

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до дипломного проекту (роботи)

магістр

(освітній (освітньо-кваліфікаційний) рівень)

на тему: **Розробка заходів забезпечення безперебійної роботи обладнання
трансформаторної підстанції 110/10 кВ**

Виконав: студент VI курсу, групи ЕЕМЗ-61

напряму підготовки (спеціальності) 141

Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва напряму підготовки, спеціальності)

Токарчук Р. В.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Керівник

(підпис)

Бабюк С. М.

(прізвище та ініціали)

Нормоконтроль

(підпис)

Вакуленко О. О.

(прізвище та ініціали)

Рецензент

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії

Кафедра Електричної інженерії

Освітній рівень магістр

Напрямок підготовки _____

(шифр і назва)

Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри д.т.н., проф. М.Г. Тарасенко

«02» вересня 2019 р.

ЗАВДАННЯ НА ДИПЛОМНИЙ ПРОЕКТ (РОБОТУ) СТУДЕНТУ

Токарчуку Руслану Васильовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Розробка заходів забезпечення безперебійної роботи обладнання трансформаторної підстанції 110/10 кВ

Керівник проекту (роботи) Бабюк Сергій Миколайович, к.т.н.

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом по університету від «23» серпня 2019 року № 4/7-731

2. Термін подання студентом проекту (роботи) 20 грудня 2019 року

3. Вихідні дані до проекту (роботи) Електрично-принципова схема підстанції, графіки електричних навантажень підстанції, значення активних та реактивних опорів мережі, технічна документація на елегазові вимикачі, технічна документація на мікропроцесорні реле

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

Вступ

1. Аналітична частина

2. Науково-дослідна частина

3. Технологічна частина

4. Проектно-конструкторська частина

5. Спеціальна частина

6. Обґрунтування економічної ефективності

7. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

8. Екологія

Загальні висновки до дипломної роботи

Перелік посилань

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень, слайдів)

1. Генеральний план ТП 110/10 кВ 1л. ф – А1

2. Головне схема електричних з'єднань ТП 110/10 кВ 1л. ф – А1

3. Карта розміщення пристроїв РЗА 1л. ф – А1

4. Схема релейного захисту підстанції 1л. ф – А1

5. План-розріз ТП 110/10 кВ 1л. ф – А1

6. Грозозахист ТП 110/10 кВ 1л. ф – А1

6. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Обґрунтування економічної ефективності	Мельник Л. М.. д.е.н., доцент		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Гурик О. Я. к.т.н., доцент		
	Стручок В. С. ст. викл.		
Екологія	Зварич Н. М. к.т.н., доцент		

7. Дата видачі завдання **02 вересня 2019 року**

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломного проекту (роботи)	Термін виконання етапів проекту (роботи)	Примітка
1	Вступ	15.09.2019	
2	Аналітична частина	25.09.2019	
3	Науково-дослідна частина	10.10.2019	
4	Технологічна частина	01.11.2019	
5	Проектно-конструкторська частина	20.11.2019	
6	Спеціальна частина	01.12.2019	
7	Обґрунтування економічної ефективності	10.12.2019	
8	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	10.12.2019	
9	Екологія	10.12.2019	
10	Висновки	15.12.2019	
11	Оформлення пояснювальної записки	20.12.2019	
12	Оформлення графічної частини	20.12.2019	

Студент _____
(підпис)

Токарчук Р. В. _____
(прізвище та ініціали)

Керівник проекту (роботи) _____
(підпис)

Бабюк С. М. _____
(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Токарчук Р. В. "Розробка заходів забезпечення безперебійної роботи обладнання трансформаторної підстанції 110/10 кВ" 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕЕмз-61. – Тернопіль.: ТНТУ, 2019.

Стор.– 102; рис. - 9 табл. - 17; креслень - 6; джерел - 18; додатків - –.

Основною метою роботи є розробка, та впровадження заходів для забезпечення безперебійної роботи обладнання трансформаторної підстанції 110/10 кВ, шляхом реконструкції електричної частини підстанції.

На основі проведених розрахунків було вибрано оптимальну систему живлення даної підстанції та збільшено її потужність за рахунок заміни існуючих трансформаторів на потужніші. Для гнучкості подальшої модернізації підстанції використані сучасні блокові КТП, а на стороні 10 кВ комірки з вакуумними вимикачами, що встановлюються у ЗРП.

Також були розглянуті питання релейного захисту підстанції та відходячих ліній. Крім цього розроблено схему АСКОЕ на базі лічильника «Альфа» та запропоновано запровадити автоматизовану систему розрахунку зі споживачами.

Перелік ключових слів: ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, КОРОТКЕ ЗАМИКАННЯ, РОЗПОДІЛЬЧИЙ ПРИСТРІЙ, КОМПЛЕКТНА ТРАНСФОРМАТОРНА ПІДСТАНЦІЯ, РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ, ЗАЗЕМЛЕННЯ, ГРОЗОЗАХИСТ.

ANNOTATION

Tokarchuk R. Development of activities for ensuring uninterrupted operation of 110/10 kV transformer substation equipment. 141 Electrical Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics. Ternopil Ivan Puluj National Technical University. Faculty of Applied Information Technologies and Electrical Engineering. Chair of Electrical Engineering EEM-61. – Ternopil.: TNTU, 2019.

Page – 102; Illustrations – 9; Tables – 17; Blueprints – 6; Sources – 18; Applications – -.

The primary purpose of work is development, and introduction of measures for providing of trouble-free work of equipment of transformer substation of 110/10 kV, by the reconstruction of electric part of substation.

On the basis of the conducted calculations the optimal system of feed of this substation was chosen and her power is megascopic due to substituting of existent transformers by more powerful. For flexibility of further modernisation to substation modern sectional KTP is used, and on the side of 10 kV cell with vacuum switches that is set in KTP.

Also there were the considered questions of relay defence of substation and lines. Except it the chart of ASCME is worked out on the base of meter «Alpha» and it is suggested to enter CAS of calculation with consumers.

Keywords: POWER SUPPLY, SHORT CIRCUIT, DISTRIBUTIVE DEVICE, COMPLETE TRANSFORMER SUBSTATION, RELAY DEFENCE, GROUNDING.

ЗМІСТ

ВСТУП	<u>7</u>
1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА	<u>11</u>
1.1 Характеристика електричних навантажень та існуючої мережі 110 кВ в районі розміщення ПС 110/10 кВ	<u>11</u>
1.1.1 Електричні навантаження споживачів ПС 110/10 кВ	<u>11</u>
1.1.2 Існуюча мережа електропостачання споживачів в районі розміщення ПС 110/10 кВ	<u>12</u>
1.2 Переваги та характеристика блокових комплектних трансформаторних підстанцій КТПБ(М)	<u>12</u>
1.3 Загальна характеристика комплектних розподільчих пристроїв К-63	<u>20</u>
2 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА	<u>26</u>
2.1 Структура втрат електроенергії	<u>26</u>
2.2 Заходи по зниженню втрат електричної енергії в міських електричних мережах	<u>29</u>
3 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА	<u>33</u>
3.1 Технічні рішення модернізації ПС 110 кВ і живлячих ПЛ 110 кВ	<u>33</u>
3.1.1 Варіанти схеми зовнішнього електропостачання	<u>33</u>
3.1.2 Вибір силових трансформаторів	<u>33</u>
3.1.3 Вибір схеми підстанції	<u>35</u>
3.1.4 Технічні рішення по будівництву ПЛ 110 кВ	<u>37</u>
3.2 Вибір перерізу проводів	<u>37</u>
3.3 Розрахунок струмів короткого замикання	<u>39</u>
3.3.1 Вибір і складання розрахункової схеми електричної мережі і схеми заміщення	<u>40</u>
3.3.2 Розрахунок параметрів елементів схеми заміщення	<u>42</u>
3.3.3 Визначення струмів при симетричному трифазному КЗ	<u>45</u>
4 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА	<u>51</u>
4.1 Вибір високовольтного обладнання	<u>51</u>
4.1.1 Вибір трансформаторів власних потреб підстанції	<u>52</u>
4.1.2 Вибір комірок РП–110 і РП–10	<u>53</u>
4.1.3 Вибір вимикачів	<u>54</u>
4.1.4 Вибір роз'єднувачів	<u>56</u>

	6
4.1.5 Вибір обмежувачів перенапруг	56
4.1.6 Вибір шин	57
4.1.7 Вибір ізоляторів	59
4.1.8 Вибір вимірювальних трансформаторів струму	59
4.1.9 Вибір вимірювальних трансформаторів напруги	62
4.2 Розрахунок релейного захист та автоматики	63
4.2.1 Джерела оперативного струму	64
4.2.2 Захист і автоматика трансформаторів 16 МВА	64
4.2.3 Захист і автоматика секційних вимикачів 10 кВ	65
4.2.4 Захист трансформаторів власних потреб і трансформаторів дугогасильних котушок	65
4.2.5 Захист і автоматика ліній 10 кВ	66
4.3 Облік електричної енергії	71
5 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА	73
5.1 Автоматизована система розрахунку з промисловими споживачами	73
5.2 Автоматизована система розрахунку зі споживачами побутового сектора	77
5.3 Нові ефективні системи розрахунків зі споживачами електроенергії	80
6 ОБГРУНТУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ	82
6.1 Техніко-економічне порівняння схем підстанції 110/10 кВ	82
6.2 Визначення показників економічної ефективності капіталовкладень для вибраного варіанту	86
7 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	91
7.1 Охорона праці і техніка безпеки при обслуговуванні електрообладнання підстанції	91
7.2 Розрахунок заземлення	92
7.3 Шляхи і способи підвищення стійкості роботи об'єктів енергетики	95
8 ЕКОЛОГІЯ	97
8.1 Заходи по дотриманні природоохоронних вимог	97
8.2 Джерела електромагнітного забруднення довкілля та їх вплив на навколишнє середовище	98
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ДО ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ	100
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	101

ВСТУП

Актуальність теми. Масштаби і темпи розвитку електроенергетики країни в ринкових умовах в період до 2030 р. визначатимуться «Основними напрямами соціально-економічного розвитку України на довгострокову перспективу» і «Енергетичною стратегією України на період до 2030 р.».

Відповідно до цих документів розвиток електроенергетики України орієнтований на сценарій економічного розвитку країни, що припускає форсоване проведення соціально-економічних реформ з темпами росту виробництва валового внутрішнього продукту 5-6 % в рік і відповідним стійким ростом електроспоживання близько 3 % в рік. В результаті, споживання електроенергії досягне в 2020 р. 1545 млрд. кВт·год. Відповідно рівень максимального споживання електроенергії 1990 р. буде перевищений на 6 % вже на рівні 2017 р.

Намічені рівні електроспоживання враховують проведення активного енергозбереження, як за рахунок структурної перебудови економіки, так і за рахунок проведення організаційних і технічних заходів в промисловості.

У 2000 р. досягли граничного напруцювання 34 млн. кВт або 16 % потужностей електростанцій України, у тому числі ГЕС – 22 млн. кВт, ТЕС – 12 млн. кВт. Надалі ситуація зі старінням основного енергетичного обладнання погіршувалась, так в 2005 р. 74 млн. кВт, а до 2017 р. 104 млн. кВт або близько 50 % діючого сьогодні обладнання ТЕС і ГЕС виробить свій ресурс, а до 2025 р. – 150 млн. кВт, що складе близько 70 %.

Оновлення потужності і забезпечення приросту потреби в генеруючій потужності можливо як за рахунок введення нових потужностей, так і за рахунок продовження терміну експлуатації діючих ГЕС і значної кількості ТЕС зі заміною тільки основних вузлів і деталей наступних основних заходів, проте найбільш ефективним є введення нового технічно прогресивного обладнання.

Загальний стан галузі визначає також стан її підсистем, в які входять релейний захист і автоматика (РЗА), центральне диспетчерське керування

(ЦДК), керування контролю і обліку електроенергії та інші. Так, релейний захист в Україні характеризується значним зносом парку комплектних пристроїв РЗА, що складається, в основному, з електромеханічних пристроїв. За даними ОРГРЕМ, з тих, що знаходяться в експлуатації близько 1600 тисяч приладів РЗА в 2005 р. 97 % склали електромеханічні пристрої, близько 2 % – пристрої на мікроелектронній елементній базі і близько 1 % на мікропроцесорній елементній базі. Понад 40 % пристроїв РЗА знаходяться в експлуатації понад 25 років.

Зменшення масштабів капітального будівництва і реконструкції електричних мереж серйозно стримує заміну фізично і морально застарілих пристроїв РЗА, які складають 70 % від усіх експлуатованих пристроїв.

Доля «старих» пристроїв РЗА, термін служби яких вже вичерпаний або наближається до граничного рівня, збільшує навантаження на персонал служб РЗА. Графіки технічного обслуговування пристроїв РЗА у більшості енергосистем виконані на 96 %.

При введенні в роботу нових об'єктів, а також у рамках технічного переозброєння і реконструкції перевага віддається впровадженню мікропроцесорних пристроїв, що дозволяють на сучасному рівні вирішувати питання розвитку і експлуатації РЗА.

Мета і завдання дослідження.

Метою дипломної роботи є розробка, та впровадження заходів для забезпечення безперебійної роботи обладнання трансформаторної підстанції 110/10 кВ, шляхом реконструкції електричної частини підстанції.

Відповідно до вказаної мети розв'язувалися наступні завдання:

- характеристика електричних навантажень та існуючої мережі в районі розміщення трансформаторної підстанції 110/10 кВ;
- аналіз структури втрат та розробка заходів із зниження втрат електричної енергії в розподільних мережах;
- аналіз можливості та доцільності впровадження засобів та методів покращення показників якості електроенергії в діючій електричній мережі.

- вибір оптимальної системи живлення даної підстанції та збільшення її потужності;
- розрахунок струмів короткого замикання із вибором провідникової та комутаційно-захисної апаратури;
- аналіз нових ефективних систем розрахунку із споживачами електричної енергії.

Об'єкт дослідження – електричні мережі розподільних трансформаторних підстанцій.

Предмет дослідження – розробка технічних заходів забезпечення безперебійної роботи обладнання трансформаторної підстанції.

Наукова новизна отриманих результатів:

- дістало подальший розвиток розробка та впровадження технічних заходів забезпечення безперебійної роботи обладнання трансформаторної підстанції, що дозволить підвищити надійність електропостачання споживачів.

Практичне значення отриманих результатів. Основним практичним значенням роботи є:

- вибрано оптимальну систему живлення даної підстанції та збільшено її потужність за рахунок заміни існуючих трансформаторів на потужніші;
- проведено заміну відділювачів та короткозамикачів елегазовими вимикачами для підвищення надійності на стороні 110 кВ.

Апробація. Основні положення та результати досліджень доповідались та обговорювались на VIII Міжнародній науково-технічній конференції молодих учених та студентів "Актуальні задачі сучасних технологій", на базі Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя.

Структура роботи. Робота складається зі вступу, 8 розділів, висновків, переліку посилань (18 найменувань).

Загальний обсяг текстової частини – 102 сторінки.

1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА

1.1 Характеристика електричних навантажень та існуючої мережі 110 кВ в районі розміщення ПС 110/10 кВ

1.1.1 Електричні навантаження споживачів ПС 110/10 кВ

Електричні навантаження є початковими даними для вирішення складного комплексу технічних і економічних завдань. Визначення електричних навантажень складає перший етап проектування будь-якої системи електропостачання і робиться з метою вибору і перевірки струмоведучих елементів (шин, кабелів, проводів), силових трансформаторів і перетворювачів по пропускній здатності (нагріву) та економічних параметрах, розрахунку втрат, відхилень і коливань напруги, вибору компенсуючих пристроїв, захисних пристроїв і так далі. Від правильної оцінки очікуваних електричних навантажень залежить раціональність вибору схеми і усіх елементів системи електропостачання і її техніко-економічні показники [1].

Електричні навантаження за розрахунковий термін на шинах 10 кВ складуть: активна потужність $P_p = 19,5$ МВт, повна потужність $S_p = 32$ МВА.

Очікувані навантаження для вибору потужності трансформаторів ПС "Прибузька" складають:

переведення фактичного навантаження	6,9 МВт
перспектива розвитку :	
система водопостачання	3,6 МВт
система тепlopостачання	0,7 МВт
відновлення об'єктів промисловості	0,9 МВт
відновлення житлового будівництва	0,4 МВт
резервування навантаження ПС Заріччя	7,0 МВт
Разом з урахуванням резервування:	19,5 МВт

1.1.2 Існуюча мережа електропостачання споживачів в районі розміщення ПС 110/10 кВ

Майданчик проекрованої підстанції розташований в селі Прибузьке. Генеральний план розроблений з урахуванням рішень, що забезпечують максимальну щільність забудови в цілях найбільшого збереження прилеглих будівель.

Вертикальне планування забезпечує відведення поверхневих вод з майданчика підстанції.

На території підстанції спроектована внутрішньомайданчикова дорога шириною 4,0 м з покриттям з плит, що забезпечує під'їзд автотранспорту, ремонтної техніки до трансформаторів, модульної будівлі, оливозбірника.

Територія підстанції облаштовується, вільна від споруд територія засівається багаторічними травами. Проектом передбачено спорудження під'їзної автомобільної дороги протяжністю 100 м з покриттям з плит.

Живлення ПС 110/10 кВ «Прибузька» передбачається від двох повітряних ліній 110 кВ. Проектовані відгалуження від існуючих ПЛ приєднуються у власні комірки 110 кВ з вимикачами на підстанції, спорудження яких передбачається у складі справжнього проекту.

1.2 Переваги та характеристика блокових комплектних трансформаторних підстанцій КТПБ(М)

Завод "Електрощит" здійснює постачання 7 комплектних трансформаторних блокових модернізованих підстанцій КТПБ(М) класів напруги 35, 110 і 220 кВ.

Вказані підстанції розглядаються як споруди, будівництво і монтаж яких в кожному випадку здійснюються на підставі проекту і прив'язки, що виконуються проектною організацією.

Підстанції мають характерні особливості, які дозволять зробити мінімальними витрати за увесь термін їх служби:

- поетапне розширення і розвиток від простих до складніших схем без додаткових робіт по реконструкції і перерв в живленні споживачів;
- комплектація високовольтним обладнанням по усій вітчизняній номенклатурі, а також номенклатурі зарубіжних фірм, включаючи АВВ, "Шнайдер Електрик", Сименс, спільне підприємство АВВ-електротяжмаш та ін.

Обладнання за своїми технічними даними відповідає останнім нормам МЕК і ГОСТ.

Підстанції надійно працюють за усіма діючими в країні типовими електричними схемами.

Підстанції забезпечують електропостачання різних споживачів, у тому числі:

- енергетичні системи України і країн СНД;
- нафтогазовидобувні галузі;
- міські і сільські електричні мережі.

Простота і компактність конструкцій блоків зі змонтованими допоміжними колами і наявність укрупнених вузлів, готових до монтажу, дозволяють зробити коротким термін монтажу.

Підстанції усієї напруги телемеханізовані, з мікропроцесорними системами захисту і централізованим керуванням електричними мережами.

Подальший технічний розвиток підстанцій, що розробляються і виготовляються, заводом ВАТ "Самари "Електроцит", спрямований на:

- розширення сфери застосування в результаті створення закритих комплектних трансформаторних підстанцій (ЗКТП) напругою 110 кВ;
- створення в найближчий період, у разі зацікавленості потенційних споживачів, закритих підстанцій 35 кВ.

Призначення КТПБ

КТПБ(М)35, 110 кВ призначені для прийому, перетворення і розподілу електричної енергії трифазного змінного струму промислової частоти 50 і 60 Гц.

КТПБ(М) 35-220 кВ розраховані для роботи в умовах:

- висота встановлення над рівнем моря – не більше 1000 м;
- температура навколишнього середовища по ГОСТ 15150-69 для КТПБ(М) 35-220 кВ – від мінус 60 до плюс 40 °С (У1, ХЛ1);
- сфера застосування за вітром і ожеледі I - IV район відповідно до ПУЕ;
- механічні чинники зовнішнього середовища – по групі умов експлуатації М1 по ГОСТ 17516.1-90;
- тип атмосфери – II по ГОСТ 15150-69;
- сейсмостійкість – 8 балів, за шкалою MSK – 64;
- категорія ізоляції високовольтних апаратів – А, Б (II*) по ГОСТ 9920-89.

Порівнюючи умови клімату, атмосфери і сейсмостійкості з умовами, на які розрахована вибрана КТПБ(М)-110/10 кВ, проектувальник повинен зробити висновок, про те що ПС, яка приймається до будівництва, відповідає місцевим реальним умовам.

Приклад умовного позначення

КТПБ(М)-110-5Н-Т/35-12-Т/10-2×63000-59-А-2-85-У1 ТУ34-13-10922-85
розшифровується: комплектна трансформаторна підстанція блокова модернізована – КТПБ(М), на стороні вищої напруги номінальна напруга – 110 кВ, номер схеми – 5Н, умовне позначення типу вимикача ВМТ-220 кВ – Т; на стороні середньої напруги номінальна напруга 110 кВ, номер схеми – 12, умовне позначення типу вимикача ВМТ-35 кВ – Т; номінальна напруга сторони нижчої напруги – 10 кВ, кількість і потужність силових трансформаторів – 2×63000 кВА, умовне позначення типу комірки КРУ – К-59, категорія зовнішньої ізоляції обладнання – А, без ОПУ заводського постачання – 2, рік розробки виробу – 1985, кліматичне виконання і категорія розміщення – У1, номер заводських технічних умов – ТУ 34-13-10922-85.

Технічні характеристики

Технічні параметри КТПБ(М) 35-220 кВ представлені в табл. 1.1.

КТПБ(М) 35-220 кВ відповідають технічним умовам ТУ 34-13-10922-85.

Принципові схеми головних кіл КТПБ(М) 35-220 кВ відповідають типовим схемам № 407-03-456.87.

Таблиця 1.1 – Технічні параметри КТПБ(М) 35-220 кВ

Найменування	Величина параметра				
	220 кВ	110 кВ	35 кВ	20 кВ	10(6) кВ
1. Номінальна потужність силового трансформатора, кВА	2000 125000	2500 40000	–	–	–
2. Номінальна напруга, кВ	220	110	35	20	10(6)
3. Номінальний струм головних кіл, А	630	630	630	630	1000...2600
4. Номінальний струм збірних шин, А	1000	1000...2000	630	630	1000...2600
5. Ударний струм КЗ, кА	65	65; 81	26	26	52; 81
6. Струм термічної стійкості, кА	25	25	10	20	20; 31,5
7. Номінальна напруга допоміжних кіл					
- змінного струму, В	380/220	380/220	380/220	380/220	380/220
- постійного струму, В	220	220	220	220	220

Компонування КТПБ(М) 35-220 кВ, тобто взаємне розміщення елементів, враховують особливості конструкцій усіх типів використовуваного електрообладнання, а також вимоги до можливості подальшого розширення ВРП і використання на усіх етапах будівництва і експлуатації підстанцій сучасних засобів механізації робіт.

З переліку обладнання, передбаченого в схемах головних кіл КТПБ(М) 35-220 кВ, проектувальник вибирає необхідне обладнання, яке вказується в специфікаціях і опитних листах.

Комплектація підстанції

КТПБ(М) 35-220 кВ складається з наступних основних елементів:

- силових трансформаторів (автотрансформаторів);
- лінійних регулювальних трансформаторів;
- відкритих розподільчих пристроїв (ВРП) 220, 110, 35(20) кВ;
- комплектні розподільні пристрої (КРП) 10(6) кВ зовнішнього встановлення;
- фундаментів;
- громозахистів;

- заземлень;
- огорож;
- туалету.

Конструкціями КТПБ(М) 35-220кВ передбачається встановлення на підстанції силових трансформаторів (автотрансформаторів) з виводами і пристроями, розташованими на кришці відповідно до вимог ГОСТ11677-85, ГОСТ11920-93, ГОСТ12965-93 і ГОСТ17544-93.

Комплектація ВРП 35(20) - 110 кВ

ВРП 35-110 кВ в загальному вигляді складаються з:

- транспортабельних блоків 35, 110 кВ зі змонтованими високовольтними апаратами, головними і допоміжними колами згідно з принциповою електричною схемою на підстанцію;
- загальнопідстанційного пункту керування;
- жорсткої та гнучкої ошиновок;
- кабельних конструкцій;
- освітлювальних установок.

Залежно від головної схеми, електричних з'єднань і функціонального призначення застосовуються наступні блоки 35 кВ:

- блок лінії;
- блок введення;
- блок шинних апаратів;
- блок опорних ізоляторів;
- блок роз'єднувача;
- блок трансформатора власних потреб;
- блок кабельних муфт.

Залежно від наявності високовольтних апаратів в блоці застосовуються різні схеми допоміжних кіл.

Креслення допоміжної схеми на конкретне виконання поставляється на кожне замовлення в об'ємі супровідної документації. Кабелі зовнішніх з'єднань підключаються до клем шафи і заводяться в шафу через спеціальні сальники.

Релейне обладнання в блоці не встановлюється.

Для обгороджування тих струмоведучих частин блоків 35 кВ, які можуть виявитися під напругою, передбачені переносні ремонтні огорожі з пристосуванням для їх замикання. Чотири комплекти огорож входять в об'єм постачання КТПБ(М) з блоками 35 кВ.

Блоки 110 кВ залежно від головної схеми електричних з'єднань і функціонального призначення застосовуються наступні:

- блок роз'єднувачів;
- блок прийому;
- блок трансформаторів напруги;
- блок трансформаторів струму;
- блок вимикача;
- блок заземлювачів і обмежувачів перенапруг (розрядників);
- блок опорних ізоляторів;
- блок обмежувачів перенапруг (розрядників).

Металоконструкції блоків 110 кВ мають загальне принципове рішення, що забезпечує їх уніфікацію по розмірах, використуваних матеріалах, способу кріплення на фундаменти.

Металоконструкції блоків забезпечують нормальні умови роботи, надійне транспортування обладнання, мають достатню механічну міцність.

КТПБ(М) 110 кВ за розвиненими схемами складаються з комірок, які по своєму призначенню діляться на:

- комірki ліній;
- комірki трансформаторів;
- комірki шиноз'єднувального вимикача;
- комірki обхідного вимикача;
- комірki шиноз'єднувального та обхідного вимикачів.

Конструкція комірок передбачає можливість набору у будь-якому порядку.

У ВРП 35-110 кВ застосовується жорстка і гнучка ошиновки.

Жорстка ошиновка гранично уніфікована для усієї напруги і виготовляється з труб алюмінієвого сплаву, відпаювання і перемички – проводом марки АС або АСКП. Для з'єднання між собою і з контактними виводами високовольтних апаратів на шинах є спеціальні контактні пластини, а для відпаювань і перемичок – апаратні затискачі. Жорсткі трубчасті шини мають з одного боку вузол компенсації, конструкція якого дозволяє переміщатися шині в межах вузла на ± 70 мм.

Ошиновка розташована в один або два яруси. Нижній ярус трубчастої ошиновки 35-110 кВ спирається на колонки апаратів або опорні ізолятори, на ньому встановлені спеціальні надставки, на яких закріплена ошиновка верхнього ярусу.

Гнучка ошиновка застосовується для приєднання комірок введення 35 кВ і КРП 6(10) кВ до силового трансформатора. Кількість проводів у фазі і марка проводу залежать від величини номінального струму комірки вводу.

З одного кінця проводи спресовані апаратними затискачами, другий кінець спресовують на місці монтажу підстанції після уточнення довжин проводів. На опорних ізоляторах провід закріплюється шинотримачем. За наявності двох і більше проводів в одній фазі застосовуються розпірки.

Кабельні конструкції

Прокладення контрольних кабелів по території підстанції здійснюється в підвісних лотках, прокладених на висоті 2 м від рівня планування (в якості опорних конструкцій використовуються каркаси і стійки блоків), і в наземних лотках зі збірного залізобетону. Підвісні лотки є коробчатою конструкцією, відкритою знизу. Нижній отвір перекривається знімними планками, на які укладаються кабелі.

Лотки кріпляться до опорних металоконструкцій і стикуються між собою за допомогою вкладишів, які входять в обидва лотки, що сполучаються. Для переходу кабелів з наземних лотків в підвісні застосовуються кабельні шахти, що встановлюються на конструкціях КТПБ(М).

Загальнопідстанційний пункт керування

Загальнопідстанційний пункт керування ЗПК-7 і ЗПК-8 є окремими приміщеннями з утепленими тришаровими захищаючими панелями в яких розміщені пристрої захисту, керування і сигналізації, та апаратура і обладнання високочастотного зв'язку. Внутрішні розміри в плані: – для ЗПК-7 - 6,825×2,35, для ЗПК-8 – 13,65×2,35. Конструкція і маса ЗПК дозволяють транспортувати його із заводу в повністю зібраному вигляді.

Детальні технічні відомості по ЗПК приведені в інформаційному повідомленні ОГК. 143.112-86 "Комплектних підстанцій 35-110 кВ виконання ХЛ, виконання У. Вторинна комутація".

Для загального освітлення території підстанції застосовуються освітлювальні установки типу ОУ-2, на кожній з яких розміщено чотири світильники на висоті близько 7 м. Конструкція освітлювальної установки забезпечує обслуговування світильників із землі і дозволяє замінювати лампи без зняття напруги на підстанції.

Місцеве освітлення виконане за допомогою переносної лампи на напругу 36 В, постачання КТПБ(М), що входить в комплект.

У клемних шафах блоків встановлені розетки для підключення переносної лампи.

КРП 10(6) кВ поставляються блоками, в кожному блоці до 6 комірок. Блок КРП складається з високовольної частини, змонтованої на жорсткій рамі, коридору керування і металевої захисної оболонки. Захисна оболонка КРП виконання ХЛ1 виконана з теплоізоляцією з пінополіуретанових елементів. КРП поставляються з повністю зібраними в межах блоку головними і допоміжними колами.

Фундаменти під елементи КТПБ(М) для стаціонарного встановлення передбачаються незаглибленого типу і складаються із залізобетонних лежнів, що укладаються безпосередньо на сплановану поверхню ґрунту або на вирівняну піщану подушку. Конструкція КТПБ(М) дозволяє застосовувати заглиблені фундаменти: стійки УСО і палі. У постачання заводу фундаменти не

входять.

Грозозахист виконується за допомогою стержневих громовідводів, що встановлюються на кінцевих опорах і, при необхідності, на окремих опорах.

Заземлення блоків, трансформаторів, шаф КРП та інших металевих частин, які можуть виявитися під напругою внаслідок пошкодження ізоляції, здійснюється шляхом створення електричного контакту їх з контуром заземлення підстанції. Розрахунок контура заземлення КТПБ(М) виконується проектною організацією.

Огорожа КТПБ(М) 35-110 кВ виконується з металевих сітчастих панелей. У місцях можливого проїзду встановлюються знімні ланки.

1.3 Загальна характеристика комплектних розподільчих пристроїв К-63

Призначення та будова комірки К-63

Комплектний розподільний пристрій напругою 6(10) кВ типу К-63 призначено для прийому і розподілу електричної енергії змінного трифазного струму промислової частоти 50 Гц напругою 6(10) кВ.

КРП К-63 застосовується в якості розподільних пристроїв 6(10) кВ, у тому числі розподільних пристроїв трансформаторних підстанцій, включаючи комплектні трансформаторні підстанції (блокові) 35/6(10) кВ, 110/6(10) кВ для електричних мереж промисловості, сільського господарства, електричних станцій та електропостачання залізничного транспорту. Крім того комірки К-63 можуть поставлятися для розширення вже діючих розподільних пристроїв інших типів з використанням для цього перехідних шаф у складі КРП.

В якості основного комутаційного апарату в КРП К-63 застосовуються вакуумні вимикачі типу ВВ/TEL, ВБ, ВБСК, ВВУ-СЭЩ із застосуванням електромеханічних реле або мікропроцесорних блоків захисту типу ТЭМП, УЗА, Оріон, Сіріус, МіСОМ, SEPAM 1000+ .

Шафи КРП типу К-63 призначені для роботи всередині приміщення, а шафа трансформатора власних потреб, що стоїть окремо, призначена для

роботи на відкритому повітрі. Розподільчі пристрої зовнішнього встановлення комплектуються з комірок К-63, встановлених в модульній будівлі. Міра захисту по ГОСТ 14254 - IP20 для комірок КРП внутрішнього встановлення: IP00 – при відкритих дверях релейних шаф і знаходженні висувного елемента комірки в контрольному положенні; IP34 – для шафи ТВП, що окремо стоїть.

Будова КРП типу К-63 визначається конкретним замовленням, комплект постачання відповідає відомості комплектування. З КРП збираються комплектні розподільні пристрої, що служать для прийому і розподілу електроенергії. Принцип роботи визначається сукупністю схем головних кіл та допоміжних кіл КРП К-63.

Крім того, до складу КРП можуть входити:

- шинні мости між двома рядами комірок, розташованих в одному приміщенні;
- шинні введення в ближній і дальній ряди розподільчого пристрою з прямим і зворотним фазуванням;
- перехідні шафи для стикування з КРП інших серій;
- кабельні лотки для підведення до ряду КРП контрольних кабелів і проводів допоміжних кіл;
- клемна шафа для підведення контрольних кабелів до КРП;
- шафа окремо стоячого ТВП.

КРП К-63 складається з жорсткого металевих корпусу, всередині якого розміщене все обладнання. Для безпечного обслуговування і локалізації аварій корпус розділений на відсіки металевими перегородками і шторками, що автоматично закриваються. Вимикач високовольтний з приводом встановлений на елементі (візку) викочування. У верхній і нижній частинах візка розташовані рухомі роз'єднуючі контакти, які при вкочуванні візка в КРП замикаються з шинним (верхнім) і лінійним (нижнім) нерухомими контактами. При викочуванні візка із заздалегідь відключеним вимикачем роз'ємні контакти відключаються, при цьому вимикач буде відключений від збірних шин і кабельних введень. Коли візок знаходиться поза корпусом КРП К-63,

забезпечується зручний доступ до вимикача і його приводу для ремонту, а при необхідності швидкої заміни вимикача іншим аналогічним, встановленим на такому ж візку.

Елемент викочування КРП К-63 має три положення:

- робоче – візок знаходиться в корпусі шафи, первинні і вторинні кола замкнуті;
- випробувальне (контрольне) – візок в корпусі шафи, але первинні і вторинні кола розімкнені;
- ремонтне – візок знаходиться поза корпусом шафи, первинні і вторинні кола розімкнені.

У робочому та випробувальному положеннях елемент викочування має механізм фіксації. Для полегшення переміщення візка в робоче положення є важливий механізм, керований знімним руків'ям.

При викочуванні візка з шафи автоматично шторками закриваються відсіки шинного і лінійного роз'єднуючих контактів, що унеможливорює випадковий дотик до струмоведучих частин, що залишилися під напругою.

Окрім вимикачів на візку викочування монтуються і трансформатори напруги, розрядники, силові запобіжники, роз'ємні контактні з'єднання, трансформатори власних потреб.

Обладнання вторинних кіл шаф КРП (апарати керування, захисту, сигналізації, мікропроцесорні блоки релейного захисту, прилади контролю і обліку електроенергії і тому подібне) розташовується в релейній шафі, яка виконується у вигляді знімного, ізольованого від високовольтних кіл, блоку. Шафа виготовляється окремо, після повної комплектації обладнанням і комутації вторинних електричних кіл відповідно до електричної схеми замовлення, встановлюється на своє місце і кріпиться болтовими з'єднаннями. Мікропроцесорні блоки, прилади обліку, контролю і апарати сигналізації монтуються на дверях релейної шафи, вимикачі, ізолятори опорні і прохідні встановлюються тільки при $U_{ном}=10$ кВ, а трансформатори напруги, обмежувачі

перенапружень, силові запобіжники, силові трансформатори – на напругу 6 або 10 кВ (за замовленням).

При дворядному розміщенні комірок КРП К-63 в приміщенні РП виготовляється закритий шинний міст, довжина якого визначається шириною проходу між двома рядами шаф.

В процесі виготовлення КРП виконується контрольна зборка замовленого розподільного пристрою у функціональний блок відповідно до опитного листа (замовленням). При контрольній зборці виконується ошиновка РП (з'єднання збірних і відгалужувальних шин) і монтаж шинного моста на шафах КРП К-63.

КРП типу К-63 виконано з однією системою збірних шин, живлення на які подається через високовольтний вимикач ввідної комірки.

Ошиновка КРП виконана неізолюваними шинами з наступним взаємним розташуванням фаз і забарвленням :

- ліва шина – фаза А, жовта;
- середня шина – фаза В, зелена;
- права шина – фаза С, червона.

Кожна, сполучене у функціональний блок КРП, і кожна шафа після завершення виготовлення піддається комплексу електричних випробувань відповідно до вимог ПУЕ і технічних умов. Після випробувань КРП готується до відвантаження замовникові: КРП відокремлюється на транспортні блоки з 2-х або 3-х шаф, демонтуються шинні мости та інші елементи на період транспортування.

Заземлення блоків КРП і шаф ТВП здійснюється шляхом приварювання підставок блоку і шаф до контура заземлення. Металеві корпуси вбудованого обладнання і металеві частини КРП мають електричний контакт з каркасами розподільчого пристрою за допомогою або шинок заземлення, або зубчастих шайб, або ковзаючих контактів. Захист металоконструкції КРП від корозії здійснюється лакофарбовим і гальванічним покриттями.

Компонування комірок в цілому передбачає зручність оглядів, ремонту і демонтажу основного обладнання під час експлуатації КРП без зняття напруги із збірних шин і сусідніх приєднань.

Типи основного обладнання, що вбудовується в камеру

Переважно використовуються:

- вакуумні вимикачі:
 - ВВ/TEL - 10-20(31,5)/630-2000;
 - ВБ-10-20(31,5)/630-1600;
 - ВБСК-10-20/630-1600;
 - ВВУ-СЭЩ-Э(П) - 10-20(31,5)/1000-1600;
- трансформатори струму:
 - ТОЛ-10;
 - ТОЛ-СЭЩ-10;
- трансформатори напруги:
 - ЗНОЛ, 3×ЗНОЛ, НОЛ;
- трансформатори власних потреб:
 - ОЛС, ОЛСП;
 - ТСКС.

В якості захисту застосовуються електромеханічні реле або мікропроцесорні блоки.

Умови експлуатації :

- кліматичне виконання У, категорія розміщення 3.1 по ГОСТ 15150 для шаф призначених для роботи всередині приміщення; У, категорія розміщення 1 по ГОСТ 15150 для роботи на відкритому повітрі.
- висота над рівнем моря не більше 1000 м;
- значення температури навколишнього середовища від +45 °С до -25 °С (для ТВП – значення температури навколишнього середовища від +40 °С до -10 °С);
- тип атмосфери – II (промислова) по ГОСТ 15150-69.

Таблиця 1.2 – Технічні характеристики комірки К-69

Найменування параметра	Значення
Номинальна напруга (лінійна), кВ	6; 10
Найбільша робоча напруга (лінійна), кВ	7,2; 12,0
Номинальний струм головних кіл при частоті 50 Гц, А	630; 1000; 1600; 2000; 3150
Номинальний струм збірних шин, А	1000; 1600; 2000; 3150
Номинальний струм відключення високовольтного вимикача при частоті 50 Гц, кА	12,5; 20; 25; 31,5
Струм електродинамічної стійкості, кА	51; 81
Струм термічної стійкості, кА	20; 31,5
Напруга вторинних кіл, В	220 (змінного струму) 110, 220 (пост. і випрямленого струму)
Рівень ізоляції по ГОСТ 1516.3-96	нормальна ізоляція, рівень "Б"
Вид лінійних високовольтних приєднань	кабельні, шинні
Умови обслуговування	з двостороннім обслуговуванням

При необхідності розміщення КРП К-63 в приміщеннях з температурою навколишнього середовища нижче $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ передбачається встановлення нагрівальних елементів для обігріву приміщення.

КРП серії К-63 не застосовується для роботи в пристроях або установках спеціального призначення, електропічних установках, екскаваторах, корабельних і суднових розподільчих пристроях, а також в середовищі, що піддається посиленому забрудненню, дії газів, випарів і хімічних відкладень, шкідливих для ізоляції.

2 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА

2.1 Структура втрат електроенергії

В умовах підвищення вартості енергоносіїв зниження енергозатрат є важливим чинником економії і зрештою зменшує собівартість продукції промислових підприємств і підвищує її конкурентоспроможність. Одним з основних енергоресурсів, без якого не може працювати жодне підприємство, є електроенергія.

Досвід проведення енергетичних обстежень в електроенергетичних системах і системах електропостачання показав, що сумарні втрати електроенергії в них складають до 20 % і більше. Причому основні втрати зосереджені в розподільних мережах 6 - 10/0,4 кВ (РЕМ).

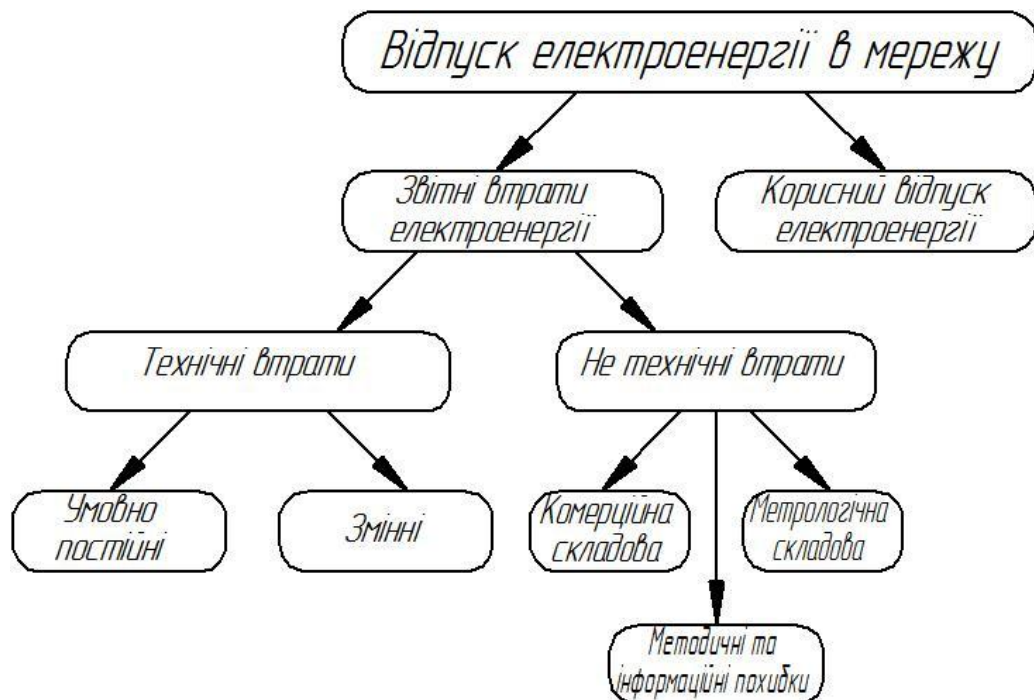


Рисунок 4.1 – Структура втрат електроенергії

Фактичні (звітні) втрати електроенергії - різниця електроенергії, що поступила в мережу та електроенергії, відпущеній споживачам.

Технічні втрати електроенергії - втрати електроенергії, обумовлені фізичними процесами в проводах і електроустаткуванні, які виникають при передачі електроенергії по електричних мережах.

Умовно-постійні втрати електроенергії включають:

- втрати в сталі силових трансформаторів і автотрансформаторів, у тому числі трансформаторів власних потреб;
- втрати в сталі шунтуючих реакторів;
- втрати на корону в повітряних лініях;
- втрати у батареях конденсаторів (БСК) і статичних компенсаторах (СТК) тиристорів;
- втрати в синхронних компенсаторах (СК);
- втрати в обмежувачах перенапруження;
- втрати електроенергії в лічильниках;
- втрати у вимірювальних трансформаторах струму і напруги;
- втрати в ізоляції кабельних ліній;
- втрати від струмів витоку по ізоляторах повітряних ліній;
- витрата електроенергії на плавку ожеледі;
- витрата електроенергії на власні потреби підстанцій.

Змінні втрати електроенергії включають:

- втрати навантажень електроенергії в трансформаторах і автотрансформаторах;
- втрати навантажень електроенергії в повітряних і кабельних лініях;
- втрати електроенергії в струмообмежувальних реакторах.

Як правило, найбільшу частину втрат (50-70 %) складають так звані комерційні втрати, під якими розуміється та електроенергія, яка реально відпущена споживачам, але не виставлена до оплати внаслідок неправильної роботи систем обліку, їх відсутності або явної крадіжки електроенергії.

Одним з найбільш дієвих засобів боротьби з комерційними втратами є широке використання переносних приладів для оперативного контролю правильності роботи систем обліку електроенергії безпосередньо на об'єктах

без їх попереднього відключення і демонтажу. У більшості випадків «слабкою ланкою» в цих системах опиняються не самі лічильники електроенергії, а схеми їх підключення до мережі, включаючи вимірювальні трансформатори. Як правило, саме в них приховані несправності і причини неправильної роботи систем обліку, які частенько неможливо виявити при зовнішньому огляді. Тому використовувані прилади повинні перевіряти не лише самі лічильники електроенергії, які у більшості випадків виявляються несправними, але і усю систему обліку в комплексі, включаючи їх схему приєднання до мережі разом з трансформаторами струму. Досвід проведення енергетичних обстежень показує, що приблизно в кожній другій системі виявляється істотний недооблік електроенергії, який у більшості випадків простим зовнішнім оглядом не виявляється.

Складова технологічних втрат електроенергії на її транспортування, тобто технічні втрати електроенергії в лініях і силових трансформаторах, звичайно менше величини комерційних втрат, але всерівно дуже суттєва.

Ознаки "вогнищ" технічних втрат :

- неприпустимо високі або неприпустимо низькі рівні напруги в вузлах електричної мережі. У першому випадку мають місце надлишки реактивної потужності, в другому - її дефіцит;
- робота автотрансформаторів і силових трансформаторів в режимах близьких до холостого ходу;
- робота ліній електропередачі, силових трансформаторів і автотрансформаторів в режимах, близьких до межі по пропускній або навантажувальній здатності;
- робота устаткування підстанцій з витратами електроенергії на власні потреби, що перевищують їх нормативні значення, зокрема, неоптимальний режим роботи системи охолодження трансформаторів, системи опалення і освітлення будівель, управління підстанціями і тому подібне;
- завищені понад нормативи або встановлені терміни тривалість

міжремонтних проміжків електричних мереж.

Без досить повної інформації про графіки зміни навантажень в електричній мережі, їх максимальних і мінімальних значеннях, тижневих і сезонних трендах і так далі неможливо не те що правильно здійснювати заходи по оптимізації режимів з метою зниження технологічних втрат електроенергії, але і просто достовірно розрахувати величину цих втрат.

Важливою складовою технологічних втрат електроенергії в мережі є втрати, пов'язані з незадовільною якістю електроенергії (ЯЕ). Її величина може досягати декількох відсотків. Найбільший вплив на величину втрат роблять наступні показники якості електроенергії (ПЯЕ) - відхилення напруги, несиметрія напруги, несинусоїдальність напруги. Тому для правильної поточної експлуатації РЕМ з мінімальним рівнем втрат, а також для проведення енергетичних обстежень необхідно мати прилади, які реєструють ПЯЕ.

2.2 Заходи по зниженню втрат електричної енергії в міських електричних мережах

Зниження втрат електроенергії при передачі і розподілі є актуальним завданням енергозабезпечуючих організацій і одним з основних напрямів енергозбереження.

Основною умовою роботи електричної мережі з мінімальними втратами є її раціональна побудова. При цьому особлива увага має бути приділена правильному визначенню точок ділення в замкнених мережах, економічному розподілу активних і реактивних потужностей, впровадженню замкнутих і напівзамкнених схем мережі 0,4 кВ.

Втрати енергії в раціонально побудованих і нормально експлуатованих мережах не повинні перевищувати обґрунтованої технологічної витрати енергії при її передачі і розподілі. Заходи по зниженню втрат енергії повинні

проводиться в мережах, де є ті або інші відхилення від раціональної побудови і оптимального режиму експлуатації.

Застосування сучасних математичних методів розрахунку дозволяє мінімізувати технологічні витрати електроенергії і довести їх до технічно обґрунтованих величин.

Зниження втрат електроенергії в електричних мережах може бути досягнуте як в результаті проведення заходів по загальній оптимізації мережі, коли зниження втрат енергії є одним із складників комплексного плану, так і в результаті проведення заходів, спрямованих тільки на зниження втрат. За цією ознакою усі заходи по зниженню втрат (ЗПЗ) можуть бути умовно розділені на три групи:

- організаційні, до яких відносяться ЗПЗ по вдосконаленню експлуатаційного обслуговування електричних мереж і оптимізації їх схем і режимів (маловитратні і беззатратні ЗПЗ);
- технічні, до яких відносяться заходи по реконструкції, модернізації і будівництву мереж (ЗПЗ, що вимагають капітальних витрат);
- заходи по вдосконаленню обліку електроенергії, які можуть бути як беззатратні, так і вимагаючі додаткових витрат (при організації нових точок обліку).

До організаційних заходів можуть відноситися:

- визначення (вибір) точок оптимального ділення мережі 6-10 кВ;
- зменшення часу знаходження лінії у відключеному положенні при виконанні технічного обслуговування і ремонту устаткування і ліній;
- зниження несиметрії (нерівномірності) завантаження фаз;
- раціональне завантаження силових трансформаторів.

До пріоритетних технічних заходів в розподільних мережах 10(6) -0,4 кВ відносяться:

- у проектах, які передбачають при реконструкції діючих мереж 6 кВ на підвищену напругу 10 кВ рекомендується використовувати встановлене устаткування при відповідності його характеристик підвищеній напрузі;

- збільшення доли мереж на напругу 35 кВ;
 - скорочення радіусу дії і будівництво ПЛ 0,4 кВ в трифазному виконанні по всій довжині;
 - застосування стовпових трансформаторів (10(6)/0,4 кВ) малої потужності для скорочення протяжності мереж напругою 0,4 кВ;
 - перехід мереж низької напруги з 110 В на 380 В;
 - застосування ізольованих і захищених самонесучих проводів для ПЛ напругою 0,4-10 кВ;
 - використання максимально допустимого перерізу проводів в електричних мережах напругою 0,4-10 кВ з метою адаптації їх пропускної здатності до росту навантажень впродовж усього терміну служби;
 - посилення елементів діючої мережі шляхом прокладення нових ліній або заміни проводів і кабелів на великі перерізи;
 - проведення роботи по компенсації реактивних навантажень;
 - підтримка значень показників якості електроенергії у відповідності з вимогою ГОСТ 13109-97;
 - впровадження пристроїв автоматичного регулювання напруги під навантаженням, вольтодобавочних трансформаторів, засобів вбудованого регулювання напруги;
 - впровадження нового економічного електроустаткування, зокрема, трансформаторів зі зменшеними активними і реактивними втратами холостого ходу, установка конденсаторних батарей вбудованих в КТП і ЗТП;
 - комплексна автоматизація і телемеханізація електричних мереж, застосування комутаційних апаратів нового покоління;
 - застосування засобів дистанційного визначення місць пошкодження в електричних мережах для скорочення часу пошуку і ліквідації аварій.
- До складу заходів по вдосконаленню обліку сліду предбачити:
- застосування приладів обліку (електролічильники, вимірювальні трансформатори) більш високого класу точності вимірювання;

- здійснення заходів по попередженню несанкціонованого доступу до клем засобів вимірювання;
- впровадження автоматизованих систем обліку, збору і передачі інформації;
- проведення організаційних і технічних заходів по попередженню виявлення і усунення безоблікового споживання електричної енергії.

Характерною особливістю режиму роботи електричних мереж 0,4 кВ є нерівномірність завантаження фаз.

Вирівнювання навантажень виконується перемиканням навантаження з більш завантаженої фази на менш завантажені після проведення вимірів навантажень по фазах лінії і аналізу результатів.

Негативний вплив несиметрії, яку не можна усунути, вирівнюванням навантажень по фазах можна зменшити:

- заміною силових трансформаторів з схемою з'єднання обмоток «зірка/зірка» на трансформатори з схемою «зірка/зигзаг» або «трикутник/зірка», які менш чутливі до несиметрії навантажень;
- збільшенням перерізу нульового проводу в лінії 0,4 кВ до перерізу фазного проводу.

Важливим заходом по скороченню технологічної витрати електроенергії є збільшення ефективності використання трансформаторів за рахунок сезонного відключення одного з двох трансформаторів двохтрансформаторної підстанції. При цьому відключається трансформатор, що працює з найменшим навантаженням, і його навантаження перекидається на інший трансформатор.

Скорочення втрат електроенергії досягається заміною трансформаторів при стійкому недовикористанні їх потужності. При коефіцієнті завантаження трансформатора 10(6)/0,4 кВ менше 0,5 має місце істотне відносне збільшення втрат електроенергії за рахунок втрат холостого ходу.

3 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

3.1 Технічні рішення модернізації ПС 110 кВ і живлячих ПЛ 110 кВ

3.1.1 Варіанти схеми зовнішнього електропостачання

Підключення ПС до мережі 110 кВ в продовження діючої ПЛ-1 10 кВ 1-го і 2-го кіл зі спорудженням двох кіл ПЛ-110кВ завдовжки біля 10 км на залізобетонних опорах з перезаводом живлення 1-го кола по одному з даних варіантів.

Варіант №1. Шляхом будівництва заходу на ПС 110/35/10 кВ «Дунаївці» завдовжки біля 4,3 км в одноколовому виконанні на залізобетонних опорах з підключенням в розрив ПЛ-110кВ (1-е коло). Потрібно встановити комірки 110 кВ з елегазовим вимикачем на ПС «Дунаївці».

Варіант №3. Шляхом будівництва відгалуження від ПЛ-110 кВ завдовжки біля 0,2 км в одноколовому виконанні з підключенням в розрив ПЛ-110 кВ.

Варіант вимагає серйозного опрацювання в частині релейного захисту, можливі значні обмеження за умовами роботи пристроїв РЗА.

3.1.2 Вибір силових трансформаторів

Відповідно до приведених навантажень споживачів, враховуючи вимоги до надійності електропостачання споживачів I, II і III категорій і до якості електроенергії, а також зважаючи на неможливість подальшого розширення і реконструкції проекрованої підстанції надалі через міську забудову, на підстанції встановлюються два трансформатори напругою 110/10 кВ.

Номінальна потужність трансформаторів вибирається по розрахунковій максимальній потужності споживачів. При двохтрансформаторній підстанції потужність кожного з трансформаторів вибирається з умови:

$$S_{ном.т} = \frac{S_p}{2 \cdot 0,7}; \quad (3.1)$$

де $S_{ном.т}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА;

S_p – розрахункове навантаження підстанції (повне максимальне навантаження підстанції), МВА.

При такому виборі в аварійному режимі трансформатор, що залишився в роботі, повинен забезпечити нормальне електропостачання усіх споживачів I і II категорій надійності, перевантажуючись при цьому не більше ніж на 40 %. Отже:

$$S_{ном.т} \geq 16 = 32 \text{ МВА.}$$

Для двохтрансформаторних підстанцій рекомендується вибирати однотипні трансформатори. Приймаємо до встановлення трансформатори номінальною потужністю 16 МВА типу ТДН-16000/110. Регулювання на підстанції передбачено за допомогою РПН на ВН в межах 9 ступенів на 1,78. Пристрій регулювання повинне забезпечувати підтримку напруга на шинах 10 кВ підстанції в межах не нижче 105% номінальної в період великих навантажень, 100% номінальної в період найменших навантажень.

Силові трансформатори перевіряються по коефіцієнту завантаження. У нормальному режимі коефіцієнт завантаження визначається по формулі:

$$k_3 = \frac{S_p}{n \cdot S_{ном.т}}; \quad (3.2)$$

де n – кількість трансформаторів.

Отже, коефіцієнт завантаження в нормальному режимі по (3.2) :

$$k_3 = \frac{19,5}{2 \cdot 16} = 0,62.$$

Завантаження трансформаторів в нормальному режимі складе 62% від номінального.

У післяаварійному режимі коефіцієнт завантаження визначається по формулі:

$$k_{3.ав} = \frac{S_p}{(n-1) \cdot S_{ном.т}}. \quad (3.3)$$

По (3.3) коефіцієнт завантаження в післяаварійному режимі:

$$k_{з.ав} = \frac{19,5}{(2-1) \cdot 16} = 1,22.$$

Тобто при відключенні одного з трансформаторів другий, що залишився в роботі, покриває 100 % навантажень, при цьому його завантаження зростає до 124% від номінального. Таке перевантаження допустиме для трансформаторів впродовж 6 годин на добу терміном не більше ніж на 5 діб. Вважають, що цього часу вистачає для усунення аварії, ремонту або заміни пошкодженого елемента.

Остаточню вибираємо до встановлення силові трансформатори типу ТДН-16000/110У1 напругою 110/10 кВ. Заміна трансформаторів в перспективі на потужніші не передбачається.

Параметри трансформатора приведені в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Параметри силового трансформатора

Параметр трансформатора	Значення параметра
Тип трансформатора	ТДН-16000/110
Номінальна потужність трансформаторів $S_{ном.т}$, МВА	16
Номінальна напруга обмотки ВН $U_{ВН}$, кВ	115
Номінальна напруга обмотки НН1 $U_{НН1}$, кВ	10,5
Номінальна напруга обмотки НН2 $U_{НН2}$, кВ	10,5
Втрати холостого ходу ΔP_0 , кВт	19
Втрати короткого замикання ΔP_k , кВт	89,59
Напруга короткого замикання U_k , %	10,22
Струм холостого ходу I_0 , %	0,48

3.1.3 Вибір схеми підстанції

Споживачі, що одержують живлення від ПС 110 кВ «Прибузька» відносяться до I, II і III категорій по надійності електропостачання. Це, відповідно до ПУЕ висуває до системи електропостачання наступні вимоги:

- електропостачання здійснюється від двох незалежних взаємно резервованих джерел живлення;
- живлення споживачів повинно виконуватись від двохтрансформаторної підстанції;

- перерва в електропостачанні споживачів при порушенні електропостачання від одного з джерел живлення може бути допущена лише на час автоматичного відновлення живлення.

До встановлення прийнята комплектна трансформаторна блокова підстанція типу КТПБ-110-4Н-1/10-2 на 16000-63-А-2-85 У1.

ВРП 110 кВ передбачено за схемою 110-4Н з елегазовими вимикачами 1ТВ-14501/В з приводом В1К - 222, роз'єднувачами 8СР 123п з приводами на 31-80 на головних і заміщаючих ножах, трансформаторами напруги СРВ - 123, трансформаторами струму МС - 145 і обмежувачами напруги ЕХМ.

На стороні 10 кВ передбачено комплектний розподільчий пристрій внутрішнього встановлення, що складається з шаф типу К-63 УЗ у кількості 26 шт., у тому числі 18 відходячих ліній. Шафи прийняті з вакуумними вимикачами типу ВВ/TEL-20/630 (100, 1600) УХЛ1.

Шафи К-63 УЗ розміщуються в модульній будівлі, що складаються з 9 транспортних блоків кліматичного виконання УХЛ1. В межах кожного транспортного блоку повністю здійснений монтаж обладнання (шаф КРП, шинних перемичок, шинопроводів, панелей, лотків).

Живлення власних потреб підстанції передбачене від трансформаторів ТМ-110/10 У1, напругою 10/0,4 кВ, встановлених в шафах типу К-59 УХЛ1 (ТВП №1 робочий, ТВП №2 резервний). Трансформатори підключені до введення 10 кВ.

Оперативний струм на підстанції постійний, напругою 220 В.

Джерелом постійного струму є апарат керування оперативним струмом з шафою акумуляторів типу АУОТ-16/20-110/220-УХЛ1, встановлений в модульній будівлі.

Згідно з проведеним розрахунком, обладнання підстанції стійке до дії струмів короткого замикання.

Для запобігання помилковим діям при оперативному перемиканні передбачається електромагнітне і механічне блокування заводського постачання.

Захист обладнання підстанції від перенапружень, що виникають з лінії, виконується за допомогою обмежувачів перенапруг, які приєднуються до шин 110 і 10 кВ.

3.1.4 Технічні рішення по будівництву ПЛ 110 кВ

Проектовану ПС живити в продовження ПЛ-110 кВ 1-го і 2-го кіл зі спорудженням двох кіл ПЛ-110 кВ завдовжки біля 10км.

Виконати розрив кола ПЛ-110 кВ в районі опори №17 і виконати захід на ПС 110/35/10 кВ «Дунаївці» завдовжки біля 4,3 км., призначаються для приєднання до енергосистеми ПС 110/10 кВ «Прибузька».

Відповідно до ПУЕ, за умовами забезпечення необхідної надійності електропостачання споживачів, проектовані відгалуження мають бути виконані на одноколових опорах. Проектовані одноколові відгалуження від існуючих ПЛ 110 кВ приєднуються у власні комірки 110 кВ з вимикачами на ПС 110/10 кВ «Прибузька», спорудження яких передбачається у складі справжнього проекту.

Початковою точкою трас проектованих ПЛ 110 кВ є місця їх примикання до існуючої ПЛ 110 кВ, кінцевою точкою – приймальні пристрої на ПС 110/10 кВ «Прибузька». Застосовувати спеціальні заходи по захисту від електромагнітних завад не потрібно.

3.2 Вибір перерізу проводів

Переріз проводів і кабелів вибирають з технічних і економічних міркувань. Вибір перерізу по нагріву виконують по розрахунковому струму. За розрахункові струми (I_p) беруться значення, що визначаються по формулі :

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (3.4)$$

Вибір перерізу проводів повітряних ліній напругою 110 кВ по економічній щільності струму здійснюється наступним чином. Економічно доцільний переріз ($F_{ек}$) рівний:

$$F_{ек} = \frac{I_p}{j_{ек}}, \quad (3.5)$$

де $j_{ек}$ – нормоване значення економічної щільності струму, для заданих умов роботи.

Далі необхідно виконати перевірку по допустимому струмовому навантаженню по нагріву:

$$I_p \leq I_{дон}, \quad (3.6)$$

де $I_{дон}$ – допустимий тривалий струм для проводів по ПУЕ.

Відповідно до формул (3.4 – 3.6) знаходимо переріз проводів відгалужень від існуючої ПЛ 110 кВ:

$$I_p = \frac{19500}{\sqrt{3} \cdot 110} = 163 \text{ А.}$$

Число годин використання максимального перетікання потужності по ПЛ складе 5500 годин. При цьому економічна щільність струму по ПУЕ складе $j_{ек} = 1 \text{ А/мм}^3$.

$$F_{ек} = \frac{163}{1} = 163 \text{ мм}^2 \text{ (на два кола).}$$

Найближчий нормований переріз для одного проводу ПЛ 150 мм³.

Зважаючи на проходження проєктованих відгалужень ПЛ 110 кВ по території міської забудови, враховуючи можливість надалі приєднання нових споживачів, а також відповідно до рекомендацій по проєктуванню міських електричних мереж для проєктованих відгалужень від ПЛ 110 кВ приймається провід марки АС-150/24. Цей переріз достатній за умовами корони.

Перевіряємо вибраний переріз по допустимому струмовому навантаженню по нагріву:

$$I_p \leq I_{дон};$$

$$163 < 450 \text{ А.}$$

Захист лінії від прямих ударів блискавки здійснюється підвіскою одного грозозахисного троса – проводу марки АЖС 70-39 по усій довжині ПЛ. Переріз

троса задовольняє умовам термічної стійкості при однофазних коротких замиканнях.

3.3 Розрахунок струмів короткого замикання

Коротким замиканням (КЗ) є всяке не передбачене нормальними умовами роботи з'єднання двох точок електричного кола (безпосередньо або через надмірно малий опір). Причинами КЗ є механічні пошкодження ізоляції, її пробій через перенапруження і старіння, обриви, накидання і схльостування проводів повітряних ліній (ПЛ), помилкові дії персоналу і тому подібне. Внаслідок КЗ в колах виникають небезпечні для елементів мережі струми, які можуть вивести їх з ладу. Тому для забезпечення надійної роботи електрообладнання, пристроїв релейного захисту і автоматики (РЗА), по електричній мережі в цілому проводиться розрахунок струмів КЗ.

У трифазних мережах і пристроях розрізняють трифазні (симетричні), двофазні і однофазні (не симетричні) КЗ. Можуть мати місце також двофазні КЗ на землю, КЗ з одночасним обривом фаз. Найбільш частими є однофазні КЗ на землю (до 65% від загального числа КЗ), значно рідше трапляються двофазні КЗ на землю (до 20% від загальної кількості КЗ), двофазні КЗ (до 10% від загальної кількості КЗ) і трифазні КЗ (до 5% від загальної кількості КЗ)[2].

При розрахунках струмів КЗ для полегшення обчислення приймаються наступні допущення:

- усі джерела, що беруть участь в живленні даної точки КЗ, працюють одночасно і з номінальним навантаженням;
- ЕРС усіх джерел вважаються співпадаючими по фазі;
- напруга джерел живлення при короткому замиканні залишається незмінною;
- розрахункова напруга кожного ступеня схеми електропостачання приймається на 5 % вищою за номінальне значення;

- коротке замикання настає в той момент часу, при якому ударний струм КЗ матиме найбільше значення;
- опір місця КЗ вважається рівним нулю;
- не враховуються ємності, а, отже, і ємнісні струми в повітряних і кабельних мережах;
- не враховуються струми намагнічення трансформаторів;
- не враховуються активні опори елементів кола, якщо їх сумарний опір до точки КЗ не перевищують $1/3$ сумарного індуктивного опору [1].

3.3.1 Вибір і складання розрахункової схеми електричної мережі і схеми заміщення

Розрахункова схема є зображенням первинної схеми мережі в однолінійному виконанні, на якій вказують паспортні дані усіх елементів, що входять в неї та мають електричний опір – генератори, трансформатори, ЛЕП, реактори, електродвигуни.

На підставі електричної схеми Хмельницьких електричних мереж складається розрахункова схема електричної мережі (рис. 3.1.).

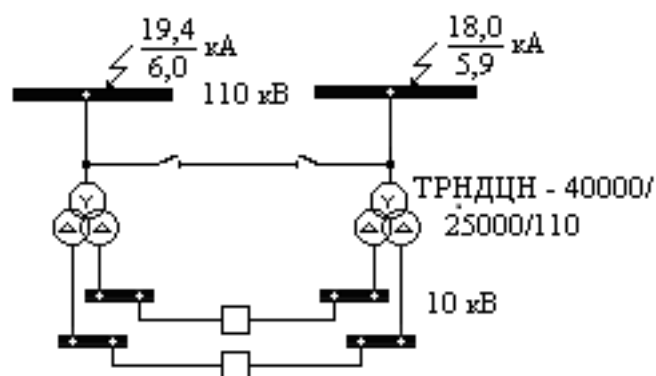


Рисунок 3.1 – Принципова розрахункова схема електричної мережі

Джерелами для живлення підстанції 110/10 кВ «Прибузька» є шини високої напруги підстанції «Дунаївці» 110/35/10 кВ. Електроенергія від джерел живлення до підстанції передається по двох одноколових повітряних лініях

електропередачі. На підстанції встановлені два трансформатори ТДН-16000 /110.

На підставі розрахункової схеми складається схема заміщення, в якій усі перераховані елементи замінюються своїми електричними опорами. Загальна схема заміщення приведена на рис. 3.3.

Місця розташування точок КЗ вибираються так, щоб електрообладнання, що перевіряється, у момент КЗ знаходилося в найбільш несприятливих умовах. Отже, точки КЗ розташовуються на шинах 110 і 10 кВ.

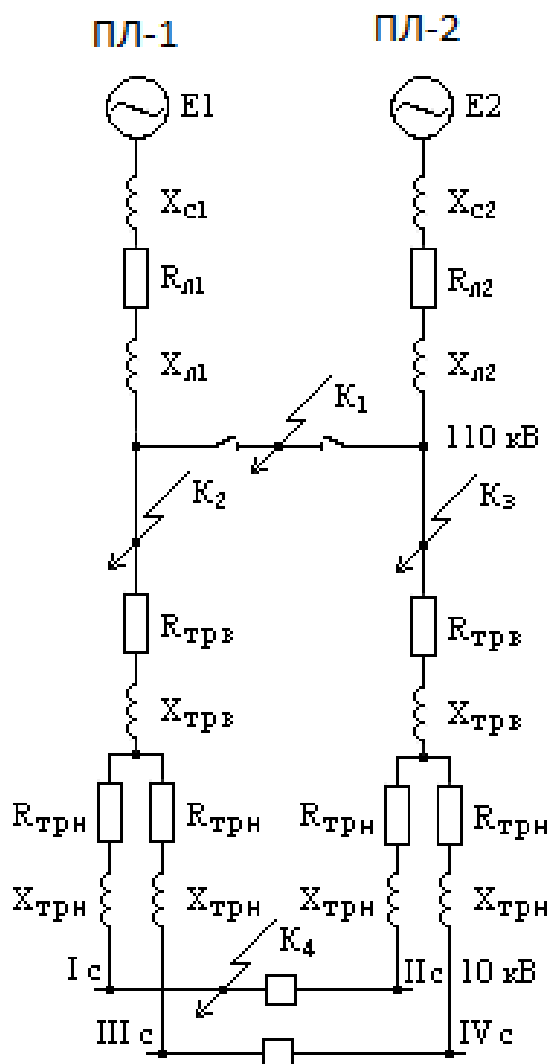


Рисунок 3.2 – Розрахункова схема заміщення

На схемі заміщення прийняті наступні позначення: X_{c1} , X_{c2} – реактивні опори системи; $R_{л1}$, $R_{л2}$ – активні опори ПЛ; $X_{л1}$, $X_{л2}$ – індуктивні опори ПЛ; $R_{тр}$

R_{TPH} – активні опори трансформатора високої, низької обмотки; X_{TPB} , X_{TPH} – реактивний опір трансформатора високої, низької обмотки.

3.3.2 Розрахунок параметрів елементів схеми заміщення

Параметри, що входять в розрахункову схему елементів, в довідковій літературі вказують в різних одиницях, віднесених до номінальних умов роботи. Розрахунок опорів елементів схеми заміщення робиться в іменованих одиницях.

Опір системи визначається виходячи із заданих струмів короткого замикання системи в мінімальному і максимальному режимах роботи електричної мережі. При заданому струмі КЗ системи I''_{KC} опір системи визначається по формулі:

$$X_c = \frac{U_{cp.ном}}{\sqrt{3} \cdot I''_{KC}} \quad (3.7)$$

По цій формулі нижче проведено розрахунок опорів системи з боку лінії ПЛ1:

$$X_{c1max} = \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot 19400} = 3,422 \text{ Ом};$$

$$X_{c1min} = \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot 6000} = 11,066 \text{ Ом.}$$

Аналогічно розраховуються опори системи з боку лінії ПЛ2. Результати розрахунку опорів системи представлені в табл. 3.3.

Таблиця 3.2 – Опори системи в максимальному і мінімальному режимах роботи системи

Режим роботи	X_{c1} , Ом	X_{c2} , Ом
Максимальний режим роботи системи	3,422	3,689
Мінімальний режим роботи системи	11,066	11,253

Електроенергія поступає від джерел живлення до підстанції по двох одноколових відгалуженнях від існуючої ПЛ-110 кВ.

Початкові параметри ПЛ представлені в табл. 3.3. Питомі опори узяті з характеристик існуючих ПЛ.

Таблиця 3.3 – Вихідні параметри відгалужень від ПЛ

Назва лінії	Марка провoda	Протяжність ПЛ, км	Питомі опори, Ом/км	
			r_0	x_0
ПЛ-1	АС-150	0,17	0,21	0,458
ПЛ-2	АС-150	0,18	0,21	0,458

Опір ПЛ розраховуються по наступних формулах:

$$R_l = r_0 \cdot l, \quad (3.8)$$

де R_l – активний опір ПЛ, Ом;

r_0 – питомий активний опір ПЛ, Ом/км;

l – довжина ділянки ПЛ, км;

$$X_l = x_0 \cdot l, \quad (3.9)$$

де X_l – реактивний опір ПЛ, Ом;

x_0 – питомий реактивний опір ПЛ, Ом/км.

По наведених вище формулах виконується розрахунок активних і реактивних опорів відгалуження від існуючої ПЛ 110 кВ:

$$R_{l1} = 0,21 \cdot 0,17 = 0,036 \text{ Ом};$$

$$X_{l1} = 0,458 \cdot 0,17 = 0,078 \text{ Ом}.$$

Аналогічно розраховуються параметри відгалуження від другої ПЛ 110 кВ. Результати розрахунку опорів ПЛ зводимо в табл. 3.4.

Таблиця 3.4 – Розрахункові параметри ПЛ

Назва лінії	R_{li} , Ом	X_{li} , Ом
ПЛ-1	0,036	0,078
ПЛ-2	0,038	0,082

Перетворення електроенергії напругою 110 кВ в електроенергію напруги – 10 кВ здійснюється силовими трансформаторами.

Розрахунковими параметрами трансформаторів є реактивні опори обмоток. Відомо, що сучасні трансформатори розподільчих мереж напругою 35

кВ і вище мають автоматичні регулятори напруга (РПН), мета яких підтримувати на шинах нижчої напруги трансформатора номінальне значення напруги при експлуатаційних змінах значення напруги на стороні вищої напруги. Для таких трансформаторів додатково необхідно мати значення діапазону регулювання напруги що відповідає крайнім положенням РПН. Ці дані для трансформатора ТДН-16000/110 рівні:

$$U_{в\ min} = 96,6 \text{ кВ};$$

$$U_{в\ ном} = 115 \text{ кВ};$$

$$U_{в\ max} = 126 \text{ кВ}.$$

У трансформаторах для знаходження опорів обмоток високої і низької напруги спочатку знаходяться загальні активні ($R_{заг}$) і реактивні ($X_{заг}$) опори обмоток :

$$R_{заг} = \frac{\Delta P_{\kappa} \cdot U_{в.ном}^2}{S_{ном}^2}; \quad (3.10)$$

$$X_{заг} = \frac{U_{\kappa} \cdot U_{в.ном}^2}{100 \cdot S_{ном}}, \quad (3.11)$$

де $S_{ном}$ – номінальна потужність трансформатора;

ΔP_{κ} – втрати трансформатора при короткому замиканні;

U_{κ} – напруга короткого замикання, в % від номінального.

Після обчислення загального активного і реактивного опору обмоток визначають опори обмоток високої і низької напруги по формулах:

$$R_{в} = 0,5 R_{заг}; \quad (3.12)$$

$$R_{н} = R_{н1} = R_{н2} = R_{заг}; \quad (3.13)$$

$$X_{в} = 0,125 X_{заг}; \quad (3.14)$$

$$X_{н} = X_{н1} = X_{н2} = 1,8 X_{заг}. \quad (3.15)$$

Розрахунок активних реактивних опорів обмотки високої напруги трансформатора в номінальному режимі по формулах (3.10) – (3.15) виглядає таким чином:

$$R_{заг} = \frac{307000 \cdot 115000^2}{40000000^2} = 2,538 \text{ Ом};$$

$$X_{заг} = \frac{16,8 \cdot 115000^2}{100 \cdot 40000000} = 55,545 \text{ Ом};$$

$$R_g = 0,5 \cdot 2,538 = 1,269 \text{ Ом};$$

$$R_H = 2,538 \text{ Ом};$$

$$X_g = 0,125 \cdot 55,545 = 6,943 \text{ Ом};$$

$$X_H = 1,8 \cdot 55,545 = 99,981 \text{ Ом}.$$

Розрахунок опорів трансформаторів при мінімальному і максимальному регулюванні напруги трансформаторів проводиться аналогічно. Результати обчислень заносяться в табл. 3.5. Активні опори трансформаторів значно менше реактивних і тому при розрахунках струмів КЗ не враховуються.

Таблиця 3.5 – Розрахункові параметри трансформаторів

Режим регулювання напруги трансформатора	Параметри схеми заміщення			
	R_g , Ом	X_g , Ом	R_H , Ом	X_H , Ом
$U_{в\ min} = 96,6$ кВ	0,895	4,899	1,79	70,547
$U_{в\ ном} = 115$ кВ	1,269	6,943	2,538	99,981
$U_{в\ max} = 126$ кВ	1,523	8,335	3,046	120,023

3.3.3 Визначення струмів при симетричному трифазному КЗ

Схема заміщення для симетричного КЗ представлена на рис. 3.3.

Перетворення схеми заміщення відносно заданих точок КЗ – К1 і К2 – здійснюється за наступними правилами:

- при послідовному з'єднанні опорів загальний опір визначається як сума послідовних опорів;
- при паралельному з'єднанні опорів загальний опір в – 1 степені визначається як сума паралельних опорів, кожен з яких заздалегідь зведено в – 1 степінь.

Етапи перетворення схеми заміщення відносно точки КЗ К1 представлені на рис. 3.4.

Розрахунок опорів при перетворенні схеми проводиться за описаними вище правилами.

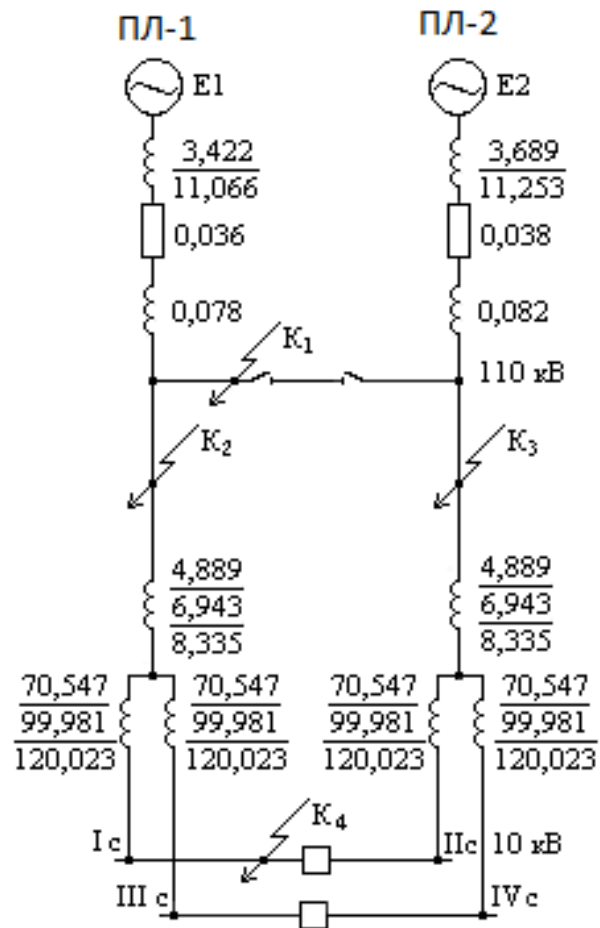
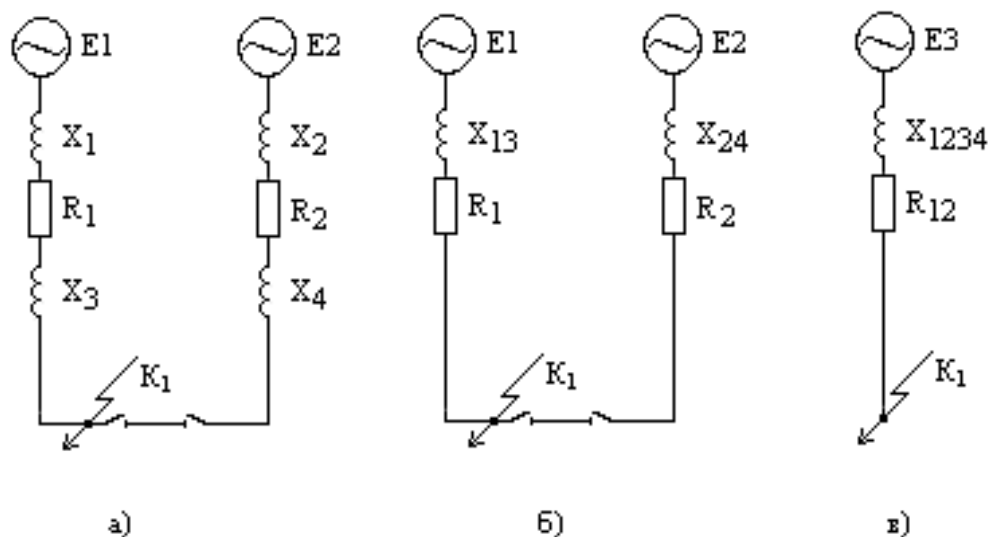


Рисунок 3.3 – Схема заміщення при симетричному КЗ



а) – початкова схема; б) – перетворення з виключенням послідовних опорів; в) – перетворення з виключенням паралельних опорів.

Рисунок 3.4 – Етапи перетворення схеми заміщення

Розрахунок загального опору послідовних елементів :

$$X_{I3} = X_I + X_3; \quad (3.16)$$

$$X_{24} = X_2 + X_4, \quad (3.17)$$

де X_{I3}, X_{24} – загальний реактивний опір послідовно сполучених елементів;

X_I, X_2, X_3, X_4 – реактивні опори послідовно сполучених елементів.

Розрахунок загального опору паралельних елементів :

$$X_{1234} = \frac{1}{\frac{1}{X_{I3}} + \frac{1}{X_{24}}}; \quad (3.18)$$

$$R_{12} = \frac{1}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2}}, \quad (3.19)$$

де X_{1234} – загальний реактивний опір паралельно сполучених елементів;

R_{12} – загальний активний опір паралельно сполучених елементів;

R_1, R_2 – активні опори послідовно сполучених елементів.

Нижче приведений розрахунок опорів перетвореної схеми заміщення відносно точки КЗ К1.

Максимальний режим роботи електричної мережі, мінімальне регулювання трансформатора :

$$X_{I3} = 3,422 + 0,078 = 3,5 \text{ Ом};$$

$$X_{24} = 3,689 + 0,082 = 3,771 \text{ Ом};$$

$$X_{1234} = \frac{1}{\frac{1}{3,5} + \frac{1}{3,771}} = 1,875 \text{ Ом};$$

$$R_{12} = \frac{1}{\frac{1}{0,036} + \frac{1}{0,038}} = 0,018 \text{ Ом}.$$

Мінімальний режим роботи електричної мережі, максимальне регулювання трансформатора :

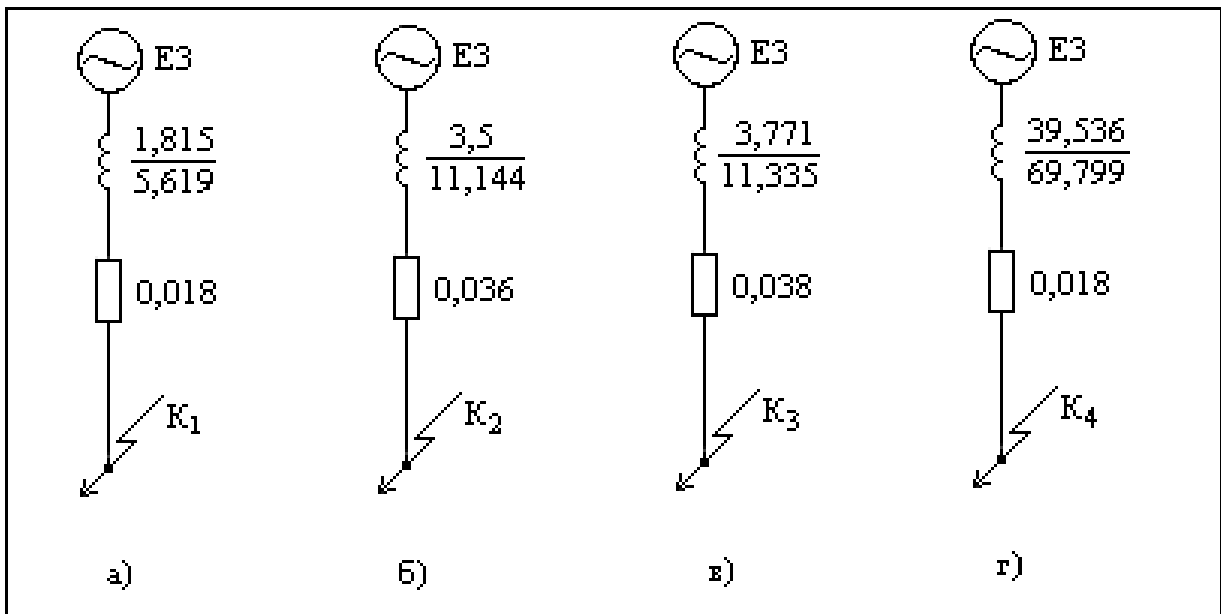
$$X_{I3} = 11,066 + 0,078 = 11,144 \text{ Ом};$$

$$X_{24} = 11,253 + 0,082 = 11,335 \text{ Ом};$$

$$X_{1234} = \frac{1}{\frac{1}{11,144} + \frac{1}{11,335}} = 5,619 \text{ Ом};$$

$$R_{12} = \frac{1}{\frac{1}{0,036} + \frac{1}{0,038}} = 0,018 \text{ Ом}.$$

Перетворення схеми заміщення відносно точок КЗ – К1 і К2 – представлені на рис. 3.5.



а) – КЗ в точці К1 (на шинах 110 кВ); б) – КЗ в точці К2 (на шинах 110 кВ); в) – КЗ в точці К3 (на шинах 110 кВ); г) – КЗ в точці К4 (на шинах 10 кВ).

Рисунок 3.5 – Перетворення схеми заміщення

Розрахунок опорів схем заміщення перетворених відносно точки К2 виконується аналогічно, як і при КЗ в точці К1. Результат розрахунку приведені в табл. 3.6. У цій же таблиці приведені значення повного опору елементів мережі до точки КЗ – Z_{Σ} , який визначається по формулі:

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}; \quad (3.20)$$

де R_{Σ} – загальний активний опір елементів мережі;

X_{Σ} – загальний реактивний опір елементів мережі.

Таблиця 3.6 – Сумарні опори перетворених схем заміщення

Точка КЗ	Сумарні опори, Ом					
	Максимальний режим			Мінімальний режим		
	R_{Σ}	X_{Σ}	Z_{Σ}	R_{Σ}	X_{Σ}	Z_{Σ}
К1	0,018	1,815	1,815	0,018	5,619	5,61
К2	0,036	3,5	3,5	0,036	11,14	11,1
К3	0,038	3,771	3,771	0,038	11,33	11,3
К4	0,018	39,53	39,53	0,018	69,79	69,7

Періодична складова струму трифазного КЗ (I_{κ}^3) визначається:

$$I_{\kappa}^3 = \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}, \quad (3.21)$$

де U_{δ} – базова напруга відповідного режиму роботи електричної мережі, кВ;

Z_{Σ} – повний сумарний опір відповідного режиму роботи електричної мережі, Ом.

Ударний струм КЗ ($i_{y\delta}$) визначається за наступним виразом:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta} \cdot I_{\kappa}^3, \quad (3.22)$$

де $k_{y\delta}$ – ударний коефіцієнт струму КЗ відповідного режиму роботи електричної мережі.

Ударний коефіцієнт струму КЗ визначається по формулі:

$$k_{y\delta} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (3.23)$$

де T_a – постійна часу загасання струму КЗ відповідного режиму роботи електричної мережі.

Постійна часу загасання визначається з виразом:

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{314 \cdot R_{\Sigma}}. \quad (3.24)$$

Нижче приведений розрахунок струмів КЗ в точці К1 з використанням формул (3.21) – (3.24)

Максимальний режим роботи електричної мережі, мінімальне регулювання трансформаторів :

$$I_{\kappa\kappa 1}^3 = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 1,875} = 36,58 \text{ кА};$$

$$T_a = \frac{1,815}{314 \cdot 0,01} = 0,321 \text{ с};$$

$$k_{y\delta} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,321}} = 1,969;$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 1,969 \cdot 36,58 = 110,86 \text{ кА}.$$

Мінімальний режим роботи електричної мережі, максимальне регулювання трансформаторів:

$$I_{\kappa\kappa 1}^3 = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 5,619} = 11,82 \text{ кА};$$

$$T_a = \frac{5,619}{314 \cdot 0,018} = 0,994 \text{ с};$$

$$k_{y\delta} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,994}} = 1,99;$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 1,99 \cdot 11,862 = 33,35 \text{ кА}.$$

Аналогічно виконуємо розрахунок струмів КЗ в інших точках. Результати розрахунку струмів КЗ в точках приведені в табл. 3.7.

Таблиця 3.7 – Результати розрахунку струмів трифазного КЗ

Режим КЗ	Напруга, U_0 кВ	Опори, Ом			T_a , с	$k_{y\delta}$	I_{κ}^3 , кА	$i_{y\delta}$, кА
		R_{Σ}	X_{Σ}	Z_{Σ}				
КЗ в точці К1								
Макс.	115	0,018	1,815	1,815	0,321	1,969	36,58	101,86
Мін.	126	0,018	5,619	5,619	0,994	1,99	11,82	36,44
КЗ в точці К2								
Макс.	115	0,036	3,5	3,5	0,31	1,968	18,97	52,8
Мін.	115	0,036	11,144	11,144	0,989	1,99	5,96	16,77
КЗ в точці К3								
Макс.	115	0,038	3,771	3,771	0,316	1,969	17,61	49,04
Мін.	115	0,038	11,335	11,335	0,95	1,99	5,86	15,99
КЗ в точці К4								
Макс.	10,5	0,018	39,536	39,536	6,995	1,998	1,45	4,1
Мін.	10,5	0,018	69,799	69,799	12,349	1,999	1,04	2,94

4 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА

4.1 Вибір високовольтного обладнання

До вибраного високовольтного обладнання відносяться: високовольтні вимикачі, шини, роз'єднувачі, ізолятори, трансформатори струму і напруги, обмежувачі напруги, трансформатори власних потреб, дугогасильні котушки.

Основні умови вибору і перевірки високовольтних електричних апаратів наступні.

Вибір по номінальній напрузі:

$$U_c \leq U_n, \quad (4.1)$$

де U_c – напруга мережі, кВ;

U_n – номінальна напруга апарату, кВ.

Вибір по номінальному струму:

$$I_{роб} \leq I_n, \quad (4.2)$$

де $I_{роб}$ – найбільший струм в мережі, А;

I_n – номінальний струм апарату, А.

Перевірка по струму відключення:

$$I_k^3 \leq I_{відк.н}, \quad (4.3)$$

де I_k^3 – періодична складова струму трифазного КЗ, кА;

$I_{відк.н}$ – номінальний струм відключення апарату, кА.

Перевірка на електродинамічну стійкість:

$$i_{уд} \leq I_{дин}, \quad (4.4)$$

де $i_{уд}$ – ударний струм трифазного КЗ, кА;

$I_{дин}$ – струм електродинамічної стійкості апарату, кА.

Перевірка на термічну стійкість:

$$B_k \leq I_{відк.н}^2 \cdot t_m, \quad (4.5)$$

де B_k – інтеграл Джоуля при КЗ, кА²·с;

t_m – допустимий час дії струму термічної стійкості, с.

Розрахунок інтеграла Джоуля при КЗ (теплого імпульсу струму) можна виконати таким чином:

$$B_{\kappa} = B_{\kappa.n} + B_{\kappa.a} = (I_{\kappa}^3)^2 \cdot t_{\text{відкл}} + (I_{\kappa}^3)^2 \cdot T_a \left(1 - e^{\frac{-2t_{\text{відкл}}}{T_a}} \right), \quad (4.6)$$

де $B_{\kappa.n}$, $B_{\kappa.a}$ – відповідно періодична і аперіодична складові струму;

I_{κ}^3 – діюче значення періодичної складової струму КЗ, кА;

$t_{\text{відкл}}$ – час від початку КЗ до його відключення, с;

$$t_{\text{відкл}} = t_3 + t_{\text{вим}},$$

t_3 – час дії релейного захисту, для МСЗ $t_3 = 0,5 \div 1,0$ с, прийmemo $t_c = 1,0$ с;

$t_{\text{вим}}$ – повний час відключення вимикача, с.

4.1.1 Вибір трансформаторів власних потреб підстанції

Максимальне навантаження споживачів власних потреб підстанції складає 108,6 кВА.

До встановлення приймаються два трансформатори 10/0,4 кВ потужністю по 100 кВА типу ТМ-100/10.

Коефіцієнт завантаження визначається по формулі (2.2) і дорівнює 0,55. Коефіцієнт завантаження в післяаварійному режимі визначається по формулі (2.3) і складе 1,01.

Параметри трансформаторів власних потреб приведені в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Параметри трансформатора власних потреб

Параметр трансформатора	Значення параметра
Тип трансформатора	ТМ - 100/10
Номінальна потужність, кВА	100
Номінальна напруга ВН, кВ	10
Номінальна напруга НН, кВ	0,4
Потужність втрат ХХ, кВт	0,365
Потужність втрат КЗ, кВт	1,97
Напруга КЗ, %	4,5
Струм холостого ходу, %	2,6

Щит власних потреб розміщується в ЗПК, поєднаному із ЗРП 10 кВ. Схема власних потреб складається з двох секцій з АВР.

4.1.2 Вибір комірок РП–110 і РП–10

Відкритий розподільний пристрій 110 кВ і вузол встановлення силових трансформаторів виконані у вигляді комплектної двохтрансформаторної підстанції КТПБ-110-4Н-1/10-2 на 16000-63-А-2-85 У1 Самарського заводу «Електроштит» і складаються з окремих блоків, що є металевою конструкцією зі змонтованим обладнанням, апаратурою і внутрішніми з'єднаннями, що встановлюються на палях.

При напрузі 10 кВ в наш час найбільшого поширення отримали комплектні розподільні пристрої (КРП) з вакуумними вимикачами, завдяки наступних їх перевагах:

- висока зносостійкість при комутації номінальних струмів і номінальних струмів відключення;
- різке зниження експлуатаційних витрат;
- повна вибухо і пожежна безпека та можливість роботи в агресивних середовищах;
- широкий діапазон температур, в якому можлива робота вакуумної дугогасильної камери;
- підвищена стійкість до ударних і вібраційних навантажень внаслідок малої маси і компактною конструкції апарату;
- довільне робоче положення і малі габарити, що дозволяє створювати різні компонування розподільних пристроїв (РП);
- безшумність, чистота, зручність обслуговування, обумовлені малими виділеннями енергії в дузі і відсутність викиду масла, газів при відключенні КЗ;
- скорочення часу на монтаж;
- відсутність забруднень довкілля.

До недоліків відноситься підвищений рівень комутаційних перенапружень, що вимагають застосування спеціальних технічних засобів, а також їх висока ціна.

В якості РП 10 кВ доцільно застосувати закрите КРП заводського виготовлення, що складається з окремих комірок різного призначення.

Для комплектування ЗРП-10 кВ виберемо малогабаритні комірки К-63, що виготовляються самарським заводом «Електроштит». Ці комірки відповідають сучасним вимогам експлуатації, мають двосторонній коридор обслуговування, візки викочувань з вакуумними вимикачами, безпечний доступ до будь-якого елемента КРП-10. У складі КРП серії К-63 входять вакуумні вимикачі типу ВВ/TEL - 20/630 (100, 1600) УХЛ1, трансформатори струму, трансформатори напруги, розрядники, заземлюючі ножі, збірні і сполучні шини, опорні і перехідні ізолятори.

4.1.3 Вибір вимикачів

Вимикач є основним комутаційним апаратом в електричних установках, він служить для відключення і включення кіл у будь-яких режимах. Найбільш важкою і відповідальною операцією є відключення струмів к.з.

Високовольтні вимикачі вибираються по номінальній напрузі, номінальному струму, конструктивному виконанню, місцю встановлення і перевіряються за параметрами відключення, а також на електродинамічну і термічну стійкість.

Вибір високовольтних вимикачів розглянутий на прикладі вимикача Q1, встановленого в колі ВРП-110 кВ.

Параметри мережі : $U_c = 110$ кВ, $I_{роб} = 163$ А, $I_k^3 = 18,97$ кА, $i_{уд} = 52,8$ кА.

Вибраний баковий масляний вимикач типу ВМТ-110-25/1250 УХЛ1.

Параметри: $U_n = 110$ кВ, $I_n = 1250$ А, $I_{відк.н} = 25$ кА, $I_{дин} = 65$ кА, $I_m = 25$ кА, при $t_m = 3$ с, $t_{вим} = 0,06$ с ($t_{відкл} = 1 + 0,06 = 1,06$ с).

Вибір по номінальній напрузі:

$$U_c \leq U_n;$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ.}$$

Вибір по номінальному струму:

$$I_{роб} \leq I_n;$$

$$163 \text{ A} \leq 1250 \text{ A.}$$

Перевірка по струму відключення:

$$I_{\kappa}^3 \leq I_{\text{відкл.н}};$$

$$18,97 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА.}$$

Перевірка на електродинамічну стійкість:

$$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$$

$$52,8 \text{ кА} \leq 65 \text{ кА.}$$

Перевірка на термічну стійкість за (4.5) і (4.6):

$$B_{\kappa} = 18,97^2 \cdot 1,06 + 18,97^2 \cdot 0,31 \left(1 + e^{\frac{-21,06}{0,31}} \right) = 492,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{\text{відкл.н}2} \cdot t_m = 25 \cdot 2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{\kappa} \leq I_{\text{відкл.н}}^2 \cdot t_m;$$

$$492,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Аналогічно проводиться вибір і перевірка для інших вимикачів. Результат вибору і перевірки розрахунку приведені в табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Вибір високовольтних вимикачів

Місце встановлення вимикача	Тип вимикача	Умови вибору і перевірки	Параметри системи	Параметри вимикача
Q1, Q2	ВМТ - 110 - 25 / 1250 УХЛ1	$U_c \leq U_n$ $I_{\text{роб}} \leq I_n$ $I_{\kappa}^3 \leq I_{\text{відкл.н}}$ $i_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$ $B_{\kappa} \leq I_{\text{відкл.н}}^2 \cdot t_m$	110 кВ 163 А 18,97 кА 52,8 кА 492,9 кА ² ·с	110 кВ 1250 А 25 кА 65 кА 1875 кА ² ·с
Q3 – Q8	ВБТ 10 - 20/1250	$U_c \leq U_n$ $I_{\text{роб}} \leq I_n$ $I_{\kappa}^3 \leq I_{\text{відкл.н}}$ $i_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$ $B_{\kappa} \leq I_{\text{відкл.н}}^2 \cdot t_m$	10 кВ 896,5 А 1,45 кА 4,1 кА 4,11 кА ² ·с	10 кВ 1250 А 20 кА 52 кА 1200 кА ² ·с
Q9 – Q30	ВБТ 10 -20/630	$U_c \leq U_n$ $I_{\text{роб}} \leq I_n$ $I_{\kappa}^3 \leq I_{\text{відкл.н}}$ $i_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$ $B_{\kappa} \leq I_{\text{відкл.н}}^2 \cdot t_m$	10 кВ 300 А 1,45 кА 4,1 кА 4,11 кА ² ·с	10 кВ 630 А 20 кА 52 кА 1200 кА ² ·с

4.1.4 Вибір роз'єднувачів

Роз'єднувачів вибирають по конструктивному виконанню, роду установки і номінальних характеристиках: напрузі, тривалому струму, електродинамічній і термічній стійкості при КЗ.

На напругу 110 кВ вибрані роз'єднувачі зовнішнього встановлення з механічним блокуванням із заземлювачами типу З-110/УЗ в однополюсному виконанні типу РНДЗ. На напругу 10 кВ роз'єднувачі зовнішнього встановлення в триполюсному виконанні РЛНД-10/630 У1 (QS7 – QS10).

Перевірка виконується аналогічно перевірці вимикачів (4.1) – (4.6), а результати розрахунку зведені в табл. 4.3

Таблиця 4.3 – Вибір роз'єднувачів

Місце встановлення роз'єднувача	Тип роз'єднувача	Умови вибору і перевірки	Параметри системи	Параметри роз'єднувача
QS1 - QS4	РНДЗ.2-110/3200 ХЛ1	$U_c \leq U_n$ $I_{роб} \leq I_n$ $I_k^3 \leq I_{відкл.н}$ $i_{уд} \leq I_{дин}$ $B_k \leq I_{відкл.н}^2 \cdot t_m$	110 кВ; 163 А; 36,58 кА; 101,86 кА; 3105,1 кА ² ·с;	110 кВ; 3200 А; 50 кА; 125 кА; 7500 кА ² ·с;
QS5, QS6	РНДЗ.1-110/1000 ХЛ1	$U_c \leq U_n$ $I_{роб} \leq I_n$ $I_k^3 \leq I_{відкл.н}$ $i_{уд} \leq I_{дин}$ $B_k \leq I_{відкл.н}^2 \cdot t_m$	110 кВ 163 А 18,97(17,61) кА 52,8 (49,04) кА 492,9 (426,6) кА ² ·с	110 кВ; 1000 А; 31,5 кА; 80 кА; 2976,75кА ² ·с

4.1.5 Вибір обмежувачів перенапруг

При комутації вимикачами з малим часом відключення навантажених трансформаторів або при пуску двигунів можуть виникнути перенапруження, небезпечні для ізоляції обладнання.

Комутаційні перенапруження можуть виникати лише при певному співвідношенні параметрів мережі і параметрів вимикача.

Для запобігання комутаційних і інших перенапружень необхідно встановити спеціальні пристрої для обмеження і усунення шкідливого впливу перенапружень на ізоляцію обладнання. В якості таких пристроїв можуть бути

вибрані обмежувачі перенапруг (ОПН). Вони встановлюються між фазою і землею, а також між різними фазами мережі.

Їх основні переваги перед вентиляними розрядниками наступні:

- глибокий рівень обмеження;
- стабільність характеристик;
- надійність в експлуатації;
- відсутність необхідності в технічному обслуговуванні;
- вибухобезпечність і сейсмостійкість;
- можливість встановлення в підвісному і опорному виконанні;
- мала вага і габарити.

ОПН без іскрових проміжків виготовляються на основі оксидо-цинкових варисторів. ОПН призначені для захисту двигунів, трансформаторів, повітряних і кабельних ліній від атмосферних і комутаційних перенапруг.

Для захисту обладнання напругою 110 кВ вибираються ОПН У/TEL 110/84; 10 кВ - ОПН Т/TEL 10/11,5.

4.1.6 Вибір шин

Вибір шин РП здійснюється по тривалому допустимому струму навантаження з використанням довідкових даних та виконується перевірка на електродинамічну і термічну стійкість до струмів КЗ.

В якості шин ЗРП-10 доцільно вибрати алюмінієві шини прямокутного перерізу 50×6 мм. $I_{дон} = 870$ А; $I_p = 304,4$ А.

Перевірка на електродинамічну стійкість при дії струму КЗ :

$$\sigma_p \leq \sigma_{дон}, \quad (4.7)$$

де σ_p – розрахункове механічне напруження шини, Па;

$\sigma_{дон}$ – допустиме механічне напруження шини, Па (для алюмінієвих шин $\sigma_{дон} = 65$ МПа).

$$\sigma_p = \frac{F \cdot l}{10 \cdot W}, \quad (4.8)$$

де F – зусилля від динамічної дії струмів КЗ;

l – довжина прольоту між ізоляторами, м;

W – момент опору, м⁴.

$$F = 1,76 \cdot i_{yo}^2 \cdot \frac{l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (4.9)$$

де a – відстань між струмоведучими шинами, м.

Момент опору для прямокутних шин:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (4.10)$$

де b і h – відповідно вузька і широка сторони перерізу шини, м.

Перевірка по термічній стійкості:

$$S_{uu} \geq S_m, \quad (4.11)$$

де S_{uu} – переріз шин, мм²;

S_m – термічно стійкий переріз, мм².

$$S_m = \frac{I_k^3 \cdot \sqrt{t_{відкл}}}{\alpha}, \quad (4.12)$$

де α – коефіцієнт термічної стійкості (для алюмінію $\alpha = 95$).

Перевіряємо шини ЗРП-10. Відстань між ізоляторами однієї фази, тобто проліт $l = 1,1$ м, відстань між фазами $a = 0,35$ м.

Перевірка на електродинамічну стійкість:

$$W = \frac{0,05 \cdot 0,006^2}{6} = 30 \cdot 10^{-8} \text{ мм}^2;$$

$$F = 1,76 \cdot 4100^2 \cdot \frac{1,1}{0,35} \cdot 10^{-7} = 9,3 \text{ Н};$$

$$\sigma_p = \frac{9,3 \cdot 1,1}{10 \cdot 30 \cdot 10^{-8}} = 3,41 \cdot 10^6 \text{ Па};$$

$$\sigma_p \leq \sigma_{доп};$$

$$3,41 \leq 65.$$

Отже, можна зробити висновок, що вибрані шини задовольняють умові електродинамічної стійкості.

Перевірка на термічну стійкість:

$$S_m = \frac{1450 \cdot \sqrt{1,06}}{95} = 15,71 \text{ мм}^2;$$

$$S_{ш} \geq S_m;$$

$$300 \geq 15,71 \text{ мм}^2.$$

Отже, вибрані шини задовольняють умові термічної стійкості.

4.1.7 Вибір ізоляторів

Опорні ізолятори вибирають по номінальній напрузі і перевіряють на механічне навантаження при коротких замиканнях.

Умова перевірки на механічне навантаження при КЗ:

$$F \leq 0,6 F_{дон}, \quad (4.13)$$

де 0,6 – коефіцієнт запасу;

$F_{дон}$ – допустиме зусилля на ізолятор.

У ЗРП-10 для кріплення шин використовуються опорні ізолятори ІО-10-3,75 УЗ з параметрами: номінальна напруга 10 кВ, мінімальна руйнівна сила на вигин 3,75 кН.

Виконаємо перевірку ізоляторів по формулах (3,9), (3,13) :

$$F = 1,76 \cdot 41002 \cdot \frac{1,1}{0,35} \cdot 10^{-7} = 9,3 \text{ Н};$$

$$F \leq 0,6 F_{дон};$$

$$9,3 \text{ Н} \leq 2250 \text{ Н}.$$

Отже, ізолятор пройшов перевірку на механічне навантаження при струмах КЗ.

4.1.8 Вибір вимірювальних трансформаторів струму

Трансформатор струму (ТС) призначений для зменшення первинного струму до величин, найбільш зручних для вимірювальних приладів і реле, а також для відділення кіл вимірювання і захисту від первинних кіл високої напруги.

Вибір трансформаторів струму (ТС) проводиться: по номінальній напрузі; первинному струму; навантаженню вторинного кола, яке забезпечує похибку в межах паспортного класу точності; по роду установки; конструкції; класу точності. Також їх перевіряють на термічну і електродинамічну стійкість.

Основні умови вибору ТС наступні:

- вибір ТС по номінальній напрузі здійснюється по формулі (4.1);
- вибір ТС по номінальному струму здійснюється по формулі (4.2);
- вибір ТС по навантаженню вторинного кола для забезпечення його роботи в необхідному класі точності полягає в дотриманні умови:

$$S_{2ном} \geq S_{2p} , \quad (4.14)$$

де $S_{2ном}$ – номінальне вторинне навантаження в класі точності, ВА;

S_{2p} – розрахункове навантаження, яке підключене до вторинної обмотки ТС, ВА.

Фактичне (розрахункове) навантаження, що підключене до вторинної обмотки ТС визначається з наступного виразу:

$$S_{2p} = I_{2ном}^2 \cdot Z_{2ном} , \quad (4.15)$$

де $I_{2ном}$ – номінальний струм вторинної обмотки ТС, А;

$Z_{2ном}$ – опір кола включеного у вторинну обмотку, Ом.

Опір кола включеного у вторинну обмотку складається з трьох складових: суми опорів приладів ($\Sigma r_{прил}$), допустимого опору проводів ($r_{дон}$) і перехідного опору контактів (приймаємо $r_{конт} = 0,1$).

$$Z_{2ном} = \Sigma r_{прил} + r_{дон} + r_{конт} . \quad (4.16)$$

Виходячи з цього, розрахункове навантаження представимо таким чином:

$$S_{2p} = \Sigma S_{прил} + I_{2ном}^2 \cdot (r_{дон} + r_{конт}) , \quad (4.17)$$

де $\Sigma S_{прил}$ – сумарна потужність усіх приладів підключених до вторинної обмотки ТС, ВА.

У зв'язку з тим, що ТС на усю напругу вбудовані у введення вимикачів (окрім ТС підключених до релейного захисту від замикань на землю), перевірку на електродинамічну і термічну стійкість не робимо.

До встановлення на напругу 110 кВ приймаються ТФЗМ-110Б-1У1 600/5 і ТВТ-110 - I 600/5; на стороні 10 кВ - ТОЛ-10 1500/5 і 300/5; у нейтралі силових трансформаторів ТДН-16000/110 встановлюються ТВТ-35 - I 300/5. Усі ці ТС мають дві обмотки і забезпечують можливість послідовного або паралельного їх підключення. При паралельному підключенні і класі точності 1, достатньому для підключення вимірювальних приладів мають потужність вторинного кола 40 ВА. При класі точності 10Р, забезпечують потужність 20 ВА.

Вимірювальні прилади, що підключаються до вимірювальних трансформаторів і їх потужність, приведена в табл. 4.4.

Таблиця 4.4 – Прилади, що підключаються до вимірювальних трансформаторів

Напруга	Прилад	Потужність, ВА
110 кВ	Э309	5
	A1D	0,7
10 кВ	Э309	5
	A1 D	0,7

Для прикладу робиться вибір і перевірка ТС на стороні 110 кВ. До встановлення прийнятий ТФЗМ-110Б-1У1 600/5.

Перевірка по номінальному струму:

$$I_{роб} \leq I_n;$$

$$163 \text{ A} < 600 \text{ A}.$$

По номінальній напрузі:

$$U_c \leq U_n;$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}.$$

Вибір ТС по навантаженню вторинного кола:

$$S_{2ном} \geq S_{2р}.$$

Потужність приладів підключених до ТС на стороні 110 кВ складає 5,7 ВА (один Э309 і один A1 D -3-00-C2-T на кожен фазу). Струм вторинного кола 5 А. Перехідний опір контактів 0,1 Ом. Опір проводів розраховується по наступній формулі:

$$r_{\text{доп}} = \rho \cdot \frac{l_{\text{пр}}}{S_{\text{пр}}}, \quad (4.18)$$

де ρ – питомий електричний опір (для міді 0,018);

$l_{\text{пр}}$ – довжина кабелю, м (в даному випадку довжина не перевищує 120 м);

$S_{\text{пр}}$ – переріз кабелю, мм² (технічно переріз мідного кабелю не має бути менше 1,5 мм² і приблизно складе 2,5 мм²).

Отже:

$$r_{\text{доп}} = 0,018 \cdot \frac{120}{2,5} = 0,864 \text{ Ом};$$

$$S_{2p} = 5,7 + 52 \cdot (0,864 + 0,1) = 29,8 \text{ ВА};$$

$$S_{2\text{ном}} \geq S_{2p};$$

$$40 \text{ ВА} > 29,8 \text{ ВА}.$$

Аналогічно виконується перевірка і інших ТС, результат в табл. 4.5.

Таблиця 4.5 – Вибір і перевірка трансформаторів струму

Трансформатор струму	Умови вибору і перевірки	Параметри ТС	Параметри мережі
ТФЗМ -110Б - 1У1 600/5	$I_{\text{роб}} \leq I_{\text{н}}$ $U_{\text{с}} \leq U_{\text{н}}$ $S_{2\text{ном}} \geq S_{2p}$	600 А 110 кВ 40 ВА	163 А 110 кВ 29,8 ВА
ТВТ - 110 - I - 600/5	$I_{\text{роб}} \leq I_{\text{н}}$ $U_{\text{с}} \leq U_{\text{н}}$ $S_{2\text{ном}} \geq S_{2p}$	400 А 110 кВ 40 ВА	163 А 110 кВ 29,8 ВА
ТОЛ - 10 - 1500/5	$I_{\text{роб}} \leq I_{\text{н}}$ $U_{\text{с}} \leq U_{\text{н}}$ $S_{2\text{ном}} \geq S_{2p}$	1500А 10 кВ 10 ВА	895 А 10 кВ 8,9 ВА
ТОЛ - 10 - 300/5	$I_{\text{роб}} \leq I_{\text{н}}$ $U_{\text{с}} \leq U_{\text{н}}$ $S_{2\text{ном}} \geq S_{2p}$	300 А 10 кВ 10 ВА	22 А 10 кВ 8,9 ВА

4.1.9 Вибір вимірювальних трансформаторів напруги

Вимірювальні трансформатори напруги (ТН) призначені для перетворення напруги до значення, зручного для вимірювання.

Трансформатори напруги для живлення вимірювальних приладів і реле вибирають по номінальній напрузі первинної обмотки, класу точності, схемі з'єднання обмоток і конструктивному виконанню.

Відповідність класу точності слід перевірити зіставленням номінального навантаження вторинного кола з фактичним навантаженням від підключених приладів.

Перевірка по номінальній напрузі первинної обмотки здійснюється по формулі (4.1).

Перевірка по класу точності здійснюється по наступній формулі:

$$S_{2ном} \geq S_{2р}, \quad (4.19)$$

де $S_{2ном}$ – номінальне вторинне навантаження в класі точності, ВА;

$S_{2р}$ – розрахункове навантаження підключене до вторинної обмотки ТН, ВА.

Для встановлення на підстанції на напругу 10 кВ приймаємо трансформатор НТМИ - 10 - 66 У1 з потужністю вторинної обмотки 120 ВА та класом точності 0,5.

Потужність приладів що підключаються до ТН складає 2,5 ВА (один Э377). Виконаємо перевірку ТН.

Перевірка по номінальній напрузі первинної обмотки :

$$U_c \leq U_{ном};$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}.$$

Перевірка по класу точності :

$$S_{2ном} \geq S_{2р};$$

$$120 \text{ ВА} > 2,5 \text{ ВА}.$$

4.2 Розрахунок релейного захист та автоматики

В процесі роботи системи електропостачання можуть виникати ушкодження окремих її елементів і ненормальні режими.

Для зменшення розмірів пошкоджень і запобігання розвитку аварій встановлюють релейний захист (РЗ), який є сукупністю автоматичних пристроїв, що забезпечують відключення пошкодженої частини мережі або електроустановки.

До пристроїв РЗ висувають наступні вимоги: висока надійність, селективність, тобто відключення тільки пошкодженої ділянки, швидкодія, висока чутливість, простота, наявність сигналізації про пошкодження.

4.2.1 Джерела оперативного струму

Струм, що живить кола дистанційного керування комутаційного обладнання, кіл релейного захисту, автоматики, телемеханіки і сигналізації, називається оперативним. Отже, рід оперативного струму визначається РЗ, автоматикою, приводами використовуваних вимикачів та іншими пристроями.

При КЗ і ненормальних режимах роботи мережі напруга джерела оперативного струму і його потужність повинні мати достатні значення для надійного відключення і включення відповідних вимикачів та для спрацьовування допоміжних реле захисту й автоматики. Слід враховувати і той факт, що існуюче обладнання захисту і керування на постійному оперативному струмі є досконалішим, ніж таке ж обладнання на змінному струмі.

Внаслідок присутності на підстанції великої кількості комутаційного обладнання слід використати постійний оперативний струм.

Як джерела оперативного струму використовуються шафи керування оперативним струмом (ШКОС) серії ШУОТ-2403 які розроблені і та випускаються Оренбурзьким АТ «Інвестор».

4.2.2 Захист і автоматика трансформаторів 16 МВА

На трансформаторах 16 МВА передбачаються наступні пристрої захисту і автоматики :

- повздовжній диференціальний струмовий захист від пошкоджень всередині бака трансформатора і на виводах, виконаний на реле ДЗТ-11;
- газовий захист трансформатора і пристрою РПН від пошкоджень всередині кожуха трансформатора і від пониження рівня масла;
- максимальний струмовий захист трансформатора на стороні 110 кВ, з пуском мінімальної напруги, що діє на вихідні реле захисту трансформатора.

Пуск мінімальної напруги виконується від ТН-10 кВ, встановлених на секціях шин 10 кВ;

- максимальний струмовий захист з пуском мінімальної напруги на введеннях 10 кВ трансформатора, що діє з першою витримкою часу на відключення вимикачів введення, з другою – на вихідні реле захисту трансформатора;
- максимальний струмовий захист від перевантаження на введеннях 10 кВ трансформатора з дією на сигнал;
- пристрої автоматичного повторного включення одноразової дії на вимикачах 10 кВ введень трансформаторів;
- для відновлення живлення споживачів 10 кВ при стійкому КЗ на живлячих ПЛ 110 кВ на кожній секції шин 10 кВ ПС 110 кВ «Прибузька» передбачається захист мінімальної напруги, включений на ТН шин 10 кВ і діючий на відключення введень 10 кВ.

4.2.3 Захист і автоматика секційних вимикачів 10 кВ

На секційних вимикачах 10 кВ типу ВВ/ТЕ 0 - 20/630 (100, 1600) УХЛ1 відповідно до заводської схеми комірки К-63 передбачені:

- максимальний струмовий захист від міжфазних КЗ;
- пристрої АВР. Пуск АВР здійснюється при відключенні вимикача введення трансформатора від вихідних реле захисту трансформатора і від захисту мінімальної напруги.

4.2.4 Захист трансформаторів власних потреб і трансформаторів дугогасильних котушок

На трансформаторах передбачається фазна струмова відсічка і максимальний струмовий захист від міжфазних КЗ.

На трансформаторах власних потреб, крім того, передбачається захист від замикань на землю в мережі 0,4 кВ з дією на відключення вимикача 10 кВ ТВП.

4.2.5 Захист і автоматика ліній 10 кВ

На кожній лінії 10 кВ передбачаються наступні пристрої, розміщені в комірці КРП типу К-63:

- максимальна струмова відсічка;
- максимальний струмовий захист з витримкою часу;
- автоматичне повторне включення одноразової дії;
- передбачається підключення до кожної лінії групового пристрою селективної сигналізації замикань на землю типу УСЗ - ЗМ;
- передбачається відключення частини ліній 10 кВ від пристроїв автоматичного частотного розвантаження (АЧР) і подальше автоматичне повторне включення при відновленні частоти (ЧАПВ).

Загальна схема релейного захисту і автоматики ліній 10 кВ приведена в графічній частині даного дипломного проекту.

Максимальний струмовий захист.

Побудуємо схему на реле РТ-40. За умовами селективності максимальний струмовий захист (МСЗ) повинен діяти за умови:

$$I_{cз} \geq \frac{k_{нал.} \cdot k_з}{k_n} \cdot I_{p.max}, \quad (4.20)$$

де $I_{cз}$ – струм спрацьовування захисту;

$I_{p.max}$ – максимально можливий струм навантаження, $I_{p.max} = 300$ А;

$k_{нал.}$ – коефіцієнт налаштування, що враховує похибки визначення струмів КЗ і струмів спрацьовування реле, для захисту на базі реле РТ-40 $k_{нал} = 1,2$;

$k_з$ – коефіцієнт запуску, що враховує самозапуск двигунів, для змішаного навантаження $k_з = 2$;

k_n – коефіцієнт повернення, для захисту на базі реле РТ - 40 $k_n = 0,8$.

Після вибору струму спрацьовування виконується перевірка чутливості захисту. Для основних захистів:

$$k_ч = \frac{I_{к.min}}{I_{cз}} > 1,5, \quad (4.21)$$

де $I_{k \min}$ – мінімальний струм короткого замикання у кінці ділянки, що захищається, $I_k^3 = 444$ А.

Далі визначаємо струм спрацьовування реле :

$$I_{cp} = k_{cx} \cdot \frac{I_{c3}}{n_{mc}}, \quad (4.22)$$

де n_{mc} – коефіцієнт трансформації трансформатора струму;

k_{cx} – коефіцієнт схеми, що характеризує схему включення реле.

Проводимо вибір струму спрацьовування МСЗ на одній з відходячих від ПС ліній. Прийmemo, що лінії йдуть до ТП 400 кВА:

$$I_{p.\max} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 22 \text{ А};$$

$$I_{c3} \geq \frac{1,2 \cdot 2}{0,8} \cdot 22 = 66 \text{ А}.$$

Приймаємо струм уставки $I_{c3} = 70$ А. Витримка часу захисту $t_g = 1$ с.

Розрахункове двофазне КЗ на шинах 0,4 кВ ТП:

$$I_{k.\min}^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_k^3;$$

$$I_{k.\min}^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 444 = 385 \text{ А};$$

$$k_q = \frac{385}{70} = 5,5 > 1,5.$$

Тобто захист по чутливості нас задовольняє.

Визначаємо струм спрацьовування реле :

$$I_{cp} = 1 \cdot \frac{70}{60} = 1,17 \text{ А}.$$

Вибираємо до встановлення реле РТ-40/2.

Максимальна струмова відсічка.

Вибираємо захист другого ступеня, тобто струмову відсічку.

Струмова відсічка (СВ) є різновидом МСЗ, що забезпечує швидке відключення пошкодженої ділянки. Селективність СВ досягається за рахунок обмеження зони їх дії. Для цього струм спрацьовування відсічки I_{cv} вибирається

більшим максимально можливого струму КЗ на початку суміжної ділянки електричної мережі ($I_{к.мах}$) :

$$I_{св} = k_n \cdot I_{к.мах}. \quad (4.23)$$

Це є основною умовою вибору струму спрацьовування відсічки.

Тут k_n – коефіцієнт надійності, що враховує похибки визначення струмів КЗ і струмів спрацьовування реле, для захисту на базі реле РТ-40 $k_n = 1,2$;

Чутливість відсічки характеризується коефіцієнтом чутливості :

$$k_{ч} = \frac{I_{к.мін}}{I_{св}} > 2, \quad (4.245)$$

де $I_{к.мін}$ – мінімальний струм КЗ на початку ділянки, що захищається.

Побудуємо схему на реле РТ - 40.

$$I_{св} = 1,2 \cdot 444 = 533 \text{ А.}$$

Приймаємо струм уставки $I_{св} = 540 \text{ А.}$

В якості розрахункового приймемо двофазне КЗ на шинах 10 кВ ПС «Прибузька»:

$$I_{к.мін}^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к.мін}^3 ;$$

$$I_{к.мін}^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1450 = 1256 \text{ А;}$$

$$k_{ч} = \frac{1256}{533} = 2,35 > 2.$$

Тобто захист по чутливості нас задовольняє.

Визначаємо струм спрацьовування реле:

$$I_{сп} = 1 \cdot \frac{540}{60} = 9 \text{ А.}$$

Вибираємо до встановлення реле РТ-40/20.

Автоматичне повторне включення.

Ефективним заходом, що дозволяє підвищити надійність живлення споживачів, є автоматичне повторне включення (АПВ) елементів електропостачання, які були до цього відключені релейним захистом.

Практика експлуатації енергосистем показала, що значне число коротких замикань в повітряних і кабельних електричних мережах має нестійкий характер. При знятті напруги з пошкодженого кола електрична міцність ізоляції в місці пошкодження швидко відновлюється, і коло може бути знову включене в роботу [7].

Пристрої АПВ працюють в єдиному комплекті з релейним захистом. При виникненні КЗ на лінії спрацьовує релейний захист цієї лінії і відключає відповідний вимикач. Через деякий проміжок часу $t_{АПВ}$ пристрій знову включає лінію. Якщо коротке замикання самоліквідувалось, то включення лінії буде успішним, і вона залишиться в роботі. Якщо ж коротке замикання виявилось стійким, то після включення вимикача лінія знову відключається релейним захистом і залишається у відключеному стані до усунення пошкодження ремонтним персоналом.

Дію пристроїв АПВ і АВР необхідно погоджувати таким чином. При короткому замиканні на одній з ліній пошкоджена лінія відключається релейним захистом. Пристрої автоматики повинні спробувати відновити електропостачання споживачів від свого джерела живлення шляхом АПВ. У разі успішного АПВ електропостачання споживачів відновлюється і АВР не потрібно. Якщо ж АПВ неуспішне, то повинен спрацьовати пристрій АВР і підключити споживачі до резервного джерела живлення. Отже, витримка часу у АПВ має бути менша, ніж у АВР. Прийmemo $t_{АПВ}=1\text{с}$.

Захист від замикань на землю.

Однофазні замикання на землю мають місце в мережах з ізолюваною нейтраллю (6-35 кВ) і складають 70-80 % усіх пошкоджень ліній. Струми замикання не перевищують 20-30 А, тому замикання на землю не є короткими замиканнями. Згідно ПУЕ такий режим допускається впродовж 2 годин, щоб виявити пошкоджений елемент і перемкнути споживачів на інше джерело живлення.

Пристрій селективної сигналізації замикань на землю виконується за допомогою трансформаторів струму нульової послідовності. Магнітопровід

такого трансформатора струму охоплює три фази мережі, що захищається, а до обмотки підключають струмове реле РТ-40/0,2.

Струми спрацьовування захисту розраховуються після уточнення значень ємнісних струмів ліній, що захищаються.

Автоматичне частотне розвантаження.

Згідно ГОСТ - 13109 - 87 відхилення частоти в нормальному режимі не повинно перевищувати $\pm 0,1$ Гц. Допускається короткочасне відхилення частоти не більше ніж на $\pm 0,2$ Гц.

При дефіциті активної потужності в енергосистемі може настати надмірне зниження частоти струму, що загрожує порушенням статичної стійкості системи. Дефіцит потужності може привести до лавиноподібного зниження не лише частоти, але і напруги.

У таких випадках для відновлення нормального режиму роботи автоматично відключають частину найменш відповідальних споживачів за допомогою пристроїв автоматичного частотного розвантаження (АЧР). АЧР має бути виконано так, щоб не допустити навіть короткочасного зниження частоти нижче 45 Гц. Робота енергосистеми з частотою менше 47 Гц допускається впродовж 20 с, а з частотою 48,5 Гц – 60 с.

АЧР передбачає відключення споживачів невеликими частинами у міру зниження частоти (АЧРІ) або у міру збільшення тривалості існування зниженої частоти (АЧРІІ). Найбільш ефективною є АЧР І.

В наш час випускається аналого-цифрове вимірювальне реле частоти типу РСГ-11, яке спрацьовує при зниженні частоти і застосовується в схемах АЧР.

При підвищенні частоти до нормального значення в цілях скорочення перерви в електропостачанні споживачів, відключених АЧР, застосовують для них автоматичне повторне включення (частотне АПВ - ЧАПВ).

Дія АЧР має бути погоджена з роботою пристроїв АПВ і АВР.

4.3 Облік електричної енергії

Для автоматизації, контролю і обліку електроенергії і потужності з урахуванням системи, що склалася, і необхідністю подальшого її розвитку на ПС 110/10 кВ рекомендуються до встановлення інтелектуальні лічильники АЛЬФА і встановлення для передачі інформації мультиплексора-розширювача виробництва «АББ ВЭИ Механотроника».

Лічильник АЛЬФА призначений для обліку активної та реактивної енергій в колах змінного струму, а також для використання у складі автоматизованих систем контролю і обліку електроенергії (АСКОЕ) для передачі вимірних або обчислених параметрів на диспетчерський пункт по контролю, обліку і розподілу електричної енергії.

Принцип вимірювання лічильника АЛЬФА полягає в аналого-цифровому перетворенні величин напруги і струму з подальшим обчисленням енергій і потужностей. Лічильник АЛЬФА складається з вимірювальних датчиків напруги і струму, основної електронної плати з мікропроцесорною схемою вимірювання і швидкодіючого мікроконтроллера. Вимірювані величини та інші необхідні дані відображаються на дисплеї лічильника, виконаного на рідких кристалах.

На ПС 110/10 кВ встановлюємо лічильники АЛЬФА на відходячих лініях. Так як на підстанції неможлива передача потужності в систему, то на лініях відходячих лініях 10 кВ встановлюємо лічильники АЛЬФА модифікації А1D, що вимірюють електроенергію в одному напрямку, дозволяють вимірювати активну енергію і максимальну потужність. Для обліку електроенергії підстанції, що йде на власні потреби, також використовуємо лічильники модифікації А1D. Лічильники встановлюємо на введенні 0,4 кВ від трансформаторів власних потреб. Підключення усіх лічильників здійснюємо через трансформатори струму.

Для великого числа приєднань доцільно впроваджувати одночасно з встановленням лічильників АЛЬФА автоматизовану систему комерційного обліку електроенергії.

Для підстанції, як і для усього підприємства електричних мереж Хмельницького рекомендується до впровадження система обліку електроенергії АльфаЦЕНТР. Ця система задовольняє потребам замовників усіх рівнів – від невеликих підприємств з декількома лічильниками до розподілених енергосистем з декількома тисячами лічильників. Програмний комплекс базується на принципах клієнт-серверної архітектури (Операційні системи Windows NT/2000, UNIX, СУБД ORACLE).[13]

Інформаційно-обчислювальний комплекс АльфаЦЕНТР здійснює вимірювання активної і реактивної потужності в двох напрямках і споживання активної та реактивної енергії за добу, місяць, рік (по групах в цілому і з розкладенням по часових зонах). Визначаються середні потужності на інтервалі усереднення 1, 3, 5, 10, 15 або 30 хв. При цьому з різних точок обліку можна знімати профілі з різним інтервалом усереднення. Проводяться автоматичні розрахунки по розрахункових групах і часових зонах, відстежуються перевищення заданих лімітів, ведуться архіви. Також здійснюється індикація наступних параметрів: частота, пофазні струми і напруги, пофазні кути зміщення між струмами і напругою, пофазна потужність.

Система в паралельному режимі проводить збір даних з лічильників і контролерів через виділені і комутовані канали зв'язку, розрахунки, самодіагностику і діагностику компонентів нижнього рівня, збір та аналіз повноти даних.

Слід зазначити, що для обслуговування АСКОЕ потрібно висококваліфікований персонал, підготовка якого пов'язана з певними витратами. Проте, досвід показує, що економія електроенергії складає від 15 до 30 %.

5 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

5.1 Автоматизована система розрахунку з промисловими споживачами – АСРС(п)

АСРС(п) – система, що поєднує функції збору, передачі, зберігання, обробки й відображення інформації. Вона реалізує технологію розрахунків зі споживачами й забезпечує:

- ведення довідників і картотек;
- збір і обробку інформації про споживання електроенергії;
- збір і обробку інформації про платежі;
- ведення особових рахунків;
- підготовку статистичної звітності й аналітичної інформації;
- адміністрування й налаштування системи.

Централізована обробка й зберігання, розподілене використання даних – один з основних принципів побудови системи. Кожен користувач системи, незважаючи на своє місцезнаходження, навіть якщо за сотні кілометрів від обласного центру, має рівні можливості у використанні всіх функцій системи, а єдина інформаційна база забезпечує надійне зберігання, повноту й достовірність інформації.

Оскільки АСРС(п) є системою для проведення комерційних розрахунків, особлива увага в ній приділяється надійності зберігання й захисту інформації. Уся інформація системи зберігається в єдиній базі даних, що працює під керуванням СУБД Oracle і розташована на центральному сервері даних. Відновлення даних користувачів здійснюється тільки через процедури, які зберігають на сервері бази даних, що унеможлиблює несанкціонований доступ до інформації навіть кваліфікованого фахівця. Система паролів, розмежування повноважень і реєстрація доступу користувачів до бази даних гарантують конфіденційність інформації.

Для забезпечення збереженості інформації при відмовах чи перебоях в обладнанні або програмних засобів використовують щоденне резервне копіювання інформації на резервний диск і періодичне архівування інформації на змінних носіях (наприклад, на магнітооптичних дисках).

АСРС(п) призначена для роботи в такій динамічній сфері, як роздрібний ринок електроенергії. Технічна реалізація системи забезпечує підключення нових робочих місць, перевизначення посадових повноважень, реорганізацію структури та схем розрахунку силами обслуговуючого персоналу.

Застосовані при АСРС(п) принципи побудови створюють можливість без значних витрат масштабувати систему для застосування як на малих, так і на великих енергозбутових підприємствах, що мають територіально розподілену структуру, а також поєднувати окремі системи в ієрархічні структури.

АСРС(п) – централізована система, в якій усі навантаження з керування та обробки даних лежить на сервері бази даних, а робочі станції забезпечують тільки інтерфейс користувачів з базою. Тому система висуває досить високі вимоги до сервера бази даних і не критична до робочих станцій. Сервер і робочі станції системи поєднує корпоративна мережа підприємства, створена на базі локальних обчислювальних мереж (або відособлених комп'ютерів) окремих підрозділів і об'єднаних у межах міста та області за допомогою телефонних або будь-яких інших каналів зв'язку.

АСРС(п) призначена для автоматизації діяльності персоналу підрозділів енергозбутових підприємств і забезпечує вирішення завдань проведення розрахунків із промисловими й прирівняними до них споживачами.

Основні функції АСРС(п):

- ведення договорів з абонентами;
- ведення довідників;
- автоматичне введення показань щодо пунктів обліку з бази даних АСКОЕ й ручне введення щодо звітів абонентів та інспекторів;
- проведення обчислень з урахуванням зонних тарифів на підставі інформації АСКОЕ, розрахунок нарахувань, пені, КРЕ, штрафів,

- розрахунок корисної спожитої електроенергії;
- автоматичне введення банківських електронних реєстрів платежів і ручне введення платежів;
 - рознесення платежів за видами нарахувань (за рахунками).
 - ведення особових рахунків;
 - облік адресних поставок;
 - формування звітних документів;
 - формування заявок на обсяги споживання електроенергії області;
 - формування обсягів споживання електроенергії адміністративними районами області;
 - формування договірних величин споживання електричної енергії й потужності споживачами;
 - контроль споживання електроенергії по області;
 - контроль за дотриманням граничних величин споживання електроенергії по адміністративних районах;
 - контроль за дотриманням договірних величин споживання електричної енергії й потужності споживачами;
 - керування режимами споживання електроенергії.

Користувачами системи є:

- відділ розрахунку з промисловими споживачами;
- служба державної інспекції енергонагляду;
- відділ розподілу й контролю;
- керівництво.

АСРС(п) містить усю необхідну інформацію про абонентів і платників: банківські реквізити й фізичні адреси, належність до галузей, міністерства, адміністративних районів, агенств і груп споживачів, за пунктами обліку й приладами обліку абонента, його субабоненти, схеми розрахунку й параметри споживання.

Система забезпечує багатокритерійний пошук абонента. Інформація про об'єкти обліку (споживачі, підстанції, пункти обліку), а також про абонентів,

що здійснюють розрахунок з підприємством енергозбуту, представлена у вигляді деревоподібних структур.

Система електронних довідників допоможе швидко знайти необхідну інформацію. АСРС(п) містить довідники за наступними категоріями:

- населені пункти;
- вулиці;
- міністерства;
- банки;
- постачальники;
- курси валют;
- пільги;
- тарифи.

АСРС(п) забезпечує автоматичне завантаження даних з енергоспоживання з бази даних АСКОЕ й ручне введення показів за звітами абонентів або інспекторів енергонагляду. З огляду на великий обсяг обробки інформації екранні форми оптимізовані для ручного введення. При відсутності фактичних даних щодо споживання електроенергії передбачені системи нарахування витрат «за встановлену потужність» або «за середнім споживанням».

АСРС(п) здійснює автоматичний розрахунок за видами нарахувань. Під час розрахунків автоматично враховують всі особливості тарифікації конкретного абонента (узгоджені договором), при необхідності нараховують штрафи й пеню.

При обчисленні враховують: тарифні зони; споживання й генерацію реактивної енергії; категорію споживача за рівнем напруги й потужності; належність до промислового або непромислового сектора; лімітні обмеження, пільги, джерела фінансування споживача.

АСРС(п) передбачає автоматичне ведення платежів з банківських електронних реєстрів платників, реалізацію різних схем взаємозаліків, ручне ведення платежів:

- розрахунок дебіторської й кредиторської заборгованості;
- перетарифікацію витрат та облік змін на особових рахунках;
- зняття пені, КЕР, штрафів;
- аналіз стану рахунків і ухвалення рішення про застосування санкцій;
- формування інформації про боржників;
- підготовка довідок про стан рахунків за вимогами абонентів;
- формування й друкування платіжних вимог-доручень.

АСРС(п) містить потужну систему аналізу параметрів споживання й стану рахунків абонентів для підготовки статистичних і звітних матеріалів. У системі більше сорока форм і шаблонів звітних документів, за допомогою яких за лічені хвилини може бути підготовлений будь-який звіт або відомість для подання в облдержадміністрацію, енергонагляд, регіональний або національний диспетчерські центри, дирекції, бухгалтерії або абонентам. Наявний список може бути розширений або змінений як самим замовником, так і розроблювачем за завданням замовника.

5.2 Автоматизована система розрахунку зі споживачами побутового сектора АСРС(поб)

АСРС(поб) призначена для автоматизації діяльності персоналу підрозділів енергозбутових підприємств і забезпечує вирішення завдань щодо проведення розрахунків зі споживачами електроенергії побутового сектора. З огляду на великий обсяг ручних операцій при роботі з абонентами й контролю за платежами, форми введення АСРС(поб) спеціально адаптовані для ручного введення інформації.

Функції:

- ведення довідників і картотек;
- ведення особових рахунків абонентів;
- контроль платежів;
- розрахунок платежів;

- робота з квитанціями;
- ведення приладів обліку;
- формування звітних документів.

Користувачі системи:

- відділ розрахунку з побутовими споживачами;
- служба держінспекції енергонагляду;
- керівники РЕМ.

В АСРС(поб) організовано централізоване ведення електронних довідників і картотек, які використовують операторами при вирішенні функціональних завдань системи. Система довідників і картотек включає ведення лінійних або ієрархічних довідників і класифікаторів: банків, адміністративно-територіальних одиниць з адресою.

При роботі з особовими рахунками АСРС(поб) забезпечує виконання таких функцій:

- відкриття особових рахунків;
- переоформлення або закриття особових рахунків;
- визначення й коригування пільгових знижок;
- реєстрацію договорів з погашення заборгованості;
- перегляд особових рахунків.

Контроль платежів в АСРС(поб) проводиться вручну за квитанціями або в напівавтоматичному режимі при завантаженні електронних реєстрів платежів, які надходять із розрахункових центрів, або електронних реєстрів субсидій, що надходять із районних відділів субсидій. Форми введення оптимізовані для ручного введення інформації.

АСРС(поб) здійснює автоматичний розрахунок платежів з урахуванням тарифів, пільг, категорій споживачів, пені й виду оплати, дає змогу редагувати сплачені показання, робити розрахунок і нарахування щодо непрацюючих приладів обліку.

Частина квитанцій, що надходять у розрахунковий відділ, може містити помилки, неточності або пропуски в заповненні, що не дозволяє однозначно

ідентифікувати квитанцію. З такими квитанціями в АСРС(поб) передбачений особливий режим роботи, завдяки якому можна однозначно визначити власника квитанції.

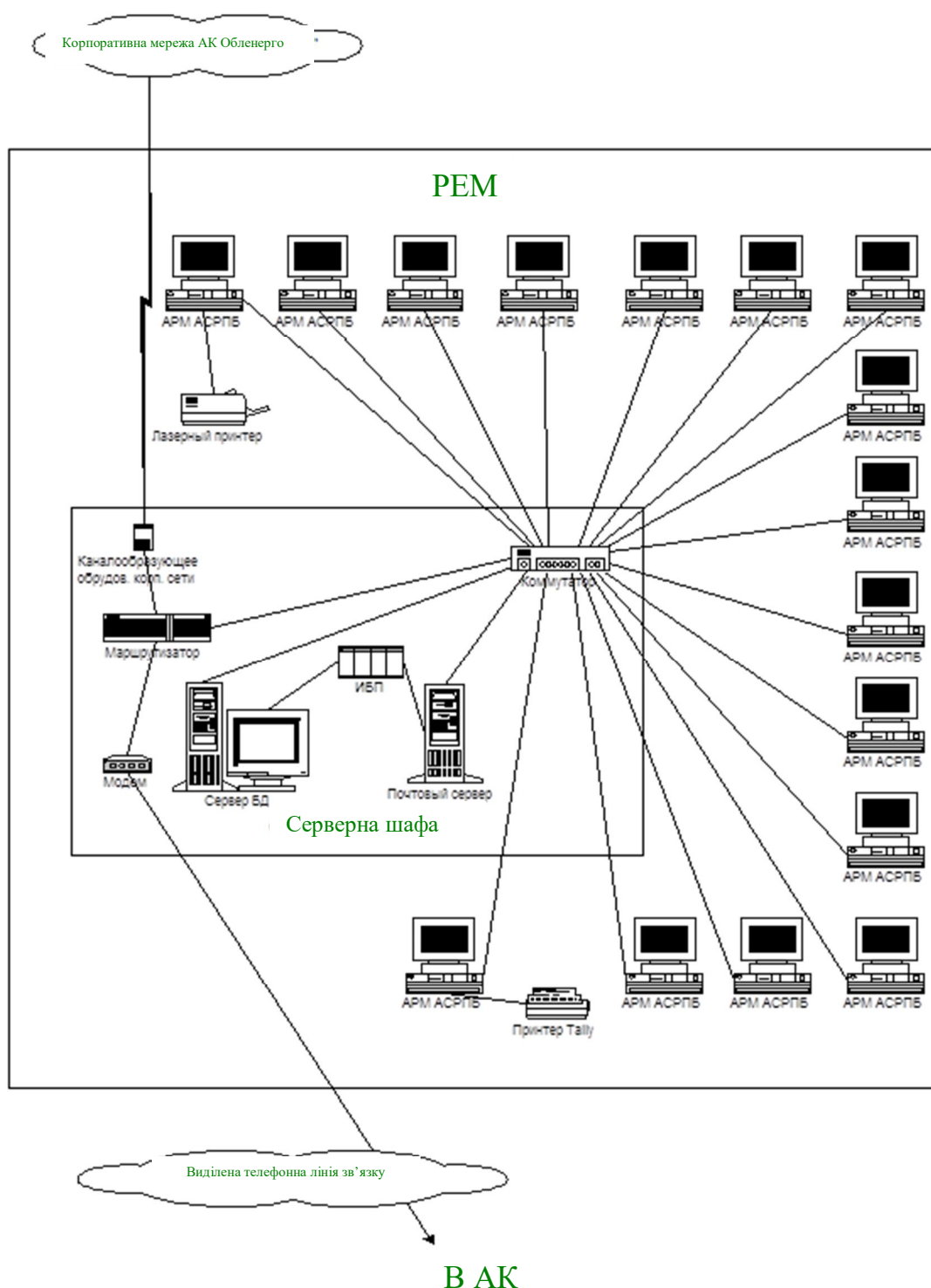


Рисунок 5.1 – Структурна схема ЛОМ АСРС(поб)

АСРС(поб) дає змогу здійснювати повний контроль за парком і рухом приладів обліку. База даних приладів обліку і їхніх власників, контроль заходів

щодо встановлення, заміни, ремонту й перевірки лічильників з реєстрацією відповідальних осіб дає змогу перешкоджати крадіжкам і несанкціонованому втручанням в роботу приладів обліку.

АСРС(поб) має потужну систему аналізу параметрів споживання й стану рахунків абонентів для підготовки статистичних і звітних матеріалів. За допомогою наявних шаблонів можна за лічені хвилини підготувати будь-який звіт або відомість для подання в облдержадміністрацію, енергонагляд, дирекції, бухгалтерії й абонентам. Шаблони звітів розроблені засобами Microsoft Excel, що створює користувачеві можливість самостійно розробляти нові звітні форми. Підготовка статистичних даних формується в розрізі тарифів, категорій споживачів, районами електромереж і в цілому по компанії за задані періоди години. Усі звітні форми виконані українською мовою.

5.3 Нові ефективні системи розрахунків зі споживачами електроенергії

Фахівцями підприємств НПП «ОКТАВА ЛТД» і «СИГМА-ПРОФІ» розроблено дослідний варіант системи продажу електроенергії на основі інтелектуальних лічильників з реєстрацією оплати (відомих як лічильники «Кешпауер», або лічильники з передоплатою). Системи такого типу успішно експлуатують в Європі та забезпечують високу ефективність розрахунків у відносинах між постачальником і споживачем електроенергії. Електролічильники типу «Кешпауер» належать до нового покоління засобів обліку, ефективнішого, ніж лічильники з електронною картою.

Система платежів, складовою частиною якої є лічильник, побудована на основі криптографічного методу захисту інформації й забезпечує необхідну зручність для постачальника електроенергії й простоту використання для споживача. Розрахунки зі споживачами електроенергії можуть здійснюватися за двома схемами: у кредит і за передоплатою.

Абонент у пункті розрахунку вносить передоплату (або одержує кредит) за якийсь (середньомісячний) обсяг кіловат-годин і одержує квитанцію з 15-розрядним кодом, що містить індивідуальну шифровану інформацію про величину внесеного платежу. Набравши код за допомогою кнопок на лицьовій панелі лічильника, абонент повинен ввести в лічильник інформацію про сплату. Лічильник автоматично розшифровує повідомлення й додає суму платежу до величини залишку, збереженого в пам'яті лічильника. Коли сплачений ліміт вичерпано, лічильник протягом контрольного строку видає попереджувальний сигнал (блимає індикатор, звуковий сигнал). Після закінчення контрольного строку (ліміту кіловат-годин) настає автоматичне вимкнення електроенергії. Подачу електроенергії відновлюють після сплати й введення кодової інформації в лічильник.

6 ОБГРУНТУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ

6.1 Техніко-економічне порівняння схем підстанції 110/10 кВ

У цьому розділі виконаємо техніко-економічне порівняння двох варіантів, описаних в цьому проекті.

Варіант №1. Шляхом будівництва заходу на ПС 110/35/10 кВ «Дунаївці» завдовжки біля 4,3 км в одноколовому виконанні на залізобетонних опорах з підключенням в розрив ПЛ-110кВ (1-е коло). Необхідне встановлення комірки 110 кВ з елегазовим вимикачем на ПС «Дунаївці».

Варіант №2. Шляхом будівництва відгалуження від ПЛ-110 кВ (3-є коло) завдовжки біля 0,2 км в одноколовому виконанні з підключенням в розрив ПЛ-110кВ (1 коло).

Ефективність інвестиційного проекту характеризується системою показників, що відбивають співвідношення витрат і результатів стосовно інтересів учасників проекту.

Для промислового підприємства та інвесторів комерційна ефективність проекту має первинне значення.

При будівництві в один етап засоби на будівництво відпускаються одноразово. При цьому передбачається, що подальша експлуатація відбувається з незмінними річними експлуатаційними витратами B . Тобто передавана потужність, а отже, втрати енергії ΔE , витрати на ремонт і обслуговування та інші витрати не міняються з року в рік впродовж даного терміну експлуатації.

У вітчизняній практиці при виборі оптимального варіанту проектного рішення, як критерію, використовується показник – річні приведені будівельно-експлуатаційні витрати (витрати). Приведені витрати (грн/рік) складаються з: відрахувань від капітальних вкладень K на спорудження ліній і підстанцій; поточних експлуатаційних витрат виробництва – вартості втрат електроенергії, витрат на технічне обслуговування і ремонт, а також витрат на амортизацію C .

Визначимо капітальні витрати по кожному з варіантів електропостачання по формулі:

$$Z = E_n \cdot K + C, \quad (6.1)$$

де E_n – нормативний коефіцієнт економічної ефективності, який залежить від нормативного терміну окупності капітальних вкладень $T_{ок}$, тривалість якого приймається з урахуванням терміну служби основного обладнання (10 років).

$$E_n = \frac{1}{T_n}; \quad (6.2)$$

$$E_n = \frac{1}{10} = 0,1.$$

Остаточний вибір оптимального варіанту здійснюється по мінімуму приведених витрат, тобто з варіантів проектного рішення вибирається той, який забезпечить :

$$Z_{opt} \rightarrow \min. \quad (6.3)$$

Капіталовкладення K при виборі оптимальних схем визначаємо за кошторисною вартістю будівництва, приведеною в табл. 6.1. При цьому у зв'язку з тим, що частина споруд підстанції були побудовані в 1990-х, їх вартість при розрахунку капіталовкладень не враховується. Вартість капіталовкладень по другому варіанту приводяться до рівня 2019 р. домноженням цін 1991 р. на коефіцієнт приведення, що рівний для обладнання – 20, для будівельно-монтажних робіт – 14.

Тобто капіталовкладення по варіантах складає:

$$K_1 = 35563,9 \text{ тис. грн.},$$

$$K_2 = 25719,9 \text{ тис. грн.}$$

Таблиця 6.1 – Кошторисна вартість будівництва підстанції

№ з. п.	Найменування робіт	Укрупнені показники вартості, тис. грн.	
		1-ий варіант	2-ий варіант
1	Перезаведення живлення 1-го кола	13000	2000
2	Будівництво ПЛ-110кВ в двоколовому виконанні на залізобетонних опорах завдовжки біля 10 км на ділянці ПС Прибузька до заходу на ПС Дунаївці	45000	45000
3	Будівництво ПС 110/10 кВ 2/16000кВА	150000	150000
4	Проектування підстанції з лініями, що підводять	11800	11800
5	Заміна систем ОД і КЗ 110кВ на елегазові вимикачі 110 кВ на ПС 110 кВ Дунаївці	3700	3700
Разом:		223500	212500

Річні експлуатаційні витрати C складаються з вартості втрат електроенергії в лініях $C_{в.л.}$, вартості втрат електроенергії в трансформаторах $C_{в.т.}$ і експлуатаційних відрахувань C_e і визначаються по формулі:

$$B = C_{в.л.} + C_{в.т.} + C_e. \quad (6.4)$$

Вартість втрат електроенергії в лініях визначаються по формулі:

$$C_{в.л.} = \Delta E_l \cdot c_0; \quad (6.5)$$

де ΔE_l – втрати електроенергії в лініях;

$c_0 = 0,31$ грн/кВт·год – питома вартість втрат електроенергії.

Втрати електроенергії в лініях:

$$\Delta E_l = 3 \cdot I_{max.p2} \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau; \quad (6.6)$$

де $I_{max.p}$, r_0 , l – параметри ліній, визначені раніше;

τ – час максимальних втрат, що визначається за виразом (6.7).

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10000} \right)^2 \cdot 8760; \quad (6.7)$$

де T_{\max} – число годин використання максимуму.

Для обох варіантів параметри ліній $I_{\max.p} = 163$ А, $r_0 = 0,21$ Ом/км, $l = 0,35$ км, і число годин використання максимуму $T_{\max} = 5500$ год. Отримаємо:

$$\tau_1 = \tau_2 = \left(0,124 + \frac{5500}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 3979,5 \text{ год.};$$

$$\Delta E_n = 3 \cdot 1632 \cdot 0,21 \cdot 0,35 \cdot 3979,5 = 23,31 \text{ тис. кВт}\cdot\text{год.};$$

$$C_{\text{в.л.}} = 23,31 \cdot 0,38 = 8,9 \text{ тис. грн.}$$

Вартість втрат електроенергії в трансформаторах визначаються по формулі:

$$C_{\text{в.т.}} = \Delta E \cdot c_0; \quad (6.8)$$

де ΔE_m – втрати електроенергії в трансформаторах:

$$\Delta E_m = n \cdot \Delta P_0 \cdot T + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_\kappa \cdot \left(\frac{S_n}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau; \quad (6.9)$$

де n – число трансформаторів;

ΔP_0 і ΔP_κ – номінальні втрати трансформатора в режимі ХХ і КЗ відповідно;

T – час роботи трансформаторів, год./рік (при роботі круглий рік $T = 8760$ год.);

S_n – фактична потужність, що протікає по трансформатору;

$S_{\text{ном}}$ – номінальна потужність трансформатора.

Для обох варіантів параметри трансформаторів $\Delta P_0 = 25$ кВт, $\Delta P_\kappa = 307$ кВт, $S_n = 15,5$ МВА, $S_{\text{ном}} = 25$ МВА. Отримуємо:

$$\Delta E_m = 2 \cdot 25 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 370 \cdot \left(\frac{15,5}{25} \right)^2 \cdot 39775,5 = 672,8 \text{ тис. кВт}\cdot\text{год.};$$

$$C_{\text{в.т.}} = 672,8 \cdot 0,38 = 255,7 \text{ тис. грн.}$$

Вартість експлуатаційних відрахувань C_a визначається по формулі:

$$C_a = p_\Sigma \cdot K; \quad (6.10)$$

де $p_\Sigma = p_a + p_p + p_o$ – відрахування на амортизацію, ремонт і обслуговування, відповідно, в.о./рік. По другому варіанту в середньому по

підстанції відрахування на амортизацію складуть 0,1, по першому варіанту у зв'язку зі встановленням сучасного обладнання ці витрати знизяться до 0,026.

Для двох варіантів вартість амортизаційних відрахувань складе:

$$C_{aI} = 0,025 \cdot 49940,6 = 1248,5 \text{ тис. грн.};$$

$$C_{aII} = 0,1 \cdot 40096,6 = 4009,7 \text{ тис. грн.}$$

Річні експлуатаційні витрати C для першого і другого варіантів складуть:

$$C_I = 8,9 + 255,7 + 1248,5 = 1513,1 \text{ тис. грн.};$$

$$C_{II} = 8,9 + 255,7 + 4009,7 = 4274,3 \text{ тис. грн.}$$

Визначимо капітальні витрати по кожному з варіантів електропостачання по формулі (6.1) :

$$Z_I = 0,1 \cdot 35563,9 + 1513,1 = 7632,16 \text{ тис. грн.};$$

$$Z_{II} = 0,1 \cdot 25719,9 + 4274,3 = 7883,56 \text{ тис. грн.}$$

Аналіз отриманих рішень показує, що найбільш раціональним варіантом для будівництва підстанції є 1 варіант, що має більші капітальні вкладення, але в той же час сучасніше обладнання, менші витрати на експлуатацію, менший час монтажу, зручність обслуговування, а також ряд інших переваг.

6.2 Визначення показників економічної ефективності капіталовкладень для вибраного варіанту

Ефективність інвестиційного проекту зв'язуватимемо з ефективністю капітальних вкладень у будівництво ПС 110/10 кВ і живлячої ПЛ 110 кВ.

Показниками економічної ефективності впровадження проекту служать:

- накопичена чиста дисконтована вартість по варіанту підстанції;
- термін окупності інвестицій;
- норма рентабельності інвестицій (внутрішня норма дохідності).

Відповідні витрати і результати інвестиційного проекту розподілені на значному відрізку часу і тому нерівноцінні, оскільки витрати в пізніші терміни прийнятніші за аналогічні витрати у більше ранній період.

Щоб привести результати і витрати до якогось моменту часу (початку фінансування, початку експлуатації, списання) використовують коефіцієнт дисконтування. Чиста поточна вартість (дисконтування) розраховуватиметься на кожен рік по формулі:

$$ЧПВ_t = ПГ_t \cdot \alpha_t ; \quad (6.11)$$

де $ПГ_t$ – потік готівки в t -му році;

α_t – коефіцієнт дисконтування в t -му році розрахункового періоду.

$$\alpha_t = (1 + E)^{p-t} ; \quad (6.12)$$

де E – коефіцієнт ефективності капітальних вкладень або ціна авансованого капіталу, що визначається ставкою банківського відсотка по довгострокових депозитах;

t_p – розрахунковий рік;

t – рік, витрати і результати якого наводяться до розрахункового року.

Потік готівки за кожен рік визначається за виразом:

$$ПГ_t = E_t - П_t - K_t + A_t ; \quad (6.13)$$

де $E_t = C_{It} - C_{II_t}$ – економічний ефект, рівний різниці річних експлуатаційних витрат по порівнюваних варіантах без амортизації;

$П_t$ – податки, сплачені підприємством з майна і прибутку;

K_t – капітальні вкладення в інвестиційний проект;

A_t – амортизаційні відрахування.

Визначимо показники економічної ефективності проекту.

В якості K_t приймаємо капітальні витрати на завершення будівництва вибраного варіанту проекту, тобто $K_t = 35563,9$ тис. грн.

Амортизаційні відрахування при розрахунковому періоді 15 років:

$$A_t = 100/15 = 6,7 \%$$

Економія на поточних витратах:

$$E_t = 4009,7 - 1248,5 = 2761,2 \text{ тис. грн.}$$

Податкові відрахування складаються з двох видів податків :

1) Податок на майно:

$$П_{м,t} = C_{зал,t} \cdot П_{см} / 100 , \quad (6.14)$$

де $P_{cm} = 2\%$ – ставка податку;

$C_{зал,t} = K_t - A_t \cdot t$ – залишкова вартість проекту.

2) Податок на прибуток:

$$P_{пр,t} = (E_t - П_{м,t}) \cdot P_{cm} / 100, \quad (6.15)$$

де $P_{cm} = 25\%$ – ставка податку.

Підсумовуючи потоки готівки за кожен рік розрахункового періоду, визначається накопичений потік готівки – $НПГ_t$. А підсумовуючи чисту поточну вартість – накопичену чисту поточну вартість $НЧПВ_t$. Розрахунок показників економічної ефективності інвестицій приведений в табл. 6.2. Графік окупності інвестицій показаний на рис. 6.1.

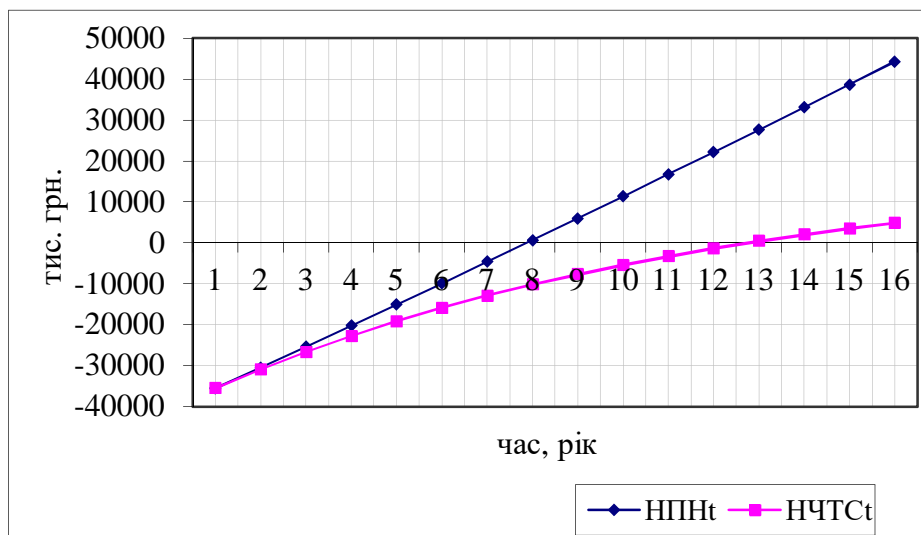


Рисунок 6.1 – Графік окупності інвестицій

Визначимо індекс дохідності інвестиційного проекту (індекс рентабельності) :

$$ID = \frac{\sum СПВ_t + K}{K}; \quad (6.16)$$

$$ID = \frac{4817,5 + 35563,9}{35563,9} = 1,14.$$

Так як $ID > 1$, то проект можна прийняти до впровадження.

Визначимо внутрішній коефіцієнт окупності проекту (норму рентабельності) – *ВКО*. Під нормою рентабельності приймають таке значення коефіцієнта дисконтування, при якому $НЧПВ = 0$. Необхідно визначити методом підбору таке значення α , при якому $НЧПВ$ набуде значення рівне нулю.

Розрахунок $ЧПВ$ при різних варіантах коефіцієнта економічної ефективності приведений в табл. 6.3., а зміна $НЧПВ$ залежно від коефіцієнта економічної ефективності на рис. 6.2.

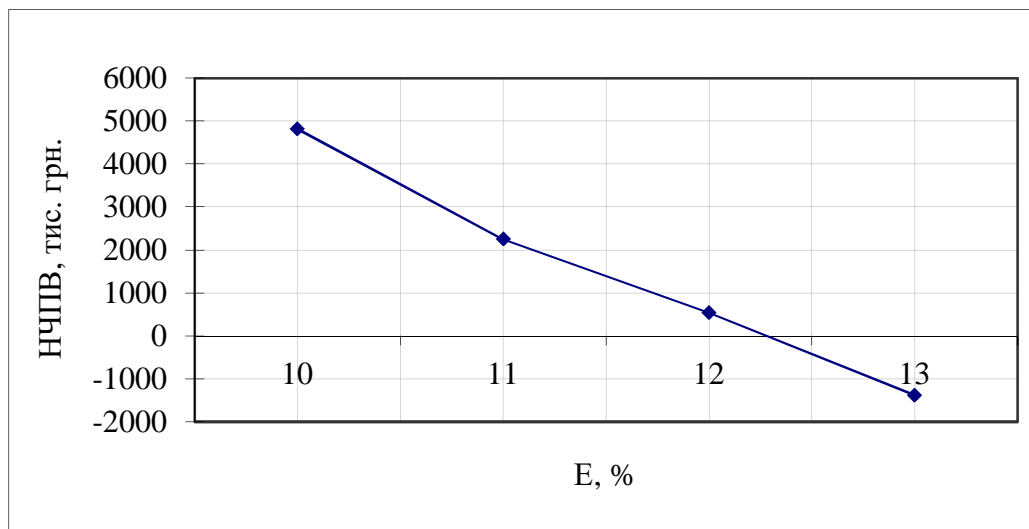


Рисунок 6.2 – Зміна $НЧПВ$ залежно від коефіцієнта економічної ефективності

Таблиця 6.3 – Розрахунок ЧПВ при різних значеннях коефіцієнта економічної ефективності

Роки	$ПГ_t$	$E = 10 \%$		$E = 11 \%$		$E = 12 \%$		$E = 13 \%$	
		α	ЧПВ	α	ЧПВ	α	ЧПВ	α	ЧПВ
1	-35563,9	1	-35563,9	1	-35563,9	1	-35563,9	1	-35563,9
2	4964,1	0,91	4612,8	0,9	4562,1	0,9	4562,1	0,89	4511,4
3	4997,5	0,83	4237	0,81	4134,9	0,8	4083,8	0,79	4032,8
4	5030,9	0,76	3906,8	0,73	3752,6	0,72	3701,2	0,7	3598,4
5	5064,2	0,69	3571,6	0,66	3416,4	0,64	3312,8	0,62	3209,3
6	5097,6	0,63	3283,5	0,6	3127,1	0,57	2970,8	0,55	2866,5
7	5131	0,57	2991,2	0,54	2833,8	0,51	2676,3	0,48	2518,9
8	5164,3	0,52	2747,4	0,48	2536	0,46	2430,4	0,43	2271,9
9	5197,7	0,47	2500	0,43	2287,3	0,41	2180,9	0,38	2021,3
10	5231,1	0,43	2302,7	0,39	2088,5	0,36	1927,8	0,34	1820,7
11	5264,4	0,39	2102,4	0,35	1886,7	0,33	1778,9	0,3	1617,2
12	5297,8	0,36	1953,5	0,32	1736,5	0,29	1573,7	0,26	1410,9
13	5330,1	0,32	1747,9	0,29	1584	0,26	1420,2	0,23	1256,3
14	5364,5	0,29	1594,4	0,26	1429,5	0,23	1264,5	0,21	1154,6
15	5397,8	0,27	1494,1	0,23	1272,7	0,21	1162,1	0,18	996
16	5428,7	0,24	1336	0,21	1169	0,19	1057,7	0,16	890,7
НЧПВ			4817,5		2253,2		539,3		-1387

За допомогою даних табл. 6.3 розраховується ВКО за виразом:

$$ВКО = E_1 + \frac{f(ЧПВ_1)}{f(ЧПВ_1) - f(ЧПВ_2)} \cdot (E_2 - E_1); \quad (6.17)$$

де E_1 і E_2 – коефіцієнти економічної ефективності, при яких НЧПВ є, відповідно, позитивною і негативною.

$$ВКО = 12 + \frac{539,3}{539,3 - (-1387)} \cdot (13 - 12) = 12,28\% .$$

Для цього проекту $ВКО = 12,28 \%$. Це означає, що коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень не має бути вищий 12,28%. У проекті $E = 10 \%$, тобто для підприємства цей проект вигідний. За показником ЧПВ проект окупається через 12,5 років, по ПГ – 8 років.

7 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

7.1 Охорона праці і техніка безпеки при обслуговуванні електрообладнання підстанції

Оцінимо небезпечні і шкідливі чинники, що впливають на персонал, який обслуговує підстанцію та заходи по запобіганню цим чинникам.

При експлуатації об'єкту можливі наступні небезпечні чинники:

- ураження електричним струмом при дотику до струмоведучих частин;
- ураження електричним струмом при дотику до струмоведучих частин, що в нормальних умовах не знаходяться під напругою;
- вплив електромагнітного поля на організм;
- ураження електричним струмом при роботі з несправними інструментами та засобами індивідуального і колективного захисту;
- ураження обслуговуючого персоналу, що знаходиться в зоні розтікання електричного потенціалу при замиканні на землю;
- можливість падіння персоналу з висоти;
- можливість ураження обслуговуючого персоналу при проведенні комутаційних операцій;
- інші чинники.

Для створення нормальних умов праці при проведенні робіт по ремонту і технічному обслуговуванню обладнання проектом передбачено компонування підстанції, можливість застосування автокранів, телескопічних вишок, пересувних лабораторій, інвентарних пристроїв і засобів малої механізації.

Персонал, що здійснює ремонт, технічне і оперативне обслуговування ПС забезпечений виробничими приміщеннями, розміщеними у будівлі ОВБ.

Електробезпека на підстанції забезпечується застосуванням:

- належної ізоляції;
- відповідних розривів до струмоведучих частин;
- обгороджень;

- заземлюючих пристроїв;
- попереджувальної сигналізації, написів і плакатів;
- захисту від коротких замикань і перенапружень;
- грозозахисних пристроїв;
- пристроїв захисного відключення електроустановок;
- вирівнювання потенціалів;
- захисту персоналу від дії електромагнітних полів та ін.

Для забезпечення безпеки проведення робіт по ремонту і технічному обслуговуванню ПЛ 110 кВ передбачається:

- конструкція опор і ПЛ, що допускає підйом на опори і виконання робіт без зняття напруги, можливість закріплення уніфікованих монтажних пристосувань, що забезпечує, і доступ обслуговуючого персоналу до вузлів кріплення гірлянд ізоляторів;
- заземлення кожної опори.

Усі технічні рішення прийняті у відповідності з діючими нормами і правилами, включаючи і правила техніки безпеки.

При дотриманні правил технічної експлуатації, технологічних карт по виконанню робіт, а також правил ТБ при експлуатації електроустановок, експлуатація споруд за цим проектом безпечна.

7.2 Розрахунок заземлення

Важливим чинником безпеки є заземлення обладнання. Заземлюючий пристрій є одним із засобів захисту персоналу в приміщенні від виникнення іскри, від напруги, що виникає на металевих частинах обладнання, яке нормально не знаходяться під напругою, але може опинитися під напругою при ушкодженні ізоляції.

Для запобігання можливості виникнення потенціалу на корпусі обладнання його заземляють шляхом надійного приєднання до контура заземлення.

Заземленню підлягають:

- нейтралі трансформаторів, що підлягають заземленню відповідно до прийнятої системи робочого заземлення;
- розрядники і громовідводи;
- металеві частини електричного обладнання, що нормально не знаходяться під напругою, але можуть виявитися під напругою при пошкодженні ізоляції, наприклад підставки і кожухи електричних машин, трансформаторів, апаратів, струмопроводів, металеві конструкції РП, огорожі і тому подібне;
- вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів;
- металеві щити і пульти усіх призначень, на яких встановлюються прилади, апарати та інші засоби автоматизації, а також металеві конструкції для встановлення електричних приладів і кнопок керування.

Виконаємо розрахунок заземлюючого пристрою підстанції.

Для умови проектування необхідна величина опору заземлюючого пристрою 0,5 Ом, для її забезпечення необхідно монтувати штучні заземлювачі.

Питомий опір ґрунту відповідно до даних досліджень $\rho = 50$ Ом/м на глибині до 10 м, глибина промерзання суглинку 210 см.

Приймаються заземлювачі з електродів діаметром 12 мм завдовжки 10 м, для зв'язку використовується сталеві смуга перерізом 40×4 мм². Заздалегідь з урахуванням площі, займаної об'єктом, намічаємо розташування заземлювачів по периметру.

Визначаємо опір стіканню струму горизонтального заземлювача (сполучної смуги):

$$R_z = \frac{\rho}{2\pi l} \cdot \ln \frac{2l^2}{b \cdot t}, \quad (7.1)$$

де ρ – питомий опір ґрунту;

l – довжина контура;

b – ширина смуги;

$t = 0,7$ м – глибина заглиблення смуги від рівня землі.

$$R_2 = \frac{50}{2\pi \cdot 273,4} \cdot \ln \frac{2 \cdot 273,4^2}{0,04 \cdot 0,74} = 0,2786 \text{ Ом.}$$

Необхідний опір вертикальних заземлювачів:

$$R_6 = R_{ш} - R_2, \quad (7.2)$$

де $R_{ш}$ – необхідний опір штучного заземлювача.

$$R_6 = 0,5 - 0,2786 = 0,2214 \text{ Ом.}$$

Визначаємо опір стіканню струму одного вертикального заземлювача:

$$R_{60} = \frac{\rho}{2\pi(l-0,5)} \cdot \left(\ln \frac{2(l-0,5)}{d} + 0,5 \ln \frac{4(h+0,5l) + (l-0,5)}{4(h+0,5l) - (l-0,5)} \right), \quad (7.3)$$

де l – довжина електрода;

d – діаметр електрода;

h – глибина промерзання ґрунту.

$$R_{60} = \frac{50}{2\pi(10-0,5)} \cdot \left(\ln \frac{2(10-0,5)}{0,012} + 0,5 \ln \frac{4(2,1+0,5 \cdot 10) + (10-0,5)}{4(2,1+0,5 \cdot 10) - (10-0,5)} \right) = 6,463 \text{ Ом.}$$

Необхідне число електродів :

$$N = \frac{R_{60}}{R_6}; \quad (7.4)$$

$$N = \frac{6,463}{0,2214} = 29,2.$$

Приймаємо $N = 30$. Розміщуємо електроди по контуру заземлюючого пристрою з тим розрахунком, щоб відстань між електродами була більша довжини електрода.

Додатково до контура на території підстанції влаштовуємо сітку з повздовжніх смуг, розташованих на відстані 0,8 - 1 м від обладнання, з поперечними зв'язками через кожні 30 м, для вирівнювання потенціалів у входів і в'їздів, а також по краях контура прокладаємо поглиблені смуги. Ці невраховані горизонтальні електроди зменшують загальний опір заземлення, провідність їх іде в запас надійності.

Розрахунковий опір заземлюючого пристрою 0,494 Ом.

7.3 Шляхи і способи підвищення стійкості роботи об'єктів енергетики

Підвищення стійкості об'єкту досягається посиленням найбільш слабких елементів і ділянок об'єкта. Для цього на кожному ОГД завчасно на основі досліджень планують і проводять відповідні організаційні й інженерно-технічні заходи. Досягнення науки і техніки дозволяють реалізувати такі рішення, при яких підприємство буде стійке до впливу дуже значних надлишкових тисків, однак це пов'язано з великими витратами засобів і матеріалів і може бути виправдано лише при захисті особливо важливих елементів об'єкта. Заходи будуть економічно обґрунтовані, якщо вони максимально узгоджені із завданнями, які розв'язуються в мирний час для забезпечення безаварійної роботи, поліпшення умов праці, удосконалювання виробничого процесу. Особливо велике значення має розробка інженерно-технічних заходів при новому будівництві, бо у процесі проектування у багатьох випадках можна домогтися логічного поєднання загальних інженерних рішень із захисними заходами Цивільної оборони, що знизить витрати на їх реалізацію.

На існуючих об'єктах заходи щодо підвищення стійкості доцільно проводити в процесі реконструкції чи виконання ремонтно-будівельних робіт.

Підвищення стійкості роботи промислових об'єктів передбачає :

- захист робітників та службовців у надзвичайних ситуаціях мирного і військового часу;
- підвищення міцності і стійкості найважливіших елементів і вдосконалення технологічного процесу;
- підвищення стійкості матеріально-технічного постачання;
- підвищення стійкості управління об'єктом;
- розробку заходів щодо зменшення імовірності виникнення вторинних факторів ураження і збитків від них;
- підготовку до відновлення виробництва після ураження об'єкта.

Електрозабезпечення є основою будь-якого виробництва. Порушення нормальної подачі електроенергії на об'єкт або окремі ділянки виробництва може призвести до повної зупинки роботи об'єкту.

Для надійного електрозабезпечення в умовах надзвичайних ситуацій при його проектуванні і будівництві повинні бути враховані основні вимоги, які впливають зі завдань цивільної оборони.

Електрозабезпечення повинно здійснюватись від енергосистем, до складу яких входять електростанції, що працюють на різних видах палива. Великі електростанції потрібно розміщувати одна від одної і від великих міст на відстані, не меншій двох радіусів зон можливих руйнувань.

Районні понижуючі станції, диспетчерські пункти енергосистем і мережі електропередач належить розташовувати за межами зон можливих сильних руйнувань.

Постачання електроенергією великих міст і об'єктів, які не перестають працювати в надзвичайних умовах, необхідно передбачити від двох незалежних джерел. При електропостачанні об'єкту від одного джерела повинно бути не менше двох вводів з різних напрямів.

Трансформаторні підстанції необхідно надійно захищати, їх стійкість повинна бути не нижчою від стійкості самого об'єкту.

Електроенергію на ділянки виробництва належить подавати по електрокабелях, прокладених в землі на глибині 0,8 - 1,2 м.

Крім цього, необхідно створювати автономні резервні джерела електропостачання. Для цього можна використовувати пересувні електростанції на залізничних платформах, автопричепках і інші електростанції, які не включені в енергосистему.

В містах, розміщених на берегах морів та річок, необхідно створювати берегові пристрій для прийому електроенергії з корабельних електроустановок.

Система електропостачання повинна мати захист від впливу електромагнітного імпульсу ядерного вибуху.

8 ЕКОЛОГІЯ

8.1 Заходи по дотриманні природоохоронних вимог

При роботі електроустановки повинні прийматися заходи для попередження або обмеження прямої і непрямой дії на довкілля викидів забруднюючих речовин в атмосферу і у водойми, звукового тиску в навколишніх районах і мінімального споживання води з природних джерел.

Кількість речовин, що забруднюють атмосферу, не повинна перевищувати норми гранично допустимих або тимчасово погоджених викидів в атмосферу і водні об'єкти. Кожна електростанція і опалювальна котельня повинні мати план заходів по зниженню шкідливих викидів в атмосферу при оголошенні особливо несприятливих метеорологічних умов. На кожному енергопідприємстві мають бути розроблені заходи по запобіганню аварійних і інших раптових викидів шкідливих речовин в довкілля.

Для контролю за викидами забруднюючих речовин в довкілля кожне енергопідприємство має бути оснащене постійно діючими автоматичними приладами, а при їх відсутності мають бути використані періодичні методи вимірювання забруднення.

Енергопідприємства, на яких утворюються токсичні відходи, повинні забезпечувати їх своєчасну утилізацію, знешкодження і захоронення. Експлуатація енергоустановок з установками, що не забезпечують дотримання встановлених санітарних норм і природоохоронних вимог, заборонена.

При використанні основного і допоміжного обладнання енергоустановок в цілях охорони водних об'єктів від забруднення необхідно керуватися державними і галузевими стандартами по охороні водних об'єктів від забруднення: «Інструкцією про порядок узгодження і видачі дозволів на спеціальне водовикористання», «Правилами охорони поверхневих вод від забруднення стічними водами», інструкціями, складеними енергопідприємствами на підставі типових місцевих умов.

Електричні станції і підстанції зобов'язані контролювати і враховувати викиди забруднюючих речовин в атмосферу і кількість води, що забирається з водойм і скидається в них.

8.2 Джерела електромагнітного забруднення довкілля та їх вплив на навколишнє середовище

Електромагнітна енергія випромінюється в навколишній простір, у першу чергу, антенним пристроєм. Крім цього, джерелами електромагнітних полів (ЕМП) у робочих приміщеннях радіолокаційних станцій, радіотехнічних майстерень, лабораторій і радіоцентрів можуть бути окремі вузли НВЧ генераторів (магнетрони, лампи біжучої хвилі, клістри), з'єднані елементи модуляторів з генераторами, лінії передач від генератора до антени, катодні виводи магнетронів, вентиляційні щілини, щілини у коаксіальних лініях і т. п.

В процесі експлуатації і ремонту установок з генераторами електромагнітної енергії можливий вплив ЕМП на обслуговуючий персонал, а також на працівників інших об'єктів, що знаходяться в зоні випромінювання спрямованих антен радіолокаційних станцій. На робочих місцях інтенсивність ЕМП залежить від потужності джерела випромінювання і відстані від джерела випромінювання до робочого місця. У джерела електромагнітного випромінювання на відстані близько $1/6$ довжини хвилі переважають поля індукції (зона індукції), а за її межами переважають поля випромінювання (зона випромінювання). Безумовно, що коли робоче місце розташоване в зоні індукції, робітник буде піддаватися впливу електричних і магнітних полів, що періодично змінюються.

Таким чином, залежно від частоти генератора працівник може перебувати або в зоні індукції в процесі роботи з УВЧ чи ВЧ генераторами, або в зоні випромінювання в процесі роботи з НВЧ генераторами (зона індукції до 16 см).

Високочастотне випромінювання зумовлює в організмі зміну умовно-рефлекторної діяльності (гальмування умовних і безумовних рефлексів),

падіння кров'яного тиску, рідкий пульс. Постійний вплив опромінення може призвести до стійких функціональних змін у центральній нервовій і серцево-судинній системах.

При потраплянні людини в зону випромінювання енергія ЕМП частково поглинається тілом людини. Під дією ВЧ полів у тканинах виникають ВЧ струми, що супроводжуються тепловим ефектом. Електромагнітні поля при тривалому впливі можуть викликати підвищену стомлюваність, дратівливість, головний біль чи сонливість, порушення сну, зниження кров'яного тиску, зміну температури тіла і т.п., пов'язаних з розладом центральної нервової і серцево-судинної систем. Поля НВЧ, особливо сантиметрового і міліметрового діапазонів, викликають також зміни в крові, помутніння кришталика (катаракта), погіршення нюху, а в окремих випадках – трофічні явища: випадіння волосся, ламкість нігтів і т.п.

Функціональні зрушення, зумовлені впливом ЕМП, є оборотними, якщо припинити опромінення; але варто враховувати, що оборотність функціональних зрушень не є безмежною і, зазвичай, визначається інтенсивністю опромінення, тривалістю впливу, а також індивідуальною особливістю організму. Тому профілактика професійних захворювань повинна передбачати, поряд з розробкою технічних засобів захисту, організаційні заходи.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ДО ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ

Як результатом виконання дипломної стало розробка, та впровадження заходів для забезпечення безперебійної роботи обладнання трансформаторної підстанції 110/10 кВ, шляхом реконструкції електричної частини підстанції.

Отримані наступні результати:

1. Здійснено аналіз структури втрат та впровадження заходів із зниження втрат електричної енергії в розподільних мережах.

2. На основі проведених розрахунків було вибрано оптимальну систему живлення даної підстанції та збільшено її потужність за рахунок заміни існуючих трансформаторів на потужніші

3. Для підвищення надійності на стороні 110 кВ проведено заміну відділювачів та короткозамикачів елегазовими вимикачами.

4. Для гнучкості подальшої модернізації підстанції використані сучасні блоки КТП марки, а на стороні 10 кВ запропоновано до встановлення у ЗРП комірочки з вакуумними вимикачами.

5. Проведені розрахунки основних параметрів релейного захисту у відповідності з Керівними вказівками з релейного захисту та Правилами улаштування електроустановок. В якості пристроїв релейного захисту і автоматики застосовані мікропроцесорні блоки захисту електрообладнання. Розрахований релейний захист забезпечує надійну роботу підстанції, захист її елементів від пошкоджень і ненормальних режимів

6. Здійснено аналіз та впровадження нових ефективних систем розрахунку із споживачами електричної енергії побутового сектору та промисловими споживачами.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х. : Видавництво "Форт", 2017. - 760 с.
2. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів [Текст] : [затв. ... Наказ М-ва палива та енергетики України 25.07.2006 № 258] / М-во палива та енергетики України. - Х. : Індустрія : Енергетичні рішення, 2012. - 318 с.
3. ДНАОП 0.00-2.32-2001 Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок.
4. Федин В.Т. Основы проектирования энергосистем Часть I / В.Т. Федин, М.И. Фурсанов – Мн.: БНТУ, 2010. – 523с.
5. Федин В.Т. Принятие решений при проектировании развития электроэнергетических систем / В.Т. Федин – Мн.: УП Технопринт, 2000.
6. Кокин С.Е. Выбор схем электрических соединений подстанций / С. Е. Кокин. – Екатеринбург: Издательство УГТУ-УПИ, 2001.
7. Электротехнический справочник [Текст] : в 4-х томах / Ред. В.Г. Герасимов, А.И. Попов. - 9-е изд., стереотип. - М. : Изд-во МЭИ, 2003 - 2004. - ISBN 5-7046-0984-8. Т.3 : Производство, передача и распределение электрической энергии / Ред. В.Г. Герасимов , А.Ф. Дьяков, Н.Ф. Ильинский. - М. : Изд-во МЭИ, 2004. - 963 с.
8. Релейний захист і автоматика в системах електропостачання [Текст] : навч. посібник для студ. електротехнічних спец. вищ. навч. закладів України / П. П. Говоров [та ін.] ; Харківська держ. академія міського господарства. — К. : [б.в.], 1996. — 228 с.
9. Сайтбаталова Р. С.Расчеты релейной защиты в сетях напряжением 6-10 кВ [Текст] : учеб.пособие по курсу Релейная защита / Р. С. Сайтбаталова, Т. В. Лопухова, И. А. Хатанова. - М. : [б. и.], 1997. - 90 с.
10. Буряк В. М. Експлуатація електрообладнання систем електропостачання [Текст] : навч. посіб. [для студ. електротехн. спец. вищ.

навч. закл.] / В. М. Буряк. — 2-ге вид., переробл. та випр. — Х. : Тимченко, 2008.

11. Зорін В.В., Штогрін Є.А., Буйний Р.О. Електричні мережі та системи: навчальний посібник для студентів вищ. техн. навч. закл.— Ніжин ТОВ “Видавництво”Аспект-поліграф”, 2011. – 248 с.

12. Бурбело М. Й. – Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків [Текст] : [Навч. посіб. для вищ. навч. закл.] / М.Й.Бурбело ; Вінниц. нац. техн. ун-т. — [2-е вид., перероб. і допов.]. — Вінниця : Універсум, 2005. — 147 с.

13. Економіка енергетики: підручник / За ред. д.е.н., проф. Л.Г. Мельника, д.е.н., проф. І.М. Сотник. – Суми: Університетська книга, 2015. – 378 с.

14. Гандзюк М.П., Желібо Є.П., Халімовський М.О. Основи охорони праці: Підручник. 5-е вид. / За ред. М.П. Гандзюка. - К.: Каравела, 2011. - 384 с.

15. Коновалова Е. В. Основные результаты эксплуатации устройств РЗА энергосистем Российской Федерации. – Релейная защита и автоматика энергосистем 2002. Сборник докладов XV Научно-технической конференции, Москва, 2002, с. 19 – 23

16. Гуревич В. И. Микропроцессорные реле защиты: новые перспективы или новые проблемы? – Новости электротехники, №6(36) 2005.

17. Гуревич В. И. Как нам обустроить релейную защиту: мнения российских специалистов и взгляд со стороны. - Вести в электроэнергетике, № 2, 2007.

18. Гуревич В. И. Надежность микропроцессорных устройств релейной защиты: мифы и реальность. - Вести в электроэнергетике, № 4, 2008

ДОДАТКИ

Додаток А

Характеристики споживачів електричної енергії компресорної станції

Таблиця А1 – Характеристики споживачів електричної енергії компресорної станції

Найменування обладнання	К-ть шт.	P_n кВт	U_n В	Катег. надій.
1	2	3	4	5
Цех №1				
Компресор 5ГЦ1-100/9	2	380	~380	І
Насос ЭМНУ	2	55	~380	І
Пусковий ЭМН	2	45	~380	І
Насос маслопрокачки	4	5,5	~380	І
Валоповоротний пристрій	4	3	~380	І
Вентилятор відсмоктування	2	30	~380	І
Електрозасувка аварійного зливу масла	4	0,87	~380	І
Електродвигун АВО масла	5	5,5	~380	І
Маслопідігрівач	5	12,5	~380	І
Підігрівання трубопроводів АВО масла	5	12	~380	І
Електрозасувка системи ППТ	4	0,37	~380	І
Ремонтно-експлуатаційний блок				
Фрезерний верстат	1	4,5	~380	ІІ
Токарний верстат	1	12	~380	ІІ
Токарний верстат	1	12	~380	ІІ
Свердлильний верстат	1	3	~380	ІІ
Заточувальний верстат	1	1,7	~380	ІІ
Насосна масла (склад ГЗМ)				
Електродвигун центрифуги ПСМ	2	5,5	~380	І
Насос	3	7,5	~380	І
Підігрівач ємності	1	4	~380	І
Бокс системи пінопожежогасіння				
Насос	1	37	~380	ІІ
Електрозасувка	1	0,45	~380	ІІ

Продовження таблиці А1

1	2	3	4	5
Система припливної і витяжної вентиляції				
П - 1 – П - 3	3	30	~380	II
П - 4 (Завіса воріт)	2	15	~380	II
П - 5	1	7,5	~380	II
У - 1 – В - 8	8	1,1	~380	II
У - 9	1	11	~380	II
Цех №2				
Компресор 5ГЦ1-100/9	1	380	~380	I
Насос ЭМНУ	4	55	~380	I
Пусковий ЭМН	4	40	~380	I
Насос маслопрокачки	4	5,5	~380	I
Валоповоротний пристрій	4	3	~380	I
Вентилятор відсмоктування	4	30	~380	I
Електрозасувка аварійного зливу масла	4	0,4	~380	I
Електродвигун АВО масла	6	5,5	~380	I
Маслопідігрівач	4	12	~380	I
Підігрівання трубопроводів АВО масла	4	12	~380	I
Електрозасувка системи ПШТ	4	0,37	~380	I
Ремонтно - експлуатаційний блок				
Фрезерний верстат	1	4,5	~380	II
Токарний верстат	1	12	~380	II
Токарний верстат	1	12	~380	II
Свердлильний верстат	1	3	~380	II
Заточувальний верстат	1	1,7	~380	II
Насосна масла (склад ГЗМ)				
Електродвигун центрифуги ПСМ	2	5,5	~380	I
Насос	3	7,5	~380	I
Підігрівач ємності	1	4	~380	I
Бокс системи пінопожежогасіння				
Насос	1	37	~380	II
Електрозасувка	1	0,45	~380	II

Продовження таблиці А1

1	2	3	4	5
Система припливної і витяжної вентиляції				
П - 1 – П - 3	3	10	~380	II
П - 4 (Завіса воріт)	2	15	~380	II
П - 5	1	7,5	~380	II
У - 1 – В - 2; У - 4 – В - 9	8	1,1	~380	II
У - 3	1	0,81	~380	II
Цех №3				
Компресор 5ГЦ1-100/9	1	380	~380	I
Пусковий маслonaсос	2	75	~380	I
Гвинтовий маслonaсос	3	22	~380	I
Валоповоротний пристрій	6	3	~380	I
Сепаратор маслобака	6	5,5	~380	I
Насос маслобака	6	3	~380	I
Насос системи охолодження масла	6	3	~380	I
Вентилятор системи охолодження масла	36	5,5	~380	I
Нагрівачі системи охолодження масла	6	18	~380	I
Вентилятор відсмоктування повітря	12	1,5	~380	I
Електрозасувка	30	0,55	~380	I
Вентилятор припливний нагнітального залу	12	5,5	~380	I
Вентилятор припливний машинного залу	12	1,5	~380	I
Вентилятор витяжний нагнітального залу	12	0,37	~380	I
Вентилятор повітреприготування	12	7,5	~380	I
Енергоблок				
Вентилятор припливний	3	2,2	~380	II
Вентилятор витяжний	3	1,5	~380	II
Вентилятор даховий	3	3	~380	II
Випрямно-зарядний пристрій	3	25	~380	I
Блок пінопожежогасіння				
Насос	3	55	~380	II
Насос	2	5,5	~380	II
Цех №4				
Компресор 5ГЦ1-100/9	2	380	~380	I
Насос ЭМНУ	1	55	~380	I
Пусковий ЭМН	1	40	~380	I
Насос маслопрокачки	4	5,5	~380	I
Валоповоротний пристрій	4	3	~380	I
Вентилятор відсмоктування	4	30	~380	I
Електрозасувка аварійного зливу масла	4	0,4	~380	I

Продовження таблиці А1

1	2	3	4	5
Електродвигун АВО масла	24	5,5	~380	I
Маслопідігрівач	8	12	~380	I
Підігрівання трубопроводів АВО масла	4	12	~380	I
Електрозасувка системи ППТ	4	0,37	~380	I
Ремонтно-експлуатаційний блок				
Фрезерний верстат	1	4,5	~380	II
Токарний верстат	1	12	~380	II
Токарний верстат	1	12	~380	II
Свердильний верстат	1	3	~380	II
Заточувальний верстат	1	1,7	~380	II
Насосна масла (склад ГЗМ)				
Електродвигун центрифуги ПСМ	2	5,5	~380	I
Насос	3	7,5	~380	I
Підігрівач ємності	1	4	~380	I
Бокс системи пінопожежогасіння				
Насос	2	37	~380	II
Електрозасувка	1	0,45	~380	II
Система припливної і витяжної вентиляції				
П - 1 – П - 3	3	30	~380	II
П - 4 (Завіса воріт)	2	15	~380	II
П - 5	1	7,5	~380	II
У - 1 – В - 2; У - 4 – В - 9	8	1,1	~380	II
У - 3	1	0,81	~380	II