИ -110".

Далі наведені результати розрахунку усталеного режиму існуючої мережі.

Отримано потужн./ел.енерг.: 42.819 МВт / 376.807 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 41.200 МВт / 360.912 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 35 кВ: 1.031 МВт / 10.223 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 110 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.031 МВт / 10.223 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.138 МВт / 1.209 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.450 МВт / 4.463 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.588 МВт / 5.672 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 110/35 кВ: 1.619 МВт / 15.895 млн.кВт*г (4.2%)

Втрати в ЛЕП 10 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Втрати в тр-рах 10/0,4 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Втрати в мережах 0,4 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 10/0.4 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г (0.0%)

РАЗОМ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 110/0.4 кВ: 1.619 МВт / 15.895 млн.кВт*г (4.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	P _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	dU% від U _н
1	Немирів	0.000	0.000	115.000	4.55
11101		0.000	0.000	115.273	4.79
1351		0.000	0.000	37.449	7.00
1101		4.000	2.000	11.017	10.17
11102		0.000	0.000	113.213	2.92
1352		0.000	0.000	36.535	4.38
1102		5.000	2.400	10.818	8.18
2	Тульчин	0.000	0.000	115.000	4.55
21101		0.000	0.000	112.177	1.98
2351		0.000	0.000	37.555	7.30
2101		4.000	2.000	10.712	7.12
21102		0.000	0.000	112.750	2.50
2352		0.000	0.000	37.747	7.85

1101	1102	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3101	3102	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6101	6102	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2351	2352	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5101	5102	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2101	2102	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
12101	12102	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

З аналізу результатів можна зробити висновок, що деякі з ліній електропередачі не відповідають умовам за допустимою потужністю для відповідного перерізу проводу. Тому виходячи з цих умов потрібно замінити лінії, що не відповідають умовам.

3.1 Варіанти реконструкції ліній та підстанцій

При збільшенні навантажень у вузлах 5 (Ситківці), 8 (Козаківка), 12 (Шпиків) за завданням в два рази, можна запропонувати три варіанти розвитку підстанцій. Це заміна трансформаторів на підстанціях на більш потужні (перший варіант), заміна другого трансформатора у вузлі 12 (Шпиків) на трансформатор з більшою потужністю (другий варіант), встановлення в цих вузлах ще по одному трансформатору з такою ж потужністю (третій варіант).

а) перший варіант (заміна трансформаторів) :

Вузол 5 ТМ-2500/35/10 на ТМ-4000/35/10;

Вузол 8 ТМ-2500/35/10 на ТМ-4000/35/10;

Вузол 12 ТМ-2500/35/10 на ТМ-4000/35/10.

б) другий варіант (заміна другого трансформатора у вузлі 12 на трансформатор з більшою потужністю) :

Вузол 12 ТМ-2500/35/10 на ТМ-6300/35/10

Для вузлів 5, 8 - відповідно до першого варіанту реконструкції.

в) третій варіант (встановлення другого трансформатора з такою ж потужністю у вузлі 8):

Вузол 8 ТМ-2500/35/10 .

Для вузлів 8, 12 - відповідно до першого варіанту реконструкції

3.2 Вибір оптимального варіанта схеми

Критерієм вибору оптимального варіанта схеми є рентабельність. Рентабельність визначаємо на основі методики оцінки економічної ефективності. Методика оцінки економічної ефективності розроблена на основі загальних методичних положень визначення економічної ефективності інвестицій в енергетику (ГЛ 340.001–95), затверджених Міненерго України за погодженням з Мінекономіки України [3]. Методика призначена для визначення економічної ефективності інвестицій в розвиток енергосистем та електричних мереж, у тому числі в нове будівництво, розширення і реконструкцію ліній електропередачі та підстанцій.

У найбільш загальному вигляді критерієм економічної ефективності є додатне значення економічного ефекту

$$\Pi = D - Z, \quad (3)$$

де D – результат (дохід); Z – одночасні та щорічні затрати за весь розрахунковий період будівництва та експлуатації електричної мережі.

Показники та критерії економічної ефективності інвестицій поділяються на інтегральні та елементарні. Інтегральні показники враховують сумарні дисконтовані доходи та затрати за розрахунковий період, приведені до початкової вартості, а елементарні показники визначають за окремі роки розрахункового періоду без дисконтування.

Визначають такі вартісні показники:

1. Капітальні вкладення або витрати приймають на основі кошти-рисно-фінансових розрахунків в діючих цінах:

$$K_{\text{л}} = \sum_{i,j}^{n+m} K_{oij} l_{ij}; \quad (4)$$

$$K_{\text{пс}} = \sum_i^n (K_{\text{грі}} + K_{\text{кві}} + K_{\text{кпі}} + K_{\text{пості}} + K_{\text{зрп}}), \quad (5)$$

де K_{oij} – розрахункова вартість 1 км лінії на i,j -й ділянці; l_i – довжина i,j -ї ділянки; $K_{трі}$, $K_{ві}$, $K_{кпі}$ – розрахункові вартості трансформаторів, вимикачів та компенсувальних пристроїв, встановлених на i -й підстанції; $K_{пості}$ – постійна складова затрат для i -ї підстанції; $K_{зрп}$ – вартість ЗРП; $n+m$ – кількість ліній в ЕМ; m – кількість підстанцій.

Сумарні капітальні вкладення

$$K = K_{л} + K_{пс}, \quad (6)$$

2. Витрати на експлуатацію електричної мережі, що проектується (річні витрати на технічне обслуговування та ремонт), розраховують в залежності від вартості основних виробничих фондів:

$$V_{ет} = \frac{a_{е.л.}}{100} K_{л} + \frac{a_{е.пс}}{100} K_{пс}, \quad (7)$$

де $a_{е.л.}$, $a_{е.пс}$ – норми витрат на технічне обслуговування і ремонт ліній та підстанцій, %. [3 таб.3,3]

3. Вартість втрат електроенергії в мережі визначають за формулою

$$V_{втр} = \Delta W \cdot \Pi_{вх}, \quad (8)$$

де ΔW – втрати електроенергії; $\Pi_{вх}$ – тариф на вході в мережу (купівельна ціна), що дорівнює 0,12 грн.

4. Дохід енергетичної компанії від транспортування електричної енергії

$$D_{тр} = W (\Pi_{вих} - \Pi_{вх}), \quad (9)$$

де W – кількість переданої споживачу електроенергії; $\Pi_{вих}$, $\Pi_{вх}$ – відповідно тарифи на виході і вході в електричну мережу, по якій здійснюється транспортування електричної енергії ($\Pi_{вих} = 0,16$ грн.). E – норма дисконту, яка прирівнюється до процентної ставки Національного банку України за довготерміновими вкладеннями. Реальну норму дисконту E визначають з врахуванням інфляції. Для оцінки загальної ефективності в статичних задачах

застосовують додаткові елементарні показники ефективності — рентабельність інвестицій та термін їх окупності. Рентабельність інвестицій (проста норма прибутку) характеризує частку капітальних вкладень, яка повертається щорічно у вигляді прибутку,

$$R_i = \frac{D \cdot \gamma - Z}{K - L}, \quad (10)$$

де γ – частка вартості реалізації електроенергії, що припадає на електричну мережу (для мереж 35 кВ у складає 0,13).

5. Ліквідна (залишкова) вартість демонтованого обладнання

$$L = K - \frac{a \cdot t \cdot K}{100}, \quad (11)$$

де t – тривалість експлуатації обладнання до його демонтажу; a – норма відрахувань на реновацію, % [3 таб.3,3].

Термін окупності інвестицій дорівнює зворотній величині рентабельності інвестицій

$$T_{oki} = 1/R_i, \quad (12)$$

Критерієм загальної ефективності інвестицій є умова

$$T_{ok} < 1/E. \quad (13)$$

Таблиця 3.2 - Економічні характеристики варіантів реконструкції схеми

№ варіанта	$K_{л,}$ тис/грн	$K_{п/с,}$ тис/грн	$K,$ тис/грн	$B_e,$ тис/грн	$B_{втр,}$ тис/грн	$B,$ тис/грн	$D_{гр,}$ тис/грн
1	533,84	966,19	1487,45	20,89	1081,2	1102,09	10643,6
2	4265,39	873,44	5138,83	30,26	1015,2	1045,46	10656,8
3	4434,13	236,91	4671,04	18,0	990,0	1008,0	2576,2

Продовження таблиці 3.2

№ варіанта	З, тис/грн	Л, тис/грн	Р, %	Т, роки
1	1399,58	314,03	10,4	9,59
2	2073,23	1127,2	19,8	5,05
3	1942,21	0	35,0	3,43

$K_T, K_B, K_{Bру}, K_{зру}$ – вартість трансформаторів, вимикачів, відкритих розподільчих пристроїв та закритих розподільчих пристроїв відповідно [3. табл. 9.14; 9.15; 9.18].

З результатів розрахунків видно, що найкращим є третій варіант, рентабельність якого найвища і становить 35%.

Результати розрахунків усталеного режиму варіантів схем наведені в нижче.

Отже, остаточним оптимальним варіантом реконструкції є третій варіант.

Перший варіант розвитку (нормальний режим)

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 51.159 МВт / 451.398 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 48.200 МВт / 422.232 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 35 кВ: 2.073 МВт / 20.559 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 110 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 2.073 МВт / 20.559 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.147 МВт / 1.284 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.739 МВт / 7.324 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.885 МВт / 8.608 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 110/35 кВ: 2.959 МВт / 29.166 млн.кВт*г (6.5%)
Втрати в ЛЕП 10 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Втрати в тр-рах 10/0,4 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Втрати в мережах 0,4 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 10/0.4 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г (0.0%)
РАЗОМ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 110/0.4 кВ: 2.959 МВт / 29.166 млн.кВт*г (6.5%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	dU% від U _н
1	Немирів	0.000	0.000	115.000	4.55
11101		0.000	0.000	116.438	5.85
1351		0.000	0.000	37.265	6.47
1101		4.000	2.000	11.129	11.29
11102		0.000	0.000	114.236	3.85
1352		0.000	0.000	36.319	3.77
1102		5.000	2.400	10.916	9.16
2	Тульчин	0.000	0.000	115.000	4.55
21101		0.000	0.000	112.177	1.98
2351		0.000	0.000	37.555	7.30
2101		4.000	2.000	10.712	7.12
21102		0.000	0.000	112.750	2.50
2352		0.000	0.000	37.747	7.85
2102		5.400	2.600	10.772	7.72
3	Чуків	0.000	0.000	35.060	0.17
4	Мельниківці	0.000	0.000	33.366	-4.67
5	Ситківці	0.000	0.000	31.498	-10.01
6	Носівці	0.000	0.000	31.492	-10.02
7	Потоки	0.000	0.000	34.078	-2.64
3101		0.900	0.400	10.276	2.76
3102		0.900	0.400	10.276	2.76
410		1.500	0.700	9.732	-2.68
5101		3.000	1.400	10.397	3.97
5102		3.000	1.400	10.397	3.97
6101		2.400	1.100	9.557	-4.43
6102		2.400	1.100	9.557	-4.43
710		0.900	0.400	9.974	-0.26
9	Ковалівка	0.000	0.000	36.424	4.07
8	Козаківка	0.000	0.000	35.943	2.69
910		1.500	0.700	10.675	6.75
810		3.000	1.400	10.425	4.25
10	Сокілець	0.000	0.000	35.703	2.01
11	Петрашівка	0.000	0.000	34.818	-0.52
12	Шпиків	0.000	0.000	33.898	-3.15
1010		1.500	0.700	10.454	4.54
1110		2.400	1.100	10.158	1.58
12101		2.400	1.100	10.464	4.64
12102		4.000	1.800	9.657	-3.43

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
1	11101	19.801	17.051	19.667	12.460	0.133	4.572	0.131	13.628
11101	1351	15.666	10.462	15.598	9.000	0.067	1.455	0.093	6.367
1351	9	4.654	2.513	4.571	2.413	0.082	0.099	0.082	0.896
9	8	3.058	1.663	3.027	1.624	0.032	0.038	0.055	0.512
8	810	3.021	1.607	2.998	1.399	0.023	0.208	0.055	1.620
9	910	1.509	0.768	1.499	0.700	0.010	0.069	0.027	1.110
1351	10	10.945	6.540	10.674	5.940	0.270	0.598	0.197	1.776
10	11	9.160	5.184	9.012	4.913	0.147	0.269	0.170	0.995
11	12	6.593	3.670	6.466	3.486	0.126	0.183	0.125	1.010
12	12101	2.408	1.191	2.398	1.099	0.009	0.091	0.046	0.857
12	12102	4.045	2.225	3.997	1.799	0.047	0.425	0.078	2.439
11	1110	2.414	1.239	2.398	1.099	0.016	0.139	0.045	1.346
10	1010	1.509	0.771	1.499	0.700	0.010	0.072	0.027	1.157
11101	1101	4.001	1.999	3.997	1.999	0.004	0.000	0.022	0.082

1	11102	21.834	19.833	21.664	13.984	0.169	5.826	0.148	15.825
11102	1102	5.003	2.399	4.997	2.398	0.006	0.000	0.028	0.103
11102	1352	16.661	11.585	16.580	9.823	0.081	1.755	0.102	7.246
1352	3	10.065	6.345	9.837	5.929	0.227	0.415	0.189	1.396
3	4	8.019	5.049	7.735	4.637	0.283	0.410	0.156	1.830
4	5	6.220	3.880	5.943	3.546	0.276	0.332	0.127	1.973
5	6	-0.127	0.158	-0.127	0.158	0.000	0.000	-0.004	-0.003
6	7	-4.974	-2.403	-5.290	-2.783	0.315	0.379	-0.101	-2.796
7	1352	-6.199	-3.159	-6.515	-3.540	0.315	0.379	-0.118	-2.401
7	710	0.906	0.443	0.899	0.400	0.007	0.043	0.017	1.146
6	6101	2.418	1.272	2.398	1.099	0.019	0.172	0.050	1.563
6	6102	2.418	1.272	2.398	1.099	0.019	0.172	0.050	1.563
5	5101	3.029	1.677	2.998	1.399	0.031	0.277	0.063	2.015
5	5102	3.029	1.677	2.998	1.399	0.031	0.277	0.063	2.015
4	410	1.511	0.782	1.499	0.700	0.012	0.083	0.029	1.287
3	3102	0.906	0.441	0.899	0.400	0.006	0.041	0.017	1.105
3	3101	0.906	0.441	0.899	0.400	0.006	0.041	0.017	1.105
1	2	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2	21102	5.411	2.850	5.404	2.598	0.007	0.250	0.031	2.325
21102	2352	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
21102	2102	5.404	2.598	5.397	2.598	0.007	0.000	0.031	0.122
2	21101	4.014	2.225	4.005	1.999	0.008	0.226	0.023	2.928
21101	2101	4.005	1.999	3.997	1.999	0.008	0.000	0.023	0.176
21101	2351	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
1351	1352	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1101	1102	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3101	3102	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6101	6102	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2351	2352	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5101	5102	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2101	2102	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
12101	12102	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

другий варіант розвитку (нормальний режим)

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 51.128 МВт / 451.094 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 48.200 МВт / 422.232 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 35 кВ: 2.061 МВт / 20.434 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 110 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.061 МВт / 20.434 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.147 МВт / 1.284 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.721 МВт / 7.145 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.867 МВт / 8.428 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 110/35 кВ: 2.928 МВт / 28.862 млн.кВт*г (6.4%)

Втрати в ЛЕП 10 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г

Втрати в тр-рах 10/0,4 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г

Втрати в мережах 0,4 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 10/0.4 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г (0.0%)

РАЗОМ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 110/0.4 кВ: 2.928 МВт / 28.862 млн.кВт*г (6.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	dU% від U _н
1	Немирів	0.000	0.000	115.000	4.55
11101		0.000	0.000	116.631	6.03
1351		0.000	0.000	37.359	6.74
1101		4.000	2.000	11.147	11.47
11102		0.000	0.000	114.236	3.85
1352		0.000	0.000	36.319	3.77
1102		5.000	2.400	10.916	9.16
2	Тульчин	0.000	0.000	115.000	4.55
21101		0.000	0.000	112.177	1.98
2351		0.000	0.000	37.555	7.30
2101		4.000	2.000	10.712	7.12
21102		0.000	0.000	112.750	2.50
2352		0.000	0.000	37.747	7.85
2102		5.400	2.600	10.772	7.72
3	Чуків	0.000	0.000	35.060	0.17
4	Мельниківці	0.000	0.000	33.366	-4.67
5	Ситківці	0.000	0.000	31.498	-10.01
6	Носівці	0.000	0.000	31.492	-10.02
7	Потоки	0.000	0.000	34.078	-2.64
3101		0.900	0.400	10.276	2.76
3102		0.900	0.400	10.276	2.76
410		1.500	0.700	9.732	-2.68
5101		3.000	1.400	10.397	3.97
5102		3.000	1.400	10.397	3.97
6101		2.400	1.100	9.557	-4.43
6102		2.400	1.100	9.557	-4.43
710		0.900	0.400	9.974	-0.26
9	Ковалівка	0.000	0.000	36.520	4.34
8	Козаківка	0.000	0.000	36.040	2.97
910		1.500	0.700	10.705	7.05
810		3.000	1.400	10.455	4.55
10	Сокілець	0.000	0.000	35.821	2.35
11	Петрашівка	0.000	0.000	34.952	-0.14
12	Шпиків	0.000	0.000	34.049	-2.72
1010		1.500	0.700	10.490	4.90
1110		2.400	1.100	10.199	1.99
12101		2.400	1.100	10.390	3.90
12102		4.000	1.800	9.913	-0.87

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Р _п , МВт	Q _п , МВАр	Р _к , МВт	Q _к , МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
1	11101	19.770	16.826	19.638	12.295	0.131	4.513	0.130	13.453
11101	1351	15.637	10.296	15.570	8.858	0.066	1.433	0.093	6.273
1351	9	4.653	2.510	4.571	2.411	0.082	0.098	0.082	0.893
9	8	3.058	1.661	3.027	1.623	0.031	0.038	0.055	0.510
8	810	3.021	1.606	2.998	1.399	0.023	0.206	0.055	1.613
9	910	1.509	0.768	1.499	0.700	0.010	0.068	0.027	1.106
1351	10	10.917	6.400	10.652	5.812	0.264	0.586	0.195	1.751
10	11	9.139	5.057	8.994	4.792	0.144	0.264	0.168	0.981
11	12	6.575	3.550	6.451	3.371	0.123	0.178	0.123	0.993
12	12101	2.415	1.246	2.398	1.099	0.016	0.146	0.046	1.397
12	12102	4.023	2.056	3.997	1.799	0.025	0.256	0.076	1.451
11	1110	2.414	1.238	2.398	1.099	0.015	0.138	0.045	1.340
10	1010	1.509	0.771	1.499	0.700	0.010	0.071	0.027	1.152
11101	1101	4.001	1.999	3.997	1.999	0.004	0.000	0.022	0.082
1	11102	21.834	19.833	21.664	13.984	0.169	5.826	0.148	15.825

11102	1102	5.003	2.399	4.997	2.398	0.006	0.000	0.028	0.103
11102	1352	16.661	11.585	16.580	9.823	0.081	1.755	0.102	7.246
1352	3	10.065	6.345	9.837	5.929	0.227	0.415	0.189	1.396
3	4	8.019	5.049	7.735	4.637	0.283	0.410	0.156	1.830
4	5	6.220	3.880	5.943	3.546	0.276	0.332	0.127	1.973
5	6	-0.127	0.158	-0.127	0.158	0.000	0.000	-0.004	-0.003
6	7	-4.974	-2.403	-5.290	-2.783	0.315	0.379	-0.101	-2.796
7	1352	-6.199	-3.159	-6.515	-3.540	0.315	0.379	-0.118	-2.401
7	710	0.906	0.443	0.899	0.400	0.007	0.043	0.017	1.146
6	6101	2.418	1.272	2.398	1.099	0.019	0.172	0.050	1.563
6	6102	2.418	1.272	2.398	1.099	0.019	0.172	0.050	1.563
5	5101	3.029	1.677	2.998	1.399	0.031	0.277	0.063	2.015
5	5102	3.029	1.677	2.998	1.399	0.031	0.277	0.063	2.015
4	410	1.511	0.782	1.499	0.700	0.012	0.083	0.029	1.287
3	3102	0.906	0.441	0.899	0.400	0.006	0.041	0.017	1.105
3	3101	0.906	0.441	0.899	0.400	0.006	0.041	0.017	1.105
1	2	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2	21102	5.411	2.850	5.404	2.598	0.007	0.250	0.031	2.325
21102	2352	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
21102	2102	5.404	2.598	5.397	2.598	0.007	0.000	0.031	0.122
2	21101	4.014	2.225	4.005	1.999	0.008	0.226	0.023	2.928
21101	2101	4.005	1.999	3.997	1.999	0.008	0.000	0.023	0.176
21101	2351	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
1351	1352	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1101	1102	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3101	3102	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6101	6102	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2351	2352	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5101	5102	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2101	2102	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
12101	12102	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

третій варіант розвитку (нормальний режим)

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 35.359 МВт / 313.291 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 32.133 МВт / 281.488 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 35 кВ: 2.746 МВт / 27.227 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 110 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.746 МВт / 27.227 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.152 МВт / 1.330 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.327 МВт / 3.246 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.479 МВт / 4.576 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 110/35 кВ: 3.225 МВт / 31.803 млн.кВт*г (10.2%)

Втрати в ЛЕП 10 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г

Втрати в тр-рах 10/0,4 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г

Втрати в мережах 0,4 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 10/0.4 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г (0.0%)

РАЗОМ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 110/0.4 кВ: 3.225 МВт / 31.803 млн.кВт*г (10.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	dU% від U _n
1	Немирів	0.000	0.000	121.000	10.00
11101		0.000	0.000	101.904	-7.36
1351		0.000	0.000	32.874	-6.08
1101		2.667	1.333	9.740	-2.60
11102		0.000	0.000	127.056	15.51
1352		0.000	0.000	41.210	17.74
1102		3.333	1.600	12.146	21.46
2	Тульчин	0.000	0.000	121.000	10.00
21101		0.000	0.000	119.258	8.42
2351		0.000	0.000	39.926	14.07
2101		2.667	1.333	11.396	13.96
21102		0.000	0.000	119.606	8.73
2352		0.000	0.000	40.042	14.41
2102		3.600	1.733	11.433	14.33
3	Чуків	0.000	0.000	30.051	-14.14
4	Мельниківці	0.000	0.000	30.322	-13.37
5	Ситківці	0.000	0.000	30.999	-11.43
6	Носівці	0.000	0.000	32.021	-8.51
7	Потоки	0.000	0.000	37.169	6.20
3101		0.600	0.267	8.828	-11.72
3102		0.600	0.267	8.828	-11.72
410		1.000	0.467	8.895	-11.05
5101		2.000	0.933	10.391	3.91
5102		2.000	0.933	10.391	3.91
6101		1.600	0.733	9.847	-1.53
6102		1.600	0.733	9.847	-1.53
710		0.600	0.267	11.002	10.02
9	Ковалівка	0.000	0.000	32.247	-7.86
8	Козаківка	0.000	0.000	31.891	-8.88
910		1.000	0.467	9.486	-5.14
10	Сокілець	0.000	0.000	31.722	-9.37
11	Петрашівка	0.000	0.000	31.070	-11.23
12	Шпиків	0.000	0.000	30.390	-13.17
1010		1.000	0.467	9.325	-6.75
1110		1.600	0.733	9.108	-8.92
12101		1.600	0.733	9.411	-5.89
12102		2.667	1.200	8.744	-12.56
8101		1.000	0.467	9.439	-5.61
8102		1.000	0.467	9.439	-5.61

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Р _п , МВт	Q _п , МВАр	Р _к , МВт	Q _к , МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
1	11101	13.070	9.493	13.024	7.909	0.046	1.578	0.077	7.255
11101	1351	10.356	6.576	10.319	5.767	0.037	0.806	0.069	4.306
1351	9	3.088	1.619	3.042	1.564	0.046	0.055	0.061	0.657
9	8	2.033	1.067	2.016	1.046	0.018	0.021	0.041	0.375
8	8101	1.003	0.495	0.999	0.466	0.003	0.028	0.020	0.535
8	8102	1.003	0.495	0.999	0.466	0.003	0.028	0.020	0.535
9	910	1.005	0.505	0.999	0.466	0.006	0.039	0.020	0.771
1351	10	7.231	4.188	7.081	3.857	0.149	0.330	0.147	1.267
10	11	6.072	3.357	5.991	3.208	0.081	0.148	0.126	0.715
11	12	4.378	2.388	4.308	2.287	0.069	0.100	0.093	0.731
12	12101	1.604	0.783	1.599	0.733	0.005	0.050	0.034	0.582
12	12102	2.691	1.430	2.665	1.199	0.026	0.230	0.058	1.646
11	1110	1.608	0.810	1.599	0.733	0.009	0.077	0.033	0.919

10	1010	1.005	0.506	0.999	0.466	0.006	0.040	0.020	0.800
11101	1101	2.667	1.333	2.665	1.332	0.002	0.000	0.017	0.065
1	11102	15.926	12.841	15.852	10.300	0.074	2.531	0.097	9.776
11102	1352	12.519	8.701	12.482	7.897	0.037	0.801	0.069	4.601
1352	7	12.482	7.952	11.502	6.773	0.976	1.174	0.207	4.209
7	6	10.897	6.575	9.693	5.126	1.200	1.444	0.197	5.440
6	5	6.467	3.501	6.305	3.306	0.161	0.194	0.132	1.092
5	4	2.269	1.158	2.230	1.111	0.039	0.046	0.047	0.730
4	3	1.221	0.617	1.213	0.606	0.008	0.011	0.026	0.300
3	3101	0.604	0.291	0.600	0.266	0.004	0.025	0.013	0.861
3	3102	0.604	0.291	0.600	0.266	0.004	0.025	0.013	0.861
4	410	1.006	0.510	0.999	0.466	0.006	0.044	0.021	0.918
5	5101	2.013	1.056	1.999	0.933	0.014	0.123	0.042	1.268
5	5102	2.013	1.056	1.999	0.933	0.014	0.123	0.042	1.268
6	6101	1.607	0.805	1.599	0.733	0.008	0.072	0.032	0.943
6	6102	1.607	0.805	1.599	0.733	0.008	0.072	0.032	0.943
7	710	0.602	0.282	0.600	0.266	0.003	0.016	0.010	0.632
11102	1102	3.333	1.599	3.331	1.599	0.002	0.000	0.017	0.064
1	2	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2	21101	2.671	1.421	2.668	1.333	0.003	0.089	0.014	1.782
21101	2351	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
21101	2101	2.668	1.333	2.665	1.332	0.003	0.000	0.014	0.111
2	21102	3.604	1.831	3.601	1.732	0.003	0.099	0.019	1.423
21102	2352	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
21102	2102	3.601	1.732	3.598	1.732	0.003	0.000	0.019	0.077
1101	1102	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6101	6102	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3101	3102	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2101	2102	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1351	1352	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5101	5102	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2351	2352	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
12101	12102	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

3.3 Забезпечення якості електричної енергії на шинах споживачів ЕМ

В нашому випадку критерієм якості є величина напруги на шинах споживачів. По результатам розрахунків при розрахунках режимів максимальних навантажень, мінімальних навантажень та післяаварійного режиму робимо висновок, що напруга знаходиться у межах $\pm 5\%$ від номінального значення, це є допустимі норми, тому якість електричної енергії забезпечується.

Фрагмент результатів розрахунку після визначення оптимальних відпайок РПН трансформаторів 110/10 кВ

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

№ вузла Ун	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	dU% від
1010		1.500	0.700	10.471	4.71
1110		2.400	1.100	10.176	1.76
12101		2.400	1.100	10.484	4.84
12102		4.000	1.800	9.676	-3.24

Отже даний критерій якості задовільняє технічним вимогам, знаходження напруги в допустимих межах.

3.4 Регулювання напруги

Основне завдання регулювання рівня напруги в районних електричних мережах полягає в створенні сприятливих умов живлення споживачів електричної енергії. Це умови, до яких належить забезпечення принципу “зустрічного регулювання”, коли напруга на шинах нижчої напруги підвищується в період найбільших добових навантажень і зменшується під час найменших. Бажані межі регулювання залежать від графіку навантажень електроспоживачів.

В даному дипломному проекті пристрої й методи регулювання здебільшого розглядаються для оптимізації режиму напруги, тобто для забезпечення її якості.

Споживачі можуть ефективно працювати тільки при визначеній якості електричної енергії, тобто при нормованих значеннях частоти, напруги, несиметрії і несинусоїдальності форм кривої напруги.

Відхилення вказаних значень від номінальних в ту чи іншу сторону призводить до погіршення економічних і технічних показників. Так, відхилення напруги приводить до зміни освітлення, подовженню технологічного процесу, підвищенню питомих витрат енергії, збільшенню собівартості продукції і навіть зупинки електродвигунів при так званій лавині напруги. Зниження частоти струму зменшує частоту обертання електродвигунів і їх продуктивність. Порушується робота механізмів власних потреб електростанції, що може призвести до зупинки всієї електростанції. В свою чергу, зупинка електростанції призводить до перенавантаження механізмів, що залишилися в роботі і створює передумови до виходу з роботи всієї енергосистеми. Тому необхідно притримуватися регламентованих відхилень частоти. У зв'язку з цим застосовують спеціальні заходи по підтримці частоти в потрібних границях.

Режим підтримки напруги здійснюється також спеціальними заходами: застосуванням трансформаторів з регулюванням під навантаженням, встановленням додаткових джерел реактивної потужності, вмиканням установок повздовжньої компенсації в розсітку ліній мережі і ін.

Основна задача режиму підтримки напруги в живлячих мережах енергосистеми (у вузлових точках) заключається в тому, щоб забезпечити потрібні показники якості енергії у споживачів, тобто в розподільчих мережах. В свою чергу, в розподільчих мережах регулювання напруги проводиться безпосередньо в центрах живлення трансформаторами, що мають засоби регулювання під навантаженням (РПН) і місцевими засобами регулювання.

Пристрій РПН, що встановлюється у більш потужних трансформаторах, має відгалуження, які можуть перемикатися під навантаженням автоматично чи вручну.

Відгалуження у більшості трансформаторів роблять на стороні високої напруги, так як обмотка цієї сторони з'єднана в зірку (зі сторони трикутника в трьохфазних трансформаторах регулювати напругу зміною числа витків в більшості випадків важко). Одночасно більше число витків на стороні високої напруги дозволяє робити відгалуження точніше.

Для регулювання напруги необхідно змінити коефіцієнт трансформації за допомогою перемикання відгалужень пристрою РПН, що дозволяє перемикати відгалуження без розриву кола живлення. Пристрій РПН передбачає регулювання напруги в різних межах в залежності від потужності і напруги трансформатора (від + 12% до - 12% ступеневими приблизно по 1,5%).

Регулюючі ступені виконують на стороні ВН так як менший за значенням струм дозволяє спростити перемикаючі пристрої.

Силові трансформатори вітчизняного виробництва мають відгалуження, переключення яких приводять до зміни коефіцієнта трансформації. В залежності від типу трансформаторів переключення можуть виконуватись у відключених від мережі трансформаторах (переключення без збудження), або без відключення навантаження (регулювання напруги під навантаженням –

РПН). Вартість трансформаторів з РПН значно перевищує вартість звичайних. Витрати на регулюючі пристрої не пропорційні потужності трансформаторів, тому, чим менша потужність трансформатора з РПН, тим більше він коштуватиме.

Регулювання напруги проводиться з метою забезпечення нормальних відхилень напруги на шинах нижчої напруги споживачів.

4 ЕКСПЛУАТАЦІЯ ТРАНСФОРМАТОРІВ СТРУМУ

4.1 Загальні відомості

Трансформатор струму призначений для зменшення первинного струму до вторинних значень, найбільш зручних для підключення вимірювальних приладів, реле захисту, пристроїв автоматики, управління, сигналізації.

Первинна обмотка трансформатора струму включається до електричного ланцюга послідовно (у розсічення струмопроводу), а вторинна замикається на деяке навантаження (вимірювальні прилади та реле), забезпечуючи в ній струм, пропорційний струму в первинній обмотці. У трансформаторах струму високої напруги первинна обмотка ізольована від вторинної на повну робочу напругу. Один кінець вторинної обмотки зазвичай заземляється, тому вона має потенціал, близький до потенціалу землі.

Трансформатори струму за призначенням поділяються на трансформатори струму для вимірювань та для реле захисту. У деяких випадках ці функції поєднуються в одному трансформаторі струму.

Трансформатори струму для вимірювань, призначені для передачі інформації вимірювальних приладів, що встановлюються в ланцюгах високої напруги або в ланцюгах з великим струмом, тобто в ланцюгах, в яких неможливо безпосереднє включення вимірювальних приладів. До вторинної обмотки трансформатора струму для вимірювань підключаються амперметри, струмові обмотки ватметрів, лічильників та аналогічних приладів.

Таким чином, трансформатор струму для вимірювань забезпечує: перетворення змінного струму будь-якого значення в змінний струм, прийнятний для безпосереднього вимірювання за допомогою стандартних вимірювальних приладів;

ізолювання вимірювальних приладів, до яких має доступ обслуговуючий персонал, від ланцюга високої напруги.

Трансформатори струму для реле захисту забезпечують передачу виміральної інформації у пристрої захисту та управління. Відповідно цьому трансформатор струму для захисту забезпечує :

перетворення змінного струму будь-якого значення в змінний струм, прийнятний для живлення пристроїв релейного захисту ;

ізолювання реле, до яких має доступ персонал, від ціни високої напруги.

Усі трансформатори струму можна класифікувати за таким основним ознаками:

За родом установки, для роботи на відкритому повітрі, у закритих приміщеннях, для вбудовування у порожнини електрообладнання, для спеціальних установок (у шахтах, на судах тощо).

За способом встановлення: прохідні, що використовуються як вводи, ізоляторів та встановлювані в отворах стін, стель або в металевих конструкціях, опорні, що встановлюються на опорній площині, вбудовані, призначені для встановлення в порожнині електрообладнання.

За кількістю коефіцієнтів трансформації: з одним коефіцієнтом, з кількома коефіцієнтами, одержуваними зміною числа витків первинної або вторинної обмотки, або обох обмоток, застосуванням кількох вторинних обмоток з різним числом витків.

За кількістю ступенів трансформації: одноступінчасті, каскадні (багатоступінчасті), тобто, з кількома ступенями трансформації трансформатора струму.

За виконання первинної обмотки: одновиткові, багато виткові.

За родом ізоляції між первинної та вторинними обмотками: з твердою (порцеляна, лита) ізоляція, пресована ізоляція і т.д.), з в'язкою (заливаються компаундом), з комбінованою (паперово-масляна, конденсаторного типу), газоподібною (повітря, елегаз) ізоляцією.

За принципом перетворення струму: електромагнітні та оптико-електронні.

Основними параметрами та характеристиками трансформатора струму є:

1. Номінальна напруга – чинна значення лінійного напруги. Для вітчизняних трансформаторів струму прийнято наступна шкала номінальної напруги, кВ: 0,66; 6; 10; 15; 20; 24; 27; 35; 110; 150; 220; 330; 500; 750; 1150.

2. Номінальний первинний струм $I_{1н}$, що проходить первинною обмоткою, при якому передбачена тривала робота трансформатора струму. Для вітчизняних трансформаторів струму прийнято наступна шкала номінальних первинних струмів (струми менше 1 кА не наведені), кА: 1; 1,2; 1,5; 2; 3; 4; 5; 6; 8; 10; 12; 14; 16; 18; 20; 25; 28; 32; 35; 40.

У трансформаторах струму, призначених для комплектування турбо та гідрогенераторів, значення $I_{1н}$ більше 10000 А, можуть відрізнятись від шкали прийнятих значень струму.

3. Номінальний вторинний струм $I_{2н}$ проходить по вторинній обмотці, приймається рівним 1 або 5 А, причому $I_{2н} = 1$ А, якщо $I_{1н} < 4000$ А. За погодженням із замовником допускається виготовлення трансформаторів струму $I_{2н} = 2$ А, $I_{2н} = 2,5$ А. 4. Коефіцієнт трансформації $K = I_{1н} / I_{2н}$

5. Вторинне навантаження Z_{2i} відповідає повному опору зовнішнього вторинного ланцюга трансформатора струму в омах, із значенням коефіцієнта потужності. При $\cos\varphi = 0,8$ $Z_{2i} = S_{2i} / I_{2i}^2$.

6. Стійкість трансформатора струму до механічних та теплових впливів характеризується струмом електродинамічної та струмом термічної стійкості. Струм електродинамічної стійкості I_D дорівнює найбільшій амплітуді струму короткого замикання за весь час протікання, яку трансформатор струму витримує без пошкоджень, що перешкоджають його подальшій роботі.

Електродинамічна стійкість може характеризуватися з кратністю $K_D = I_D / \sqrt{2I_{1н}}$. Вимоги електродинамічної стійкості не поширюються на шини, вбудовані та роз'ємні трансформатори струму. Струм термічної стійкості I_T дорівнює найбільшому діючому значенню струму КЗ за проміжок t_T , яке трансформатор струму витримує протягом усього проміжку часу без нагріву

струмопровідних частин до температур, що перевищують допустимі при струмах КЗ і без пошкоджень.

Термічна стійкість може характеризуватися кратністю $K_T = I_T / I_{1n}$

7. Найменування класу точності відповідає граничній струмовій похибки при первинному струмі, що дорівнює 1-1,2 номінального.

Трансформатори струму класу 0,2 застосовуються для приєднання точних приладів класу 0,5 – лічильників електроенергії, класу 1 – всіх технічних вимірювальних приладів; класів 3 та 10 – релейного захисту.

Токові ланцюги вимірювальних приладів та реле мають малий опір, тому трансформатор струму працює у режимі, близькому до режиму КЗ. Якщо розімкнути вторинну обмотку, магнітний потік у магнітопровід різко зросте, магнітопровід може нагрітися до неприпустимої температури, а на вторинній розімкнутій обмотці з'явиться висока напруга (до десятків кВ). Тому не дозволяється розмикати вторинну обмотку трансформатора струму при протіканні струму в первинній обмотці.

4.1.1. Умови роботи трансформаторів струму

Трансформатор струму (ТС) працює в різних режимах електричного ланцюга:

-встановлене, коли струми в обмотках ТС не містять затухаючих вільних аперіодичних та періодичних складових. Одним з видів режиму, що встановився, є нормальний режим роботи ТС, при якому первинний і вторинний струми, похибки різних видів і напруги між обмотками ТС не перевищують довго допустимих при заданих умовах експлуатації. До режимів відноситься також трансформація струму КЗ або іншого струму, що відрізняється від нормального робочого струму установки, після загасання вільних складових;

- перехідному, коли за первинною та вторинною обмотками ТС проходять вільні загасаючі складові струмів, наприклад, при КЗ або комутаціях у

первинному ланцюзі, або при раптовому замиканні коротко гілки вторинного струму.

При правильному виборі ТС струми в обмотках ні за тих, що встановилися, ні при перехідних режимах не повинні перевищувати допустимі термічної та динамічної стійкості. Похибки різних видів також не повинні бути більшими за допустимі.

Умови роботи ТС, призначеного для вимірювань, суттєво відрізняються від умов роботи ТС, що використовується для захисту. Основним режимом роботи ТС для вимірювання є нормальний режим, при цьому ТС забезпечує пропорційне відтворення первинного струму з найменшими похибками модуля і фази.

Робота більшої частини ТС для захисту починається з моменту виникнення в устаткуванні або лінії пошкоджень, аномальних режимів, що характеризуються струмом перевантаження або струмом КЗ. У цьому ТС мають похибку трохи більше 10 %.

Розрізняють такі види похибок ТС.

Струмовою похибкою ТС називається похибка, що виникає внаслідок того, що дійсний коефіцієнт трансформації не дорівнює номінальному:

$$\Delta I = \frac{I_1}{K_1} - I_2,$$

де I_1 - первинний струм; I_2 - Вторинний струм; K_1 - Номінальний коефіцієнт трансформації ($K_1 = I_{1ном} / I_{2ном}$). Відносна струмова похибка, %:

$$f_1 = \frac{\Delta I}{I_1 K_1}.$$

Кутовою похибкою ТС називається фазовий зсув між векторами первинного і вторинного струмів при такому виборі їх напрямів, щоб для ідеального ТС цей кут дорівнював нулю. Кутова похибка вважається позитивною, коли вектор вторинного струму, повернутий на 180 °, випереджає вектор первинного струму.

Повна похибка ε визначає і характеризує як похибка струмом, так і похибка по куту.

Відносна повна похибка, %:

$$\varepsilon = \frac{I_{\text{нам}}}{I_1 / K_1} \cdot 100,$$

де $I_{\text{нам}}$ -вторинний струм намагнічування.

При синусоїдальних первинному та вторинному струмах $\varepsilon = I_{i\dot{a}i}$.

Якщо струми несинусоїдальні, повна похибка, % визначається ставленням діючого значення різниці миттєвих значень первинного та вторинного струмів до діючого значення первинного струму:

$$\varepsilon = \frac{100}{I_1 / K_\tau} \cdot \sqrt{\frac{l}{T} \int_0^T (\tau_1 / K_1 - i_2)^2 dt}.$$

Причиною виникнення похибок ТС є проходження струму намагнічування, тобто того струму, який створює в осерді ТС робочий магнітний потік, що забезпечує трансформацію первинного струму у вторинну обмотку. Що менше струм намагнічування, то менше похибки ТС. Умовами, що визначають похибки ТС, є: кратність первинного струму, що проходить через ТС, до його номінального струму та навантаження, підключене до вторинної обмотки.

4.2. Конструкції трансформаторів струму

До позначення трансформаторів струму входять літери та цифри, які означають: Т – трансформатор струму, П – прохідний (за відсутності літери – опорний), О – одновитковий, М – багатовитковий, Л – з литою або Ф – порцеляндовою ізоляцією; цифри після літер – номінальна напруга.

4.2.1. Трансформатори струму внутрішньої установки

До них відносяться трансформатори струму, призначені для експлуатації в опалюваних або неопалюваних приміщеннях. Тому основною особливістю цієї групи ТС є те, що вони не піддаються безпосередньому впливу атмосферних опадів та сонячної радіації.

Вбудовані трансформатори струму серії ТБ встановлюють на вводах 10-220 кВ вимикачів та силових трансформаторів. Струмopовідні стрижні вводів з їх ізоляцією є первинними обмотками для вбудованих трансформаторів. ТС цієї серії складаються із стрічкового тороїдального ізольованого кабельним папером магнітопроводу, на який намотана вторинна обмотка, що має відгалуження (рис. 4.1).

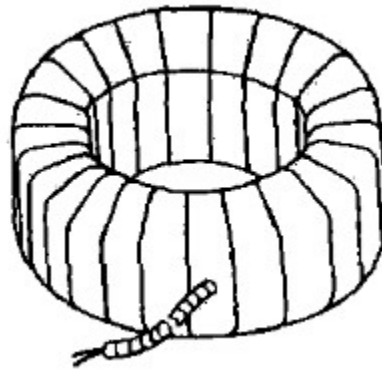


Рисунок 4.1 – Магнітопровід з вторинною обмоткою трансформатора серії ТБ

Зазвичай вторинні обмотки мають чотири відгалуження, що дозволяють підібрати число витків i , отже, коефіцієнт трансформації з робочого струму ланцюга. Основні висновки (повне число витків) відповідають номінальному струму вимикача. Для ТС на 10 та 220 кВ обмотка складається з трьох секторів між якими розташовані спеціальні підставки, щоб під час встановлення трансформаторів на площину уникнути тиску на вторинну обмотку. Вбудовані ТС, призначені для встановлення в силові трансформатори, зазвичай мають один коефіцієнт трансформації.

Трансформатори струму ТВТ представляють собою велику серію, призначену для вбудовування в силові трансформатори високої та надвисокої

напруги, починаючи з 35 кВ. В останнє час до силових трансформаторів пред'являються підвищені вимоги, зокрема щодо забезпечення надійною роботи захисту при перехідних режимах у разі короткого замикання. Це зажадало спеціальних конструкцій вбудованих трансформаторів, наприклад зі суцільним магнітопроводом або з частковими зазорами в ньому. Конструктивно зазори отримують, розрізаючи тороїдальний стрічковий магнітопровід по радіусу. Для рівномірного розподілу магнітного поля зазори розподіляють по колу магнітопроводу – 4, 6, 12 розрізів, потім стягують частини магнітопроводу склобандажною стрічкою.

Трансформатори струму серій ТВ та ТВГ розраховані на роботу в трансформаторній олива в силових трансформаторах та в суміші повітря з парами оливи і частково в маслі – для вимикачів, тому вони ретельно просочуються лаком після виготовлення та бандажування обмоток.

Трансформатори струму типу ТВГ 24 призначені для встановлення на нульових висновків турбогенераторів з номінальною напругою до 24 кВ.

Трансформатор складається з трьох конструктивно ідентичних вузлів і являє собою вторинну обмотку, закріплену на фланці з алюмінієвого сплаву за допомогою сталевих стрічок. Основні труднощі під час створення подібних ТС полягає в тому, що в обмеженому просторі, де неминуче вплив сусідніх струмопровідних шин, потрібно забезпечити перетворення великого струму (до 15 000 А) з точністю 0,5%. Крім того, при чотириразовій обмотці перевантаження по струму, коли вплив сусідніх фаз зростає у 16 разів, повна похибка не повинна перевищувати 10%. З цією метою у трансформаторах ТВГ 24 застосована спеціальна схема намотування секційованої вторинної обмотки.

4.2.2. Шинні трансформатори струму

На великі номінальні первинні струми застосовуються шинні ТС, у яких роль первинної обмотки виконує шина, що проходить всередині трансформатора.

Трансформатор струму серії ТШЛ 20 (шинний з литою ізоляцією на 20 кВ та струми 6000-18000 А) показаний на рис. 4.2.

Ці трансформатори представляють собою кільцеподібний епоксидний блок із залитим у ньому магнітопроводом та вторинними обмотками. Первинною обмоткою є шина струмопроводу. В ізоляційний бак залито екрануюче силумінове кільце, електрично з'єднане з шиною за допомогою пружини. Електродинамічна стійкість ТС визначається стійкістю шинної конструкції.

Трансформатори струму серії ТШВ 24 на номінальний Струм 30000 А призначені для установки в пофазно екрановані струмопроводи генераторно розподільчих пристроїв на номінальну напругу 24 кВ промислової частоти. Трансформатор розрахований на роботу за температури повітря всередині струмопроводу до 70°C , тому зона установки трансформатора повинна забезпечуватись циркуляцією повітря. Шина РУ в місці встановлення ТС повинна розташовуватись горизонтально, в ній не допускаються поперечні зварні шви, вентиляційні отвори та інші дефекти, що порушують рівномірність розподілу струму.

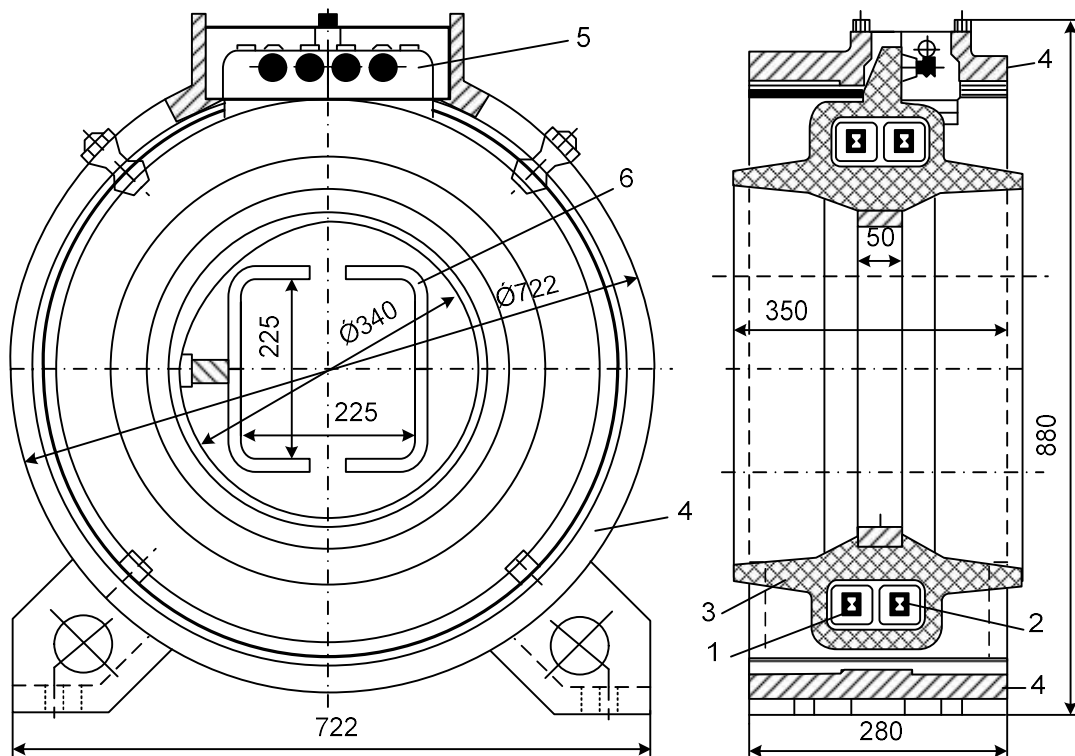


Рисунок 4 2 – Трансформатор струму ТШЛ 20

Трансформатор ТШВ 24 складається тільки з вторинної обмотки. Комплект таких трансформаторів із потрібним поєднанням характеристик набирається безпосередньо на місці установки в струмопроводі.

Вторинна обмотка намотана на стрічковий магнітопровід, поміщений для додавання механічної міцності в коробку з алюмінієвого сплаву. Щоб не виникло короткозамкнутого витка, в роз'єм коробки вкладена прокладка з електроніту. Поверх обмотки розташований електростатичний екран, захищений трьома шарами склострічки. Екран з'єднаний гнучким дротом із затискачем заземлення, розташованим на колодці вторинних затисків, куди виведені кінці вторинної обмотки.

4.2.3 Прокідні трансформатори струму

Типовими конструкціями прохідних ТС є трансформатори серії ТПОЛ прохідний, одновитковий, з литою ізоляцією) на номінальні напруги 10, 20, 27 та 35 кВ.

У трансформаторі ТПОЛ 20 (рис. 4.3) струмопровідний стрижень, що проходить через « вікна » двох магнітопроводів є одним витком первинної обмотки.

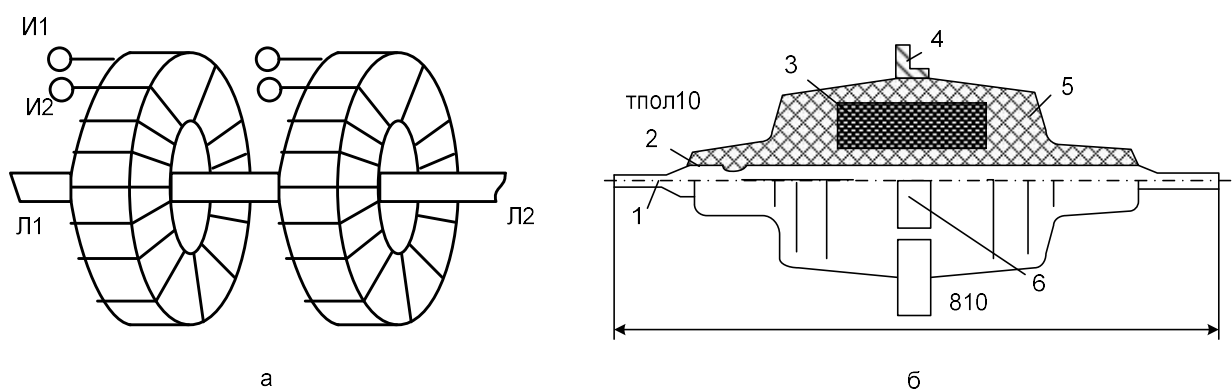


Рисунок 4.3 – Трансформатор струму ТПОЛ 20 а – принципове розташування магнітопроводів з обмотками; б – конструкція 1 – первинна обмотка; 2 – буферний прошарок; 3 – магнітопроводи; 4 – опорний фланець; 5 – епоксидний корпус; 6 – клемник

Трансформатор ТПОЛ 20 має два магнітопроводи, на кожен намотана своя вторинна обмотка. Випускаються варіанти: з двома обмотками – для релейного захисту; з одною обмоткою – для вимірювання, та однією – для захисту. Вторинні обмотки намотані на стрічкові тороїдальні магнітопроводи та захищені буферним прошарком. Для виключення часткових розрядів у буферному прошарку обмотка екранується обкладкою з перфорованої фольги, з'єднаної із заземленим фланцем трансформатора.

Первинна обмотка представляє собою мідну трубу, кінці якої розплющені та утворюють висновки для приєднання шин, що підводять. Поверх труби розташовується буферний прошарок з склострічки, екранована перфорованою фольгою, електрично з'єднаної з трубою. У середній частині труба трохи сплющена, щоб запобігти її зміщенню та повертанню. Вторинні обмотки виведені в клемник. Магнітопровід разом із обмотками заливають компаундом на основі епоксидної смоли, який після затвердіння утворює монолітну масу.

При струмах, менших 600 А, застосовуються багатовиткові трансформатори струму ТПЛ, у яких первинна обмотка складається з кількох витків, кількість яких визначається необхідною магніторушійною силою.

4.2.4 Трансформатори струму зовнішньої установки

ТС зовнішньої установки розташовуються у відкритій частині розподільчих пристроїв, на спеціальних майданчиках або фундаментах і, отже, піддаються впливу кліматичних факторів.

Традиційним матеріалом для зовнішньої ізоляції таких ТС є порцеляна. В останні роки почали з'являтися ТС зовнішньої установки з литою ізоляцією на основі циклоаліфатичної епоксидної смоли, яка має підвищену ерозійну стійкість до ультрафіолетового випромінювання. З погляду внутрішньої ізоляції розрізняють ТС з паперово-масляною та паперово-конденсаторною ізоляцією, причому остання дозволяє краще розподілити потенціал за

товщиною ізоляції та суттєво зменшити її товщину. Всі ТС зовнішньої установки відносяться до конструкцій опорного типу.

Трансформатори струму типу ТФЗМ 220. У пустотілому фарфоровому ізоляторі, заповненому маслом, розташовані обмотки та магнітопровід трансформатора (рис. 4.4).

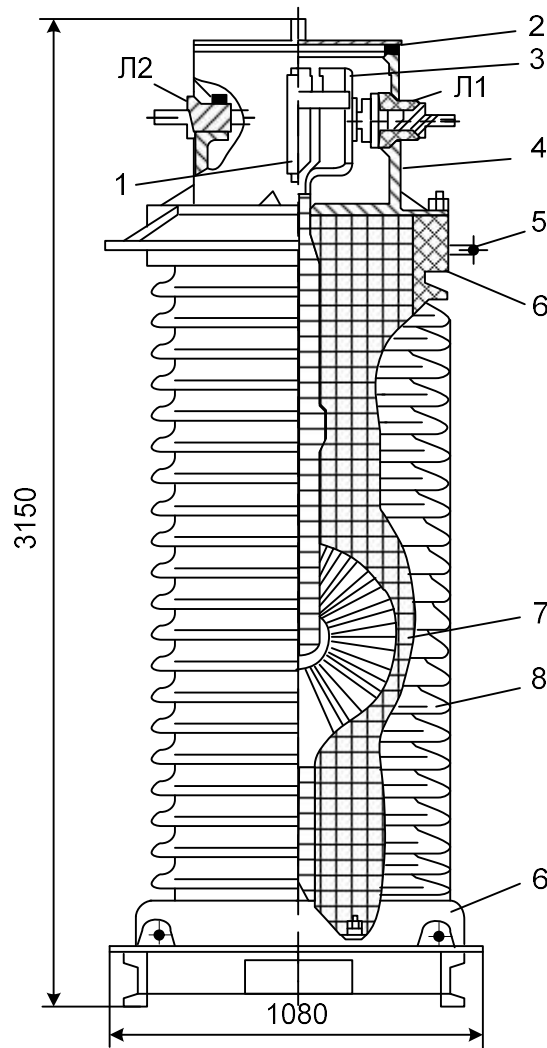


Рисунок 4.4 – Трансформатор струму типу ТФЗМ 220

Конструктивно первинна та вторинна обмотки нагадують дві ланки ланцюга (літера 3 у позначенні типу). Трансформатор має чотири вторинні обмотки, три – для захисту та одна – для вимірювань. Для збільшення відстані в маслі від первинної обмотки до заземленого цоколя стійка, на якій закріплений комплект вторинних обмоток 7, має велику довжину і вторинні

обмотки розташовані не в нижній частини порцелянової покритишки, а ближче до середини. У зв'язку з цим покритишку 8 зробили циліндричної, що спростило конструкцію та дозволило уніфікувати її кріплення до Цоколя та маслорозширювача. Маслорозширювач 4 виконаний у вигляді металевої конструкції, що представляє собою елумінову вилівку. У стінках маслорозширювача укріплені масловказівник 1 та затискачі первинної обмотки. Зовнішня частина затискача служить для приєднання струмопідвідних шин, до внутрішньої за допомогою хомутів приєднуються початок та кінець первинної обмотки. До затискачів первинної обмотки кріпиться пристрій для перемикавання коефіцієнта трансформації 3. Це пристрій розташовано вище рівня олії і представляє собою ізоляційну конструкцію, на якій закріплені висновки чотирьох секцій, що утворюють первинну обмотку. За допомогою перемичок секції можуть з'єднуватися послідовно, послідовно-паралельно або паралельно, що дозволяє змінювати коефіцієнти трансформації у співвідношенні 1:2:4.

Затискачі первинної обмотки ущільнені у місці прохода крізь стінку маслорозширювача, причому затискач Л1 ізолюваний від маслорозширювача, а затискач Л2 електрично з'єднаний із ним.

Для підвищення напруги корони і більше рівномірного розподілу напруги по висоті покритишки в нижній частини маслорозширювача встановлені екранне кільце 5, захисна арматура 6, яка є і цоколі трансформатора.

Зверху на маслорозширювачі кріпиться кришка 2, що має дихальний клапан з вологопоглиначем. Для зміни коефіцієнта трансформації знімається кришка 2 та виконуються необхідні перемикавання висновків секцій первинної обмотки.

На базі трансформатора ТФЗМ 220 розроблений і випускається ТФЗМ 500 (рис. 4.5).

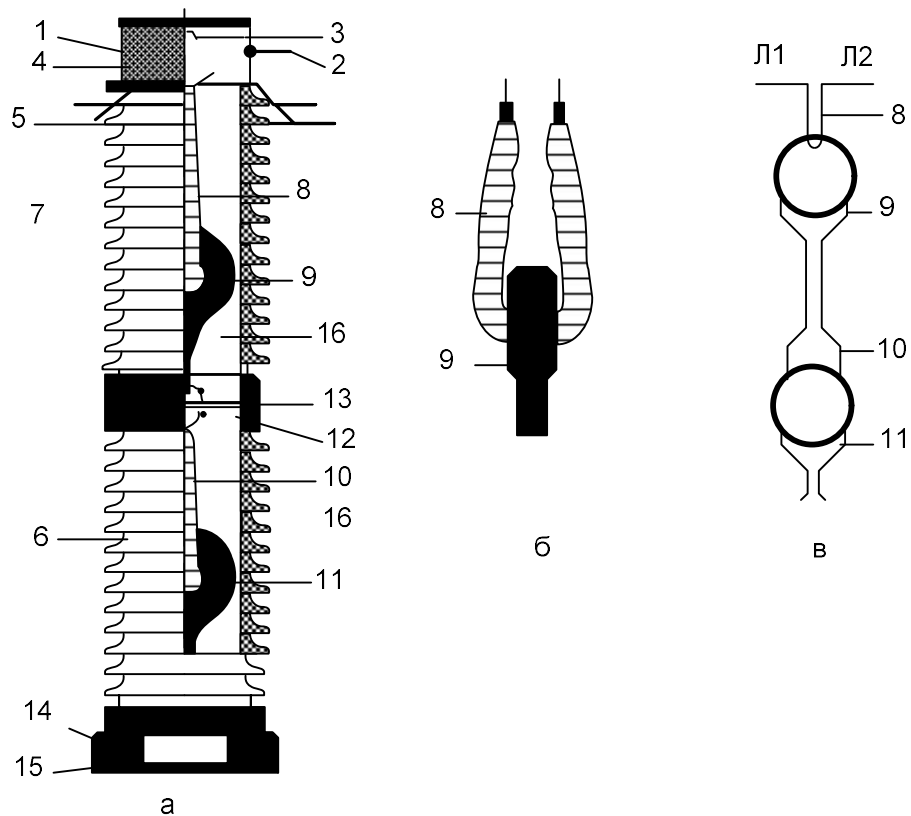


Рисунок 4.5 – Трансформатор струму ТФЗМ 500:

а – розріз; б – обмотки верхньої щаблі ;

в – схема з'єднань обмоток нижньої та верхньої ступенів ;

1 – введення приєднання Л1; 2 – введення приєднання Л2;

3 – перемикач обмотки; 4 – маслорозширювач; 5- екран ;

6 – фарфорова покриття 1 ст.; 7 – порцеляновий покриття 2 ст.;

8 – первинна обмотка 2 ст. (Верхній); 9 – вторинна обмотка 2 ст. (Верхній);

10 – первинна обмотка 1 ст. (нижньої); 11 – вторинна обмотка 1 ст. (нижньої

); 12 – цоколь; 13 – лінія роз'єму; 14-основа; 15 – коробка висновків вторинної обмотки; 16 – олія.

Цей каскадний ТС представляє собою комплект з двох ТС із циліндричними порцеляновими покриттями, встановленими один над одним. Кожен ступінь представляє собою самостійний ТС, який має відповідний коефіцієнт трансформації та ізоляцію, розраховану на знижену напругу.

Нижній ступінь ТФЗМ 500 конструктивно подібний до трансформатора ТФЗМ 200. Комплект вторинних обмоток 11 містить чотири незалежні вторинні обмотки, розташовані кожна на своєму тороїдальному магнітопроводі. У комплект входять три обмотки для захисту та одна для вимірювання. Вторинні обмотки мають загальну ізоляцію з кабельного паперу.

Первинна обмотка нижньої щаблі 10 містить 240 витків дроту, намотаного у вигляді кільця і закріпленого на обмоткотримачі. Поверх обмотки розташований електростатичний екран з фольги, електрично з'єднаний з обмоткоутримувачем. На екран накладена ізоляція з кабельного паперу.

Нижній ступінь закінчується цоколем 12, де розташовані контактні затискачі, за допомогою яких первинна обмотка нижньої щаблі з'єднується зі вторинною обмоткою, а також кран із фланцем для підключення маслопроводу верхній щаблі.

Нижній цоколь верхнього щабля монтується на верхньому цоколі нижнього щабля. Електрично ці цоколі з'єднуються з одним з висновків вторинної обмотки верхньої щаблі за допомогою затиску. Вторинна обмотка верхнього ступеня має один магнітопровід якого обране обліком сумарною потужністю всіх вторинних обмоток трансформатора (255 ВА).

Первинна обмотка верхнього щабля складається з чотирьох одновиткових секцій U-подібної форми (рис. 4.5 б), скріплених для підвищення електродинамічної стійкості бандажом на спеціальній колодці. За допомогою перемикача, подібного до того, що застосований у трансформаторі ТФЗМ 220, секції можуть з'єднуватися послідовно або паралельно, забезпечуючи роботу з номінальним струмом 500, 1000 та 2000 А.

Пристрій маслорозширювача, масловказівника, екрану аналогічно конструкції цих елементів у трансформаторі ТФЗМ 220. Для формування рівномірного електричного поля з'єднання верхньої та нижньої сходів також закрито металевим екраном.

4.3 Оптико-електронні трансформатори струму

Будівництво міжсистемних ліній електропередача надвисокої напруги, створення силових установок з імпульсними струмами до 10^6 А і більше, необхідність розробки еталонних пристроїв для вимірювання параметрів процесу передачі електроенергії в польових та лабораторних умовах зумовили розвиток нових методів вимірювання електричних величин на основі досягнень електроніки та обчислювальної техніки. Поряд із методами вимірювання струму, заснованими на використанні магнітної, електричної, радіо, теплової, акустично, оптичного зв'язку між первинними та вторинними ланцюгами високовольтних вимірювальних пристроїв, перспективними є і оптико-електронні методи. Їх фізичну основу складають перетворення вхідного електричного сигналу в світловий, передачі світлового сигналу по оптичному каналу та його перетворення знову в електричний сигнал з наступним посиленням. Існує велика кількість реалізацій оптико-електронних (ОЕ) методів, що відрізняються способом впливу вимірюваного параметра на світловий сигнал (способом модуляції), видом модуляції та конструктивним виконанням.

Пояснимо перші два найбільш важливих ознак спрощеної класифікації ОЕ-методів на прикладі функціональних схем ОЕ-пристроїв для вимірювання струму.

У схемі (рис. 4.6 а) використовується внутрішня модуляція інтенсивного випромінювання. Вимірюваний струм i_t через первинний 1 і проміжний 2 перетворювачі впливає на один із параметрів джерела випромінювання 3 таким чином, що потік випромінювання змінюється в часі за детермінованим законом, що визначається видом використовуваної модуляції. Проміжний перетворювач 2 отримує живлення від автономного джерела І. Він та блоки 1-3 знаходяться під високим потенціалом стосовно землі. Потік випромінювання через оптичний канал 4 надходить на фотоприймач 5, розташований в частинах конструкції ОЕ-пристрою, що знаходяться під потенціалом землі. Фотоприймач перетворює оптичний сигнал в електричний потім через

підсилювач 6 з автономним джерелом живлення 10 надходить паралельно на перетворювач коду в аналог 9 та навантаження 8, 7.

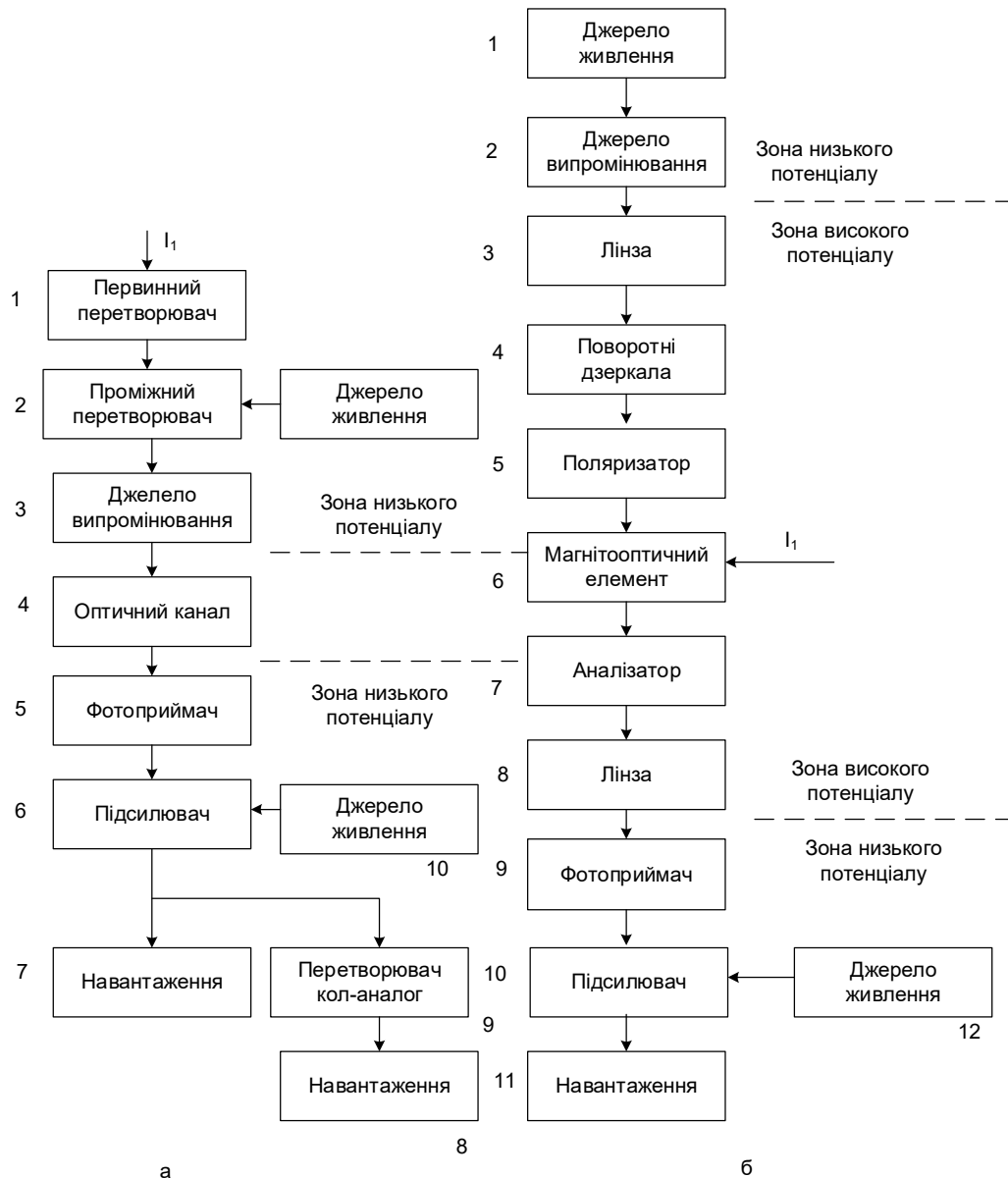


Рисунок 4.6 – Структурні схеми ОЕТТ: а – із внутрішньою модуляцією; б – із зовнішньою модуляцією.

Внутрішня модуляція в такій схемою може бути наступних видів: амплітудної, в тому числі прямий, коли несучою є незмінний струм або напруга, амплітудно-імпульсної, частотної, частотно-імпульсної, кодоімпульсної та ін. При всіх видах амплітудної модуляції схема (рис. 4.6, а) кілька спрощується, оскільки відпадає необхідність у блоках 8 та 9.

У схемі (рис. 4.6 б) використовується зовнішня модуляція інтенсивності випромінювання – вимірювана величина впливає на характеристики потоку випромінювання за межі джерела. Потік випромінювання джерела 2, підключеного до джерела живлення 1, через лінзу 3 та поворотні дзеркала 4 надходить у комірку Фарадея, що містить поляризатор 5, магнітооптичний елемент 6 та аналізатор 7, де модулюється за амплітудою магнітним полем, створеним вимірюваним струмом. Назад – оптичного каналу 8 випромінювання надходить у фотоприймач 9, який через підсилювач 10 має автономне джерело живлення 12, керує роботою навантаження 11. Вид модуляції у схемі залежать від первинного перетворювача вимірюваної величини і може бути принципово будь-яким з вказаних для внутрішньої модуляції.

За розглянутими структурними схемами створюються вимірювальні пристрої, звані огсгаш-здекронними трансформаторами струму (ОЕТТ):

1) дають можливість забезпечити повну електричну розв'язку ланцюга високої напруги від ланцюгів вторинної комутації, усунути небажані взаємні впливи цих ланцюгів та забезпечити повну безпеку обслуговуючого персоналу;

2) спрощують виконання ізоляції порівняно з ізоляцією звичайних електромагнітних ТС;

3) здатні вимірювати струми у великому діапазоні з високою швидкістю, точністю та перешкодозахищеністю;

4) мають будь-яку необхідну кількість незалежних виходів для підключення навантаження з будь-яким вхідним опором, з поданням інформації в аналоговій або цифровій формі ;

5) які мають достатньо високу надійність за рахунок повного або часткового резервування окремих, найбільш відповідальних блоків, стабільністю роботи в діапазоні температур $-50... +50$ ° С;

б) що дає можливість виконати варіант конструкції, що вбудовується в комутаційні апарати або їх комплекси, за рахунок малогабаритних вхідних елементів та невеликої маси.

Поряд із безперечними перевагами ОЕТТ у порівнянні з електромагнітними ІТ мають ряд недоліків, обумовлених принципом дії :

1) блоків перетворення оптичного сигналу у електричний необхідні спеціальні джерела хвиль ;

2) потужність вихідних ланцюгів недостатня для приведення в дію існуючих комплектів захистів на електромеханічних реле, а її підвищення пов'язано з великими техніко-економічними труднощами ;

3) необхідність забезпечення високою точності, надійності та стабільності роботи у часі при зміні робочих температур у широкому діапазоні призводить до значних ускладнень схем та, як слідство, до втрати конкурентоспроможності, особливо в конструкціях на нижчі класи напруги.

Однак дані недоліки слід рахувати тимчасовими, бо в міру вдосконалення схемних рішень та елементної бази вони цілком усунути.

4.4 Обслуговування трансформаторів струму

Перед монтажем ТС ретельно оглядають, перевіряють стан ізоляції та контактних частин, цілісність і справність литого або металевих корпусів та безпеку порцелянових ізоляторів. ТС, у яких пошкоджено ізолятори, є глибокі вм'ятини на кожусі, зафіксований пробій ізоляції на металевий корпус, виявлено внутрішні обриви проводів вторинного кола, підлягають ремонту до початку монтажу. Під час ремонту ТС піддають випробуванням, визначаючи опір ізоляції первинної обмотки по відношенню до корпусу та опір ізоляції вторинних обмоток. Якщо опір виявляється менше вказаних заводом - виробником, ізоляцію сушать, пропускаючи через обмотки струм, що на 10-15% перевищує номінальний.

При заміні ТС на новий висновки первинної обмотки приєднують до шин розподільного пристрою особливо ретельно, щоб при тривалому протіканні

струму ділянка з'єднання не нагрівався більше температури цілої ділянки шин; дроти вторинних ланцюгів приєднують до затискачів вторинної обмотки, металевий корпус або основу трансформатора заземлюють за допомогою дроту або шини заземлення.

Обслуговування ТС полягає у нагляді за ним та виявленні видимих несправностей, при цьому контролюється навантаження первинного ланцюга і встановлюється, чи немає перевантаження. Перевантаження ТС струмом первинної обмотки допускається до 20%.

Дуже важливо стежити за нагріванням та станом контактів, через які проходить первинний струм. На практиці мали місце випадки нагріву контактних шпильок у олію наповнених ТС. І якщо при цьому на сильно нагрітій контакт потрапляло масло, воно спалахувало і виникала пожежа. Під час огляду звертають увагу на відсутність ознак зовнішніх пошкоджень (обгорання контактів, тріщин у фарфорі), так як ТС схильні до термічних та електродинамічних впливів при проходженні через них наскрізних струмів короткого замикання.

Важливе значення має стан зовнішньої ізоляції. Понад 50% випадків пошкоджень ТС з литою ізоляцією відбувається в результаті перекриттів за забрудненою та зволоженою поверхні ізоляторів при дії комутаційних та грозових перенапруг.

У маслонаповнених ТС перевіряють рівень масла за масловказівником, відсутність патьоків олії, колір силікагелю в повітроосушувачі (силікагель із зернами рожевого забарвлення повинен замінюватись). При виявленні дефектів струмоведучих частин та ізоляції ТС разом із приєднанням, на якому встановлений, повинен бути виведений у ремонт, підданий ретельному огляду та випробуванню.

Демонтаж ТС для його ремонту у майстернях або при його заміні складається з від'єднання проводів ланцюгів вторинної комутації (попередньо закорочують вторинну обмотку трансформатора), зняття болтового кріплення з контактної з'єднання первинної обмотки з шинами РУ та від'єднання

проводів або шин заземлення корпуси або підстави ТС, Потім відгвинчують гайки болтових з'єднань кріплячі корпус ТС до опорної конструкції, виймають та прибирають сталеві прокладки з-під фланців, після чого ТС виймають з гнізда.

Ремонт ТС полягає у перевірці цілісності порцелянових ізоляторів покришок та їх армування. При виявленні сколів їх ремонтують, перевіряючи міцність стрижня, що проходить через ізолятор – Для визначення стану ізоляції між первинною й вторинною обмотками або обриву в ланцюзі вторинної обмотки ТС користуються мегаомметром. Опір ізоляції між обмотками, а також між ними та корпусом повинно бути не менше 100 МОм.

4.5 Визначення небезпечного зволоження паперово-олійної ізоляції трансформатора струму

В експлуатації все більше актуальними стають питання, пов'язані зі станом ізоляції трансформаторного обладнання, що пропрацювало тривалий термін.

Наведемо приклад оцінки стану паперово-олійної ізоляції одного з найбільш численних видів високовольтного обладнання – вимірювальних трансформаторів струму типу ТФЗМ (ТФНД та ТФНКД), які пропрацювали понад 25 років. Проблема подальшої безаварійної експлуатації ТС цього типу стає дуже актуальною, оскільки в енергосистемах практично Відсутня можливість масової заміни цих трансформаторів.

При оцінці стану ізоляції розглядалися, в основному, два найбільш небезпечних, дефекту: старіння та зволоження паперово – олійної ізоляції. Додатково аналізувалося стан олії за результатами скороченого хімічного аналізу, тангенсу кута діелектричних втрат ізоляції та результатам хроматографічного аналізу олії на вміст у ньому розчинених газів (ХАРГ).

Для оцінки стану ізоляцій був розкрито трансформатор струму ТТ-В-220-2АТ типу ТФНД, встановлений на ВРП Братської ГЕС, за ознакою найбільшої завантаженості протягом терміну його експлуатації (понад 30 років). Під час

розтину були відібрані зразки твердої ізоляції від висновків первинної обмотки. Результати визначення ступеня полімеризації цих зразків віскозиметричним методом і вмісту вологи за методом Діна-Старка апаратом АКОВ-10 наведені в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Аналіз зразків твердої ізоляції

Місце відбору зразка	Ступінь полімеризації	Вологовміст, %
Зовнішня ізоляція УП (загальна) Л2	979	5,8
Сьомий останній шар ізоляції відведення УПЛ2	990	6,2

Крім того, був оцінений залишковий ресурс твердої ізоляції групи ТС, які пропрацювали більше 30 років, за наявності фуранових з'єднань у маслі. За результатами вимірів зроблено висновок про те, що ізоляція у зовнішніх шарах вимірювальних трансформаторів зволожена майже до гранично можливих значень. Водночас термічний _ знос ізоляції невеликий і вона зберігає достатню механічну міцність.

Про стан внутрішніх шарів ізоляції за ступенем зволоження можна судити щодо зміни діелектричних характеристик ізоляції ТС, нагрітого до температури 80-90°C. Для експериментальної оцінки ступеня зволоження ізоляції був обраний трансформатор струму ТФНД 220 кВ, що знаходиться в резерві, і проведений досвід з його нагрівання та охолодження. Результати вимірювання тангенсу кута діелектричних втрат ізоляції та опору ізоляції при нагріванні та охолодженні ТС представлені в табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Результати вимірювання характеристик ізоляції

Температура, °С	$tg\delta_{\epsilon}$, %	R, МОм
Нагрів		
8	0,347	10000
30	0,73	10000
45	0,785	10000
60	1,07	10000
95	3,24	4000
Охолодження		
60	2,45	7000
45	1,8	80007
30	1,0	10000

Аналіз результатів вказує на можливі забруднення та помітне зволоження твердої ізоляції ТС. Непрямим підтвердженням забруднення поверхні є також практично незмінний опір ізоляції під час прогрівання від 8 до 60°С. Основним джерелом зволоження паперово-олійної ізоляції є волога, що проникає в ТС разом із вдихуванним повітрям внаслідок недосконалості силікагелевих повітроосушувачів.

Зволоження твердої ізоляції знижує електричну міцність та сприяє підвищенню рівня часткових розрядів всередині ізоляції.

Результати вимірювань та розтин окремих зразків трансформаторів струму, а також результати статистичної обробки вимірювань $tg \delta$ ізоляції трансформаторів струму Братській ГЕС показали, що трансформатори можуть довго і безаварійно працювати при середній вологості близько 4% і поверхневий – до 6% за масою. Для оцінки допустимою вологості паперово-олійної ізоляції було прийнято теоретичну модель процесу в олії біля поверхні твердої ізоляції при випробуванні ТС підвищеною напругою з урахуванням нерівномірності розподілу вологи по товщині ізоляції.

Нерівномірний стаціонарний розподіл вологи обумовлено неоднаковим за товщиною ізоляції температурою, розподіл якої визначається умовами проходження теплового потоку послідовно від обмоток, що гріються при

навантаженні трансформатора через товщину. ізоляції в масло, а від нього через оболонку трансформатора, в навколишнє повітря. Ці умови залежать від конструкції трансформатора, навантаження по струму та температури навколишнього повітря. У конструкції трансформатора, зокрема, температурні перепади в ізоляції над олією та олії над оточуючим повітрям розподіляються таким чином, що за номінальними навантаженнями ці перепади задовольняють вимоги стандарту. Волога, що потрапляє з навколишнього повітря в олію, проникає в ізоляцію обмоток через зовнішні шари та поширюється по мікрокапілярах паперу, що становить ізоляцію у вигляді пари. У стаціонарному стані тиск пара на кожній ділянці ізоляції визначається місцевою температурою T цієї ділянки відповідно до правила Кіудсена $p = \text{const} \sqrt{T}$. Рівноважне місцеве зміст води w в ізоляції визначається цим місцевим тиском пари за відповідною ізотермією сорбції, так що може бути представлено як функція місцевої температури, а через неї – як функція T_{OKP} та $a = I / I_{ном}$, а також зовнішнього R та внутрішнього r радіусів нормального перерізу ізоляції та відносної вологості ϕ оточуючого повітря. Використовуючи це уявлення, можна обчислити середнє за товщиною ізоляції значення вологості як функцію тих самих змінних. Відповідні графоаналітичні обчислення виконуються за допомогою ПЕОМ (див. додаток).

З огляду трішки масляного зазору вимірюваної частини ізоляційної конструкції трансформатора струму впливом олії на виміряне за обсягом середня значення $\text{tg}\delta$ ізоляції первинної та вторинної обмоток можна знехтувати. Тоді вимірний $\text{tg}\delta$ ізоляції виражається формулою :

$$\text{tg}\delta_{uz} = \text{tg}\delta_{TBO} \cdot \exp[(w_{cp} - w_0)\alpha],$$

Де $\text{tg}\delta_{TBO}$ - значення тангенса кута діелектричних втрат твердої ізоляції, що відповідає вмісту вологи випущеної ізоляції $w_0=0,5\%$; w_{cp} – Середнє значення вологості ізолятора; α – лінійна функція температури ізоляції $\alpha = 0,18+0,006t$.

Рівняння $tg\delta_{из}$ спільно з результатами графоаналітичного розрахунку дозволяє виразити гранично допустимі значення тангенса кута діелектричних втрат через відносну вологість ϕ , температуру $T_{окр}$ навколишнього повітря, коефіцієнт навантаження $a = I / I_{ном}$, при яких відбувалося зволоження трансформатора, а також від температури ізоляції t під час вимірювання $tg\delta$. При цьому передбачається, що максимальна місцева концентрація вологи в ізоляції дорівнює 6%. Для найбільш представницьких значень відносної вологості = 80% і температури $T_{окр} = 20^\circ$ З ця залежність допустимих значень $tg\delta$ від представлена в табл. 4.3.

Таблиця 4.3

α	$w_{сд}$ по масі	Температура ізоляції t , $^\circ\text{C}$				
		0	10	20	30	40
0	6,00	1,35	1,87	2,60	3,62	5,04
0,4	5,55	1,24	1,68	2,28	3,08	4,17
0,8	4,71	1,07	1,37	1,77	2,27	2,93
1,0	4,28	0,99	1,22	1,60	1,97	2,49
1,2	3,86	0,92	1,12	1,37	1,68	2,05

Допустимі значення $tg\delta$ засновані на певному фізичному уявленні про неприпустимість в ізоляції трансформатора струму критичних часткових розрядів при робочій напрузі та неприпустимості внаслідок цього концентрації вологи вище 6% у будь-якому місці ізоляції. І вони вибрано найбільш представницьким умовам зволоження трансформатора в експлуатації, завдяки чому узгоджуються з нормативно допустимими значеннями $tg\delta$ для ізоляції трансформатора струму після капітального ремонту, тобто. у стані рівномірного зволоження ізоляції. Отже, нормативний документ допускає у трансформаторів струму ТФЗМ середню вологість ізоляції після ремонту трохи більше 6%. Насправді для працюючого трансформатора середня вологість повинна бути тим менше 6%, ніж вищий коефіцієнт навантаження. Зокрема, при номінальному навантаженні трансформатора струму середня

вологість ізоляції не повинна перевищувати приблизно 3,5-4% (табл. 4.3). Відповідно допустиме середнє значення $\text{tg}\delta$ при 20°C повинно бути трохи більше 1,6%. Проведені дослідження виявляють завищення нормованого гранично допустимого середнього значення $\text{tg}\delta$ для трансформаторів струму 220 кВ. Статистика виміру середнього значення $\text{tg}\delta$ ізоляції обмоток трансформаторів струму 220 кВ (69 випадків вимірювань) показує, що для працюючих трансформаторів $\text{tg}\delta$, рівні або перевищують нормоване значення практично відсутні.

Отже:

1. Вологість ізоляції трансформаторів струму з паперово – олійною ізоляцією може досягати за масою небезпечною величини 6% і більше з погляду можливості появи в ній критичних часткових розрядів, якщо трансформатор струму довго вимкнений (наприклад, знаходиться на зберіганні) або навантажений не більше ніж на 20% за струмом і якщо відносна вологість навколишнього повітря перевищує 50%.

2. У працюючому ТС шари ізоляції зволожені нерівномірно. Найбільш зволженими виявляються зовнішні шари паперової ізоляції, що стикаються з маслом. Нерівномірність зволоження за шарами ізоляції зростає зі зростанням навантаження ТС.

3. Для контролю небезпечної величини місцевого зволоження ізоляції, крім вимірювання середнього значення тангенсу кута діелектричних втрат ізоляції, необхідний облік коефіцієнтів навантаження по струму трансформаторів струму.

4. На відміну від даних довідника « Обсяг та норми випробування електрообладнання » облік нерівномірності розподілу вологи за шарами ізоляції для трансформаторів струму з паперово-масляною ізоляцією 220 кВ дає гранично допустиме значення тангенсу кута діелектричних втрат ізоляції 1,6% при 20°C замість 2,5% за довідником. Статистичний аналіз фактичних $\text{tg}\delta$ ізоляції трансформаторів струму 220 кВ в експлуатації показує, що ймовірність 586 значень $\text{tg}\delta$, рівних або що перевищують 1,6% при 20°C не перевищує 4%

загальної кількості експлуатованих трансформаторів струму.

5. При капітальному ремонті трансформаторів струму сушіння ізоляції можна не виробляти, якщо виміряне значення $\text{tg } \delta < 15\%$.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

5.1 Аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з ремонтом та експлуатацією Немирівських електричних мереж 110 кВ

На лініях 110 кВ виконується низка робіт, таких як: будівництво, реконструкція ЛЕП, прокладення, заміна проводу тощо.

Відповідно до цих робіт можна перелічити небезпечні та шкідливі фактори, які виникають при цьому.

1.1. Небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

- фізичні;
- психофізіологічні.

1.1.1. Фізичні небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

- рухомі частини виробничого обладнання; вироби, що пересуваються, заготовлі, матеріали;
- підвищена чи знижена температура поверхонь обладнання, матеріалів;
- підвищене значення напруги в електричному ланцюзі, замикання якого може статися через тіло людини;
- підвищений рівень статичної електрики;
- підвищена напруженість електричного поля;
- гострі кромки, задирки та шорсткість на поверхнях заготовок, інструментів та обладнання [14].

5.2 Організаційно-технічні рішення з охорони праці для електротехнічного персоналу Немирівських електричних мереж 110 кВ при ремонті та експлуатації реле

5.2.1 Період експлуатації або термін служби пристрою до списання визначається моральним чи фізичним зношуванням пристрою до такого стану, коли відновлення його стає нерентабельним. Фізичний знос пристрою не повинен бути причиною відмов. Рішення про заміну пристрою або його

відновлення ухвалюється на рівні енергосистеми, енергопідприємства, у віданні яких знаходяться пристрої РЗА або ПА.

У термін служби пристрою, починаючи з перевірки при новому включенні, входять, як правило, кілька міжремонтних періодів, кожен з яких може бути розбитий на характерні з точки зору надійності етапи: період опрацювання, період нормальної експлуатації та період зносу.

Встановлюються такі види планового технічного обслуговування пристроїв РЗА:

- перевірка при новому включенні (налагодження);
- перший профілактичний контроль;
- профілактичний контроль, профілактичний контроль із заміною ламп;
- профілактичне відновлення (ремонт);
- тестовий контроль;
- випробування;
- технічний огляд.

Крім того, в процесі експлуатації можуть проводитися такі види позапланового технічного обслуговування:

- позачергова перевірка;
- післяаварійна перевірка [15].

5.2.2 Перевірки при новому включенні пристроїв РЗА та ПА, у тому числі вторинних ланцюгів, вимірювальних трансформаторів та елементів приводу комутаційних апаратів, що належать до пристроїв РЗА та ПА, проводяться:

- Перед включенням знову змонтованих пристроїв;
- після реконструкції діючих пристроїв, пов'язаної з встановленням нової додаткової апаратури, переробкою апаратури, що знаходиться в роботі, або після монтажу нових вторинних ланцюгів.

Якщо перевірка при новому включенні проводилася сторонньою організацією налагодження, включення нових і реконструйованих пристроїв без приймання їх службою РЗА забороняється.

5.2.3 Завданням технічного обслуговування в період приробітку з урахуванням особливостей релейного захисту та протиаварійної автоматики є найбільш швидке виявлення припрацьованих відмов та запобігання відмовам функціонування з цієї причини.

Для пристроїв РЗА та ПА приробіткові відмови найбільш характерні у початковий період експлуатації. У решту міжремонтних періодів вони виникають значно рідше.

Період приробітку пристрою релейного захисту та протиаварійної автоматики починається з проведення налагоджувальних робіт перед включенням пристрою в експлуатацію, які при ретельному їх виконанні забезпечують виявлення та усунення більшої частини відмов.

Однак навіть найретельніше налагодження не може гарантувати усунення всіх відмов приробітку. Завжди є ймовірність, що якийсь із дефектів не буде виявлено або з'явиться після налагодження. Крім того, при налагодженні можуть не виявитися приховані дефекти елементів, які виявляться через деякий час після введення пристрою в експлуатацію. До них можуть бути віднесені, наприклад, ослаблена міжвиткова ізоляція обмоток реле і трансформаторів, наявність надломів у дротяних опорах, приховані дефекти радіоелектронної апаратури.

Таким чином, із закінченням налагоджувальних робіт та введенням пристрою в експлуатацію період приробітку не може вважатися закінченим. Необхідно проведення через деякий час після налагодження ще однієї перевірки, після якої з досить великою ймовірністю вважатимуться, що приробіткові відмови виявлені та усунені. Таку перевірку названо першим профілактичним контролем. Термін проведення цього контролю визначається переважно двома суперечливими чинниками.

З одного боку необхідно деякий час для прояву прихованих дефектів і, отже, чим більший цей час, тим вірогідніше їхній прояв. З іншого - зі збільшенням інтервалу між включенням пристрою в експлуатацію та першим

профілактичним контролем збільшується ймовірність неправильної роботи пристрою.

Для пристроїв РЗА та ПА на мікроелектронній елементній базі, що мають вбудовані засоби ручного тестового контролю, до першого профілактичного контролю проводиться тестовий контроль.

5.2.4 Завданням технічного обслуговування в період зношування є своєчасне профілактичне відновлення або заміна зношених елементів пристрою з тим, щоб запобігти різкому зростанню параметра потоку відмов. Відповідний вид технічного обслуговування з урахуванням ремонтпридатності переважної більшості елементів пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики названо профілактичним відновленням.

Періодичність профілактичного відновлення пристрою визначається періодичністю відновлення його елементів, що у свою чергу визначається ресурсом цих елементів. Ресурс різних елементів неоднаковий. Однак, враховуючи специфіку умов експлуатації пристроїв РЗА і ПА, доводиться поєднувати терміни профілактичних відновлення різних елементів, схильних до різних процесів старіння.

Періодичність профілактичного відновлення пристрою РЗА та ПА доцільно визначати ресурсом більшої частини апаратури та елементів цього пристрою.

Для швидкозношуваних реле (мають малий ресурс або велику швидкість вироблення ресурсу) відновлення проводиться також і при проведенні чергового профілактичного контролю.

5.2.5 Завданням технічного обслуговування період нормальної експлуатації, тобто. між двома відновленнями, є виявлення та усунення раптових відмов з метою запобігання переходу цих відмов у відмови функціонування. Відповідні види технічного обслуговування називаються профілактичним контролем та тестовим контролем.

Профілактичний контроль полягає у перевірці працездатності всього пристрою РЗА та ПА.

Тестовий контроль як додатковий вид технічного обслуговування застосовується для пристроїв на мікроелектронній базі, що мають відповідні інтегровані засоби. Під час тестового контролю здійснюється перевірка працездатності частини пристрою.

Періодичність профілактичного та тестового контролю визначається низкою факторів:

- параметром потоку відмов;
- середнім числом вимог спрацьовування в одиницю часу;
- шкодою від відмови функціонування пристрою РЗА та ПА;
- витратами на проведення профілактичного контролю;
- ймовірністю помилок персоналу у процесі проведення профілактичного контролю.

5.2.6 При частковій зміні схем або реконструкції пристроїв РЗА та ПА при відновленні ланцюгів, порушених у зв'язку з ремонтом основного обладнання, при необхідності зміни уставок, характеристик реле та пристроїв та режиму роботи ПА проводяться позачергові перевірки.

Післяаварійні перевірки проводяться для з'ясування причин відмови функціонування або неясних дій пристроїв РЗА та ПА.

Обсяг та програма післяаварійної перевірки пристроїв системного призначення повинні затверджуватись на рівні енергосистеми.

Періодично повинні проводитися зовнішні технічні огляди апаратури та вторинних ланцюгів, перевірка положення перемикаючих пристроїв, випробувальних блоків та ключів [16].

Розрахунок штучного заземлювального пристрою з використанням природних заземлювачів. В-4

Початкові дані

1. Захисту підлягає електрообладнання механічного цеху.
2. Мережа з глухозаземленою нейтраллю. Напряга мережі $U = 380$ В.
3. Вимірний опір розтікання струму в природному заземлювачі $R_{П.З} = 15$ Ом. Тип додаткового штучного заземлення – кутова сталь 45×4 мм довжиною

$l_B=3$ м. Глибина закладання заземлювачів $H_0=0,7$ м. З'єднувальна смуга шириною $B_C=0,04$ м.

4. Ґрунт – пісок; склад однорідний; вологість нормальна. Кліматична зона – III.

Розв'язання

1. Визначаємо допустиме (нормативне) значення опору розтікання струму в заземлювальній пристрої. Згідно з ПУЕ $R_D \leq 4$ Ом.

2. Визначаємо розрахунковий питомий опір ґрунту для III кліматичної зони, вологість нормальна

$$\rho_{POЗP} = \rho_{ТАБЛ} \cdot K_C,$$

де $\rho_{ТАБЛ} = 300$ Ом • м, (табл. 3.9),

$K_C = 1,3$, (табл. 3.10),

$$\rho_{POЗP} = 300 \cdot 1,3 = 390 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

3. Визначаємо H – відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача:

$$H = H_0 + L_B / 2 = 0,7 + 3/2 = 2,2 \text{ м.}$$

4. Визначаємо опір розтікання струму в одному вертикальному заземлювачі:

$$R_B = \frac{\rho_{POЗP}}{2\pi \cdot L_B} \cdot \left(\ln \frac{2L_B}{d_{EKB}} + \frac{1}{2} \ln \frac{4H + L_B}{4H - L_B} \right);$$

$$d_{EKB} = 0,045 \cdot B_K = 0,045 \cdot 1 = 0,045 \text{ м.}$$

$$R_B = \frac{390}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 3}{0,045} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 2,2 + 3}{4 \cdot 2,2 - 3} \right) = 101,6 \text{ Ом}$$

5. Визначаємо опір розтікання струму штучного заземлення, якщо врахувати, що штучні і природні заземлювачі з'єднані паралельно та їх загальний опір не перевищує $R_D = 8$ Ом

$$R_B = \frac{R_{П.3} \cdot R_{III}}{R_{П.3} + R_{III}}$$

$$\text{Тоді } R_{III} = \frac{R_D \cdot R_{П.3}}{R_{П.3} - R_D} = \frac{8 \cdot 15}{15 - 8} = 17,1 \text{ Ом.}$$

6. Визначаємо орієнтовну кількість вертикальних заземлювачів при $\eta_B = 1$

$$\eta_{III} = \frac{R_B}{R_{III} - \eta_{II}} = \frac{101,6}{17,1 - 1} = 6 \text{ шт.}$$

7. Визначаємо коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів η_B з табл. 3.12. Заземлювачі розташовані по контуру; $a/L = 1$. $n = 6$. Тоді $\eta_B = 0,56$.

8. Визначаємо необхідну кількість вертикальних заземлювачів з врахуванням η_B

$$n_B = n_{OP} / \eta_B = 6 / 0,56 = 12.$$

Приймаємо $n = 12$ шт.

9. Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму у вертикальних заземлювачах при $n = 12$ шт

$$R_{POЗP.B} = \frac{R_B}{n - \eta_B} = \frac{101,6}{6 \cdot 0,56} = 30,2 \text{ Ом.}$$

10. Визначаємо довжину з'єднувальної смуги:

$$L_c = 1,05 a n = 1,05 \cdot 3 \cdot 12 = 37,8 \text{ м.}$$

11. Визначаємо опір розтікання струму в горизонтальному заземлювачі:

$$R_\Gamma = \frac{\rho_{POЗP}}{2\pi \cdot L_B} \ln \frac{2\pi \cdot L_c^2}{H_0 \cdot B_c} = \frac{390}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \ln \frac{2 \cdot (30,2)}{0,7 \cdot 0,04}$$

$$R_\Gamma = 2,1 \text{ Ом}$$

12. Визначаємо коефіцієнт використання горизонтального заземлювача. За табл. 3.14 при $a/l = 1$, $n_B = 12$ отримуємо $\eta_\Gamma = 0,32$.

13. Визначаємо опір розтікання струму в горизонтальному заземлювачі з врахуванням η_Γ :

$$R_{POЗP.\Gamma} = \frac{R_\Gamma}{\eta_\Gamma} = \frac{2,1}{0,32} = 6,6 \text{ Ом.}$$

14. Визначаємо опір розтікання струму в горизонтальних та вертикальних заземлювачах

$$R_{POЗP.P} = \frac{R_{POЗP.B} \cdot R_{POЗP.\Gamma}}{R_{POЗP.B} + R_{POЗP.\Gamma}} = \frac{30,2 \cdot 6,6}{30,2 + 6,6} = 5,4 \text{ Ом.}$$

15. Визначаємо загальний опір розтікання струму в штучному та природному заземлювачах

$$R_{\text{заг}} = \frac{R_{\text{П.З}} \cdot R_{\text{РОЗР.Р}}}{R_{\text{П.З}} + R_{\text{РОЗР.Р}}} = \frac{15 \cdot 5,4}{15 + 5,4} = 4 \text{ Ом.}$$

$$R_{\text{заг}} < R_{\text{ДОП}}$$

Отримане загальнорозрахункове значення опору розтікання струму в природному та штучному заземлювачах відповідає вимогам ПУЕ, ПТЕ та ПТБ [17].

5.3 Основні заходи протипожежного захисту при виконанні робіт на лінії

Гасіння пожеж на енергетичних об'єктах під напругою

Пожежна безпека підприємств паливно-енергетичного комплексу (ПЕК) забезпечується шляхом проведення організаційно-технічних та інших заходів з попередження пожеж, забезпечення безпеки людей, зниження можливих матеріальних збитків, зменшення негативних екологічних наслідків, створення умов для швидкого виклику пожежних підрозділів та успішного гасіння пожеж, а також евакуації з зони виникнення та можливого розповсюдження пожежі людей, документів і матеріальних цінностей.

5.3.1. Підготовка персоналу

1.1. Особовий склад всіх караулів пожежних частин і підрозділів, які прибувають для гасіння пожежі, не рідше одного разу на рік повинен проходити спеціальний інструктаж з особливостей експлуатації енергетичних установок та техніки безпеки при пожежах. Інструктаж проводиться інженерно-технічним персоналом об'єкта за узгодженою програмою.

1.2. На кожному енергетичному об'єкті повинні регулярно проводитися протипожежні тренування з черговим персоналом, а також спільні з пожежними частинами пожежно-тактичні навчання. Навчання проводяться працівниками пожежної охорони. Графік навчань щороку розробляється

начальником гарнізону пожежної охорони спільно з керівником енергетичного підприємства.

5.3.2. Підготовка заземлень і електрозахисних засобів

1. Енергетичні об'єкти виготовляють в необхідній кількості пристосування для заземлення пожежних стволів, піногенераторів і насосів пожежних машин з гнучкого мідного голого проводу перерізом не менше 25 мм², які забезпечуються спеціальними струбцинами для з'єднання з заземленими конструкціями (гідрантами водогінної мережі, металевими опорами повітряних ліній електропередач, обсадними трубами артезіанських свердловин тощо).

Місця приєднання до заземлених конструкцій визначаються спеціалістами енергетичних об'єктів спільно з представниками гарнізону пожежної охорони, позначаються знаком заземлення та вносяться до графічної частини плану пожежогасіння.

2. Для забезпечення безпеки персоналу та пожежників, які беруть участь у гасінні пожежі електроустановок під напругою, застосовуються індивідуальні ізолюючі електрозахисні засоби (діелектричні рукавиці, боти).

3. Кількість заземлень та індивідуальних ізолюючих захисних засобів і місця їх зберігання визначаються керівниками енергетичних об'єктів з розрахунку подачі вогнегасних засобів на електроустановки, які знаходяться під напругою.

4. Випробування електрозахисних засобів виконується енергетичним об'єктом в установленому порядку.

5. Забороняється використання заземлюючих пристосувань і електрозахисних засобів для інших цілей, крім випадків пожеж або проведення спільних з пожежними підрозділами ДПО тренувань (навчань) на об'єкті.

6. Автомобілі пожежних частин, які охороняють енергооб'єкти, повинні бути укомплектовані електрозахисними засобами відповідно до чисельності бойового розрахунку, який бере участь у гасінні пожежі.

5.3.3. Дії при виникненні пожежі

1. При виникненні пожежі на енергетичному об'єкті особа, яка першою виявила займання, зобов'язана негайно повідомити начальника зміни електростанції (диспетчера або чергового підстанції, підприємства електромереж), старшого зміни та приступити до гасіння пожежі засобами пожежогасіння, дотримуючись при цьому правил техніки безпеки.

2. Начальник зміни електростанції (диспетчер підстанції або підприємства електромережі) під час гасіння пожежі повинен забезпечити посилення охорони території об'єкта і не допускати до місця пожежі сторонніх осіб.

4. Начальник зміни електростанції (диспетчер або черговий підстанції, підприємства електромереж) про виникнення займання повинен негайно повідомити в пожежну охорону, керівництву енергооб'єкта (за спеціальним списком), а також диспетчеру енергосистеми.

5. Старший у зміні особисто або за допомогою чергового персоналу зобов'язаний визначити місце осередку пожежі, можливі шляхи її поширення, загрозу діючому електрообладнанню, яке опинилося в зоні пожежі, можливість виникнення нових осередків горіння на іншому електрообладнанні, а також до прибуття пожежних підрозділів виконати такі роботи:

— особисто або з допомогою чергового персоналу перевірити ввімкнення автоматичної установки пожежогасіння (при її наявності), а у випадку відмови задіяти її в ручному режимі;

— вжити заходів із створення безпечних умов для персоналу і пожежних підрозділів для ліквідації пожежі;

— провести можливі операції на технологічних установках (вимкнення або перемикання на обладнанні, витіснення водню з генератора, зняття напруги з електроустановок, зливання мастила з мастилобаків турбогенераторів тощо);

— приступити до гасіння пожежі силами та засобами енергетичного об'єкта;

— виділити для зустрічі пожежних підрозділів особу, яка добре знає місця заземлення технічних засобів і розташування під'їзних шляхів та вододжерел;

— при необхідності вжити заходів для охолодження водою металевих ферм, колон будівлі за допомогою пожежних кранів або стаціонарно встановлених лафетних пожежних стволів з урахуванням дотримання заходів техніки безпеки;

— проінформувати керівника гасіння пожежі (КГП) про безпечні маршрути руху пожежних на бойові позиції.

6. Вимкнення або перемикання приєднань в зоні пожежі може проводитись за карткою пожежогоасіння начальником зміни станції (диспетчером або черговим підстанції, підприємства електромережі) або за його розпорядженням черговим персоналом, з наступним повідомленням вищого оперативного керівництва (диспетчера енергосистеми) після закінчення операції вимкнення.

7. До прибуття першого пожежного підрозділу обов'язки КГП виконує старший зміни енергетичного об'єкта (начальник зміни станції, начальник зміни цеху, черговий диспетчер підстанції) або керівник об'єкта. КГП зобов'язаний в першу чергу вивести з місця пожежі всіх сторонніх осіб і забезпечити виконання вимог безпеки щодо запобігання ураження електричним струмом та інших видів небезпеки осіб, які знаходяться поблизу місця пожежі.

8. Старший начальник ДПО, який прибув на місце пожежі, зобов'язаний негайно зв'язатися зі старшим зміни енергетичного об'єкта, отримати від нього дані про обставини пожежі і письмовий допуск на проведення гасіння.

9. Для керівництва гасінням пожежі організується оперативний штаб пожежогоасіння. До складу штабу повинен входити старший з присутніх інженерно-технічних працівників об'єкта або оперативно-виїзної бригади (ОВБ), який повинен мати на правому рукаві червону пов'язку з нанесеним знаком електричної напруги.

10. Зі старшого начальника енергетичного об'єкта або ДПО, які не взяли на себе керівництво гасінням пожежі, не знімається відповідальність за організацію гасіння пожежі.

5.3.4. Ліквідація пожежі

1. Пожежні підрозділи розпочинають гасіння пожежі на електроустановках після інструктажу старшим з присутніх технічних працівників або ОВБ.

2. Під час гасіння пожежі робота пожежних підрозділів (розміщення сил і засобів пожежогасіння, зміна позицій, перехід від одних засобів пожежогасіння до інших тощо) проводиться з урахуванням вказівок старшої особи з присутніх інженерно-технічних працівників енергетичного об'єкта або ОВБ.

3. В свою чергу, старший з присутніх інженерно-технічних працівників або ОВБ погоджує з КГП свою роботу і розпорядження, а також інформує під час гасіння пожежі про зміни в стані роботи електроустановок та іншого обладнання.

4. Займання в електроустановках під напругою ліквіднуються персоналом енергетичного об'єкта за допомогою ручних і пересувних вогнегасників.

5. Гасіння пожежі ручними засобами в дуже задимлених приміщеннях енергетичних об'єктів (з видимістю до 10 метрів), з проникненням в них без зняття напруги з електроустановок і кабельних ліній не допускається.

6. Під час гасіння пожежі компактними та розпиленими струменями без зняття напруги з електроустановок ствол повинен бути заземлений, а ствольник має працювати в діелектричних ботах, діелектричних рукавицях і знаходитись на відстані від вогнища пожежі не меншій ніж 4–10 м залежно від рівня напруги.

7. Під час гасіння пожежі в електроустановках напругою до 220 кВ включно час перебування пожежників на бойових позиціях не обмежується.

8. Бойові позиції пожежників з урахуванням безпечних відстаней до конкретних електроустановок визначаються в ході проведення пожежно-тактичних тренувань (навчань), а потім заносяться в план пожежогасіння.

9. Гасіння пожежі в приміщеннях з електроустановками під напругою всіма видами піни, а також водою зі змочувачами за допомогою ручних засобів забороняється.

10. При необхідності гасіння пожежі повітряно-механічною піною, з об'ємним заповненням приміщення піною, проводиться попереднє закріплення піногенераторів, їх заземлення, а також заземлення насосів пожежних машин. Водій пожежної машини повинен працювати в діелектричних рукавицях та взутті.

11. Особовому складу пожежних підрозділів категорично забороняється проводити будь-які переключення та інші операції з електротехнічним обладнанням на електростанції та підстанції.

12. Заходити до розподільчих улаштування та інших приміщень електротехнічних улаштувань з метою гасіння пожежі особовий склад пожежних підрозділів має право лише після одержання допуску та інструктажу персоналу, який обслуговує цей пристрій.

13. При виникненні пожежі на енергетичному об'єкті без постійного чергового персоналу гасіння пожежі пожежними підрозділами до прибуття ОВБ або чергового може проводитись самостійно лише за заздалегідь розробленим і погодженим планом пожежогасіння. Разом з тим має бути вжито негайних заходів для виклику експлуатаційного персоналу ОВБ підприємства електромереж.

14. Під час гасіння пожеж у приміщеннях з електроустановками під високою напругою, а також у підземних спорудах особовому складу пожежної охорони забороняється самовільно проводити будь-які самостійні дії щодо знеструмлення електроліній, електроустановок та застосування засобів пожежогасіння до отримання у встановленому порядку письмового допуску на гасіння пожежі від адміністрації об'єкта.

15. Під час ліквідації пожежі в приміщенні з наявністю великої кількості кабелів і проводів у гумовій або пластмасовій ізоляції КГП зобов'язаний вжити необхідних заходів для попередження отруєння людей газами, які виділяються в процесі горіння ізоляції. Особовий склад зобов'язаний працювати в ізолювальних протигазах, КГП — не допускати скупчення у приміщеннях з електроустановками великої кількості особового складу.

16. Основою безпечного гасіння пожежі електроустановок під напругою є суворе дотримання організаційно-технічних заходів, а також усвідомлена дисципліна пожежників, які зобов'язані суворо виконувати всі заходи із забезпечення безпеки гасіння.

17. Гасіння пожежі електроустановки під напругою КГП має право розпочати тільки після одержання відповідного письмового допуску та інструктажу персоналом, який обслуговує цю установку.

18. Гасіння пожежі електроустановок під напругою здійснюється за виконання таких обов'язкових умов:

- не допускається наближення пожежних до струмопровідних частин електроустановок на відстань менше 4 метрів;

- маршрути руху пожежних на бойові позиції КГП повинен погоджувати з черговим персоналом енергооб'єкта і конкретно вказувати кожному пожежнику під час інструктажу;

- пожежні і водії пожежних автомобілів, які забезпечують подачу вогнегасних речовин, повинні працювати в діелектричних рукавицях і взутті;

- подавання вогнегасних речовин необхідно проводити після заземлення ручних пожежних стволів і пожежних автомобілів;

- перестановку сил і засобів, зміну бойових позицій тощо КГП повинен виконувати після узгодження зі старшою посадовою особою з присутнього інженерно-технічного персоналу енергетичного об'єкта.

5.3.5. Під час гасіння пожежі електроустановок під напругою забороняється:

- використання усіх видів піни;
- проводити будь-які відключення та інші операції з електричним обладнанням особовому складу пожежних підрозділів;
- використовувати воду зі змочувачами при подаванні компактних струменів води, як для гасіння, так і для охолодження електрообладнання та будівельних конструкцій;
- наближатися до машин і механізмів, які застосовуються для подачі води (вогнегасних речовин) на електроустановки під напругою, особам, безпосередньо не зайнятим на гасінні пожежі [20].

ВИСНОВКИ

В цій магістерській роботі було виконано розроблення та аналіз заходів з реконструкції електричних мереж Немирівських РЕМ.

В ряді вузлів існуючої схеми зросло навантаження (5 (Ситківці), 8 (Козаківка), 12 (Шпиків)), що вимагає реконструкції мережі. Відповідно до заданої категорії споживачів (переважно І) було запропоновано ряд заходів з реконструкції існуючої мережі. Обрано оптимальний варіант реконструкції мережі. Критерієм вибору оптимального варіанта схеми є рентабельність. Рентабельність визначено на основі методики оцінки економічної ефективності. Методика оцінки економічної ефективності розроблена на основі загальних методичних положень визначення економічної ефективності інвестицій в енергетику (ГЛ 340.001–95), затверджених Міненерго України за погодженням з Мінекономіки України.

Розглянуті конструкції вимірювальних трансформаторів струму. Проаналізовані переваги та недоліки різних конструктивних рішень. Розглянуті питання обслуговування трансформаторів струму (визначення зволоженості ізоляції трансформаторів).

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
2. Нормативний документ міненерговугілля України «Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. норми»,– СОУ-Н МЕНВ 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016,– 42с.
3. Сулейманов В. М., Кацадзе Т. Л. Електричні мережі та системи: підручн. К.: НТУУ «КПІ», 2008. 456 с.
4. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.
5. Кулик В. В. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110-330 кВ: навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця: ВНТУ, 2018. 110 с.
6. Методика определения экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. – К.: Минэнерго Украины, 1997.
7. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
8. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи. Підручник. Видавництво: Львівська політехніка, 2015. · 540 ·с.
9. F. Hinz and D. Moest, "Techno-economic Evaluation of 110 kV Grid Reactive Power Support for the Transmission Grid," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. PP, no. 99, pp. 1-1, 2018.
10. W. Becker, M. Hable, M. Malsch, T. Stieger, and F. Sommerwerk, "Reactive power management by distribution system operators concept and experience," *CIGRE-Open Access Proceedings Journal*, №1, pp. 2509-2512, 2017.
11. R. Moreira, G. Strbac, P. Papadopoulos, and A. Laguna, "Business case in support for reactive power services from distributed energy storage," *CIGRE-Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no. 1, pp. 1609-1613, Oct. 2017.

12. A. Zecchino, M. Marinelli, C. Træholt, and M. Korpås, "Guidelines for distribution system operators on reactive power provision by electric vehicles in low-voltage grids," *CIREN-Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no. 1, pp. 1787-1791, Oct. 2017.
13. M. Tarafdar Hagh, M. Jadidbonab, and M. Jedari, "Control strategy for reactive power and harmonic compensation of three-phase grid-connected photovoltaic system," *CIREN - Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no. 1, pp. 559-563, Oct. 2017
14. A. Samir, M. Taha, M. M. Sayed, and A. Ibrahim, "Efficient PV-grid system integration with PV-voltage-source converter reactive power support," *The Journal of Engineering*, vol. 2018, no. 2, pp. 130-137, Feb. 2018
15. L. De Alvaro Garcia, F. Beaune, M. Pitard, and L. Karsenti, "Cost-benefit analysis of MV reactive power management and active power curtailment," *CIREN - Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no. 1, pp. 1660-1663, Oct. 2017.
16. L. Wautier, F. Beaune, J. Fournel, and L. Karsenti, "Using LV distributed generation's reactive power for voltage regulation," *CIREN - Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no. 1, pp. 2037-2040, Oct. 2017.
17. S. S. Alkaabi, H. H. Zeineldin, and V. Khadkikar, "Short-Term Reactive Power Planning to Minimize Cost of Energy Losses Considering PV Systems," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. PP, no. 99, pp. 1-1, Oct. 2018.
18. ГКД 340.000.002-97 Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні мережі (діючий), Київ, Україні: Коопосвіта, 1997
20. Електричні системи і мережі. Частина 3 : електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / Малогулко Ю. В., Бурикін О. Б., Кацадзе Т. Л., Нетребський В. В. Вінниця : ВНТУ, 2022. 172 с.
19. Вимоги до вітрових та сонячних електростанцій при їхній роботі паралельно з об'єднаною електричною системою України / СОУ НЕК

XX.XXX:2017. Київ,2017

20. M. Mohsen and H. Siahkali, "Multi-objective optimization of reactive power dispatch in power systems via SPMGSO algorithm," in *Proceedings of the 2017 Smart Grid Conference*, Tehran, Iran, 2017, pp. 1-9

21. Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Навчальний посібник, 2018. 46 с.

22. Правила безпечної експлуатації електроустановок / Державний Комітет України по нагляду за охороною праці. К.: 1998. 132 с.

23. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. Київ, 2000.

24. Нетребський В. В., Лесько В. О., Нанака О. М., Ситник А. В. Методичні вказівки для курсової роботи з дисципліни «Економіка і організація виробництва» для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, спеціалізації «Електричні системи і мережі». Вінниця: ВНТУ, 2019. 55 с.

25. Сакевич В. Ф., Томчук М. А. Основи розробки питань цивільної оборони в дипломних проектах (друге видання) навчальний посібник. Вінниця, ВНТУ, 2008. 141 с.

26. Положення про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р. / А. О. Семенов, Л. П. Громова, Т. В. Макарова, О. В. Сердюк. Вінниця: ВНТУ, 2021. 60 с.

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ
РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ
ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Реконструкція Немирівських електричних мереж із аналізом
конструкцій вимірювальних трансформаторів струму

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет
електроенергетики та електромеханіки
(кафедра, факультет)

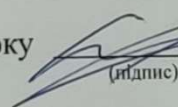
ПОКАЗНИКИ ЗВІТУ ПОДІБНОСТІ UNICHECK

Оригінальність 84,4 % Схожість 15,6 %

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

1. Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
2. Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її виконання автором. Роботу направити на розгляд експертної комісії кафедри.
3. Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.


Особа, відповідальна за перевірку


(підпис)

Вишневський С.Я.
(прізвище, ініціали)

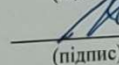
Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unicheck щодо роботи.

Автор роботи


(підпис)

Ковалевська С.В.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи


(підпис)

Комар В.О.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б

80

Технічне завдання МКР

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В.О.

(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(підпис)

" 20 " 03 20__ р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**РЕКОНСТРУКЦІЯ НЕМИРІВСЬКИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ
МЕРЕЖ ІЗ АНАЛІЗОМ КОНСТРУКЦІЙ ВИМІРЮВАЛЬНИХ
ТРАНСФОРМАТОРІВ СТРУМУ**

08-21.МКР.009.00.007 ТЗ

Керівник проекту: д.т.н., професор.,
зав. каф. ЕСС

(підпис)

Комар В. О.

Виконавець: ст. гр. ЕСМ-21мз

(підпис)

Ковалевська С. В.

Вінниця 2023 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що сучасний стан енергетичної галузі України характеризується значним зношенням обладнання, недостатньою кількістю генерувальних потужностей, обмеженістю пропускної здатності ліній електропередачі електромереж. Разом з тим у Вінницькій області спостерігається зміна структури та обсягів споживання електричної енергії. Виходячи з цього постає необхідність впровадження заходів з реконструкції та розвитку електричних мереж 110/35 кВ шляхом заміни основного обладнання.

б) наказ ректора ВНТУ № 68 від 20 березня 2023 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – реконструкція мережами 110/35 кВ АТ «Вінницяобленерго» для підвищення ефективності транспортування електричної енергії та забезпечення належної якості електропостачання споживачів;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи розвитку розподільних електричних мереж 110/35 кВ АТ «Вінницяобленерго», що забезпечить виконання основних вимог щодо надійності електропостачання, якості електроенергії та економічності її транспортування.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.

2. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи. Підручник. Видавництво: Львівська політехніка, 2015. · 540 · с.

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

4. Нетребський В. В., Лесько В. О., Нанак О. М., Ситник А. В. Методичні вказівки для курсової роботи з дисципліни «Економіка і організація виробництва» для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, спеціалізації «Електричні системи і мережі». Вінниця: ВНТУ, 2019. 55 с.

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

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Для якісного та надійного забезпечення споживачів, які продовжують розвиватися та збільшувати власне електроспоживання, спроектувати реконструкцію електричних мереж 110/35 кВ АТ «Вінницяобленерго» з врахуванням вимог нормативної документації.

– елементна база: основними об'єктами проектування будуть 5 підстанцій 110/10 кВ та лінії їх приєднання до існуючої електромережі. Під час проектування необхідно врахувати вплив зростання електроспоживання на режими розподільних мереж та перетікання потужностей. Електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на підстанціях, українського та зарубіжного виробництва («Південномаш», «РЗВА», «АВВ», «Siemens» та ін.);

– конструктивне виконання: оскільки в окремих пунктах споживання є

споживачі 1 категорії, то необхідне резервування як по лініях, так і по трансформаторних підстанціях;

– показники технологічності: реконструкція електричної мережі, монтаж та експлуатація електрообладнання мають виконуватися згідно вимог ПУЕ та ПТЕ.

– технічне обслуговування і ремонт: експлуатація, технічне обслуговування та ремонт обладнання буде здійснювати оперативний та ремонтний персонал обласної енергопостачальної компанії, а також бригади електромонтерів у відповідності з вимогами ПТЕ, ПТБ і технологічних карт.

– живлення об'єкта проектування: виконується від шин 110 кВ підстанцій 1 – Немирів (від п/с Вінниця-330) та вузол 2 – Тульчин (від Ладижин. ТЕС).

– умови експлуатації об'єкта, що проектується: район по ожеледі – 3, нормативна стінка ожеледі – 15 мм, район по вітру – 3, середньорічна температура +6°C, максимальна температура +32°C, ступінь забрудненості – 2.

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники розвитку електричної мережі і на основі їх аналізу зробити висновок щодо доцільності реалізації розробленого проекту електропостачання нових споживачів.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	21.03.23	28.03.23	формування технічного завдання
2	Аналіз літератури та дослідження питань розвитку електричної мережі і конструктивних особливостей вимірювальних трансформаторів напруги	29.03.23	07.04.23	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Формування задачі оптимального розвитку електричної мережі	08.04.23	24.04.23	розділ 1
4	Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі. Визначення оптимального варіанту	25.04.23	01.05.23	розділ 2
6	Дослідження зміни показників якості електропостачання від залучення вибраних заходів	02.04.23	07.05.23	розділ 3
7	Економічна частина	08.05.23	12.05.23	розділ 3
8	Оформлення пояснювальної записки	12.05.23	19.05.23	пояснювальна записка
9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	12.05.23	24.05.23	плакати, презентація

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук рецензента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами.

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

9. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021 р.

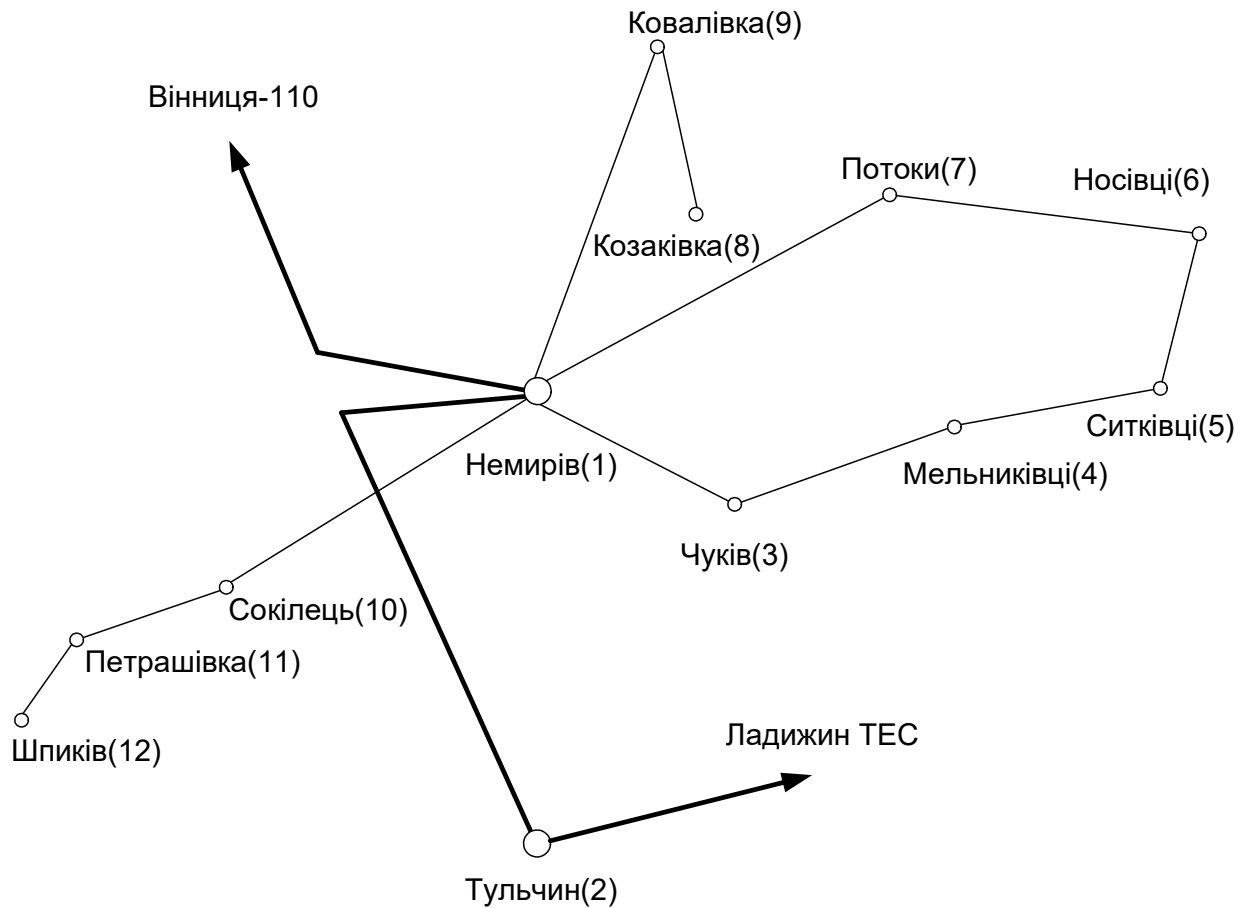
10. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом

Відсутні.

11. Вихідні дані для розроблення МКР

Для проектування використовується схема електричної мережі 110/35 кВ та географічне розташування споживачів, що подані на рис. 1 (М 1:70000).

Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5200 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 37 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 1,65 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 35 км за рік.



Масштаб : 1:70000.

Рисунок Б.1 – Топографічна схема існуючої електричної мережі

Таблиця Б.1 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ лінії	Назва лінії	Довжина, км	Марка проводу
1 - 2	Немирів - Тульчин	28,6	АС-150/24
1 - 3	Немирів - Чуків	10,1	АС-150/24
4 - 3	Мельниківці - Чуків	14,4	АС-120/19
4 - 5	Мельниківці - Ситківці	17,4	АС-95/16
5 - 6	Ситківці - Носівці	9,3	АС-95/16
6 - 7	Носівці - Потоки	31,12	АС-95/16
7 - 1	Потоки - Немирів	23	АС-95/16
1 - 9	Немирів - Козаківка	12,4	АС-95/16
9 - 8	Козаківка – Ковалівка	10,5	АС-95/16
1 - 10	Немирів - Сокілець	13,6	АС-185/29
10 - 11	Сокілець - Петрашівка	8,1	АС-150/24
11 - 12	Петрашівка - Шпиків	10	АС-120/19

Таблиця Б.2 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№ вузла	Назва вузла	cos φ	Марка трансформатора	Кількість трансформаторів
1	Немирів		ТДТН-16000/110/35/10	1
			ТДТН-16000/110/35/10	1
2	Тульчин		ТДТН-10000/110/35/10	1
			ТДТН-16000/110/35/10	1
3	Чуків	0,96	ТМ-1600/35/10	1
			ТМ-1600/35/10	1
4	Мельниківці	0,96	ТМ-2500/35/10	1
5	Ситківці	0,95	ТМН-2500/35/10	1
			ТМН-2500/35/10	1
6	Носівці	0,95	ТМН-4000/35/10	1
			ТМН-4000/35/10	1
7	Потоки	0,94	ТМ-1600/35/10	1
8	Ковалівка	0,94	ТМ-2500/35/10	1
9	Козаківка	0,95	ТМ-2500/35/10	1
10	Сокілець	0,95	ТМ-2500/35/10	1
11	Петрашівка	0,96	ТМ-4000/35/10	1
12	Шпиків	0,96	ТМН-4000/35/10	1
			ТМ-2500/35/10	1

ДОДАТОК В

ГРАФІЧНА ЧАСТИНА