

Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет
«Дніпровська політехніка»
Інститут Електроенергетики
(інститут)
Електротехнічний факультет
(факультет)
Кафедра електроенергетики
(повна назва)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
кваліфікаційної роботи ступеню магістра
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента Панченка Микити Євгенійовича
(ПІБ)

академічної групи 141М-21-1
(шифр)

Спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(код і назва спеціальності)

за **освітньо-професійною** програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(офіційна назва)

на тему Обґрунтування заходів щодо покращення якості електричної енергії в мережах підстанції 35/6 кВ

(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
Кваліфікаційної роботи	Рухлова Н. Ю.			
Розділів:				
Технологічний	Рухлова Н. Ю.			
Спеціальний	Рухлова Н. Ю.			
Економічний	Тимошенко Л.В.			
Рецензент				
Нормоконтролер	Олішевський Г.С.			

Дніпро
2022

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 61 стор., 19 рис., 6 табл., 13 посилань.

Об'єкт дипломного проекту: підстанція «Східна» 35/6 кВ.

Предмет дослідження: установка нових високовольтних конденсаторних установок.

Мета дипломної роботи: покращення якості електричної енергії в мережах підстанції 35/6 кВ.

У вступному розділі було розглянуто проблематика розроблення заходів підвищення ефективності електричної енергії у трансформаторних підстанціях.

В спеціальному розділі були розраховані режими роботи трансформаторів, компенсація реактивної потужності, втрати потужності і енергії та відхилень напруги на підстанції 35/6 кВ і вибрано елементи компенсуючого обладнання.

В економічній частині був проведений аналіз показників економічної ефективності, щодо встановлення на підстанцію комплектних компенсаторних пристроїв.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: СИЛОВИЙ ТРАНСФОРМАТОР, РОЗРАХУНОК НАВАНТАЖЕНЬ, РЕАКТИВНА ПОТУЖНІСТЬ, КОНДЕНСАТОРНА УСТАНОВКА, ВІДХИЛЕННЯ НАПРУГИ.

ЗМІСТ

1	Вступ	5
2	ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РОЗДІЛ	7
2.1	Опис схеми електропостачання	7
2.2	Опис об'єкту проектування	14
2.3	Методи зниження втрат електроенергії в елементах систем електропостачання	15
3	СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ	23
3.1	Розрахунок електричних навантажень підстанції	23
3.2	Визначення оптимальної кількості трансформаторів підстанції	24
3.3	Компенсація реактивної потужності	27
3.4	Вибір схеми підключення конденсаторних установок	32
3.5	Розрахунок втрат енергії в діючих ЛЕП 35 кВ та силових трансформаторах для базового та проектного варіантів	34
3.6	Розрахунок струмів короткого замикання	37
3.7	Розрахунок струмів короткого замикання у точці К1	40
3.8	Перевірка електроустаткування за стійкістю до дії струмів короткого замикання	45
3.9	Визначення відхилень напруги	48
4	Економічний розділ	51
	Висновок	59
	Перелік використаної літератури	60
	Додаток А	61

1 Вступ

Ефективність планування заходів зі зменшення втрат електроенергії залежить від точності розрахунку їх складових, яка визначається інформаційною та методичною похибками й безпосередньо пов'язана з обсягом та якістю вихідної інформації. Разом з тим, в електромережах (ЕМ) практично відсутні повноцінні системи технічного моніторингу. По-фідерний аналіз звітних даних щодо втрат електроенергії зводиться до визначення різниці між надходженням електроенергії та її корисним відпуском у межах балансової належності за показами приладів обліку.

Нормативні значення технологічних втрат електроенергії в умовах неповноти вихідної інформації оцінюються (а не визначаються!) за спрощеними моделями з використанням статистичної інформації про навантаження, а також незмінними протягом року схемами електромереж з параметрами, які також приймаються постійними, тобто їх достовірність також є обмеженою.

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

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

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

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

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

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

Таким чином, актуальною залишається проблематика розроблення заходів підвищення ефективності кожного з елементів електроенергетичної системи, починаючи з трансформаторних підстанцій [1].

2 ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РОЗДІЛ

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

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

В даній магістерській роботі проводиться обґрунтування заходів щодо покращення якості електричної енергії в мережах підстанції (ПС) «Східна» 35/6 кВ Вільногірського гірничо-металургійного комбінату з оптимізацією схеми розвитку електропостачання [2].

2.1 Опис схеми електропостачання

Підстанція (ПС) «Східна» 35/6 кВ отримує живлення з підстанції “ВД-1” 150/35/6 кВ.

У цій схемі представлені:

1. Чотири роз'єднувачі типу “РЗДЗ-2-35/1000У1”.

Роз'єднувачі високовольтні зовнішньої установки на 35 кВ серії РНД і РНДЗ призначені для включення і відключення знеструмлених ділянок електричних ланцюгів високої напруги, що знаходяться під напругою, а також

заземлення відключених ділянок за допомогою заземлюючих ножів (за їх наявності).

Структура умовного позначення:

Р – роз'єднувач;

З – зовнішньої установки;

Д – двоколонковий;

З – із заземлюючими ножами (без заземлюючих ножів індекс відсутній);

35 – номінальна напруга, кВ;

1000 - номінальний струм, А (1000, 2000);

У1 – кліматичне виконання та категорія розміщення.

Роз'єднувачі виготовляються у вигляді окремих полюсів, що з'єднуються на місці монтажу з приводами, та між собою – за допомогою з'єднувальних елементів в одно-, дво- чи триполюсний апарат.



Рис 2.1. Роз'єднувач типу “РЗДЗ-2-35/1000У1”.

2. Три вимикача типу “С-35М-630-10У1”.

Вимикач типу С-35 М 630 10 відносяться до багатооб'ємних масляних вимикачів - бакових. Призначений для комутації електричних кіл при нормальних та аварійних режимах у мережах трифазного змінного струму частотою 50(60) Гц з номінальною напругою 35 кВ.



Рис 2.2. Вимикач типу “С-35М-630-10У1”.

Структура умовного позначення вимикача С-35

приклад: вимикач С-35М-630-10.

С – серія;

35 - номінальна напруга, кВ;

М – модернізований;

630 - номінальний струм А;

10 - номінальний струм відключення, кА.

Облаштування вимикача С- 35

Вимикач виконаний у вигляді трьох окремих полюсів, механічно пов'язаних між собою. У кожному полюсі вимикача кришка є частиною, що несе, до якої кріпляться усі інші вузли. Кришки полюсів встановлюються на зварний каркас і з'єднуються між собою: один комплект за допомогою

между полюсных муфт. Провідний вал середнього полюса виведений назовні. Управління вимикачем здійснюється електромагнітним або пружинним приводами.

Баки вимикача - овальної форми, забезпечені масловказівниками і маслоспускними кранами. У нижній частині кожного бака, під дном, встановлений пристрій, що підігріває.

Баки вимикача забезпечені ізоляцією, що складається з двох листів електрокартону. Ізоляція запобігає перекриттю і перекиданню дуги на стінки бака при відключенні коротких замикань.

Полюс вимикача, містить: дугогасильну камеру, розміщену у баку з трансформаторним маслом і закріплену на штанзі механізму, два введення зі вбудованими трансформаторами струму.

3. Два трансформатора струму типу "ТВ-35-10У1".

Трансформатори ТВ- 35 призначені для передачі сигналу вимірювальної інформації вимірювальним приладам і облаштуванням захисту і управління в установках змінного струму частоти 50 або 60 Гц. Трансформатори вбудовуються в масляні вимикачі (С- 35, МКП- 35, ВТ- 35) або силові трансформатори.

Трансформатори для диференціального захисту поставляються по спеціальному замовленню.

Трансформатори можуть працювати в середовищі масла або суміші повітря з маслом за кліматичних умов:

- температура навколишнього повітря - від мінус 45 С до плюс 40 С для виконання "У", від мінус 10 С до плюс 45 С для виконання "Т", від мінус 60 С до плюс 40 С для виконання "ХЛ", "УХЛ" і від мінус 60 С до плюс 45 С для виконання "О";

- висота над рівнем моря не більше 1000 м ;

Для трансформаторів, що вбудовуються в масляні вимикачі (С- 35, ВТ- 35, МКП- 35, температура трансформаторної олії, що оточує трансформатор, не вище 90 С, для трансформаторів, що вбудовуються в силові масляні

трансформатори не вище 95 С.



Рис 2.3. Трансформатор струму типу “ТВ-35-10У1”.

4. Два силових трансформатора типу “ТМН-10000/35”.



Рис 2.4. Силовий трансформатор типу “ТМН-10000/35”.

Трансформатори серії ТМН призначені для забезпечення постійного рівня напруги в мережах. Використовуються в розподільних підстанціях мережевих

компаній, великих промислових підприємств, енергоємних об'єктах інфраструктури. Трансформатори ТМС, ТМНС застосовуються для живлення устаткування власних потреб на електростанціях.

Розшифровка ТМН

ТМН-10000/35:

Т - трансформатор;

М - охолодження з природною циркуляцією повітря та олії;

Н – регулювання напруги під навантаженням (РПН) діапазон $\pm 4 \times 2,5\%$;

10000 - номінальна потужність, кВ * А;

35 – клас напруги за ВН, кВ.

5. Два трансформатора напруги типу “НКФ 150-73”.

Трансформатори є масштабними перетворювачами параметрів змінного струму та призначені для живлення електричних вимірювальних приладів, захисних пристроїв в електричних системах змінного струму частотою 50 Гц з номінальною напругою від 110 до 330 кВ включно.

Структура умовного позначення:

НКФ-150-73:

Н – трансформатор напруги;

К – каскадний;

Ф - порцелянова покришка;

150 – клас напруги первинної обмотки, кВ;



Рис 2.5. Трансформатор напруги типу “НКФ 150-73”

6. Два розрядника типу “РВС-35У1”.

Розрядники вентиляні серії РВС- 35 призначені для захисту від атмосферних перенапружень ізоляції електроустаткування змінного струму частоти 50 і 60 Гц на клас напруги 35 кВ.

Розрядники РВС- 35 виготовляються для роботи в мережах з будь-якою системою заземлення нейтралі. Розрядники розраховані на тривалу роботу в умовах закритих і відкритих електричних установок при температурі довкілля від мінус 40° до плюс 40° С і призначені для застосування на висоті до 1000 м над рівнем моря.

У умовному позначенні типу прийнято:

Р - розрядник;

В - вентиляний;

С - станційний;

35 - клас напруги в кВ;

У, - кліматичне виконання по ГОСТ15150-69;

1 - категорія розміщення по ГОСТ15150-69.

Навантаження на низькій стороні РП-6 кВ виконано за двома секціями, які живляться від трансформаторів (незалежно одна від одної), але з'єднані між собою секційним вимикачем задля перерозподілу навантаження з однієї секції на іншу, у разі аварійного відключення однієї з них.

Обладнання яке викиростується на низькій стороні схеми - це вакуумні вимикачі 10-2/630УЗ, силові трансформатори та трансформатори струму типу ТЛК-10-5-300.

Навантаження цієї підстанції: екскаватор ЭР-5250, відвалотувач ОШР-7000/190, екскаватор ЭШ-11/70, конвеєр вибійний, конвеєр передавальний, центральний кар'єрний водовідлив, перекачувальна насосна установка, поверхневе осушення, водовідлив перекачування кар'єрних вод та освітлення кар'єру[10].

2.2 Опис об'єкта

"Вільногірський гірничо-металургійний комбінат" – один з найбільших у світі комплексів з видобутку та переробки руд, що містять мінерали рідкісних металів. Комбінат розташований в Україні на Дніпропетровщині, заснований у 1956 році. У 1961 році введено в експлуатацію першу чергу для виробництва цирконієвого, рутилового та ільменітового концентратів.

Металургійне виробництво почало розвиватися з 1962 року.

Комбінат включає два основних підрозділи: гірничо-збагачувальний і металургійний.

На сьогоднішній день комбінат випускає понад 40 видів продукції, постійно ведеться робота над удосконаленням технології виробничих процесів та покращення якості продукції. Якість продукції підтверджується впровадженими автоматизованими системами аналітичного контролю з урахуванням рентгеноспектральних аналізаторів.

Основною метою є розробка конкретних заходів у схемах зовнішнього електропостачання кар'єру 7 "Північ" ВАТ "Вільногірський ГМК", який отримує живлення від підстанції "Східна" 35/6 кВ.

Зовнішнє електропостачання кар'єру №7 "Північ" здійснюється в такий спосіб. На північному борту кар'єру розташовані підстанція 150/35/6 кВ "ВД-3", спроектована ОКП "Енергомережа" та підстанція "Східна" 35/6 кВ, що отримує живлення від ЛЕП 35 кВ.

На південному борту кар'єра розташована підстанція "Тимчасова" 35/6 кВ, яка також живиться від ЛЕП 35 кВ. Будівництво підстанції "Роторна" не передбачається, оскільки роторно-розкрішне обладнання, роторний екскаватор та відваловщик ОШР–7000/190, переводиться з напруги 10 кВ на напругу 6 кВ, у зв'язку з переведенням підстанції "Тимчасова" на постійну схему електропостачання навантажень між підстанціями.

Внутрішнє електропостачання виконано за поздовжньою одноступінчастою радіальною схемою повітряними лініями електропередач,

прокладеними вздовж борту кар'єру та вздовж уступів, з переходом у кабельні лінії, які живлять споживачі через придатні пункти типу КРУПЕ-6.

Сумарна встановлена потужність по кар'єру 7 "Північ" при видобутку 2,1 млн. тонн руди становить 35 594 кВт.

Електропостачання гірничо-розкривного обладнання та конвеєрного транспорту здійснюється від підстанцій "ВД-3", "Східна" та "Тимчасова". На кар'єрі застосовано поздовжню радіальну одноступінчасту схему електропостачання споживачів кар'єру.

Живлення роторного екскаватора ЕР-5250 та відвалоутворювача ЗШР 7000/190 передбачається від РУ-6 кВ ПС "ВД-3" або ПС "Східна".

На кар'єрі застосовуються пересувні повітряні лінії ПВЛ-6 кВ на одностійкових дерев'яних опорах із залізобетонною основою ТП 3.407.9-147.1 з проводом марки АС перетином від 35 до 120 мм². Низьковольтні споживачі у кар'єрі підключаються через пересувні трансформаторні підстанції типу ПСКТПА різної потужності.

Роторні екскаватори та відвалоутворювачі, що отримують живлення від ПЛ, з переходом у кабельні лінії, підключаються за допомогою комплектних розподільчих пристроїв КРУПЕ-6, що мають вбудований комплект розрядників. Напругу в розподільчих мережах прийнято відповідно до вимог технологічного обладнання. У розрізі застосовується обладнання напруга 6 і 0,4 кВ із ізольованою нейтраллю[1].

2.3 Методи зниження втрат електроенергії в елементах систем електропостачання

Задача зниження рівня втрат електроенергії є важливою складовою частиною більш загальної задачі зменшення енергоспоживання і ефективного використання енергетичних ресурсів на основі оптимізації балансів споживання і вироблення електричної енергії.

Існуючі на сьогоднішній день методи аналізу балансів в основному

базуються на методі експертних оцінок, так як для цього використовується тільки невелика частина достовірної інформації – споживання енергосистеми в цілому, вироблення енергії електростанціями і потоки енергії по «зовнішнім» перетокам.

З початком реформування енергетики України (з середини 90-х років) створилися самостійні суб'єкти хазяйнування. Вони в теперішній час експлуатують об'єкти енергетики, які були спроектовані і побудовані без урахування технічних вимог стосовно роботи систем обліку електроенергії в умовах функціонування енергоринку. В теперішній час майже повсюди спостерігається зріст абсолютних і відносних втрат електроенергії. За даними Мінпаливенерго технологічні витрати на транспортування електроенергії (технічні і комерційні складові втрат) в електричних мережах України складають 19,11 % загального товарного відпуску. В окремих областях України втрати електроенергії досягають 30 %.

Комплекс заходів щодо зниження втрат може бути розділений на три групи :

режимні – забезпечення оптимального режиму компенсаторів реактивної потужності, своєчасне переключення відгалужень обмоток трансформаторів РПН, відключення трансформаторів у мережах низької напруги на період малих навантажень;

організаційні – скорочення витрати електроенергії на власні потреби підстанцій, удосконалювання обліку електроенергії, контроль за використанням джерел реактивної потужності, впровадження нових програм для аналізу режимів мереж і їх оптимізації з використанням ЕОМ;

технічні – введення нових компенсуючи пристроїв, заміна проводів на лініях електропередачі, заміна трансформаторів і автотрансформаторів, автоматизація регулювання напруги.

У структурі втрат по елементах систем електропостачання основна частина втрат приходить на лінії електропередач (в окремих випадках до 65%). Втрати в трансформаторах складають близько 30 % сумарних втрат у

мережі даної ступені напруги, причому біля половини з них – втрати в сталі. Втрати в інших елементах мережі (у реакторах, компенсуючих пристроях, вимірювальних приладах, трансформаторів струму і напруги) незначні і можуть бути оцінені в межах 3–5 % сумарних втрат.

Втрати включають також електроенергію, що витрачається на власні потреби підстанцій. Приблизно 1/4 загальних втрат складають втрати, що практично не залежать від навантаження, так звані умовно-постійні, і 3/4 – умовно-змінні.

Технічному аналізу піддається тільки частина загальних втрат, що називається технічними втратами; інша – приблизно 10 %, так звані комерційні втрати, – зв'язана з недосконалістю системи обліку електроенергії. В умовах паралельної роботи енергосистем виникає необхідність передачі визначеної кількості електроенергії транзитом через мережі енергосистеми. При цьому мають місце додаткові втрати електроенергії, зв'язані з транзитними перетоками. Також на величину втрат електричної енергії в елементах системи електропостачання впливає ряд технічних і експлуатаційних факторів, у томучислі характеристики навантаження, стан і рівень зносу електротехнічного устаткування, термін і інтенсивність його експлуатації.

Згідно даних енергослужб спостерігається значне перевищення реальних значень втрат електроенергії при передачі її по електричним мережам порівняно з нормативним. Це обумовлено тим, що при експлуатації систем електропостачання технічний стан елементів електрообладнання погіршується через їх знос та старіння внаслідок впливу факторів середовища в умовах яких вони працюють (кліматичних, механічних, режимних, електромагнітних та ін.). Старіння та інтенсивний знос елементів СЕП у багатьох випадках не тільки знижують їхню надійність, але викликають додаткові втрати електричної енергії. Це особливо характерно для електроустаткування, що знаходиться в експлуатації тривалий період і у випадках несвоєчасного чи неякісного проведення планового технічного обслуговування.

Усе це обумовлює динаміку складових технічних втрат електроенергії в

елементах систем електропостачання при її транспортуванні та розподілі. Тому метою дослідження є проведення аналізу методів та засобів зниження технічних втрат електроенергії в елементах систем електропостачання для підвищення ефективності електропостачання.

Класифікація і структура втрат електроенергії. Однією з характерних особливостей функціонування електричних систем є те, що в кожний момент часу існує точний баланс для активної та реактивної енергії і потужності. Транспортування і перетворення електричної енергії завжди відбувається з витратами самої енергії. Внаслідок цього деяка її частина витрачається на транспортування по лініях електропередач і перетворення в трансформаторах. Для більш чіткого розуміння фізичних явищ, що відбуваються в електричних мережах, поряд з виразом «втрати електроенергії», широко вживається термін «витрати електричної енергії в електричних мережах на її транспортування», «транспортні витрати електроенергії» або «технологічні витрати електроенергії». Рівень цих втрат визначається кількістю переданої енергії, параметрами проводів і трансформаторів, рівнями напруг у центрах живлення, наявністю пристроїв компенсації реактивної потужності – тобто технічним станом мереж і рівнем їх експлуатації. Для скорочення цей вид втрат в подальшому буде називатися технічними втратами і означати витрати електроенергії в елементах мереж при її передачі, розподіленні і перетворенні.

Існують різні класифікації заходів по зниженню втрат електроенергії, але усі вони базуються на економічних критеріях, які можуть визначати розподіл заходів на групи і не відображають співвідношенням між витратами а заходи і ефектом їх реалізації. Безвитратні заходи часто потребують для свого виконання значних експлуатаційних витрат. Співвідношення між сумою витрат на розрахунки і експлуатаційні витрати на безвитратні заходи з одного боку і вартість зекономленої за їх рахунок електроенергії часто дорівнюють одне одному. Крім того, ці класифікації не враховують ще двох важливих обставин: перша – вплив споживачів (особливо режимів їх роботи) на втрати електроенергії у мережі, друга – роль проектних, науково-дослідних,

будівельних і експлуатаційних організацій у розробці і реалізації заходів по зниженню втрат електроенергії.

Значно впливають на режим роботи мереж параметри електрообладнання. Наприклад, істотного зниження умовно постійних втрат електроенергії можна досягти, застосовуючи трансформатори зі зниженими втратами холостого ходу (магнітними втратами) і схемою з'єднання обмоток “зірка-зірка з нулем”.

Додатковим резервом зниження втрат електроенергії є керування розвитком і режимами роботи споживачів. Заходи по керуванню режимами роботи споживачів виконуються персоналом підприємства, де знаходяться електроустановки, разом з персоналом енергооб'єднання.

Технічні заходи по зниженню втрат електроенергії потребують реконструкції мереж, заміни або встановлення додаткових апаратів, машин та обладнання. Реконструкція мережі передбачає заміну перерізів проводів лінії, переведення ліній на більш високу напругу, скорочення радіуса мережі за рахунок будівництва нових підстанцій. Всі ці заходи потребують капітальних вкладень, що збільшує щорічні витрати на амортизацію і поточний ремонт.

Норма амортизаційних відрахувань та норми сумарних щорічних відрахувань від капітальних вкладень приймають згідно з нормативними документами; питомі витрати коштів на втрати електроенергії визначають залежно від економіко-географічної зони розміщення мережі, елемента мережі, режиму роботи споживачів за відповідними інструктивними документами.

На практиці розглядають декілька варіантів заходів зменшення втрат електричної енергії. Після цього вибирають найбільш ефективний варіант, що має найменшу величину приведених витрат. Він повинен мати строк окупності менше нормативного строку окупності капітальних вкладень. Цей варіант є оптимальним.

Оптимальний варіант має найменші зведені втрати електричної енергії. Економічно обґрунтовані втрати – це частина приведених втрат електричної енергії, яка відповідає дійсним.

Найбільш поширеним напрямом економії електроенергії є зниження втрат

електроенергії в елементах системи електропостачання: у силових трансформаторах усіх ступеней напруги, у лініях електричної мережі, у реакторах, в установках реактивної потужності, що компенсують. Великі різнобічні можливості економії електроенергії реалізуються заходами, які можна розділити на конструктивні й експлуатаційні.

До конструктивних заходів відносяться посилення мережі шляхом введення нових кіл електроживлення, заміна декількох трансформаторів більш потужним, замі- на раніше обраних проводів ліній проводами більшого перетину, установка компенсуючих пристроїв біля електроприймачів для розвантаження мережі від реактивної потужності і для підвищення рівнів напруги мереж наступних ступенів номінальної напруги: 380 на 660В, 6 на 10 кВ, 10 на 20 кВ.

Експлуатаційні заходи щодо зниження втрат, як заходи, що не вимагають додаткових капіталовкладень, повинні здійснюватися в першу чергу. У розподільних мережах промислових підприємств застосовується глибоке секціонування при роздільній роботі секцій шин розподільних пунктів на всіх рівнях напруги розподільної мережі. При такій схемі виникає нерівномірність навантаження в лініях і трансформаторах, різниця напруг на секціях і в результаті – додаткові втрати потужності. Для зменшення цих втрат необхідно перевіряти і забезпечувати рівномірність навантаження секцій. Для перевірки рівномірності на практиці застосовують короткочасне включення секцій на паралельну роботу включенням секційних вимикачів. Переключаючи в мережах навантаження з більш завантаженої секції на менш завантаженої, домагаються зниження струму який протікає через секційний апарат до мінімуму.

Втрати електроенергії в лініях електричної мережі складають значну частину сумарних утрат у всій системі електропостачання. Одним із заходів щодо зменшення втрат у лініях є включення в роботу всіх ліній: у схемі не повинно бути ліній тільки резервних.

Рекомендується включення трансформаторів на постійну паралельну роботу при наявності технічної можливості такої роботи зі струму КЗ і за

умовами роботи захисту, це розглядається як дієвий метод щодо зниження втрат електроенергії і поліпшення якості електроенергії.

Важливим заходом щодо економії втрат в електромережах є своєчасне відключення в резерв трансформаторів підстанцій при зниженні їхнього навантаження і включення при зростанні навантаження.

Трансформатори трансформаторних підстанцій зазвичай зв'язані попарно через перемички і секційні автоматичні вимикачі, що вимагає їх експлуатацію в економічному режимі. Цей режим визначає кількість одночасно ввімкнених трансформаторів при умові мінімальних втрат електроенергії, що можливо у тому випадку, коли навантаження в підстанції може бути забезпечене роботою не всіх, а тільки частини трансформаторів.

При цьому зменшуються умовно-постійні втрати у трансформаторах (втрати в сталі) але зростають втрати від навантаження (втрати в міді).

Для зниження втрат електричної енергії в лініях електропередач проводи замінюють тоді, коли витрати коштів окуповуються за рахунок зменшення втрат електричної енергії. При заміні площі поперечного перерізу проводу на більший існує економічний інтервал потужності, в межах якого це виконувати економічно доцільно. Економічний інтервал визначають тільки величиною капітальних вкладень на заміну проводу та опорів існуючого і проводу, на який роблять заміну. Довжина інтервалу та його положення серед інтервалів потужності для інших площ поперечних перерізів залежить від вартості заміни проводів та втрат електричної енергії, напруги лінії, коефіцієнта зростання навантаження, опору проводу, часу втрат. На наявність економічних інтервалів не впливає вартість існуючих ліній до заміни проводу.

Замінювати площі поперечних перерізів проводів на лініях електропередачі більшими можна при додержанні таких умов:

- механічна напруга на нових проводах та стріла провисання не повинні перевищувати допустимі;
- навантаження на опорі після заміни проводів не повинно перевищувати розрахункові.

При заміні проводами з такого ж матеріалу перша умова виконується сама собою, тому що із збільшенням площі поперечного перерізу, як правило, розрахункові прольоти, що відповідають максимальним допустимим напругам, збільшуються.

Проміжні та спеціальні опори розраховані на підвішування кількох марок проводів і, якщо існуючі проводи мають меншу площу поперечного перерізу, ніж граничний провід для цього типу опор, то друга умова виконується.

Якщо конструкція проміжної опори не витримує навантаження намічених проводів, то заміна їх неможлива. У випадку, коли проміжні опори без посередньо або після їх деякої реконструкції можуть витримати навантаження підвішуваних проводів, заміна дозволяється.

При розробці проекту заміни проводів треба враховувати реальний стан лінії та строк служби.

В результаті проведеного аналізу встановлено, що зміна технічних втрат визначається:

- постійною зміною конфігурації мереж, внаслідок їхньої реконструкції;
- змінами умов і інтенсивності експлуатації, а також технічного стану елементів систем електропостачання за час експлуатації. Останнє обумовлено тим, що при експлуатації систем електропостачання технічний стан елементів електрообладнання погіршується через їх знос та старіння внаслідок впливу факторів середовища в умовах яких вони працюють (кліматичних, механічних, режимних, електромагнітних та ін.). Старіння та інтенсивний знос елементів СЕП у багатьох випадках не тільки знижують їхню надійність, але й викликають додаткові втрати електричної енергії. Це особливо характерно для електроустаткування, що знаходиться в експлуатації тривалий період і у випадках несвоєчасного чи неякісного проведення планового технічного обслуговування [9].

3 СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ

3.1 Розрахунок електричних навантажень підстанції

Повне розрахункове навантаження трансформаторів ПС "Східне" з урахуванням коефіцієнта участі в максимумі:

$$S_p = K_{ум} \sqrt{(\sum P_p)^2 + (\sum Q_p)^2},$$

де $K_{ум}=0,9$ - коефіцієнт участі у максимальному навантаженні;

$\sum P_p = 10012$ кВт – сумарна розрахункова активна потужність споживачів згідно табл. 3.2;

$\sum Q_p = 5651,4$ квар - сумарна розрахункова реактивна потужність споживачів згідно з табл. 3.2.

Повне розрахункове навантаження:

$$S_p = 0,9 \sqrt{10012^2 + 5651,4^2} = 10347,2 \text{ кВА}$$

Коефіцієнт завантаження трансформаторів визначається:

$$\beta = \frac{S_p}{\sum S_{т.ном}},$$

де S_p - розрахункова потужність, що визначається навантаженням кожного трансформатора ;

$\sum S_{т.ном}$ - номінальна потужність трансформатора:

$$\beta = \frac{10347,2}{20000} = 0,51.$$

З метою підвищення ефективності електропостачання, а також і якості

електричної енергії, можливо перевести живлення всіх споживачів підстанції "Східна" на один трансформатор. Це дозволить знизити втрати потужності в елементах підстанції за рахунок підвищення коефіцієнту завантаження робочого трансформатора. Досягнути цього можна шляхом компенсації реактивної потужності на шинах 6 кВ, оскільки її значення досить суттєво і становить більше 50% від активної [7].

3.2 Визначення оптимальної кількості трансформаторів підстанції

Для визначення оптимальної кількості працюючих трансформаторів підстанції необхідно визначити граничні коефіцієнти завантаження трансформаторів:

$$\beta_1 \geq \sqrt{\frac{n+1}{n}} \cdot \sqrt{\frac{\Delta P_{xx} + K_3 \cdot \Delta Q_{xx}}{\Delta P_{кз} + K_3 \cdot \Delta Q_{к}}}, \text{ при } n = 1;$$

$$\beta_2 \geq \sqrt{\frac{n-1}{n}} \cdot \sqrt{\frac{\Delta P_{xx} + K_3 \cdot \Delta Q_{xx}}{\Delta P_{кз} + K_3 \cdot \Delta Q_{к}}}, \text{ при } n = 2;$$

де β - коефіцієнт завантаження трансформатора;

n - кількість трансформаторів;

ΔP_{xx} , ΔQ_{xx} - відповідно активні та реактивні втрати холостого ходу трансформатора, кВт, кВАр;

$\Delta P_{кз}$, $\Delta Q_{кз}$ - відповідно активні та реактивні втрати короткого замикання трансформатора, кВт, кВАр;

K_e - коефіцієнт втрат при максимальному та мінімальному завантаженні, кВт/кВАр.

$$K_3 = \frac{0,1 + 0,06}{2} = 0,08 \text{ кВт/кВАр}$$

Параметри встановлених на підстанції трансформаторів типу ТМН-

10000/35: $\Delta P_{xx} = 14,5$ кВт; $\Delta Q_{xx} = 80$ кВАр; $\Delta P_{кз} = 60$ кВт; $U_{кз} = 8$ %; $S_{HT} = 10000$ кВт;

$$\Delta Q_k = S_{HT} \frac{U_{кз}}{100} = 10000 \cdot \frac{8}{100} = 800 \text{ кВАр}$$

де S_{HT} - номінальна потужність трансформатора, кВА;

$U_{кз}$ - напруга короткого замикання, %.

Визначимо коефіцієнт завантаження трансформатора β_1 :

$$\beta_1 \geq \sqrt{\frac{1+1}{1}} \cdot \sqrt{\frac{14,5 + 0,08 \cdot 80}{60 + 0,08 \cdot 800}} = 0,58.$$

Отже, можна дійти невтішного висновку, що з завантаженні одного трансформатора $\beta_1 \geq 0,58$, необхідна робота двох трансформаторів на підстанції.

Визначимо коефіцієнт завантаження трансформатора β_2 за умовою:

$$\beta_2 \geq \sqrt{\frac{2-1}{2}} \cdot \sqrt{\frac{14,5 + 0,08 \cdot 80}{60 + 0,08 \cdot 800}} = 0,29.$$

Можна зробити висновок, що при зниженні завантаження кожного з двох працюючих трансформаторів до значення 0,29 необхідно один із трансформаторів на підстанції відключити.

Визначимо існуючий коефіцієнт завантаження трансформаторів (ПС «Східна»):

$$\beta = \frac{S_M}{n \cdot S_{HT}} = \frac{10347,2}{20000} = 0,51$$

Аналізуючи умови розрахунки, можна дійти висновку про нерациональності використання у роботі двох трансформаторів на підстанції і

прийняти рішення необхідність відключення однієї з трансформаторів, тобто виведення його в "гарячий" резерв.

Тоді коефіцієнт завантаження одного трансформатора буде наступним:

$$\beta = \frac{S_M}{n \cdot S_{HT}} = \frac{10347,2}{10000} = 1,03$$

Зіставивши отриманий коефіцієнт завантаження, та враховуючи недоцільність паралельної роботи двох трансформаторів, остаточно приймаємо варіант роботи одного трансформатора на підстанції.

У табл. 3.1 наведено основні електротехнічні показники роботи кар'єру "Північ" за 2009 р., а у табл.3.2 – електричні навантаження підстанції "Східна" 35/6 кВ (за даними підприємства).

Таблиця 3.1 - Основні електротехнічні показники

Встановлена потужність електроприймачів, кВт	Тривалий максимум навантаження, кВт	cosφ	Споживання електроенергії, млн кВт·год на рік	Питоме споживання електроенергії, кВт·ч/т
35594	20595	0,88	56,29	26,8

Таблиця 3.2 – Дані щодо навантажень трансформаторів підстанції "Східна" 35/6 кВ

№п/п	Найменування	Встановлена потужність робочих електроприймачів, кВт	Тривалий максимум		cosφ
			Активний, кВт	Реактивний, квар	
I	Розкривні роботи				

1	Основний уступ				
	Екскаватор ЕР-5250	4600	3000	1453	0,9
	ВідвалоутворювачЗШР-7000/190	4000	2800	2100	0,8
	Екскаватор ЕШ-11/70	1500	900	-432	0,9
2	Передовий уступ				
	Конвеєр вибійний 600 м	2520	1320	990	0,8
	Конвеєр передавальний 850 м	2000	1170	877	0,8
II	Центральний кар'єрний водовідлив	265	159	119	0,8
	Перекачувальна насосна установка	30	18	18,4	0,7
	Поверхнєве осушення	384	269	274	0,7
	Водовідлив перекачування кар'єрних вод	1120	336	252	0,8
III	Висвітлення кар'єру	40	40	-	1
Усього		16459	10012	5647	0,837

3.3 Компенсація реактивної потужності

Розрахункова величина реактивної потужності, що споживається з енергосистеми, за умови роботи двигуна екскаватора ЕШ-11/70 в нейтральному режимі, згідно з даними табл.3.2, дорівнює сумі потужностей і-тих споживачів:

$$Q_{\text{пот}} = \sum_{i=1}^n Q_i = 1453 + 2100 - 432 + 990 + 877 + 119 + 18,4 + 274 + 252 = 5651,4 \text{ квар}$$

Величина значна, що призводить до не виправданих втрат енергії та є економічно недоцільним, тому необхідно компенсувати реактивну потужність. Реактивна потужність, яка споживається споживачами, підключеними до першої секції шин 6 кВ складе:

$$Q_{1сш} = Q_{ошр} + Q_{клз} - Q_{эш} = 2100 + 990 - 432 = 2658 \text{ квар}$$

Реактивна потужність, яка споживається споживачами підключеними до другої секції шин 6 кВ складе:

$$\begin{aligned} Q_{2сш} &= Q_{эр} + Q_{клт} + Q_{цкв} + Q_{пну} + Q_{по} + Q_{вп} = 1453 + 877 + 119 + 18,4 + 274 + 252 \\ &= 2993,4 \text{ квар} \end{aligned}$$

Для компенсації реактивної потужності застосуємо модернізовані керовані високовольтні конденсаторні установки типу УКЛ із наступними номінальними даними :

Генерована реактивна потужність 400; 450; 900; 1125 квар,

Номінальна напруга 6 кВ,

Номінальна частота 50 Гц.

При виборі потужності БК необхідно максимально компенсувати реактивну потужність, не генеруючи її в енергосистему, та мінімізувати перегікання потужності по шинах 6 кВ. Для цього використовуватимемо також автоматичне регулювання збудження на екскаваторі ЕШ-11/70.

Приблизно визначимо необхідну кількість конденсаторних установок виходячи з того, що найбільш економічно доцільне застосування БК середньої та великої потужності. Розрахунковий вираз матиме вигляд:

$$N = \frac{Q_{пот}}{Q_{БК}}$$

Де $Q_{пот}$ - розрахункова споживана реактивна потужність, квар;

$Q_{БК}$ - номінальна потужність однієї секції конденсаторної установки, квар.

$$N = \frac{5651,4}{900} = 6,3 \text{ шт.}$$

Так як реактивне навантаження розподілене практично рівномірно, тому для мінімізації перетікань реактивної потужності встановимо на кожну секцію шин по три батареї 900 квар. Для компенсації реактивної потужності будемо використовувати синхронний двигун екскаватора ЕШ-11/70, який переводимо в режим перезбудження для генерації реактивної потужності. Баланс потужностей на першій та другій секціях шин 6 кВ з урахуванням генерації реактивної потужності приводним двигуном екскаватора ЕШ-11/70 складе:

На I с.ш. 6 кВ:

$$Q_1 = Q_{1сш} - Q_{бк1} - Q_{эш},$$

де $Q_{1сш}$ - реактивна потужність, споживана споживачами, підключеними до першої секції шин 6 кВ, квар;

$Q_{бк1}$ - реактивна потужність, що генерується БК I с.ш. 6кВ;

$Q_{эш}$ - реактивна потужність, що генерується двигуном ЕШ-11/70, квар:

$$Q_1 = 2658 - (3 \cdot 900) = -42 \text{ квар}$$

При необхідності перекомпенсація може бути усунена за допомогою двигуна АРВ ЕШ-11/70.

Аналогічно баланс для II с.ш.:

$$Q_2 = Q_{2сш} - Q_{бк2},$$

де $Q_{2сш}$ - реактивна потужність, споживана споживачами, підключеними до другої секції шин 6 кВ, квар;

$Q_{бк2}$ - реактивна потужність, що генерується БК II с.ш. 6 кВ:

$$Q_2 = 2993,4 - (3 \cdot 900) = 293,4 \text{ квар}$$

Так як після реконструкції живлення обох секцій шин 6 кВ передбачається від одного з трансформаторів, то більш доцільним є варіант із встановленням трьох конденсаторних батарей потужністю 900 квар, що, однак, призведе до незначного споживання реактивної потужності від енергосистеми. Потрібна реактивна потужність, що споживається від енергосистеми, становитиме:

$$Q_{p1} = \sum_{i=1}^2 Q_i = -42 + 293,4 = 251,4 \text{ квар.}$$

Знаючи величину споживаної від енергосистеми реактивної потужності, визначимо повну потужність та коефіцієнт завантаження трансформатора (при роботі з одним трансформатором, після компенсації реактивної потужності):

$$S_p = 0,9\sqrt{(10012)^2 + (251,4)^2} = 9013,5 \text{ кВА};$$

$$\beta = \frac{9013,5}{10000} = 0,9$$

Завантаження трансформатора знаходиться в доцільних межах, отже, остаточно приймаємо до встановлення на кожній секції шин три БК по 900 квар. Така схема живлення споживачів дозволить знизити втрати потужності у трансформаторі за рахунок зниження споживаної від енергосистеми реактивної потужності та підвищення коефіцієнта його завантаження.

На перший та другий трансформатор вибираю по 3 автоматичні високовольтні конденсаторні установки УКРМ-6,3(10,5)-900 з реактивною потужністю 900 кВар [3].

Високовольтні конденсаторні установки призначені для підвищення коефіцієнта потужності електроустановок підприємств промисловості та розподільчих мереж напругою 6 або 10 кВ змінного струму, частотою 50 Гц

систем із ізольованою нейтраллю, що встановлюються в регіонах з помірним кліматом усередині приміщень (від -30°C до $+4$).

Високовольтні конденсаторні установки УКРМ (6) 10 кВ застосовуються для компенсації реактивної потужності високовольтних мережах і відповідно підвищення значення коефіцієнта потужності $\cos(\varphi)$.



Рис. 3.1. Високовольтні конденсаторні установки на 6 кВ або 10 кВ

Автоматичні конденсаторні установки (6) 10 кВ призначені для роботи в мережах із змінним навантаженням. У цих пристроях встановлений мікропроцесорний контролер, який автоматично вибирає необхідний рівень компенсації при даному навантаженні. Це забезпечує нормальну роботу в години мінімального та максимального навантаження, а також унеможливорює перекомпенсацію мережі.

Застосування високовольтних конденсаторних установок, що регулюються, забезпечує роботу без участі обслуговуючого персоналу в автоматичному режимі. Застосування УКРМ (6) 10 кВ забезпечує зниження струмового навантаження на лініях електропередач, трансформаторних підстанціях, а також стабілізувати роботу енергосистеми.

Автоматичні конденсаторні установки складаються з високовольтних осередків у металевому зварному корпусі з'єднаними між собою. Складається з

вступної комірки та комірки з високовольтними конденсаторами. Вступний осередок складається з вступного роз'єднувача з приводом. У ній встановлюються блоки релейного захисту та регулятор реактивної потужності. На двері встановлені амперметри, вольтметри та лампи індикації. У осередках, де встановлені щаблі розташовуються конденсатори і високовольтні контактори, і навіть запобіжники відповідного номіналу [8].

3.4 Вибір схеми підключення конденсаторних установок комутаційних апаратів

Конденсаторна установка на напругу 3-10 кВ являє собою пристрій, що складається з комірки введення, однієї або кількох конденсаторних осередків та комутаційної апаратури управління, автоматики, релейного захисту, блокування та сигналізації. Також наголошується, що економічно доцільніше застосування БК великої потужності. Мінімальна економічно доцільна потужність складає 300 квар.

Існує кілька схем приєднання БК до шин РУ. При виборі схеми підключення будемо виходити з найбільш компактного розміщення БК та використання мінімальної кількості комутаційних апаратів, що дорожчають установку [1].

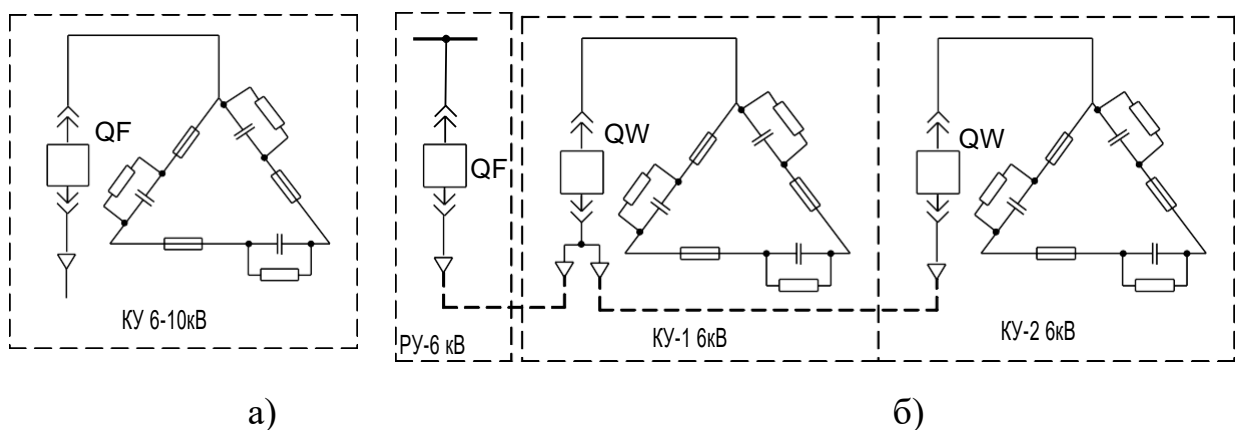


Рис.3.2. Варіанти схем підключення конденсаторних установок до шин РУ:

а– з використанням індивідуальних вимикачів для кожної батареї

б– з використанням вступного осередку та вимикачів навантаження

З наведених на рис. 3.2 схем очевидно, що з обмеженої кількості осередків, як і умовах ПС "Східна", більш прийнятним буде варіант підключення конденсаторних установок, показаний на рис. 3.2, б. Щоб прийняти цей варіант підключення, розрахуємо робочий струм вимикача QF.

Розрахунковий струм вимикача при підключенні до нього трьох БК загальною потужністю 2700 становитиме:

$$I_p = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}},$$

де $S_{\text{НОМ}}$ - повна потужність БК, кВА;

$U_{\text{НОМ}}$ - номінальна напруга, В.

У разі, оскільки навантаження чисто ємнісна, приймаємо $S_{\text{НОМ}} = Q_{\text{БК}}$.

Розрахунковий струм згідно (2.7) складе:

$$I_p = \frac{2700}{\sqrt{3} \cdot 6} = 259,8 \text{ А}$$

Номінальний струм вимикача ВВ-10-20/630У3 осередку КРУН-6, встановлених на ПС "Східна" складає 630 А. Умова $I_{\text{НОМ.ВИК}} > I_p$ виконується, отже даний вимикач може бути використаний для комутації батарей конденсаторів.

Розрахунковий струм вимикача навантаження для БК потужністю 900 квар, як найбільш потужної з встановлюваних БК, складе:

$$I_p = \frac{900}{\sqrt{3} \cdot 6} = 86,6 \text{ А}$$

Приймаємо до встановлення вимикач навантаження типу ВН-11У3 із номінальним струмом 200 А.

Розрахунковий струм вимикача навантаження для БК потужністю 450 квар, згідно, складе:

$$I_{p450} = \frac{450}{\sqrt{3} \cdot 6} = 43,3 \text{ А}$$

Приймаємо до встановлення вимикач навантаження типу ВН-11У3 із номінальним струмом 200 А .

Таким чином остаточно приймаємо для підключення конденсаторних установок схему підключення, показану на рис. 3.2, б, як найбільш відповідну вимогам до схеми підключений БК до шин розподільного пристрою на 6 кВ.

3.5 Розрахунок втрат енергії в діючих ЛЕП 35 кВ та силових трансформаторах для базового та проектного варіантів

Для базового варіанту визначимо втрати електроенергії при двох лініях та двох працюючих трансформаторах.

Розрахунок втрат активної енергії у ЛЕП 35 кВ виробляємо за формулою:

$$\Delta W_a = \Delta P \tau_{нб},$$

де W_a - річні втрати енергії в ЛЕП, кВт·год,

де $\tau_{нб}$ - час найбільших втрат, год.;

$$\tau_{нб} = \left(0,124 + \frac{T_{нб}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760,$$

де $T_{нб} = 6000$ - тривалість використання найбільшої активної потужності при роботі в три зміни ;

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R_{\text{л}} \cdot 10^{-3},$$

де P і Q – відповідно активна та реактивна потужності, що передаються по ЛЕП (кВт, квар).

$R_{\text{л}}$ і $x_{\text{л}}$ – активний опір проводу, що визначаються:

$$R_{\text{л}} = R_0 \cdot l,$$

де $R_0 = 0,46$ Ом/км, питомий активний опір дроту АС-70; $l = 5,4$ км. – довжина ЛЕП 35 кВ.

$$R_{\text{л}} = 0,46 \cdot 5,4 = 2,48 \text{ Ом.}$$

Втрати активної енергії в ЛЕП:

$$\Delta P = \frac{10012^2 + 5651,4^2}{35^2} \frac{2,48}{2} \cdot 10^{-3} = 133,79 \text{ кВт};$$

$$\tau_{\text{нб}} = \left(0,124 + \frac{6000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 4591 \text{ год};$$

$$\Delta W_{\text{а}} = 133,79 \cdot 4591 = 614,2 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік.}$$

Визначимо втрати енергії у трансформаторі при базовому варіанті.

Втрати активної енергії (кВт·год) визначимо згідно з виразом:

$$\Delta W_{\text{ам}} = \Delta P_{\text{хх}} T_n + \beta^2 \Delta P_{\text{к}} \tau,$$

де T_n - повне число годин приєднання трансформатора до мережі;

$\Delta P_{\text{хх}}$ – номінальні активні втрати потужності сталі трансформатора, кВт ;

$\Delta P_{\text{к}}$ - номінальні активні втрати потужності в обмотках трансформатора, кВт; τ – кількість годин максимуму втрат;

Втрати активної енергії за рік згідно:

$$\Delta W_{am} = 14,5 \cdot 6000 + (0,51)^2 \cdot 65 \cdot 4591 = 166,76 \text{ МВт} \cdot \text{год.}$$

Так як у базовому варіанті працюють обидва трансформатори та обидві лінії, то сумарні втрати активної енергії за рік складуть:

$$\Delta W_{a1} = (\Delta W_a + \Delta W_{am}) \cdot 2 = 614,2 + (166,76 \cdot 2) = 947,72 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік}$$

Для проектного варіанту розглядатимемо можливість живлення одного робочого трансформатора по двох або по одній ЛЕП.

Визначимо втрати у ЛЕП та трансформаторі з урахуванням компенсації реактивної потужності.

Втрати активної енергії в трансформаторі:

$$\Delta W_{am} = 14,5 \cdot 6000 + (0,901)^2 \cdot 65 \cdot 4591 = 329,25 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

Втрати активної енергії в ЛЕП при живленні по одній лінії:

$$\Delta P = \frac{10012^2 + 251,4^2}{35^2} \cdot 2,48 \cdot 10^{-3} = 203,38 \text{ кВт};$$

$$\tau_{\text{нб}} = \left(0,124 + \frac{6000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 4591 \text{ год};$$

$$\Delta W_a = 203,38 \cdot 4591 = 933,74 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік.}$$

Втрати активної енергії в ЛЕП при живленні по двох лініях:

$$\Delta P = \frac{10012^2 + 251,4^2}{35^2} \cdot \frac{2,48}{2} \cdot 10^{-3} = 101,69 \text{ кВт};$$

$$\Delta W_a = 101,69 \cdot 4591 = 466,87 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік.}$$

Сумарні втрати енергії в ЛЕП та трансформаторі при живленні по одній лінії:

$$\Delta W_{a2} = (\Delta W_a + \Delta W_{am}) = (933,74 + 329,25) = 1263 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

Сумарні втрати енергії в ЛЕП та трансформаторі при живленні по двох ЛЕП:

$$\Delta W_{a3} = (\Delta W_a + \Delta W_{am}) = (466,87 + 329,25) = 796,12 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

З розрахунків видно, що при навантаженні трансформатора в проектному варіанті за двома лініями електропередач втрати енергії знижуються в 2 рази в порівнянні з втратами при живленні по одній ЛЕП. Отже, живлення за двома ЛЕП є більш економічно доцільним. Подальші розрахунки проводимо для випадку навантаження по двох ЛЕП.

Визначимо сумарну річну економію електроенергії, яка досягається за рахунок проведення заходів щодо зниження втрат.

Для активної енергії сумарна річна економія становитиме:

$$\Delta W_{асум} = (\Delta W_{a1} - \Delta W_{a3}) = (947,72 - 796,12) = 151,6 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

Очевидно, що при реалізації проектних рішень щодо зниження втрат енергії останні будуть суттєво знижені. Однак слід врахувати, що живлення по двох лініях електропередач призведе до зниження опору ланцюга КЗ та зростання струму підживлення точки КЗ від енергосистеми, що потребує додаткової перевірки.

3.6 Розрахунок струмів короткого замикання

Так як даних про потужність КЗ на шинах районної підстанції (РПС) відсутні, вважаємо потужність КЗ на шинах РПС рівної нескінченності ($S_{кз} = \infty$). Отже, опір енергосистеми буде $X_c = 0$. Відповідно до рекомендацій, будемо

враховувати струми підживлення від двигунів потужністю більше 1 МВт, розташованих на відстані до 500 м і підключених до точки КЗ без реакції та трансформації. Розрахунок струмів короткого замикання виконуватимемо у відносних одиницях.

Приймаємо базові умови:

Базова потужність $S_{\phi}=100$ МВА. Величина базисної потужності обрана відповідно до рекомендацій; Базова напруга U_{ϕ} приймаємо для кожного ступеня на 5%вище за номінальну лінійну напругу мережі; $S_{кз} = \infty$ – потужність к.з. на шинах районної підстанції Розрахунок опорів елементів схеми заміщення Опір ЛЕП, що живлять ТП "Східна":

$$x_{*лп.б.} = X_0 l \frac{S_{\phi}}{U_{\phi}^2};$$

$$R_{*лп.б.} = R_0 l \frac{S_{\phi}}{U_{\phi}^2}.$$

Опір живлячих ЛЕП 35 кВ у випадку живлення трансформатора по одній та по двох лініях будуть, відповідно:

$$x_{*лп.б1.} = 0,382 \cdot 5,4 \frac{100}{37^2} = 0,151$$

$$R_{*лп.б1.} = 0,46 \cdot 5,4 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,182$$

$$x_{*лп.б2.} = 0,191 \cdot 5,4 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,0075$$

$$R_{*лп.б2.} = 0,23 \cdot 5,4 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,091$$

Активний та індуктивний опір трансформатора ТП 35/6:

$$R_{*т.б} = R_{*т.ном} \frac{S_{\phi}}{S_{т.ном}}$$

де $R_{*т.ном} = P_k/S_{т.ном}$ - активний опір обмоток трансформатора, віднесений

до номінальної потужності;

P_k – втрати к.з. у трансформаторі;

$$X_{*Т.б} = \frac{U_K^{\%}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{m.ном}}$$

Опір трансформатора складе:

$$R_{*m.ном} = \frac{65}{10000} = 65 \cdot 10^{-4}$$

$$R_{*m.б} = 65 \cdot 10^{-4} \cdot \frac{100}{10} = 65 \cdot 10^{-3}$$

$$X_{*m.б} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{100}{10} = 0,75$$

Опір двигуна відвалоутворювача ЗШР 7000/190:

$$X_{*дв.б} = X_d'' \frac{S_б}{S_{дв.ном}} = 0,2 \frac{100}{3,5} = 5,71$$

де X_d'' - над перехідний опір двигуна.

Розрахунок опорів інших елементів схеми заміщення виробляємо аналогічно, результати зводимо до табл.3.3.

Схема заміщення представлена рис.3.3. Будемо враховувати струми підживлення від двигунів потужністю понад 1 МВт, розташованих на відстані до 500 м і підключених до точки КЗ без реакції та трансформації. Струми підживлення від інших споживачів враховувати не будемо зважаючи на їх незначну величину.

Таблиця 3.3 - Опір елементів схеми заміщення

Опір ЛЕП \ № ЛЕП		12	10	9	18
ПЛ 35 кВ	$R^*_{леп.б}$	0,091	0,091	0,091	0,091
	$X^*_{леп.б}$	0,075	0,075	0,075	0,075
$R^*_{тр.б}$		0,065	0,065	0,065	0,065
$X^*_{тр.б}$		0,75	0,75	0,75	0,75
ПЛ-6 кВ	$R^*_{леп.б}$	0,408	0,408	0,819	0,985
	$X^*_{леп.б}$	0,551	0,551	0,498	0,818
КЛ-6 кВ	$R^*_{леп.б}$	0,017	0,017	0,04	0,067
	$X^*_{леп.б}$	0,044	0,044	0,053	0,035
$X^*_{дв.б}$		5,714	6	12,121	13,68

3.7 Розрахунок струмів короткого замикання у точці К1

Розрахунок струмів КЗ будемо вести для випадку, коли трансформатор отримує живлення по двох лініях електропередач, тому що в цьому випадку струм підживлення точки К1 енергосистеми буде більшим, ніж при живленні по одній ЛЕП.

Чинне значення струму к.з. у точці К1 [3]:

$$i_{п} = I_i'' = I_{\infty} = \frac{I_{16}}{\sum_i Z_{*леп.б}}$$

Тут базисний струм:

$$I_{16} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{16}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,17$$

де $S_6 = 100$ МВА - базова потужність;

$U_{16} = 6,3$ кВ - базова напруга для точки К1.

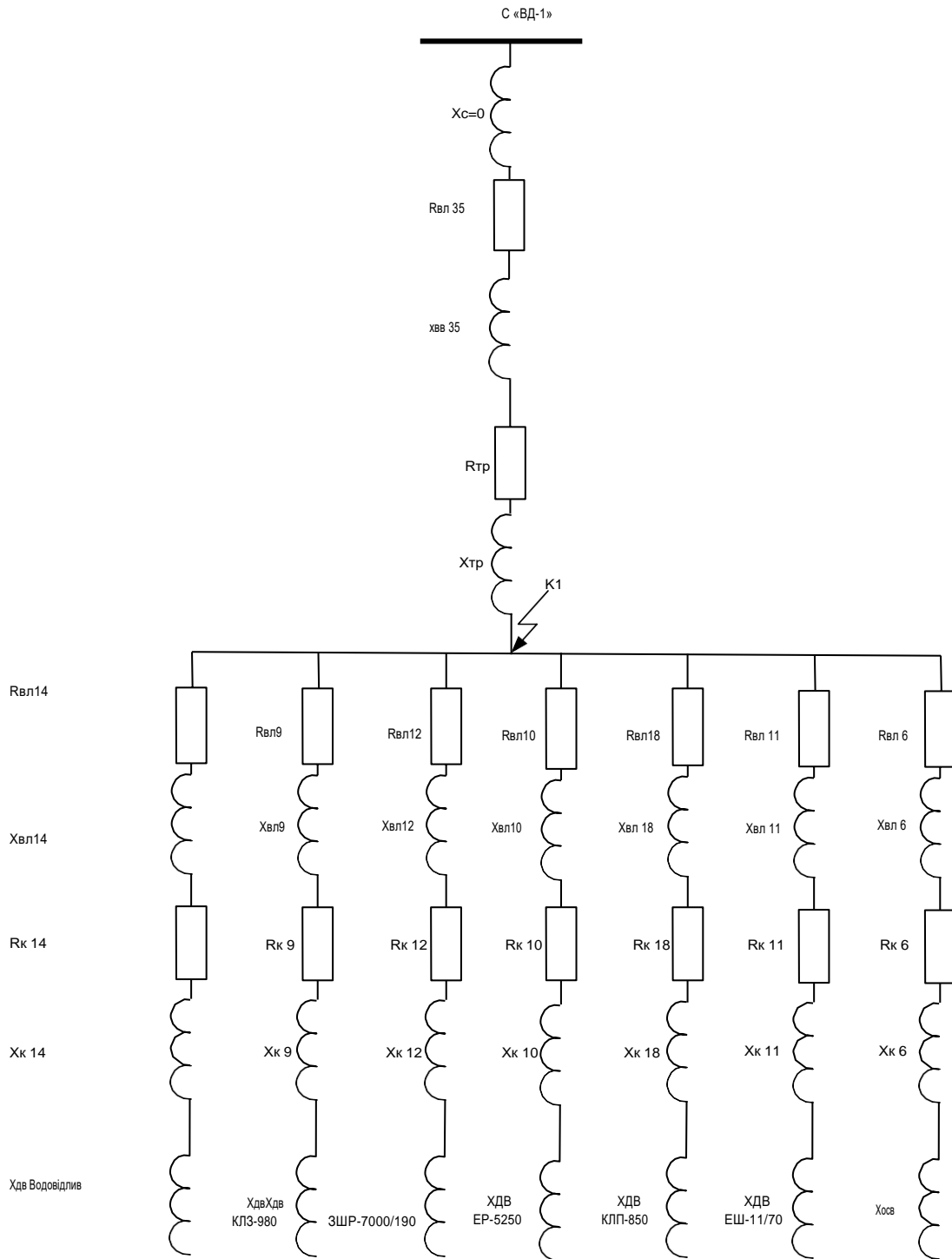


Рис.3.3. Розрахункова схема заміщення для визначення струмів КЗ

Чинне значення струму к.з. від енергосистеми:

$$I_{1c}'' = \frac{9,164}{0,84} = 10,91 \text{ кА}$$

Сумарний опір від j-го джерела підживлення до точки к.з.:

$$\sum z_{*6} = \sqrt{(\sum_j R_{*6})^2 + (\sum_j X_{*6})^2},$$

де $R_{*6, j}, X_{*6, j}$ – активний та індуктивний опір j-го елемента схеми заміщення від джерела до точки к.з.

Опір з боку енергосистеми становитиме:

$$\begin{aligned} \sum z_{*6.c} &= \sqrt{(R_{*лп.62.} + R_{*т.6})^2 + (x_{*лп.62.} + x_{*т.6})^2} = \\ &= \sqrt{(0,091 + 0,065)^2 + (0,075 + 0,75)^2} = 0,84 \end{aligned}$$

Розрахуємо струми живлення від двигунів.

– ЛЕП № 12:

Струм підживлення від двигуна відвалоутворювача ОШР-7000/190 буде дорівнювати:

$$I''_{вл12} = \frac{9,164}{6,323} = 1,449 \text{ кА}$$

де $\sum Z_{*612}$ – сумарний опір від ЗШР–7000/190 до точки к.з.

Дорівнюватиме:

$$\begin{aligned} \sum z_{*6.12} &= \sqrt{(R_{*вл12} + R_{*к12})^2 + (x_{*вл12} + x_{*к12} + x_{*дв.ОШР})^2} = \\ &= \sqrt{(0,408 + 0,017)^2 + (0,551 + 0,044 + 5,71)^2} = 6,323 \end{aligned}$$

ЛЕП № 10, згідно:

Струм підживлення від двигуна екскаватора ЕР-5250 буде:

$$I''_{вл10} = \frac{9,164}{6,609} = 1,387 \text{ кА}$$

Де $\sum Z_{*610}$ – сумарний опір від ЕР-5250 до точки к.з.

Дорівнюватиме:

$$\begin{aligned}\sum z_{*6.10} &= \sqrt{(R_{*ВЛ10} + R_{*К10})^2 + (x_{*ВЛ10} + x_{*КЛ10} + x_{*ДВ.ЕР})^2} = \\ &= \sqrt{(0,408 + 0,017)^2 + (0,551 + 0,044 + 6)^2} = 6,609\end{aligned}$$

– ЛЕП № 9:

Струм підживлення від двигуна вибійного конвеєра КЛЗ-980:

$$I''_{ВЛ9} = \frac{9,164}{12,701} = 0,721 \text{ кА}$$

де $\sum Z_{*69}$ – сумарний опір від КЛЗ-980 до точки к.з.

Дорівнюватиме:

$$\begin{aligned}\sum z_{*6.10} &= \sqrt{(R_{*ВЛ9} + R_{*К9})^2 + (x_{*ВЛ9} + x_{*КЛ9} + x_{*ДВ.КЛЗ})^2} = \\ &= \sqrt{(0,819 + 0,04)^2 + (0,498 + 0,053 + 12,121)^2} = 12,701\end{aligned}$$

– ЛЕП № 18:

Струм підживлення від двигуна конвеєра КЛП-850:

$$I''_{ВЛ18} = \frac{9,164}{14,571} = 0,629 \text{ кА}$$

де $\sum Z_{*618}$ – Сумарний опір від КЛП-850 до точки к.з.

Дорівнюватиме:

$$\begin{aligned} \sum z_{*6.10} &= \sqrt{(R_{*ВЛ18} + R_{*КЛ18})^2 + (x_{*ВЛ18} + x_{*КЛ18} + x_{*ДВ.КЛП})^2} = \\ &= \sqrt{(0,985 + 0,067)^2 + (0,818 + 0,035 + 13,68)^2} = 14,571 \end{aligned}$$

Сумарний струм КЗ дорівнює сумі струмів підживлення від кожного n -го джерела:

$$I''_{\text{сум}} = \sum_n I''_n = 10,915 + 1,449 + 1,387 + 0,721 + 0,629 = 15,1 \text{ кА.}$$

Ударний струм у точці К1:

$$i_y = K_y \sqrt{2} I'' = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 15,1 = 38,44 \text{ кА}$$

де $K_y = 1,8$ - ударний коефіцієнт.

Чинне значення ударного струму в точці К1:

$$i_y = I'' \sqrt{1 + 2(K_y - 1)^2} = 38,441 \sqrt{1 + 2(1,8 - 1)^2} = 58,045 \text{ кА}$$

Результати розрахунків зводимо у табл.3.4.

Таблиця 3.4 - Результати розрахунку струмів короткого замикання

Крапка к.з.	Початкове значення змінної складової струму к.з., I'' , кА					Сумарний струм $\Sigma I''$	Миттєве значення ударного струму к.з., i_y , кА	Чинне значення ударного струму к.з., I_y , кА
	Струми підживлення							
	$I''_{\text{сист.}}$	$I''_{\text{леп.12}}$	$I''_{\text{леп.10}}$	$I''_{\text{леп.9}}$	$I''_{\text{леп.18}}$			
К1	10,915	1,449	1,387	0,721	0,629	15,1	38,44	58,045

3.8 Перевірка електроустаткування за стійкістю до дії струмів короткого замикання

Проектом передбачається не лише встановлення конденсаторних батарей для компенсації реактивної потужності, а й зміна схеми живлення шин 6 кВ ПС "Східна". У вихідній схемі секційний вимикач відключений і шини одержують живлення від двох трансформаторів, по двох ЛЕП, вимикач Q2 відключений. У проектному варіанті один із трансформаторів буде виведений у резерв, секційний вимикач буде увімкнений, всі споживачі запитуються від одного трансформатора. Трансформатор отримує живлення по двох ЛЕП, вимикач Q2 включений. Так як було змінено схему живлення шин 6 кВ, необхідно виконати перевірку встановлених в осередках РУ-6 вимикачів до дії струмів КЗ, розрахованих [9].

Перевірка вакуумних вимикачів на стороні 6 кВ

Перевіряємо вимикач ВВ-10-20/1000У3, встановлений у вступному осередку:

$$I_{в.мах} \geq I_{кз.мах}$$

де $I_{в.мах}$ - максимальний струм відключення вимикача, кА;

$I_{кз.мах}$ - сумарний струм КЗ.

Відповідно: 20 кА > 15,1 кА. Перевірка з термічної стійкості:

$$I_{тер}^2 t_{тер} \geq I_{\infty} t_n$$

де $I_{тер}$ - струм термічної стійкості вимикача, кА;

$t_{тер}$ - час дії струму термічної стійкості вимикача;

I_{∞} - діюче значення струму КЗ, кА;

t_n - наведений час спрацьовування захисту, с.

Згідно: $20^2 \cdot 3 > 58,045 \cdot 2,5$ Перевірка динамічної стійкості:

$$I_{\text{дин.мах}} \geq i_y$$

де $i_{\text{дин.мах}}$ - граничний наскрізний струм вимикача, кА;

i_y – миттєве значення ударного струму КЗ, кА .

Відповідно: 52 кА > 38,44 кА.

Вибраний вимикач відповідає всім умовам.

В інших осередках встановлені вимикачі з такими ж параметрами, отже, немає необхідності в їх перевірці, оскільки розглянутий варіант є найгіршим.

3.9 Визначення відхилень напруги

Електропостачання гірничо-розкривного обладнання та конвеєрного транспорту здійснюється від підстанцій "ВД-3", "Східна" та "Тимчасова". На кар'єрі застосовано поздовжню радіальну одноступінчасту схему електропостачання споживачів кар'єру.

Живлення роторного екскаватора ЕР-5250 та відвалоутворювача ЗШР 7000/190 передбачається від РУ-6 кВ ПС "ВД-3" або ПС "Східна". Підстанція "Тимчасова" використовується для електропостачання відвального конвеєра та відвалоутворювача А2Рс-Б.6300.95, а також рудного складу.

Підключення електроспоживачів у кар'єрі здійснюється через придатні пункти типу КРУПЕ-6 гнучким кабелем КДЕ та КГ. Гнучкий кабель марки КДЕ для живлення конвеєрних ліній прокладається по конвеєрних ставах, для решти споживачів, де не використовується кабельний пересувник, кабель прокладається по ґрунту, а на обводнених ділянках кабель піднятий на козли.

На кар'єрі застосовуються пересувні повітряні лінії ПВЛ-6 кВ на одностійкових дерев'яних опорах із залізобетонною основою ТП 3.407.9-147.1 з проводом марки АС перетином від 35 до 120 мм². Низьковольтні споживачі у кар'єрі підключаються через пересувні трансформаторні підстанції типу ПСКТПА різної потужності.

Роторні екскаватори та відвалоутворювачі, що отримують живлення від ВЛ, переходом у кабельні лінії, що підключаються за допомогою комплектних розподільчих пристроїв КРУПЕ-6, що мають вбудований комплект розрядників. Напругу в розподільчих мережах прийнято відповідно до вимог технологічного обладнання. У розрізі застосовується обладнання напруга 6 і 0,4 кВ із ізольованою нейтраллю.

Для забезпечення якості напруги згідно з ДСТУ за показником відхилення напруги, необхідно перевірити схему при роботі найпотужнішого двигуна в цій групі [2].

Найбільш потужний споживач, що живиться від даної підстанції – це роторний екскаватор EP-5250: $P_N=4600$ кВт ($P_1=2500$ кВт, $P_2=P_3=P_4=700$ кВт).

Для умовної схеми виконаємо розрахунок регульовальної здатності трансформатора в режимі максимального навантаження:

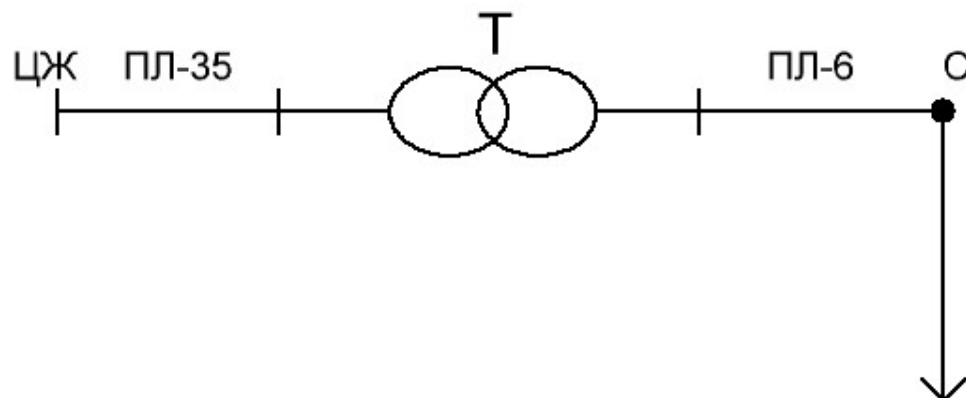


Рис.3.4. Умовна схема для розрахунку регульовальної здатності трансформатора

Відхилення напруги у найпотужнішого споживача:

$$\delta U_C = \delta U_{ЦЖ} - \Delta U_{Л35} - \Delta U_T + \alpha_{СТ} + E_{ОК} - \Delta U_{Л6}$$

де δU_c – відхилення напруги у споживача (роторийний екскаватор ЕР-5250),

$\delta U_{цж}$ - відхилення напруги на шинах підстанції 35 кВ (35 кВ*5%);

$\Delta U_{л35}$ – втрати напруги в лінії 35 кВ;

ΔU_T – втрати напруги в трансформаторі;

$\alpha_{ст}$ - ступінь регулювання трансформатора;

$E_{бк}$ – добавка напруги, що створюється КУ;

Для режиму максимальних навантажень допускається підвищення напруги джерела живлення до 5 % від номінального. Приймаємо значення відхилення напруги джерела $\delta U_{цж} = 5 \%$.

Визначимо втрати напруги в лінії 35 кВ:

$$\Delta U_{л35} = \frac{P_m R_0 + Q_m X_0}{U_n^2 \cdot 10} \cdot l = \frac{5006 \cdot 0,46 + 2825,7 \cdot 0,382}{35^2 \cdot 10} \cdot 5,4 = 1,49 \%$$

де P_m , Q_m - розрахункове навантаження трансформатора, від якого отримує живлення струмоприймач.

Визначимо втрати напруги в лінії 6 кВ:

$$\Delta U_{л6} = \frac{P_m R_0 + Q_m X_0}{U_n^2 \cdot 10} \cdot l = \frac{2500 \cdot 0,91 + 1213 \cdot 0,432}{6^2 \cdot 10} \cdot 3,2 = 24,88 \%$$

Визначимо втрати напруги в трансформаторі:

$$\Delta U_T = \beta (u_a \cos \varphi + u_p \sin \varphi) + \frac{\beta}{200} (u_a \sin \varphi + u_p \cos \varphi)^2,$$

β - фактичний коефіцієнт завантаження трансформаторів;

u_a , u_p - активна і реактивна складові напруги короткого замикання, %.

$$u_a = \frac{\Delta P_{кз}}{S_T} \cdot 100 = \frac{65}{10000} \cdot 100 = 0,65 \%$$

$$u_p = \sqrt{u_k^2 - u_a^2} = \sqrt{5,5^2 - 0,12^2} = 5,49 \%$$

$$\begin{aligned} \Delta U_T &= 0,51(0,65 \cdot 0,77 + 5,49 \cdot 0,63) + \frac{0,51}{200} \cdot (0,65 \cdot 0,63 + 5,49 \cdot 0,77)^2 \\ &= 2,07 \% \end{aligned}$$

Визначимо ступінь регулювання трансформатора:

$$\alpha_{ст} = n \cdot E_0 = 9 \cdot 1,3 = 11,7 \%$$

Визначаємо добавку напруги, що створюється КУ:

$$E_{бк} = \frac{x_c \cdot Q_{бк}}{10 \cdot U_H^2} = \frac{0,84 \cdot 2700}{10 \cdot 6^2} = 6,3 \%$$

Визначимо відхилення напруги у споживача (роторний екскаватор ЕР-5250):

$$\delta U_c = 5 - 1,49 - 2,07 + 11,7 + 6,3 - 24,88 = -5,44 \%$$

За результатами виконаних розрахунків побудуємо діаграму відхилень напруги (рис. 3.5):

Аналізуючи результати розрахунків можна зробити висновки, що відхилення напруги у найпотужнішого споживача в режимі максимального навантаження не перевищує гранично допустимого значення у $\pm 10\%$, що відповідає вимогам ДСТУ 13109-97.

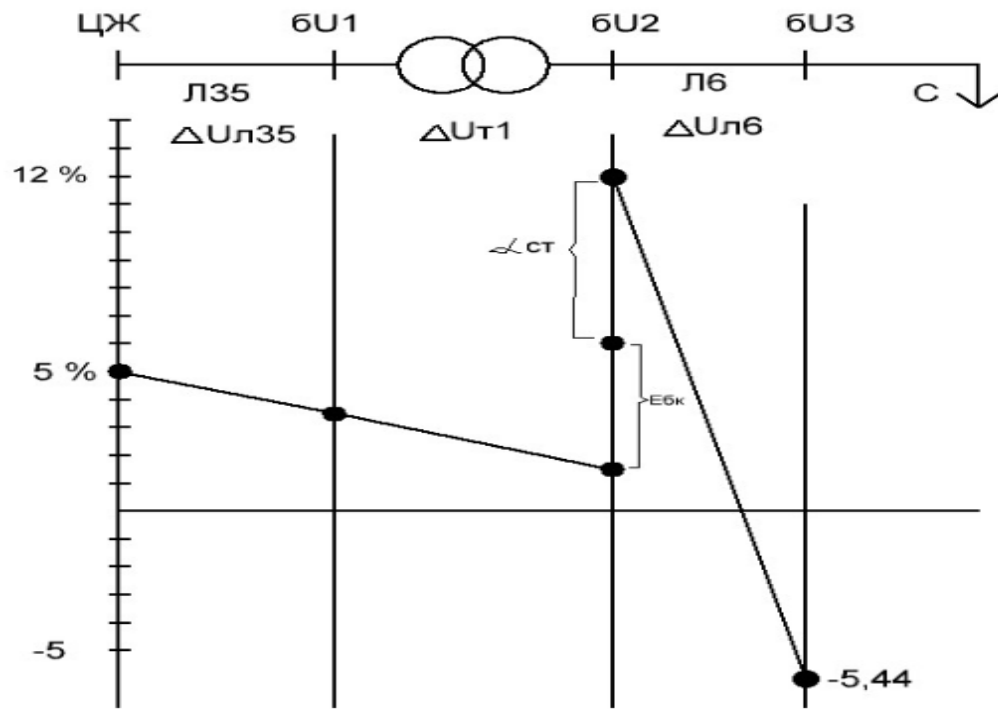


Рис.3.5. Діаграма відхилень напруги

Норми якості електричної енергії [2]:

Встановлено два види норм якості електричної енергії: нормально допустимі та гранично допустимі. Оцінка відповідності показників КЕ зазначеним нормам проводиться протягом розрахункового періоду, що дорівнює 24 год. Відхилення напруги характеризується показником відхилення напруги, для якого встановлені наступні норми: - нормально допустимі і гранично допустимі значення встановленого напруги U_y на висновках приймачів електричної енергії рівні відповідно ± 5 та $\pm 10\%$ від номінальної напруги електричної мережі за ГОСТ 721 та ГОСТ 21128 (номінальна напруга); - нормально допустимі та гранично допустимі значення відхилення напруги в точках загального приєднання споживачів електричної енергії до електричних мереж напругою 0,38 кВ і більше повинні бути встановлені в договорах на користування електричною енергією між енергопостачальною організацією та споживачем з урахуванням необхідності виконання норм цього стандарту на висновках приймачів електричної енергії. Визначення зазначених нормально допустимих та гранично допустимих значень проводять відповідно до

нормативних документів, затверджених у встановленому порядку.

Провал напруги характеризується показником тривалості провалу напруги, для якого встановлена наступна норма: - гранично допустиме значення тривалості провалу напруги в електричних мережах напругою до 20 кВ включно 30 с. Тривалість автоматичного усунення провалу напруги в будь-якій точці приєднання до електричних мереж визначається витримками часу релейного захисту та автоматики.

4 Економічний розділ

Вступ

За розрахунками основної частини кваліфікаційної роботи було вирішено, що найбільш оптимальним варіантом покращення якості електричної енергії, є встановлення комплектних конденсаторних установок УКРМ-6,3(10,5)-900 на підстанції електричної мережі.

Цілю розрахунків в економічній частині кваліфікаційної роботи є визначення економічної доцільності встановлення комплектних конденсаторних установок.

Для визначення економічної доцільності прийнятого рішення, а саме встановлення комплектних конденсаторних установок було проведено розрахунок загальних капітальних інвестицій, експлуатаційних витрат, визначені та проаналізовані основні показники економічної ефективності.

Головним джерелом річної економії після впровадження прийнятих рішень є зменшення витрат електричної енергії у повітряній лінії електропередачі.

Розрахунок капітальних інвестицій

Розрахунок капітальних вкладень на покращення якості мережі високої напруги виконаємо за показниками вартості її основних елементів: трансформаторних підстанцій, проводів, комплектних конденсаторних

установок, а також додаткового обладнання для зменшення втрат електричної енергії.

Значення проектних капіталовкладень визначаємо за формулою:

$$K_{\text{пр}} = K_{\text{об}} \left(\sum C_i \right) + Z_{\text{тзс}} + Z_{\text{м}} + Z_{\text{н}} + Z_{\text{пр}}, \text{ грн}$$

де, $K_{\text{об}}$ - вартість придбання електрообладнання (засобів автоматизації, програмного забезпечення тощо) за проектом або сумарна вартість комплектуючих елементів i -го виду, необхідних для 7 реалізації прийнятого технічного рішення;

$\sum C_i$ - кількість необхідних комплектуючих елементів;

$Z_{\text{тзс}}$ - транспортно-заготівельні і складські витрати;

$Z_{\text{м}}$ - витрати на монтажні роботи;

$Z_{\text{н}}$ - витрати на налагоджувальні роботи;

$Z_{\text{пр}}$ - інші одноразові вкладення грошових коштів.

Таблиця 4.1 – зведення капітальних інвестицій

№ З/П	Найменування	Тип	Ціна за одиницю, грн[3]	Кількість, шт	Сума, грн
1	Комплектна конденсаторна установка	УКРМ-6,3(10,5)-900	125000	6	750000
				Усього	750000

Витрати на монтажні роботи можна визначити наступними чином:

$$Z_{\text{м}} = \sum (C_i \cdot a_i \cdot t_i) \cdot K_{\text{д}} \cdot K_{\text{см}} \cdot K_{\text{пр}}, \text{ грн}$$

де C_i – чисельність працівників i -го розряду, необхідних для виконання

певного обсягу монтажних (налагоджувальних робіт), чол.

a_i – годинна тарифна ставка працівника i -го розряду, грн.

t_i – час, необхідний для виконання певного обсягу монтажних (налагоджувальних робіт), год.

K_d – коефіцієнт, що враховує розмір доплат;

K_{cm} – коефіцієнт, що враховує єдиний соціальний внесок;

K_{pr} – коефіцієнт, що враховує інші витрати на здійснення монтажних (налагоджувальних) робіт.

$$Z_M = \sum (7 \cdot 85 \cdot 3) \cdot 1,1 \cdot 1,22 \cdot 1,2 = 2874 \text{ грн}$$

Транспортно-заготівельні і складські витрати розраховані за середніми ринковими цінами перевезень великогабаритних вантажів, для розрахунку узяті тарифи перевізника Della[5], загальна вага двох комплектних конденсаторних установок 2.5 тон.

$$Z_{TЗС} = 11000 \text{ грн}$$

Витрати на налагодження розраховані згідно [3]:

$$Z_H = 14150 \text{ грн}$$

Знайдемо проектні капіталовкладення:

$$K_{pr} = 750000 + 11000 + 2874 + 14150 = 778024 \text{ грн}$$

Розрахунок експлуатаційних витрат

Експлуатаційні витрати – це поточні витрати на експлуатацію та обслуговування об'єкта проектування за визначений період, що виражені у

грошовій формі.

До основних статей експлуатаційних витрат по електротехнічному устаткуванню, а саме комплектних конденсаторних установок :

- амортизаційні відрахування (C_a);
- витрати на технічне обслуговування й поточний ремонт устаткуванню та мереж (C_T);

Так як постійного персоналу для обслуговування комплектних конденсаторних установок не передбачено, до експлуатаційних витрат не виносимо витрати на заробітну платню та єдиний соціальний внесок.

Таким чином, річні експлуатаційні витрати по об'єкту проектування складуть:

$$C = C_a + C_{пр}, \text{ грн.}$$

$$C = 150000 + 7780 = 157780 \text{ грн}$$

Розрахунок амортизаційних відрахувань

Амортизація об'єкта основних засобів нараховується виходячи з терміну його корисного використання. Строк корисного використання (експлуатації) об'єктів основних засобів і нематеріальних активів визначається підприємством самостійно, виходячи з очікуваних економічних вигод, технічних і якісних характеристик основного засобу, морального і фізичного зносу, а також інших факторів, які можуть вплинути на можливість використання.

Податковим кодексом України дозволено використовувати прямолінійний (пропорційний) метод амортизації, при якому річна сума амортизації визначається діленням вартості, яка амортизується, на строк корисного використання об'єкта основних засобів. Вартістю основних засобів і нематеріальних активів, що амортизується, є первісна або переоцінена вартість основних засобів і нематеріальних активів за вирахуванням їх ліквідаційної вартості:

$$\Phi_a = \Phi_{п} - Л,$$

де $\Phi_{\text{п}}$ – первісна (або переоцінена) вартість об'єкта основних засобів;

L – розрахункова ліквідаційна вартість основних засобів.

Якщо визначити очікувану ліквідаційну вартість об'єкта основних засобів складно, то при прямолінійному методі амортизації дозволяється вважати її рівною нулю.

Норма амортизації при прямолінійному методі постійна протягом усього амортизаційного періоду і дорівнює:

$$H_a = \frac{\Phi_{\text{п}} - L}{\Phi_{\text{п}} \cdot T_{\text{п}}} \cdot 100\%$$

де, $T_{\text{п}}$ – термін корисного використання (амортизаційний період).

$$H_a = \frac{750000 - 0}{750000 \cdot 5} \cdot 100\% = 20\%$$

Тоді річні амортизаційні відрахування АО за прямолінійним методом визначаються:

$$AO = \frac{\Phi_{\text{п}} \cdot H_a}{100}, \text{ грн}$$

$$AO = \frac{750000 \cdot 20}{100} = 150000 \text{ грн}$$

Визначення річних витрат на технічне обслуговування і поточний ремонт

Річні витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт електротехнічного обладнання включають витрати на матеріали, запасні частини, заробітну плату ремонтним робітникам і можуть визначатися за фактичними даними підприємства.

Визначимо укрупнено від відсотка (1% для комплектних конденсаторних установок) з капітальних витрат:

$$C_{\text{т(проект.)}} = 778024 \cdot 0,01 = 7780 \text{ грн}$$

Розрахунок річної економії від впровадження науково-технічного рішення.

Річна економія від впровадження прийнятого науково-технічного рішення (E_{k_p}) полягає в економії платежів за втрачену електричну енергію у мережі, загальна економія складає 540370 кВт · год, так як за втрати електричної мережі оплачуються фактичним споживачем, а споживачем безпосередньо є підприємство, то візьмемо тариф на розподіл електроенергії для побутових споживачів від АТ "ДТЕК Дніпровські електромережі" у Дніпропетровській області, який дорівнює 1,1 грн / кВт · год, загальна вартість зекономленої енергії дорівнює $540370 \cdot 1,1 = 594407$ грн;

Повна річна економія від впровадження прийнятого науково-технічного рішення визначається з урахуванням експлуатаційних витрат по даному об'єкту, економія здійснюється від зменшення активних втрат у мережі, тому знаходимо за наступною формулою:

$$E_{k_n} = E_{k_p} - C, \text{ грн.}$$

$$E_{k_n} = 594407 - 157780 = 436627 \text{ грн.}$$

де, 594407 грн – економія на зменшених втратах електричної енергії у мережі.

Визначення та аналіз показників економічної ефективності

Оцінка економічної ефективності розглянутих в дипломному проекті технічних і організаційних рішень здійснюється на основі визначення та аналізу наступних показників:

а) розрахункового коефіцієнта ефективності (прибутковості) капітальних витрат E_p ;

б) терміну окупності капітальних витрат T_p .

Коефіцієнт ефективності (прибутковості) капітальних витрат E_p показує,

скільки гривень додаткового прибутку (економії) приносить одна гривня капітальних витрат:

$$E_p = E_{k_n} / K_{np}, \text{ долі од.},$$

де E_{k_n} - загальна річна економія від впровадження об'єкта проектування;

K_{np} - капітальні витрати за варіантом, що викликали економію, тис. грн.

Так, як мережа модернізується і джерелом економії є встановлення комплектної конденсаторної установки $K_{np} = 196306$ грн.

$$E_p = 436627 / 778024 = 0,5, \text{ долі од.},$$

Термін окупності капітальних витрат T_p показує, за скільки років вони окупляться за рахунок загальної економії від впровадження прийнятого технічного рішення:

$$T_p = K_{np} / E_{k_n}, \text{ років}$$

$$T_p = 778024 / 436627 \approx 1,78 = 2 \text{ роки}$$

Для остаточної оцінки варіантів і вибору найбільш ефективного з них необхідно порівняти розрахункове значення E_p з нормативним значенням E_n .

Проект (варіант) капітальних вкладень визнається доцільним за умови:

$$E_p > E_n.$$

При $E_p < E_n$ варіант є збитковим і більш економічним визнається відмова від його реалізації.

Нормативне значення коефіцієнта ефективності визначається з таких міркувань.

Визначаємо нормативне значення коефіцієнта ефективності виходячи з прийнятної для підприємства індивідуальної норми прибутковості:

$$E_n = 1/T_{oc},$$

де T_{oc} – очікуваний, прийнятний для підприємства термін окупності капітальних вкладень, років (5 років для комплектних конденсаторних установок).

$$0,5 > 1/5 = 0,5 > 0,05$$

Результати техніко-економічного обґрунтування ефективності впровадження результатів кваліфікаційної роботи оформлюємо у вигляді таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 - Порівняльна оцінка техніко-економічних показників

№ з/п	Найменування показників	Одиниці виміру	Базовий варіант	Проектний варіант	Зміни у порівнянні з альтернативним варіантом	
					± (тис. грн)	%
1	2	3	4	5	6	7
1	Капітальні витрати	тис. грн.	-	778024	-	-
2	Експлуатаційні витрати	тис. грн.	-	157780	-	-
	у тому числі: * амортизаційні відрахування	тис. грн.	-	150000	-	-
	* технічне обслуговування та поточний ремонт	тис. грн.	-	7780	-	-
3	Річна економія всього	тис. грн.	-	436627	-	-
4	Розрахунковий коефіцієнт ефективності	долі од.	-	0.5	-	-
5	Розрахунковий термін окупності капітальних вкладень	років	-	2	-	-
6	Економія електроенергії	кВт·год	1929895	1389525	-540370	-28%

Висновок

За результатами розрахунків в економічному розділі було визначено, загальні капітальні інвестиції, визначена повна річна економія та визначені показники економічної ефективності.

Аналіз показників економічної ефективності показав, що запропоновані у кваліфікаційній роботі рішення, а саме встановлення комплектних компенсаторних пристроїв є економічно доцільним, так як термін окупності склав 2 роки з мінімально допустимого значення у 5 років (термін корисного використання), значення економічної ефективності показало, що варіант є прибутковим та є рекомендованим до реалізації.

ВИСНОВКИ

Під час написання дипломного проекту на тему: «Обґрунтування заходів щодо покращення якості електричної енергії в мережах підстанції 35/6 кВ» було розглянуто наступну інформацію:

У вступному розділі було розглянуто впровадження заходів з підвищення надійності і енергоефективності систем електропостачання.

В спеціальному розділі були розраховані режими роботи трансформаторів, компенсація реактивної потужності, втрати потужності і енергії та відхилень напруги на підстанції 35/6 кВ і вибрано елементи компенсуючого обладнання.

В економічному розділі було визначено, загальні капітальні інвестиції, визначена повна річна економія та визначені показники економічної ефективності. Був проведений аналіз показників економічної ефективності, щодо встановлення на підстанцію комплектних компенсаторних пристроїв.

Згідно даним розділам можна зробити висновок, що підстанція відповідає нормам і ДСТУ, а розроблений проект є доцільним для впровадження.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. В.А. Попов, В.В. Ткаченко, О.С. Ярмолюк, «Ефективне керування режимами систем забезпечення споживачів електричною енергією» - 2021 р.
2. ГОСТ 13109-97, «Норми якості електричної енергії у системах електропостачання спільного призначення»
3. Дані про високовольтні конденсаторні установки на 6 кВ або 10 кВ - <https://electrocontrol.com.ua/vysokovoltnoe-oborudovanie/ustrojstva-kompensacii-reaktivnoj-moshhnosti-tipa-ukm04-i-uk610.html>
4. Л.В. Тимошенко, «Методичні вказівки до виконання економічної частини кваліфікаційної роботи магістра спеціальності 141»
5. Дані про тарифи перевізника «Della», для виконання економічної частини - <https://della.ua/price/local/>
6. Дані про тарифи на електроенергію для підприємств - <https://index.minfin.com.ua/tariff/electric/prom/>
7. Кігель Г.А., Півняк Г.Г., «Електричні мережі систем електропостачання» - Д.: Національний гірничий університет, 2011 р.
8. Рожкова Л.Д., Козулін В.С., «Електроустаткування станцій та підстанцій»- 1980 р.
9. Циценков Д. В., Красовський П. Ю., «Методи та засоби зниження технічних втрат електроенергії в елементах систем електропостачання» - 2015 р.
10. Інформація про електрообладнання - <https://eti.su/>

ДОДАТОК А

		Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
	A4	Word	Пояснювальна записка	61	
			Графічні матеріали:		
	A4	PowerPoint	Презентаційні матеріали		