

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 Марков Денис Андрійович
(ПІБ)

академічної групи 141М-20-1
(шифр)

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

спеціалізації _____

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

на тему Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ «Молзавод» з розробкою системи АДТК
(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтингово ю	інституційно ю	
кваліфікаційної роботи	Луценко І.М.			
розділів:				
Розділ 1	Луценко І.М.			
Розділ 2	Луценко І.М.			
Розділ 3	Тимошенко Л.В.			
Рецензент				
Нормоконтролер	Олішевський Г.С.			

ЗАТВЕРДЖЕНО:
завідувач кафедри

електроенергетики
(повна назва)

_____ Папаїка Ю. А.

(підпис)

(прізвище, ініціали)

«_____» _____ 20__ року

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу
ступеню магістра

(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студенту Марков Д.А. академічної групи 141М-20-1
(прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
спеціалізації¹ _____

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(офіційна назва)

на тему Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ «Молзавод» з розробкою системи АДТК _____, затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 15.11.2021 р. № 969-с

Розділ	Зміст	Термін виконання
Розділ 1	Дослідити та описати технологічний процес підстанції на базі підприємства ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК», проаналізувати сучасний стан об'єктів енергосистеми та шляхи поліпшення ефективного використання ресурсів, отримати вихідну інформацію щодо реконструкції підстанції та впровадження прогресивної системи АДТК	15.10.21 – 01.11.21
Розділ 2	Виконати відповідно до вихідних даних обґрунтований вибір основного електрообладнання та розробити структурну базу АСТДК підстанції «Молзавод». Відобразити схематично перелік прийнятих рішень.	01.11.21- 30.11.21
Розділ 3	Провести техніко-економічні розрахунки собівартості розроблених заходів реконструкції підстанції 35/6 кВ: капітальні та експлуатаційні витрати, ефективність прийнятих рішень	01.12.21- 10.12.21

Завдання видано

_____ (підпис керівника)

Луценко І.М.

(прізвище, ініціали)

Дата видачі 15.10.2021 р

Дата подання до екзаменаційної комісії _____

Прийнято до виконання

_____ (підпис студента)

Марков Д.А.

(прізвище, ініціали)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 112 с., 14 рис., 18 табл., 12 джерела.

ГОЛОВНА ЗНИЖУВАЛЬНА ПІДСТАНЦІЯ, КРУН, АСДТК, РОЗПОДІЛЬЧІ ПРИЛАДИ, КОНТУР ЗАЗЕМЛЕННЯ, ВИМИКАЧ, ДИСПЕТЧЕРСКИЙ ЩИТ, ШАФА ЗАХИСТУ.

Об'єкт дослідження – знижувальна підстанція 35/6 кВ та створення системи АДТК.

Мета дослідження – розробити заходи з реконструкція підстанції «Молзавод» та організувати впровадження системи АДТК .

Прийняті рішення в спеціальному розділі сприяють на поліпшення умов функціонування підстанції, а саме у зменшені експлуатаційних втрат у зв'язку з вибором найкращої конфігурації розподільчих пристроїв. Також значний вплив в ефективності управління підстанцією досягається за рахунок впровадження системи АДТК. До основних заходів покращення ефективності експлуатації підстанції можливо віднести заміну застарілого обладнання: вимикачів, засобів захисту та обліку, силового трансформаторам та трансформатора власних потреб, повну заміну захисту та впровадження АДТК.

Економічне обґрунтування проєкту виконано шляхом розрахунків капітальних і експлуатаційних витрат на реалізацію проєкту, а також визначено фонд заробітної плати персоналу і термін окупності даного проєктного рішення. Проаналізовані прийняті заходи та визначена економічна доцільність проєкту, що повністю задовольняє мету кваліфікаційної роботи.

Щодо охорони праці, проведено розрахунок контуру заземлення для підключення елементів підстанції до єдиного замкнутого контуру, опір якого знаходиться в межах нормованих значень, що складають не більше 4-х Ом згідно з ПУЕ.

Розроблене технічне рішення цілком може бути реалізовано при модернізації та експлуатації підстанції 35/6 кВ.

Практична значимість кваліфікаційної роботи – підвищення надійності та економічної експлуатації підстанції, ефективна експлуатація за рахунок новітньої системи АДТК.

Зміст

Вступ.....	7
Розділ 1	8
1.1 Загальна характеристика та структура підприємства ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»	9
1.2 Вихідна інформація щодо реконструкції електрообладнання підстанції "Молзавод" 35/6 кВ.....	13
1.2.1 Загальна характеристика об'єкта.....	14
1.2.2 Аналіз існуючої системи електропостачання	18
1.2.3 Обґрунтування реконструкції підстанції та вихідні данні	20
1.2.4 Організація обслуговування електричних мереж.....	24
1.2.5 Коротка характеристика району і будівельного майданчика.....	24
1.3 Електротехнічні рішення технічного переоснащення, що пропонуються в проєкті	25
1.3.1 Заходи з енергозбереження.....	25
1.3.2 Електротехнічні рішення технічного переоснащення	26
1.3.3 Будівельні рішення технічного переоснащення	27
1.2.4 Релейний захист, автоматика, управління, сигналізація.....	29
Розділ 2	33
2.1 Вибір схеми підстанції.....	34
2.2 Вибір потужності трансформатору.....	35
2.3 Визначення розрахункових струмів для вибору вимикачів	38
2.4. Розрахунок струмів короткого замикання на стороні 35 кВ	39
2.5 Розрахунок теплового імпульсу струму КЗ	44
2.6 Вибір вимикачів 35, 6 кВ	45
2.7 Вибір роз'єднувачів 35 кВ.....	48
2.8 Вибір трансформаторів струму 35 кВ.....	49
2.9 Вибір трансформаторів напруги 35 кВ.....	53
2.10 Вибір трансформаторів напруги 6 кВ.....	54
2.11 Вибір трансформаторів власних потреб підстанції.....	56
2.12 Вибір обмежувачів перенапруг	57
2.13 Вибір шин.....	58
2.14 Вибір ізоляторів шинних конструкцій	64
2.15 Вибір прохідних ізоляторів 6 кВ.....	65
2.16 Розрахунок необхідної ємності акумуляторної батареї	66
2.17 Релейний захист, автоматика, управління, сигналізація.....	67
2.18 Обґрунтування структури, елементної бази та функцій АСДТК	71
2.19 Блискавкозахист та заземлення підстанції	77
2.20 Розробка конструкції підстанції	79
Розділ 3	83

3.1 Техніко-економічне обґрунтування.....	84
3.2. Розрахунок капітальних витрат.....	85
3.3. Розрахунок експлуатаційних витрат.....	91
3.3.1 Розрахунок амортизаційних витрат	91
3.3.2 Розрахунок річного фонду заробітної плати.....	93
3.3.3 Єдиний соціальний внесок	95
3.3.4 Визначення річних витрат на технічне обслуговування і капітальний (поточний) ремонт	96
3.3.5 Розрахунок вартості спожитої електроенергії	97
3.3.6 Визначення інших витрат	98
3.4. Визначення та аналіз показників економічної ефективності	99
3.5. Визначення та аналіз показників економічної ефективності	101
3.6 Висновки	103
Перелік посилань.....	106
ДОДАТОК 1 Інформація до економічної частини	112

Вступ

Мета дослідження: розробка заходів з реконструкції підстанції 35/6 кВ «Молзавод» та впровадження АСДТК.

При проведенні обстеження підстанції було виявлено, що морально-застаріле обладнання вже вичерпало свій експлуатаційний термін використання та відсутність систем контролю значно ускладнюють ефективне використання системи. Тому прийняли рішення в необхідності розробки заходів з реконструкції підстанції, що виправлять виявлені недоліки мережі.

Спеціальна частина кваліфікаційної роботи виконується для виявлення слабких ланок в системі та їх усунення, виходячи з потужності знижувальної підстанції, необхідно обрати комутаційні апарати за класом напруги, силовий трансформатор на відповідну потужність, засоби захисту та розглянути принцип використання АСДТК.

До основного аспекту економічної частини можливо віднести техніко-економічні показники: капітальні та експлуатаційні витрати даного проєкту, проаналізувати відрахування на соціальні заходи, річний фонд працівників, а також провести підрахунки ефективності прийнятих заходів.

В розділі охрани праці поведеться повна заміна контуру заземлення для збільшення чутливості спрацювання захисту на землю та виконати монтування блискавковідводів. Планується забезпечити персонал об'єкту необхідними комплектуючими для підвищення сприятливих умов праці.

Розділ 1

1.1 Загальна характеристика та структура підприємства ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»

ПРИВАТНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО «ПІДПРИЄМСТВО З ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ «ЦЕНТРАЛЬНА ЕНЕРГЕТИЧНА КОМПАНІЯ» (ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»)) засновано 28 лютого 2002 року. З 2003 року здійснювало діяльність з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами на підставі ліцензії від АД № 036314 від 26.04.2012 на території м. Дніпро та у 8 адміністративних районах Дніпропетровської області та у 1 Кіровоградської області.

ОСР - аббревіатура від "оператор системи розподілу". Після впровадження реформи ринку електроенергії так називають звичні нам обленерго. З 1 січня 2019 року, згідно з законом "Про ринок електричної енергії", функції оператора системи розподілу в Дніпропетровській області виконує декілька компаній, до числа яких входить ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК».

Компанія ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» містить у своєму складі 4 філій РЕМ, а також Дніпровську групу підстанцій, що містить в основному підстанції класу напруги 150 кВ.

На території ліцензійної діяльності до складу електричних мереж ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» входять підстанцій класу напруги 150 кВ, підстанції класу напруги 35 кВ в кількості 30 шт. та трансформаторні підстанції, розподільчі пункти 6-10 кВ більше ніж 688 шт. До складу Товариства також входять повітряні та кабельні лінії класів напруги від 150 кВ до 0,4 кВ протяжністю – 1 769 км., вводи до споживачів та розподільчі щити.

Основними джерелами живлення мереж ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» є підстанції оператора системи передачі НЕК «УКРЕНЕРГО» та оператора системи розподілу АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ».

Основними Користувачами системи розподілу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» є ТОВ «ДНЕПРОПРЕСС СТАЛЬ», ПрАТ «НПО ДНІПРОПРЕС», «Аеропорт», КП «ДНІПРОВСЬКИЙ ЕЛЕКТРОТРАНСПОРТ» ДМР та інші.

Оператор системи розподілу відповідає за:

1. якість і надійність електропостачання;
2. управління системою розподілу електроенергії усім абонентам регіону;
3. обслуговування і ремонт ліній електропередач, підстанцій і інших енергооб'єктів;
4. підключення до електромереж нових споживачів;
5. установку лічильників і фіксацію їх свідчень.

При цьому оператор системи розподілу не має можливості продавати електроенергію клієнтам і виставляти за неї рахунок. У нових умовах енергетичного ринку це роблять компанії-постачальники. Кожен житель області має право самостійно вибрати собі постачальника.

Громадянин може звернутися в центр обслуговування клієнтів з наступних питань:

1. укладення, переукладення або внесення змін до договору на розподіл;
2. обслуговування лічильників і електроустановок;
3. приєднання нового абонента або збільшення споживаної потужності;
4. перехід на електроопалювання;
5. відключення якості електропостачання;
6. питання після розрахунків за електроенергію, спожиту до 1 січня 2019 року;
7. інші послуги, пов'язані з ліцензійною або неліцензійною діяльністю компанії.

Компанія постачальник виконує наступні функції:

1. постачання електроенергії споживачам;
2. обслуговування клієнтів з питань вартості електроенергії, умов оплати, коректності нарахувань і розрахунків за споживану електроенергію на основі свідчень лічильників;
3. надання додаткових послуг, наприклад - консультації з питань по енергоефективності.

Слід зазначити, що оплата послуг, наданих оператором системи, здійснюється за тарифами, які встановлюються НКРЕКП відповідно до затвердженої ним методики.

Оператор системи покриває всі витрати, пов'язані з транспортуванням електричної енергії в точку розподілу електричної енергії, а також має право на відшкодування всіх витрат, пов'язаних із транспортуванням електричної енергії в точку розподілу електричної енергії, за рахунок тарифу на розподіл електричної енергії. Саме через це тариф на розподіл електричної енергії значно вище від тих, що існували в минулі роки.

Споживачу буде доречно знати яку інформацію зобов'язаний оприлюднювати ОСР. Так, на офіційному веб-сайті оператора має бути розміщена інформація, зокрема, щодо:

1. тарифів на послуги оператора системи;
2. умов надання послуг з розподілу електричної енергії та послуг з приєднання до системи розподілу електричної енергії;
3. діючих ставок плати за приєднання до системи розподілу електричної енергії;
4. показників якості енергії та електропостачання, порядку та розміру компенсації за їх недотримання, визначених НКРЕКП;
5. рекомендацій до технічних характеристик засобів вимірювання;
6. порядку подання та розгляду оператором системи звернень, скарг та претензій;
7. порядку відключення/відновлення електроживлення споживача;
8. переліку електропостачальників, які мають доступ до системи розподілу на території діяльності оператора системи відповідно до договору.

Сучасна організація управління ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» складає дивізійну структуру, що виникла вкінці 20-х років та набула широкого використання в основу підходу покладено необхідність нових принципів до організації управління, це пов'язано було з різким збільшенням розмірів підприємств, диверсифікацією їх діяльності (багатопротильністю), ускладненням технологічних процесів в умовах оточення, що динамічно змінюється. Принципово компанії які обрали цей спосіб управління, надавали певну самостійність своїм виробничим підрозділам, залишаючи за керівництвом корпорації стратегію розвитку, науково-дослідні

розробки, фінансову та інвестиційну політику тощо. Отже у цьому типі структур зроблено спробу поєднувати централізовану координацію та контроль діяльності з децентралізованим управлінням. Дивізійна структура управління на прикладі підприємства ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» (Рис.1).



Рисунок 1.1.1 Структура підприємства ПрАТ "ПЕЕМ "ЦЕК"

Переваги дивізійної структури:

- вона забезпечує управління багатoproфільними підприємствами із загальною чисельністю співробітників близько сотень тисяч та територіально віддаленими підрозділами;
- забезпечує більшу гнучкість та швидшу реакцію на зміни в оточенні підприємства порівняно з лінійною та лінійно - штабною;
- при розширенні меж самостійності відділень вони стають "центрами отримання прибутку", активно працюючи з підвищення ефективності та якості виробництва;
- більш тісний зв'язок виробництва із споживачами.

Недоліки дивізійної структури:

- велика кількість "поверхів" управлінської вертикалі; між робітниками та керуючим виробництвом підрозділу - 3 і більше рівня управління, між робітниками та керівництвом компанії - 5 і більше;
- роз'єднаність штабних структур відділень від штабів підприємства;
- основні зв'язки - вертикальні, тому залишаються загальні для ієрархічних структур недоліки - тяганина, перевантаженість управлінців, погана взаємодія при вирішенні питань, суміжних для підрозділів і т. д.;
- дублювання функцій на різних "поверхах" і як наслідок – дуже високі витрати на утримання управлінської структури;
- у відділеннях, як правило, зберігається лінійна або лінійно-штабна структура з усіма їхніми недоліками.

1.2 Вихідна інформація щодо реконструкції електрообладнання підстанції "Молзавод" 35/6 кВ

Реконструкція підстанції є складним процесом прийняття рішень за схемами електричних з'єднань, складу електрообладнання та його розміщення, пов'язаних з виробництвом розрахунків, просторовим компонуванням, оптимізацією фрагментів та об'єкта в цілому. Цей процес потребує системного підходу щодо об'єкта реконструкції, а також використання результатів новітніх досягнень науки техніки, і передового досвіду проєктних робіт, будівельно-монтажних та експлуатаційних організацій.

Процес реконструкції електричних підстанцій, електричних мереж та систем полягає у складанні описів об'єктів, призначених для виробництва, передачі та розподілення електроенергії. Ці описи становлять сукупність документів, необхідні створення нового енергетичного устаткування установок.

Електричні станції та підстанції реконструюються як складові об'єднаної енергосистеми (ОЕС) чи регіональних електроенергетичних систем України.

Основні цілі реконструкції електричних станцій, підстанцій, мереж та енергосистем:

- виробництво, передача та розподіл заданої кількості електроенергії;

- надійна робота установок та енергосистем у цілому;
- забезпечити якісну електроенергії у споживача;
- Зниження щорічних витрат і шкоди при експлуатації установок енергосистеми.

ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» є регіональною електромережевою компанією, що здійснює передачу електричної енергії через розподільчі мережі напругою 150-0,4 кВ. Підприємство обслуговує територію Дніпропетровського краю загальною площею 31,9 тис. км² із населеним пунктом майже 3,3 млн. осіб.

Основними завданнями ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» є надійне та безперебійне постачання електроенергії споживачам, задоволення зростаючого попиту на електроенергію, підтримання якості електроенергії, що відпускається, відповідно до вимог ДСТУ. Всі роботи повинні виконуватися в суворій відповідності з діючими будівельними нормами і правилами: НПАОП 40.1-1.32-01 «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок», ГКД 34.20.507-2003 «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила», ГКД.34.03.102 -96 «Охорона праці в проєктах організації будівництва та виконання робіт на енергетичних об'єктах», техніки безпеки в будівництві, пожежної безпеки при виробництві будівельно-монтажних робіт, безпечної експлуатації вантажопідіймальних кранів та ін. нормативними документами.

ПС «Молзавод» 35/6 кВ належить до електричних мереж ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» та розташований посеред приватного сектору, що переходить на електроопалення.

У кваліфікаційному проєкті наведено обґрунтування збільшення потужності за рахунок заміни силового трансформатора, обґрунтування необхідних схем їх підключення. А також вибір пускорегулювальних пристроїв, вимикачів, пристроїв компенсації реактивної потужності, розглянуто питання захисту та автоматизації електрообладнання підстанції «Молзавод», впровадження системи АДТК.

1.2.1 Загальна характеристика об'єкта

Проєкт виконується на підставі:

- необхідності технічного переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ «Молзавод» м. Нікополь, Дніпропетровської обл.;
- розвиток дистанційно керованих систем розподілу та «інтелектуальних» мереж (АСДТК).

Згідно акту технічного опосвідчення від 11.03.2019 року:

1. На роз'єднувачі 35 кВ Л-377-0 типу РНДЗ-2-35/630 У1 спостерігається зношення елементів механічної частини ізоляційних колонок і втрата пружинних властивостей контактів роз'єднувачів, що приводить к появі ненормативних люфтів і виникненню нагріву контактної частини, що було виявлено на кріпленнях ламелей роз'єднувачів.

2. Опір контактної системи робочих ножів роз'єднувача 35 кВ Л-377-0 типу РНДЗ-2-35/630 У1 складає від 210 мкОм до 380 мкОм, при нормативному значенні ≤ 120 мкОм.

3. Корозійне пошкодження тяг приводу в місцях їхнього приєднання до поворотних колонок і верхніх поворотних механізмів роз'єднувачів 35 кВ, що призводить до утворенню люфтів у роботі приводу і неповного входження контактів роз'єднувача.

4. Спостерігається порушення армованих швів опорних ізоляторів з утворенням мікротріщин у верхній і нижній частині ізоляторів роз'єднувачів 35 кВ, що при проведенні оперативних перемикань може привести до поломки ізолятора, руйнування обладнання, створенню аварійної ситуації на ПС та нанесенню травм обслуговуючому персоналу.

5. Значення витяжних зусиль (контактних натиснень) рухомих та нерухомих контактів роз'єднувача 35 кВ Л-377-0 типу РНДЗ-35/630 У1 складає від 105Н до 148Н при нормативному значенні не менше 176 Н, це свідчить про зношення контактної системи, що може привести до оплавлення контактів та руйнування роз'єднувача.

6. На вентильних розрядники типу РВС-35 спостерігається:

- Зниження струму провідності до 175-185 мкА при нормативному значенні не менше 200 мкА;

- Пошкодження зовнішньої поверхні розрядника;
- Пошкодження реєстратора спрацювання.

7. На металевих полосах заземлення обладнання до контуру заземлення ПС відсутнє антикорозійне покриття, корозією пошкодження полос заземлення складає 30%.

8. Корозійне пошкодження і розгерметизація ящиків приводів роз'єднувачів, вимикачів 35 кВ, шаф ланцюгів РЗА складає 55%.

9. Залізобетонні стійки під обладнання 35 кВ по усій поверхні мають сколи і поперечні тріщини шириною від 0,5 см до 5,3 см і довжиною від 0,1 м до 0,8 м, раковини площею від 5 см² до 20 см².

10. Обстеження вимикачів 35кВ типу ВМП-35, при виконанні капітальних ремонтів, показує знос приводних механізмів і контактної частини. При виконанні капітального ремонту МВ- 35кВ виявлено наявність значних раковин на наконечниках свічок і знос ламелей розеткових контактів, що призводить до збільшення перехідного опору від 350 мкОм до 470 мкОм при нормативному значенні ≤ 310 мкОм.

Збільшення перехідного опору викликає додаткові втрати електричної енергії, особливо в режимах короткого замикання (КЗ), це призводить до пошкодження і руйнування вимикача. Збільшення зазорів у з'єднаннях приводного механізму тягне за собою збільшення періодичності виконання технічного обслуговування і регулювання приводів МВ-35кВ.

У зв'язку з відсутністю запасних частин і неможливістю їх придбання, з причини зняття з виробництва заводами-виробниками масляних вимикачів 35 кВ, типу ВМП-35, заміна зношених елементів на нові неможлива, а всі виявлені дефекти усуваються силами виробничого персоналу відповідних підрозділів підприємства. Враховуючи вищезазначене, погіршуються регулювальні характеристики, збільшується перехідний опір контактної частини і, як наслідок, зменшується періодичність виконання капітальних ремонтів МВ-35 кВ. Виконання позачергових капітальних ремонтів несе за собою додаткові матеріальні і трудові витрати.

11. Морально і технічно застаріла база РЗА (електромеханічні реле) призводить до проблем з їхньою експлуатацією у зв'язку зі зняттям з виробництва заводами-виробниками.

12. Строк експлуатації встановленого обладнання перевищує нормативний (25 років).

Вищезазначені дефекти, які були виявлені при аналізі технічної документації, протоколів проведених вимірювань та візуальному огляді електрообладнання підстанції суперечать вимогам нормативних документів, а саме:

1) Порухення п.15.4.1 «Вимірювання опору контактної системи роз'єднувачів та відокремлювачів» СОУ-Н ЕЕ 20.302-2007 «Норми випробування електрообладнання».

2) Порухення п. 15.5 «Вимірювання витягувальних зусиль рухомих контактів з нерухомими» СОУ-Н ЕЕ 20.302-2007 «Норми випробування електрообладнання».

3) Порухення п. 4.2.23 «Правила улаштування електроустановок».

4) Перевищення нормативного терміну експлуатації електрообладнання відповідно до інструкцій заводів-виробників (25 років).

На основі протоколів ТОВ «Енергорішення» ДП «Вінницький експертно-технічний центр держпраці» було проведено експертизу і отримано висновок №05.09.04-127.17 «Щодо відповідності обладнання підвищеної небезпеки, а саме силового трансформатора 1Т трансформаторної підстанції ПС 35/6 кВ «Молзавод» ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» вимогам нормативно-правових актів з охорони праці та промислової безпеки», а також висновку ТОВ «ЕНЕРГО ЛАЙН» та ТОВ «НВП "ЕНЕРГОРІШЕННЯ» від 15.12.2020 №09-58-2020.

За результатами експертної оцінки технічного стану трансформатора 1Т Вінницьким ЕТЦ визначено, що трансформатор не відповідає вимогам нормативно-правових актів з охорони праці та промислової безпеки і знаходиться в незадовільному стані, а також висновку ТОВ «ЕНЕРГО ЛАЙН» і ТОВ «НВП «ЕНЕРГОРІШЕННЯ» щодо проведення експертного обстеження трансформатора та надання висновку про необхідність заміни трансформатора.

Для запобігання руйнуванню фізично зношеного обладнання ПС, зменшення обсягів експлуатаційних витрат на технічне обслуговування обладнання, підвищення надійної та безаварійної роботи електричних мереж компанії, забезпечення споживачів якісними параметрами електричної енергії планом розвитку передбачається технічне переоснащення ПС з заміною обладнання ВРУ-35 кВ, заміною силового трансформатора, організація обліку по стороні 35 кВ, телемеханіки та телеуправління.

Підстанція розташована в м. Нікополь Дніпропетровської області. На ПС-35/6 кВ «Молзавод» встановлений один трансформатор 2,5 МВА, від якого живиться закритий розподільний пристрій 6 кВ із однією секцією шин.

Від ЗРУ-6 кВ підстанції здійснюється електропостачання 17 шт. ТП НРЕМ АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» та 4 шт. ТП – юридичних та побутових споживачів. Від ТП НРЕМ АТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ» отримують живлення п'ять соціально важливих споживачів.

В зв'язку з переходом міста на електроопалення, значно збільшилась потужність. Для підвищення надійної та безаварійної роботи електричних мереж, забезпечення споживачів, в тому числі важливих соціальних об'єктів, якісними параметрами електричної енергії необхідно виконати технічне переоснащення ПС з заміною обладнання ВРУ-35 кВ, з заміною силового трансформатора, організацією обліку по стороні 35 кВ, телемеханіки та телеуправління.

Підвищена увага приділяється питанням якості електроенергії, що пояснюється головним чином значними економічними та екологічними збитками, що виникають за зниженої якості електроенергії або повної її відсутності.

1.2.2 Аналіз існуючої системи електропостачання

Живлення підстанції здійснюється відпаюванням від ПЛІ-35 кВ

Основними комутаційними апаратами підстанції «Молзавод» є масляні вимикачі, роз'єднувачі, автоматичні вимикачі, запобіжники.

ПС складається з ВРУ 35 кВ та КРУЗ 6 кВ.

До обладнання ВРУ 35 кВ відносяться: роз'єднувач, масляний вимикач, трансформатори струму, розрядники.

До КРУЗ 6 кВ належить наступне обладнання: шини, масляні вимикачі, трансформатори струму, трансформатори напруги, розрядники.

Схема ПС являє собою підстанцію одностороннім живленням, вимикачем ВМП-35-800-12 від лінії 35 кВ і силовим трансформаторам ТМ-2500/35/6 .

КРУЗ-6 кВ виконано комплектним модульним розподільним пристроєм зовнішньої установки, без реакторів на лініях, що відходять, масляний вимикач ВМПЭ-10.

Для живлення власних потреб змінного струму та оперативних ланцюгів 220В встановлений трансформатор ТМ 25/6/0,4.

Управління роз'єднувачами ручне. Живлення оперативних кіл передбачено постійному струмі 220 У.

Пристрій центральної сигналізації передбачає індивідуальну світлову та загальну звукову запобіжну та аварійну сигналізацію з передачею на диспетчерський пункт.

З підстанції «Молзавод» 35/6 кВ одержують напругу 6 кВ такі споживачі, як комплектні трансформаторні підстанції, встановлені на кожному фідері. Паспортні дані встановленого на підстанції обладнання наведено у схемі.

Таблиця 1.2.2.1 – Основні техніко-економічні показники підстанції до модернізації

Найменування показника	Значення
Найменування об'єкта	Перетворювальна електропідстанція
Диспетчерська назва об'єкта	Молзавод
Потужність підстанції	2.5 МВт
Клас перетворень напруг	35/6
Кількість силових трансформаторів	1
Кількість працюючих людей	Без постійного персоналу
Загальний стан	Не задовольняє нормам експлуатації

1.2.3 Обґрунтування реконструкції підстанції та вихідні данні

При модернізації схем електричних мереж повинна забезпечуватися економічність їх розвитку та функціонування з урахуванням раціонального поєднання елементів мережі, що споруджуються, з діючими.

Схема електричної мережі має бути гнучкою і забезпечувати збереження прийнятих рішень її розвитку за можливих невеликих відхилень:

1. рівнів електричних навантажень та балансів потужності від запланованих;
2. трас ПЛ та майданчиків ПС від намічених;
3. термінів введення у роботу окремих енергооб'єктів.

На всіх етапах реконструкції мережі слід передбачати можливість її перетворення з мінімальними витратами задля досягнення кінцевих схем та параметрів лінії ПС. Під час проектування розвитку електричних мереж необхідно забезпечити зниження втрат електроенергії до економічно обґрунтованого рівня.

Схема електричної мережі повинна допускати можливість ефективного застосування сучасних пристроїв релейного захисту (РЗ), режимної та протиаварійної автоматики (ПА).

Схема та параметри електричної мережі повинні забезпечувати надійність електропостачання, при якому у разі відключення лінії або трансформатора зберігається живлення споживачів без обмеження навантаження з дотриманням нормативної якості електроенергії. Насамперед приводом для реконструкції у 2021 році підстанції став необхідність впровадження АСДТК у зв'язку з великою відстанню та збільшенням споживаної потужності, що на цей час неможливо через знос обладнання, використання вимикача застарілої конструкції. Схематичне зображення підстанції 35/6 кВ «Молзавод» показано на рисунку 1.2.3.1

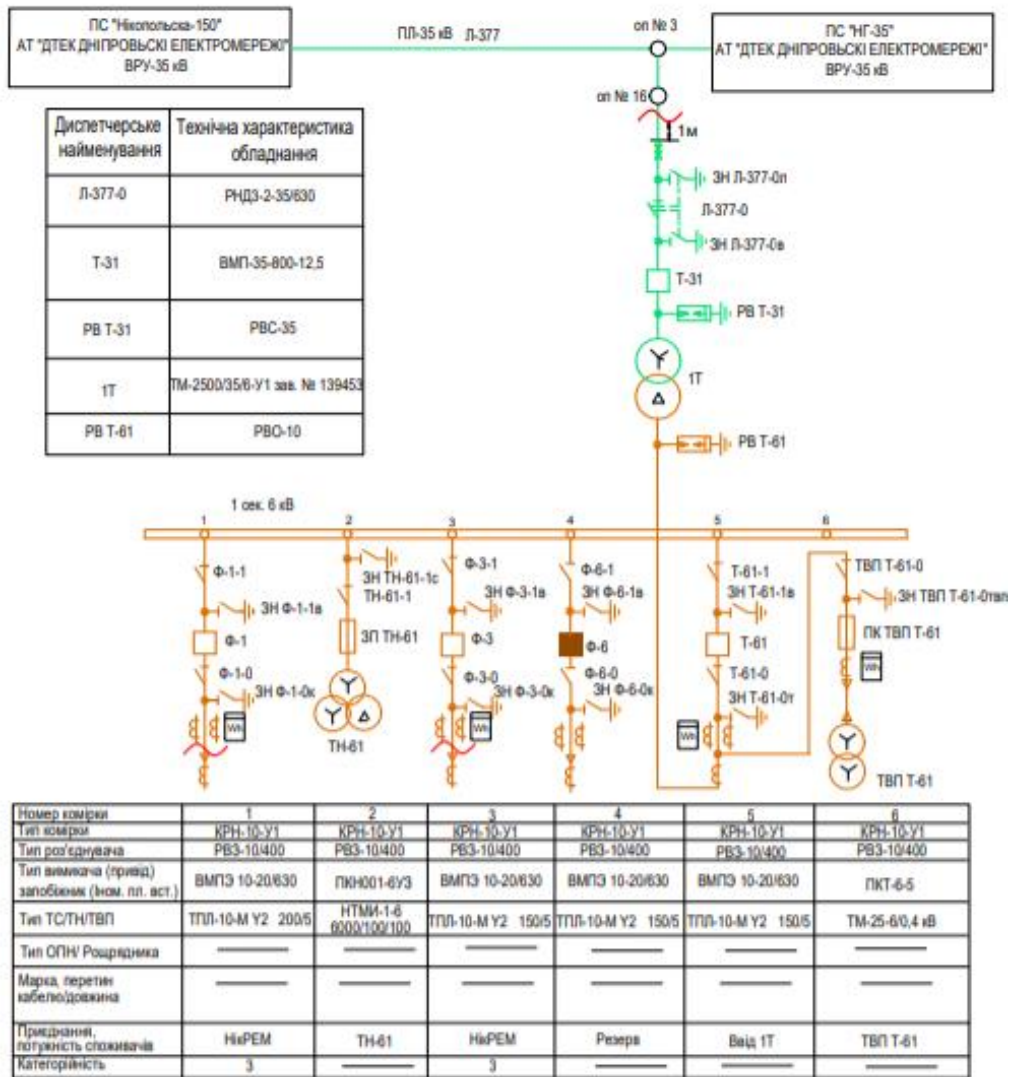


Рисунок 1.2.3.1 Схема підстанції 35/6 кВ «Молзавод»

При відмові від реконструкції (оновлення технічних характеристик):

1. Вже з 2021 р. можливі тривалі перерви в електропостачанні споживачів через відмову обладнання підстанції, в результаті – зниження корисної відпустки електроенергії та прибутку від реалізації електроенергії;
2. Можливе притягнення керівників підприємства до відповідальності за порушення договірних зобов'язань щодо абонентів;
3. Неможливе задоволення запитів підприємств із високим рівнем споживання електроенергії збільшення споживаної потужності, отже – відмова від додаткового прибутку.

У зв'язку з цим передбачено:

1. Заміна трансформатора 35/6 кВ потужністю 2,5 МВА на трансформатор потужністю 4,0 МВА із реконструкцією РУ 35, 6 кВ з заміною масляних вимикачів на вакуумні.

Внаслідок проведення реконструкції:

1. Забезпечується надійне електропостачання споживачів;
2. Стає можливим впровадження АСДТК.

Технічним завданням проектування визначено необхідність збільшення встановленої потужності підстанції та заміну вимикача, що забезпечує наявність технічної можливості збільшення корисної відпустки електроенергії та використання систем дистанційного управління, знаття показників.

1. Створення іміджу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» як надійного та ділового партнера у відносинах з обласною адміністрацією, великими підприємствами, що дозволить успішно вести та розвивати бізнес в області.

2. Збільшується капіталізація компанії, оскільки після проведення реконструкції новостворене обладнання ставиться на баланс служби підстанцій електричних мереж ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК», з наступним нарахуванням амортизаційних відрахувань відповідно збільшиться амортизаційний фонд підприємства.

Таблиця 1.2.3.1 - Відомості обсягів основних монтажних робіт

Відомість основних обсягів робіт				
1	2	3	4	5
№ п/п	Вид роботи	Одиниця виміру	Всього	Примітка
Перша черга реконструкції				
Демонтаж електротехнічного силового обладнання				
1	Демонтаж трансформатора силового ТМ-2500/35/6 (з встановленням на місце тимчасового зберігання)	шт	1	
2	Демонтаж вимикача 35 кВ МВП-35	шт	1	
3	Демонтаж роз'єднувача 35 кВ РНДЗ-2-35/630	шт	1	
4	Демонтаж розрядників 35 кВ РВС-35	шт	3	
5	Демонтаж шинної опори 6 кВ ШО-6	шт	3	
6	Демонтаж вимикача 6 кВ ВМПС-6	шт	3	
7	Демонтаж обмежувача перенапруг 6 кВ	шт	3	
8	Демонтаж трансформаторів струму типу ТПЛ-10	шт	6	
9	Демонтаж трансформатору напруги типу НТМИ-6	шт	1	

Продовження таблиці 1.2.3.1

10	Демонтаж проводу АС-95	м	24	
11	Демонтаж гнучкого шинного мосту 10 кВ	прогін/м.од	2/6	
12	Демонтаж опорних ізоляторів 10 кВ	шт	6	
13	Демонтаж прохідних ізоляторів 10 кВ	шт	3	
14	Демонтаж опори шинної 10 кВ	шт	6	
Монтаж електротехнічного силового обладнання				
1	Монтаж трансформатора силового ТМ- 25/6-У1	шт	1	
2	Монтаж вимикача вакуумного триполюсного 35 кВ	шт	1	
3	Монтаж роз'єднувача триполюсного 35кВ DTS-40.5.1000.А.IV УХЛІ (маса=0,155)	шт	1	
4	Монтаж обмежувача перенапруг 35 кВ	шт/к-кт	2	
5	Монтаж обмежувача перенапруг 6 кВ	шт/к-кт	1	
6	Монтаж трансформатора напруги 35 кВ	шт/к-кт	3/1	
7	Монтаж трансформатора струму 35 кВ	шт/к-кт	3/1	
8	Монтаж вимикача 6 кВ ВВ-TEL	шт	4	
9	Монтаж трансформатора струму 6 кВ	шт	9	
10	Монтаж трансформатору напруги 6 кВ	шт	1	
11	Монтаж опори шинної 35 кВ	шт	3	
12	Монтаж опори шинної 10 кВ	шт	6	
13	Монтаж опорних ізоляторів 6 кВ	шт	6	
14	Монтаж прохідних ізоляторів 6 кВ	шт	3	
15	Монтаж гнучкого шинного мосту 10 кВ	прогін/м.од	2/6	
Монтаж приладів РЗА				
13	Монтаж апаратури та вторинної комутації схеми управління, автоматики, захисту та сигналізації уводу 35кВ	к-т	1	
14	Монтаж апаратури та вторинної комутації управління, автоматики та розподілу трифазної системи змінної напруги 0,4кВ	шт	5	
15	Монтаж апаратури та вторинної комутації схеми управління та автоматики РПН силового трансформатора	к-т	1	
16	Монтажні роботи по реконструкції схеми живлення, розподілу та сигналізації системи постійного оперативного струму	к-т	1	
Друга черга реконструкції				
Монтаж приладів АСУТП				
1	Конструкції для виконавчих механізмів, що встановлюються на підлозі, маса до 35 кг (Збір та встановлення шафи розподільчої XM66-1864)	шт	1	
2	Щити, пульти, стативи, маса до 50 кг (Стойка (Rack) 560MPR01)	шт	1	
3	Установлення знімних та висувних блоків [модулів, комірок, ТЄЗів], маса до 5 кг (Модуль процесорний 560CMR01 - 1шт., Модуль дискретних входів 560BIR01 -2шт., Модуль дискретних виходів 560BOR01 - 1шт., CD RTUtil 560 v12 - 1шт., SD card v12 PLC/Archive-250DP - 1шт., Плата об'єднуюча 560BCU04 - 1шт)	шт	7	

Кінець таблиці 1.2.3.1

4	Вузли об'язування приладів (GSM роутер GWR352HSW)	шт	1	
5	Перетворювач або блок живлення, що встановлюється окремо (DC/DC перетворювач DDR-15G-12)	шт	1	
6	Перетворювач або блок живлення, що встановлюється окремо (DC/DC перетворювач DDR-30G- 24)	шт	1	
Третя черга реконструкції				
Демонтаж електротехнічного силового обладнання				
1	Демонтаж трансформатора силового ТМ-2500/35/6	шт	1	
Монтаж електротехнічного силового обладнання				
1	Монтаж трансформатора силового ТМН-4000/35/6-У1	шт	1	

1.2.4 Організація обслуговування електричних мереж

ПС 35/6 кВ «Молзавод» належить ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК».

Оперативно-диспетчерське управління і ремонтно-експлуатаційне обслуговування ПС виконується персоналом відповідних служб ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК».

Проектом передбачається електропостачання буд майданчика від джерел власних потреб підстанції ПС 35/6 кВ «Молзавод».

Постачання технічної та питної води на період будівництва (технічного переоснащення) передбачено підвезенням на будівельний майданчик.

Архітектурно-планувальні рішення генплану передбачають раціональне розміщення будівель і споруд відповідно до діючих норм і правил з виконання вимог щодо технології основного виробництва.

1.2.5 Коротка характеристика району і будівельного майданчика

Об'єкт будівництва (технічного переоснащення) – існуюча трансформаторна підстанція ПС 35/6 кВ «Молзавод» знаходиться м. Нікополь, Дніпропетровської обл.

Загальна площа ВРУ-35 кВ за генпланом –0,033 га.

Демонтоване обладнання та матеріали перевозяться на місце зберігання на відстань 140 км.

1.3 Електротехнічні рішення технічного переоснащення, що пропонуються в проєкті

Проєктом передбачається виконання технічного переоснащення підстанції 35/6 кВ «Молзавод» у три черги, а саме:

Перша черга технічного переоснащення

- Реконструкція ВРУ-35 (без заміни трансформатора)
- Організація обліку по стороні 35 кВ
- Реконструкція ЗРУ-6 кВ

Друга черга технічного переоснащення

- Організація автоматизованої системи керування з видачою сигналів на диспетчерський пункт
- Організація системи сигналізації пожежної та периметральної охорони.

Третя черга технічного переоснащення

- Заміна трансформатора ТМ-2500/35/6 на ТМН-4000/35/6 .

1.3.1 Заходи з енергозбереження

Збереження енергоресурсів при передачі електроенергії досягається за рахунок:

- вибору оптимальних параметрів силового устаткування електричних мереж для зменшення втрат електричної енергії, пов'язаних з її передачею і розподілом;
- застосування при зовнішньому встановленні закритих герметичних клемних шаф;
- застосування панелей управління, релейного захисту і автоматики з використанням мікропроцесорної техніки;
- застосування електронних багатофункціональних лічильників.

1.3.2 Електротехнічні рішення технічного переоснащення

Проектом технічного переоснащення ПС 35/6 кВ «Молзавод» замість існуючого силового трансформатора 1Т типу ТМ-2500/35-У1 проектом передбачається установка нового силового трансформатора 1Т типу ТМН-4000/35-У1 двообмоткового з РПН, виконаного за ГОСТ 11677-85 виробництва ПАТ «Запоріжтрансформатор».

Трансформатор оснащається автоматичним пристроєм РПН з мікропроцесорними блоками керування, також передбачається встановлення датчиків рівня оливи.

У комірках ЗРУ-6 кВ по усім приєднанням (крім резерва) планується замінити масляних вимикачів на вакуумні вимикачі типу ВВ/TEL та передбачається заміна трансформаторів струму на аналогічні типу ТПЛУ-, що мають обмотки з литою ізоляцією виробництва ВЕОНТОР.

Замість існуючих розрядників РВС-35 кВ встановлюються обмежувачі перенапруг типу РВА2-54 L5 E2 M7 виробництва фірми Tусо Electronics Raychem.

Для захисту від грозових і комутаційних перенапруг замість існуючих розрядників 6 кВ передбачається встановлення обмежувачів перенапруг типу ОСР2- 08S-N N N виробництва фірми Tусо Electronics Raychem.

Проектом технічного переоснащення по приєдн. 1Т встановлюються трансформатори струму типу ТРО 70.11 40.5 100/5, що мають обмотки з литою ізоляцією виробництва АВВ.

Проектом технічного переоснащення по приєдн. 1Т встановлюються трансформатори напруги типу ТЮ 7 35 кВ, що мають обмотки з литою ізоляцією виробництва АВВ.

Замість існуючого вимикача 35 кВ по приєдн. 1Т встановлюється вакуумні вимикачі типу ВР35НСМ-35-20/1600 УХЛ1 виробництва ВАТ «Рівненський завод високовольтної апаратури».

Замість існуючого роз'єднувача 35 кВ встановлюється роз'єднувач типу DTS-40.5.1000.C.IV УХЛ1, з полімерною ізоляцією, з ручними приводами типа RSM-1 основних та заземлюючих ножів виробництва ТОВ "ГК"Високовольтні технології".

Обладнання по стороні 35 кВ встановлюються на опори.

Гнучке ошикування трансформатора стороні по 35 кВ виконується проводом АС-185 підвішеним на полімерних ізоляторах.

По стороні 6 кВ проектом передбачається монтаж нового шинного мосту, виконаного проводом АС 240/32 на шинних опорах ШОП-10-1.1-4 УХЛ1.

Для приєднання проводів до апаратів застосовуються апаратні пресовані затискачі.

Прокладка кабелів вторинної комутації до ЗРУ-6 кВ та ЗПК здійснюється у проєктованих залізобетонних лотках.

Проектом технічного переоснащення передбачається організація тимчасового електропостачання на період виконання будівельно-монтажних робіт з технічного переоснащення підстанції.

Щит для живлення будівельних машин і механізмів встановлюється на території ВРУ-35 кВ ПС за місцем залежно від місця проведення робіт. Проектом передбачається що потужність споживання будівельних машин і механізмів не перевищуватиме 10 кВт по мережі 0,4 кВ.

Порядок оплати за споживану електроенергію узгоджується з комерційною дирекцією замовника (ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»).

1.3.3 Будівельні рішення технічного переоснащення

У третій черзі трансформатор 1Т ТМ-2500/35/6 замінюється на новий. Новий трансформатор 1Т ТМН-4000/35/6 встановлюється на фундамент, положення якого коригується відповідно до габариту колії трансформатора. Фундаменти під трансформатори виконані з лежнів залізобетонних ЛЖ-2.8, на яких встановлені швелери. Лежні ЛЖ-2.8 встановлюються на монолітну залізобетонну основу маслоприймача МП-2, яка в свою чергу виконується на утрамбованій щебеневій основі. Для виготовлення фундаменту необхідно використовувати опалубку. Виготовлення металевих форм провадяться відповідно до ГОСТ 25781-83 «Форми сталеві для виготовлення залізобетонних виробів».

У маслоприймальну конструкцію засипається щебінь фракції 40-70 мм завтовшки 250мм.

По основі масмоприймача МП-2 виконується цементна стяжка з ухилом у сторону горловини маслоприймача. На поверхню горловини встановлюється металева решітка. З горловини маслоприймача виконується маслостік до перехідного колодязя, для маслостока приймається азбестоцементна труба Ø200 мм, ухил у бік маслосбірника повинен становити у десятинному відношенні не менш 0,02.

У випадку аварійного розливу масла передбачається існуючий масло збірний пристрій.

З фундаменту трансформатора 1Т до маслосбірника прокладається труба азбестоцементна $d=200$ (масло стік), ухил у бік маслосбірника повинен становити у десятинному відношенні 0,02. Для виконання ревізії маслостоку передбачається з/б колодязь покритий люком каналізаційним полімеркомпозитними.

Силове обладнання встановлюємо на стійках УСО-1. Стійки встановлюються в пробурені котловани діаметром 400 мм глибиною 2700 мм на щебенеvu подушку 300 мм, з подальшому заповненням пазух з/б опор крупнозернистим піском. На стійки встановлюються металокопструкції для монтажу обладнання.

Зварювання виконувати електродами Э42 по ГОСТ 9467-75. Зварні шви по ГОСТ 5264-80. Катет шва прийняти за найменшою товщині зварюваних елементів. Антикоровійний захист металевих виробів що монтуються на будівельному майданчику виконувати забарвленням емаллю ПФ-133 за два рази по ґрунтовці ГФ-020. Антикоровійне покриття металокопструкцій що виготовляються у заводських умовах виконується гарячим оцинкуванням відповідно до ДСТУ-Н Б В.2.6-186: 2013 «Настанова щодо захисту будівельних копструкцій будівель та споруд від корозії», з товщиною покриття не менше 100 мкм. У місцях варіння повинно бути виконано відновлення цинкового покриття за допомогою цинкомістної фарби.

Всі види робіт проводити у відповідності до вказівок ДБН А.3.2- 2 - 2009

«Охорона праці та промислова безпека в будівництві. Основні положення», НПАОП 40.1-1.32-01 «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок», ГКД 34.20.507-2003 «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила», ГКД.34.03.102 -96 «Охорона праці в проєктах організації будівництва та виконання робіт на енергетичних об'єктах».

При виконанні будівельно-монтажних робіт встановити контроль над виконанням правил пожежної безпеки.

1.2.4 Релейний захист, автоматика, управління, сигналізація

Схеми захисту і автоматики елементів, які підлягають реконструкції, виконані на базі мікропроцесорних пристроїв захисту Sepam T87, Sepam T81 виробництва компанії Schneider Electric та PC83-B4 виробництва компанії «РЗА Системз».

Живлення проєктованих кіл управління вимикачами 35кВ та 6кВ, пристроїв захисту, автоматики та сигналізації передбачено постійним струмом напругою 220В від акумуляторної батареї ємністю 30 А×год, струм навантаження до 5А. Елементи живлення кіл оперативного струму розташовані в шафі ШОТ1М в ЗПК

Шинки оперативного струму кіл управління вимикачами та захисту передбачені без секціонування $\pm 220\text{В}$ (що задовольняє вимогам НД для випадку однотрансформаторної ПС), через окремі автоматичні вимикачі.

Шинки оперативного струму захисту, управління вимикачем 35 кВ 1Т та сигналізації, передбачено у вигляді кіл без секціонування через автоматичні вимикачі, встановлені на панелі ШОТ1М.

Шинка живлення пристроїв світлової сигналізації живиться вад кіл сигналізації ШОТ1М через перемикач, розташований на двері шафи.

Аварійна та попереджувальна сигналізація ПС здійснюється спрацюванням відповідних вказівних реле та світлової сигналізації пристроїв захисту з передачею телесигналів на диспетчерський пункт.

Захист силового трансформатора забезпечується наступними захистами:

- диференційна струмова відсічка;

- диференційний струмовий захист з гальмуванням та блокуванням по другій та п'ятій гармонікам;
 - газовий захист трансформатора;
 - газовий захист РПН;
 - струмова відсічка 35кВ;
 - максимальний струмовий захист 35кВ;
 - максимальний струмовий захист 6кВ.
- а також технологічними захистами:
- струмовий захист від перевантаження;
 - захист від перегріву трансформатора;
 - захист від зниження рівня масла в розширнику трансформатора;
 - блокування роботи РПН при перевантаженні трансформатора.

Диференційна струмова відсічка та диференційний струмовий захист з гальмуванням виконані на базі мікропроцесорного пристрою захисту типу Seram T87 з дією без витримки часу на вимкнення вимикачів 35кВ та 6кВ трансформатора. Живлення схеми оперативним струмом здійснюється від шинок оперативного струму ЗПК через окремий автоматичний вимикач. Живлення пристрою змінним струмом здійснюється від окремих обмоток класу 5Р виносних трансформаторів струму 35кВ і трансформаторів струму 6кВ в комірці уводу 6кВ в ЗРП-6кВ.

Резервні захисти трансформатора - Струмова відсічка 35кВ та максимальний струмовий захист 35кВ виконані на базі мікропроцесорного пристрою типу Seram T81 з дією на вимкнення вимикачів трансформатора 1Т з обох боків (35кВ та 6кВ). Живлення схеми оперативним струмом здійснюється від шинок оперативного струму ЗПК через окремий автоматичний вимикач. Живлення пристрою змінним струмом здійснюється від окремих обмоток класу 10Р виносних трансформаторів струму 35кВ трансформатора.

Газові захисти трансформатора виконані безпосередньо на базі газового реле трансформатора та газового реле РПН, з дією на сигнал при спрацюванні 1ст. і дією

без витримки часу на вимкнення вимикачів 35кВ та 6кВ трансформатора при спрацюванні 2 ст.

Зберігається існуюча схема максимального струмового захисту 6кВ (МСЗ-6кВ), окрім того, передбачається функція МСЗ 6кВ трансформатора в проектованому мікропроцесорному пристрої SEPAM T87.

Кола електромагніту увімкнення живляться від панелі ШОТ1М через окремий автоматичний вимикач.

Технологічні захисти:

- струмовий захист від перевантаження;
- захист від перегріву трансформатора;
- захист від зниження рівня масла в розширнику трансформатора реалізуються

МП Seram T81 з дією на сигнал;

- блокування роботи РПН при перевантаженні трансформатора здійснюється МП Seram T87 та T81.

Схема управління вимикачем 35кВ трансформатора забезпечує оперативне дистанційне управління з ЗПК, або телеуправління з ДП, вимкнення дією захистів. Двигун заведення пружин увімкнення живиться постійним оперативним струмом від шинок оперативного струму ЗПК через окремий автоматичний вимикач.

В схемах захисту трансформаторів проектом передбачені контактні накладки для оперативного виводу з роботи диференційних захистів, кіл для передачі команди на вимкнення вимикача уводу 6кВ, кіл прийому команди ПРВВ на вимкнення вимикача 35кВ, а також накладка для переводу 2ст. газового захисту трансформатора на сигнал.

Схема дистанційного керування РПН кожного трансформатора та автоматичного регулювання напруги (АРН) виконана на базі мікропроцесорного пристрою РС 83-В4. Живлення схеми здійснюється трифазною змінною напругою 380В від відповідного ТВП-0,4кВ через окремі автоматичні вимикачі розташовані в комірці ТВП-0,4кВ в ЗРП-6кВ та в шафі в ЗПК.

Для візуального контролю струму навантаження трансформатора по стороні 35кВ передбачено електронний амперметр з цифровим дисплеєм. На його

вимірювальний вхід струм подається від окремої обмотки класу 0,5 виносних трансформаторів струму 35кВ. Амперметр живиться постійним оперативним струмом від шинок оперативного струму ЗПК через окремий автоматичний вимикач.

Контроль ізоляції мережі 35кВ, контроль вторинних кіл напруги ТН-35кВ виконано на базі реле УКН-01М (ТМ «Релсіс»). Для захисту ТН-35кВ від ферорезонансу передбачено пристрій VT Gurd Pro виробництва АВВ, який підключається до збірки вторинних обмоток в «розімкнутий трикутник».

Пристрій РС 83-В1 живиться постійним оперативним струмом від шинок оперативного струму ЗПК через окремий автоматичний вимикач.

Розташування проєктованих пристроїв захисту трансформатора, управління вимикачами 35 та 6кВ, а також вимірювання напруги в колах 35кВ, передбачено на панелі №1 захисту 1Т та автоматики управління В-35кВ та В-6кВ 1Т.

Апаратура автоматики керування РПН 1Т виконана на панелі ЗПК №2 автоматики регулювання напруги 1Т.

Розділ 2

2.1 Вибір схеми підстанції

Головна схема проєктованої підстанції складається з розподільчого пристрою 35 кВ, силового трансформатора 35/6 кВ і розподільчого пристрою 6 кВ.

На стороні напруги 35 кВ, згідно з проєкту, приймаємо схему виконану одним вводом та однією секцією з вимикачем вакуумного типу.

На стороні напруги 6 кВ приймаємо одну секціоновану систему з вимикачем вакуумного типу та обмежувачем перенапруг.

Приєднання на стороні 6 кВ, що відходять до споживачів виконані в КРУЗ з монттованими вимикачами вакуумного типу.

Схематичне зображення підстанції показано на рисунку 2.1.1.

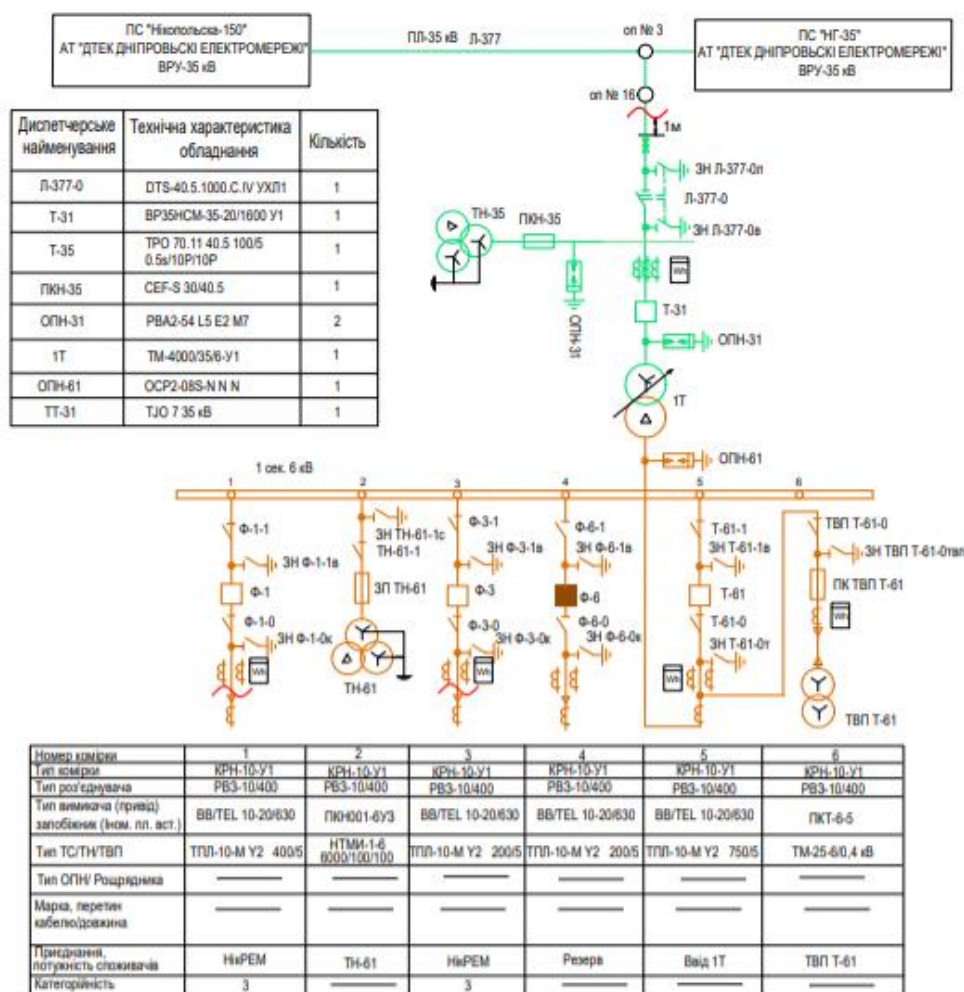


Рисунок 2.1.1 - Схема підстанції 35/6 кВ «Молзавод» по завершенню реконструкції

2.2 Вибір потужності трансформатору

Номінальна потужність прийнята відповідно до даних отриманих від оперативно-диспетчерського відділу ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК», щодо показників встановленої потужності підстанції 35/6 кВ «Молзавод»

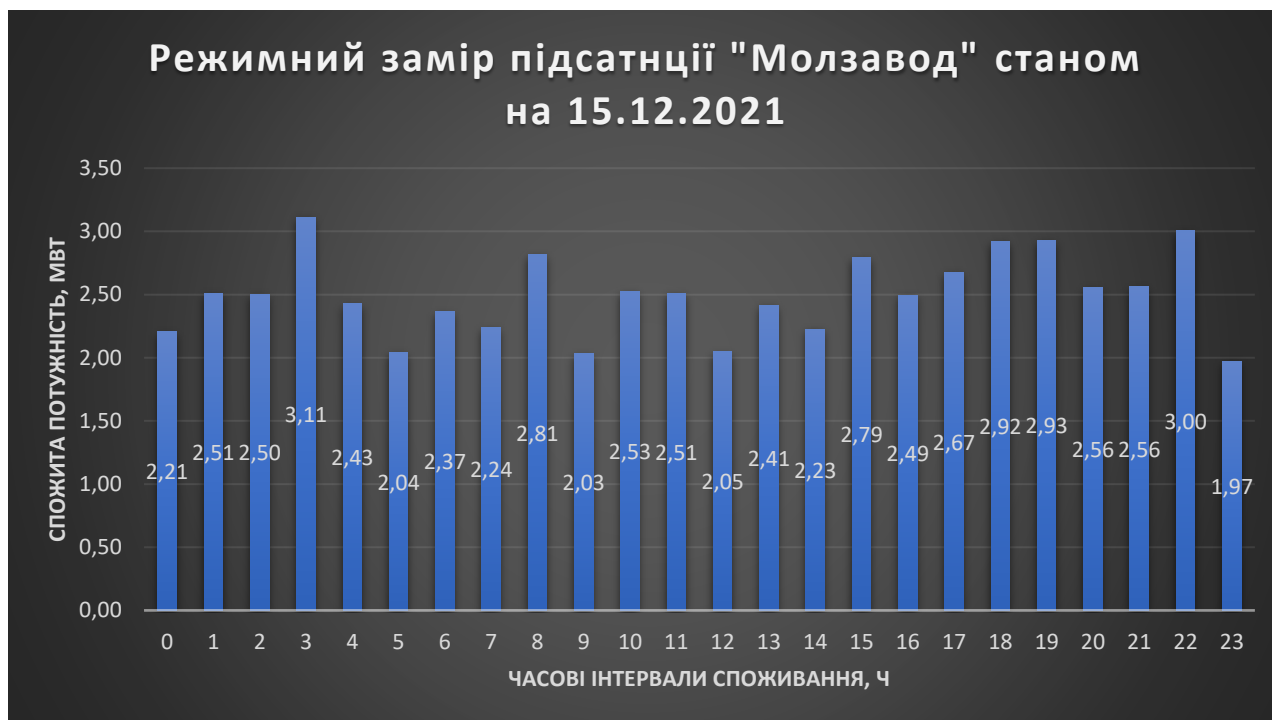


Рисунок 2.2.1 – Режимний замір підстанції "Молзавод" станом на 15.12.2021

Таблиця 2.2.1 – Показники навантаження трансформатору

Время	Клас напруг.	Тр-р №1		Нагрузка ЛЭП и фидеров 6кВ			
		нагрузка		нагрузка	нагрузка	нагрузка (отключен)	нагрузка
	6кВ	Т-31	Т-61	Ф-1	Ф-3	Ф-6	ТВП-61
	1с	А	МВт	кВт	кВт	кВт	кВт
0	6,3					○	
1	6,3	36	2,21	1680	504	○	0,04
2	6,3	36	2,51	1680	504	○	0,043
3	6,3	41	2,50	1680	756	○	0,047
4	6,3	45	3,11	1680	1008	○	0,038
5	6,3	41	2,43	1680	756	○	0,048
6	6,3	35	2,04	1344	756	○	0,032
7	6,3	41	2,37	1680	756	○	0,038
8	6,3	35	2,24	1344	756	○	0,047
9	6,3	41	2,81	1680	756	○	0,039

Кінець таблиці 2.2.1

10	6,3	35	2,03	1344	756	○	0,036
11	6,3	31	2,53	1344	504	○	0,029
12	6,3	29	2,51	1008	756	○	0,051
13	6,3	46	2,05	2016	756	○	0,048
14	6,3	39	2,41	1344	1008	○	0,042
15	6,3	35	2,23	1344	756	○	0,036
16	6,3	46	2,79	2016	756	○	0,046
17	6,3	39	2,49	1344	1008	○	0,038
18	6,3	41	2,67	1680	756	○	0,04
19	6,3	39	2,92	1344	1008	○	0,032
20	6,3	52	2,93	2352	756	○	0,024
21	6,3	46	2,56	2016	756	○	0,028
22	6,3	34	2,56	1008	1008	○	0,061
23	6,3	56	3,00	2352	1008	○	0,054
24	6,3	45	1,97	1680	1008	○	0,036

При визначенні розрахункових навантажень для споживачів з тривалим режимом роботи доцільно застосовувати метод коефіцієнта попиту. Порядок визначення максимальних значень розрахункових величин:

1. Навантаження трансформатору $P_{m.t.}$ і $Q_{m.t.}$ з урахуванням коефіцієнта завантаження в нормальному режимі, кВт, кВар:

Приймаємо згідно з режимними замірами потужність $P_{m.t.}$ і $Q_{m.t.}$ підстанції.

$$P_{m.t.} = P_{m.z}, \quad (2.2.1)$$

$$P_{m.t.} = 3,11 \text{ кВт},$$

$$Q_{m.t.} = P_{m.t.} \cdot \operatorname{tg}\phi, \quad (2.2.2)$$

$$Q_{m.t.} = 3,11 \cdot 0,48 = 1,49 \text{ кВар};$$

де $P_{m.z}$ - максимально знята потужність трансформаторів, кВт;

2. Навантаження споживачів кВт, кВар:

Аналогічно приймаємо для споживачів, показники для першого фідера складають:

$$P_{\text{м.сп.}} = P_{\text{т.сп.з}}, \quad (2.2.3)$$

$$P_{\text{м.сп.}} = 2,352 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{м.сп.}} = P_{\text{м.сп.}} * \text{tg} \phi_{\text{сп.}}, \quad (2.2.4)$$

$$Q_{\text{м.сп.}} = 2,352 * 0,48 = 1,128 \text{ кВар};$$

$$S_{\text{м.сп.}} = \sqrt{P_{\text{м.сп.}}^2 + Q_{\text{м.сп.}}^2}, \quad (2.2.5)$$

$$S_{\text{м.сп.}} = \sqrt{2,352^2 + 1,128^2} = 2,6 \text{ кВА};$$

де $P_{\text{т.сп.з}}$ - номінальна потужність трансформаторів з первинною напругою, кВт;

3. Сумарна розрахункова потужність підстанції, кВА:

$$S_M = n_c * \sqrt{P_{\text{м.м.}}^2 + Q_{\text{м.м.}}^2}, \quad (2.2.6)$$

$$S_M = 1 * \sqrt{3,11^2 + 1,49^2} = 3,44 \text{ кВА};$$

де n_c - число секцій РП 6 кВ.

Вибір потужності трансформатору виконується, виходячи з повної розрахункової потужності об'єкта добового графіка навантажень і показників, які характеризують сезонні зміни навантажень, а також в залежності від кліматичних умов. Трансформатори ГПП, як правило, вибирають так, щоб при коливанні навантаження з урахуванням можливих сезонних змін забезпечити нормальних режим роботи трансформатору. Вибір потужності трансформаторів необхідно виконувати відповідно до ДСТУ 3270-95.

Вибір потужності трансформатору виконується за умовою:

$$S_{\text{нт}} > S_M, \quad (2.2.7)$$

$$4 \geq 3,44 \text{ кВА};$$

де $S_{\text{м.авар}}$ – максимальне навантаження;

Обираємо трансформатор ТМН-4000/35/6.

2.3 Визначення розрахункових струмів для вибору вимикачів

Для вибору електричних апаратів ВРП і ЗРП, а також вибору перетину шин і кабелів необхідне визначення відповідних розрахункових струмів нормального і форсованого режимів роботи електроустановок.

1. Розрахунковий робочий струм $I_{рн}$ ліній вводу в нормальному режимі, А:

$$I_{рн(вн)} = \frac{0.85 * S_{нт}}{n_{в} * \sqrt{3} * U_{н(вн)}}, \quad (2.3.1)$$

$$I_{рн(вн)} = \frac{0.85 * 4000}{1 * \sqrt{3} * 36,75} = 53,41 \text{ А};$$

$$I_{рн(нн)} = \frac{0.85 * S_{нт}}{n_{в} * \sqrt{3} * U_{н(нн)}}, \quad (2.3.2)$$

$$I_{рн(нн)} = \frac{0.85 * 4000}{1 * \sqrt{3} * 6,3} = 311,58 \text{ А};$$

де $n_{в}$ - число вводів;

$U_{н(нн,вн)}$ - відповідне значення напруги на високій стороні і збірних шинах КРП.

2. Розрахунковий робочий струм вводу в післяаварійному (форсованому) режимі, А:

$$I_{рф.(нн)} = 2 * I_{рн.(нн)}, \quad (2.3.3)$$

$$I_{рф.(нн)} = 2 * I_{рн.(нн)} = 623,16 \text{ А},$$

$$I_{рф.(вн)} = 2 * I_{рн.(вн)}, \quad (2.3.4)$$

$$I_{рф.(вн)} = 2 * I_{рн.(вн)} = 106,82 \text{ А};$$

3. Розрахункові струми споживачів, приєднаних до шин ЗРП:

а) приєднання трансформатора власних потреб, А:

$$I_{рн.т} = \frac{K_3 * S_{НТ}}{\sqrt{3} * U_H}, \quad (2.3.5)$$

$$I_{рн.т} = \frac{0,85 * 25}{\sqrt{3} * 6,3} = 1,947 \text{ А},$$

$$I_{рф.т} = 2 * I_{рф.т}, \quad (2.3.6)$$

$$I_{рф.т} = 2 * I_{рф.т} = 3,894 \text{ А};$$

б) приєднання стороннього споживача, А:

$$I_{рн.сп} = I_{рф.сп} = \frac{S_{м.сп}}{\sqrt{3} * U_H}, \quad (2.3.7)$$

$$I_{рф.сп} = \frac{2,6}{\sqrt{3} * 6,3} = 239,05 \text{ А};$$

2.4. Розрахунок струмів короткого замикання на стороні 35 кВ

В дипломному проекті розрахунок струмів КЗ виконують в об'ємі, необхідному для вибору апаратів і провідників. Розрахункові умови визначають відповідно раніше вивченої дисципліни «Перехідні процеси в системах електропостачання», методики (2, 4), а також розділу 3 [3].

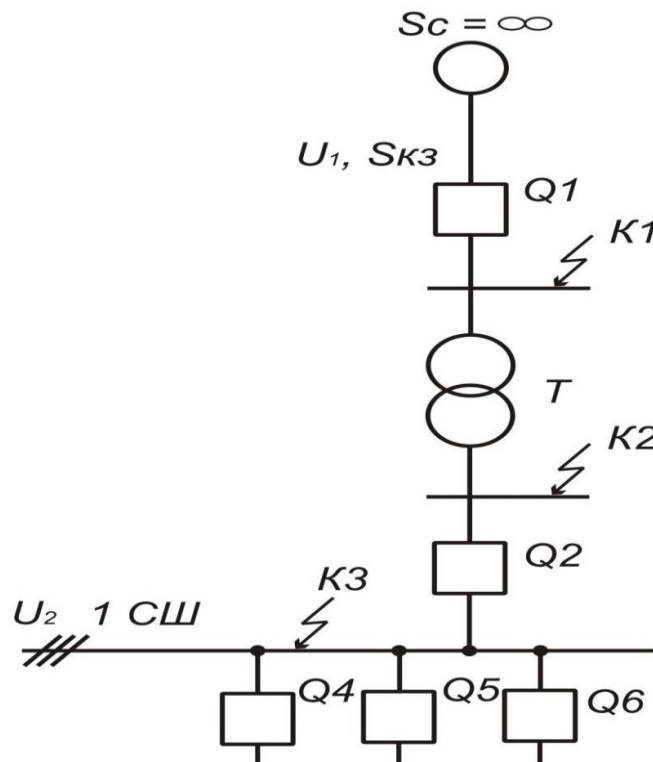


Рисунок 2.4.1 Розрахункова схема для визначення струмів КЗ

При виборі розрахункової схеми для визначення струмів короткого замикання слід виходити з умов довготривалої роботи електроустановки

Розрахункова схема для визначення струмів КЗ наведена на рис. 2.4.1 Розрахункові точки КЗ визначенні з умови розрахунку максимальних струмів КЗ, що протікають через відповідні провідники та електричні апарати.

Розрахунок струмів КЗ на стороні 35 кВ:

Вибираємо базові умови:

базова потужність : $S_6 = 100 \text{ мВА};$

базова напруга на стороні ВН: $U_{61} = U_{cp1} = 36,5 \text{ кВ};$

Базовий струм на ступені КЗ, кА:

$$I_{61} = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_{61}}, \quad (2.4.1)$$

$$I_{61} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 36,5} = 1,58 \text{ кА};$$

де S_6 - базова потужність, мВА;

U_{61} - середня номінальна напруга.

Опір системи:

$$x_{*(6)c} = \frac{S_6}{S_K}, \quad (2.4.2)$$
$$x_{*(6)c} = \frac{100}{1000} = 0,1 \text{ Ом};$$

де S_K - потужність КЗ на шинах підстанції, мВА.

Струм КЗ від системи (періодична складова), кА;

$$I_{п,t=0,ас} = I_{п,t1,ас} = \frac{I_{61}}{x_{*(6)c}}, \quad (2.4.3)$$
$$I_{п,t=0,ас} = I_{п,t1,ас} = \frac{1,58}{0,071} = 15,8 \text{ кА};$$

Ударний струм КЗ (найбільший пік), кА:

$$i_{y.1} = k_y \sqrt{2} I_{п,t=0,ас}, \quad (2.4.4)$$
$$i_{y.1} = 1,617 * \sqrt{2} * 15,8 = 36,13 \text{ кА};$$

де k_y - ударний коефіцієнт.

Значення k_y і T_a в залежності від місця короткого замикання наведені в таблиці 3.8 [2].

Аперіодична складова струму КЗ у момент часу τ :

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} I_{п,t=0,1} \exp(-\tau/T_a), \quad (2.4.5)$$
$$i_{a\tau} = \sqrt{2} * 15,8 * \exp(-0,07/0,02) = 0,67 \text{ кА};$$

де τ – найменший час від початку КЗ до моменту розходження контактів вимикача, с.

$$\tau = t_{в.в} + t_{рз.min}, \quad (2.4.6)$$

$$\tau = 0,06 + 0,01 = 0,07 \text{ с};$$

де $t_{рз.min}$ - мінімальний час дії релейного захисту, с;

$t_{в.в}$ - власний час вимикання вимикача, який залежить від його типу, с.

Розрахунок струмів КЗ від системи на стороні 10 кВ.

базова потужність : $S_6 = 100 \text{ мВА};$

базова напруга на стороні НН $U_{62} = U_{ср2} = 10,5 \text{ кВ};$

базовий струм на стороні НН

$$I_{62} = \frac{S_6}{\sqrt{3} * U_{62}} = \frac{100}{\sqrt{3} * 10,5} = 6,06 \text{ кА}; \quad (2.4.7)$$

Розрахунок струмів КЗ від системи на стороні 10 кВ (точка К2)

Опір трансформатора:

$$Z_{*(6)T} = \frac{U_k}{100} * \frac{S_6}{S_{HT}} = \frac{7,5}{100} * \frac{100}{4} = 1,875 ; \quad (2.4.8)$$

$$r_{*(6)T} = \frac{\Delta P_k * S_6}{S_{HT}^2} = \frac{0,0335 * 100}{4^2} = 0,210; \quad (2.4.9)$$

$$x_{*(6)T} = \sqrt{(Z_{*(6)T}^2 - r_{*(6)T}^2)} = \sqrt{(1,875^2 - 0,210^2)} = 1,863; \quad (2.4.10)$$

Сумарний опір до точки КЗ на 10 кВ

$$x_{*рез} = x_{*c} + x_{*(6)T} = 0,1 + 1,863 = 1,963; \quad (2.4.11)$$

Періодична складова струму КЗ від системи

$$I_{2п,t=0,as} = \frac{E_{*(\delta)} E_{*(\delta)} * I_{62}}{x_{*рез}} = \frac{1 * 6,06}{1,963} = 3,13 \text{ кА}; \quad (2.4.12)$$

$E_{*(\theta)}=1$ - значення ЕРС джерела, [3] табл. 3.4.

$$I_{2п,t=0,as} = I_{2п,t,as} = 3,13 \text{ кА}; \quad (2.4.13)$$

Аперіодична складова струму КЗ

$$i_{a\tau_2} = \sqrt{2} * I_{2п,t=0,as} * e^{\frac{-\tau_2}{T_{a2}}} = \sqrt{2} * 3,13 * 0,308 = 1,363 \text{ кА}; \quad (2.4.14)$$

де $T_{a2} = 0,03$ – постійна часу затухаючого аперіодичної складової;

$$\tau_2 = t_{в.в} + t_{рз.мин} = 0,025 + 0,01 = 0,035 \text{ с}; \quad (2.4.15)$$

Ударний струм КЗ (найбільший пік)

$$i_{y2} = k_y \sqrt{2} * I_{2п,t=0,as} = 1,78 * \sqrt{2} * 3,13 = 7,87 \text{ кА}; \quad (2.4.16)$$

де K_y – ударний коефіцієнт.

Значення K_y і T_a в залежності від міста короткого замикання наведені в таблиці 3.8 [2].

Визначаємо струми КЗ у точці КЗ:

$$I_{n,t=0}^{(3)} = I_{n,t=0,as}^{(3)} = 3,13 \text{ кА}, \quad (2.4.17)$$

$$I_{n,t,\Sigma} = I_{n,t,as}^{(3)} = 3,13 \text{ кА}, \quad (2.4.18)$$

$$i_{a,t,\Sigma} = \sqrt{2} * [I_{n,t=0,as} * \exp(-t/T_a)], \quad (2.4.19)$$

$$i_{a,t,\Sigma} = \sqrt{2} * (3,13 * 0,308) = 1,363 \text{ кА},$$

$$i_{y,\Sigma} = 1,78 * \sqrt{2} * 3,13 = 7,87 \text{ кА}; \quad (2.4.20)$$

Таблиця 2.4.1 - Результати розрахунків струмів КЗ

Значення струмів КЗ	Розрахункові точки КЗ		
	К1	К2	К3
Початкове діюче значення періодичної складової $I_{n,t=0}^{(3)}$, кА	15,8	3,13	3,13
Ударний струм $i_{y,\Sigma}$ найбільший пік, кА	36,13	7,87	7,87
Періодична складова в момент $(I_{n,t,\Sigma}^{(3)})$, кА	15,8	3,13	3,13
Аперіодична складова в момент $(i_{a,t,\Sigma})$, кА	0,67	1,363	1,363

2.5 Розрахунок теплового імпульсу струму КЗ

Перевірка апаратів, шин і кабелів на термічну стійкість оцінюється за найбільшим тепловим імпульсом струму B_K при три - або двофазному КЗ.

При віддаленому КЗ він може бути визначеним за формулою (точка К1):

$$B_K = I_{п0}^2 (t_B + T_a), \quad (2.5.1)$$

$$B_K = 15,8^2 (1,27 + 0,02) = 322 \text{ кА}^2\text{с};$$

Час дії (час вимикання) струму КЗ t_B складається з повного часу вимикання вимикача і часу дії основного релейного захисту:

$$t_B = t_{п.в} + t_{рз}, \quad (2.5.2)$$

$$t_B = 0,07 + 1,2 = 1,27 \text{ с};$$

Час дії релейного захисту може бути прийнятим:

- для вимикачів тупикових приєднань $t_{рз} = 0,01\text{с};$
- для ввідних вимикачів ліній підстанцій $t_{рз} = 1,2\text{с};$
- для ввідних вимикачів РП 6-10 кВ $t_{рз} = 0,6\text{с};$

Визначаємо тепловий імпульс на стороні напруги 6 кВ (точка К2):

$$B_{K2} = I_{2п,t=0,ас}^2 * (t_{B2} + T_a), \quad (2.5.3)$$

$$B_{K2} = 3,13^2 * (0,635 + 0,03) = 6,51 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$t_{B2} = t_{пв} + t_{рз} = 0.035 + 0.6 = 0.635 \text{ с}; \quad (2.5.4)$$

Тепловий імпульс в точці К3:

При К3 на секції (точка К3) тепловий імпульс визначається як сумарний від періодичної складової струму К3 та буде дорівнювати.

$$B_{K3} = I_{3п,t=0,ас}^2 * (t_{B3} + T_a), \quad (2.5.4)$$

$$B_{K3} = 3,13^2 * (0,03 + 0,05) = 0,78 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$t_{B3} = t_{пв} + t_{рз} = 0,02 + 0,01 = 0,03 \text{ с}; \quad (2.5.5)$$

Результати зводимо в таблицю 5.

Таблиця 2.5.1 - Результати розрахунку теплового імпульсу

Точка КЗ	К1	К2	К3
$B_K, \text{кА}^2\text{с}$	322	6,51	0,78

2.6 Вибір вимикачів 35, 6 кВ

Вимикач, що вибирається повинен працювати без пошкодження в найбільш важкому за умовами експлуатації режимі роботи мережі. Тому вибір вимикача, здатного безвідмовно працювати протягом всього терміну експлуатації мережі, рекомендується проводити в 2 етапи.

На першому етапі, виходячи з умов найбільш важкого режиму роботи мережі і інших умов експлуатації (вимикаючої здатності вимикача, необхідної частоти вмикань та вимикань, комутаційних перенапруг, необхідності забезпечення повної вибухо та пожежебезпеки і т. п.) слід вибрати тип вимикача для КРП.

При виборі типу вимикача для КРП в першу чергу повинно враховуватися наступне:

- при номінальній напрузі 6 – 10 кВ і нормальних комутаціях доцільно застосовувати маломасляні вимикачі, а при частих комутаціях вакуумні і елегазові, які мають великий термін служби, проте зважаючи на впровадження системи АДТК обиратися будуть виключно вакуумного типу;

- при великих номінальних струмах вимикання (так само, як і при великих номінальних напругах) рекомендується застосовувати повітряні і елегазові вимикачі на напруги більше 110 кВ. При цьому, проводячи економічну оцінку доцільності установки вибраного типу вимикача, слід враховувати, що, хоча вакуумні вимикачі мають велику вартість, застосування їх виправдане зважаючи на малі витрати на технічне обслуговування і великий термін служби дугогасячих пристроїв (25 років і більше).

На другому етапі, скориставшись каталогами фірм-виробників вимикачів для КРП, слід провести порівняння номінальних параметрів вибраного типу вимикача з параметрами електричної мережі в місці його установки: номінальна напруга вимикача повинна бути рівна або більше номінальної напруги мережі, що захищається; його номінальний тривалий струм повинен перевищувати номінальний струм електроустановки; номінальний струм вимикання вимикача повинен бути більше максимального розрахункового струму $K_3 I_k$ у момент розмикання контактів.

Вибираємо вимикач на ввіді з боку напруги 35 кВ:

а) за місцем установки приймаємо вимикач для зовнішньої установки (робота на відкритому повітрі), для роботи в районах з помірним кліматом;

б) за напругою установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (2.6.1)$$
$$35 \leq 35 \text{ кВ};$$

в) за тривалим струмом:

$$I_{рф1} \leq I_{н}, \quad (2.6.2)$$

$$106,82 < 1600 \text{ A};$$

г) по здатності вимикати:

$$I_{пт1} \leq I_{отк.н}, \quad (2.6.3)$$

$$15,8 < 20 \text{ кА};$$

Приймаємо вимикач типу ВР-35НСМ

Перевіряємо вимикач:

а) на можливість відключення аперіодичної складової струму КЗ:

$$\sqrt{2} * I_{отк.н} \left(1 + \frac{\beta_{н}}{100}\right) \geq \sqrt{2} * I_{пт1} + i_{ат1}, \quad (2.6.4)$$

$$\sqrt{2} * 20 * \left(1 + \frac{20}{100}\right) = 33,94 \text{ кА},$$

$$\sqrt{2} * 15,8 + 0,67 = 23,01 \text{ кА},$$

$$33,94 > 23,01 \text{ кА};$$

б) на динамічну стійкість:

$$i_{у1} \leq i_{дин}, \quad (2.6.5)$$

$$36,13 < 52 \text{ кА};$$

в) на термічну стійкість:

$$B_{к1} \leq I_{тер}^2 * t_{тер}, \quad (2.6.6)$$

$$322 < 52^2 * 3 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$322 < 4800 \text{ кА}^2\text{с};$$

де $I_{\text{тер}}$ – середньоквадратичне значення струму за час його протікання (струм термічної стійкості) по каталогу, кА; $t_{\text{тер}}$ – тривалість протікання струму термічної стійкості по каталогу, $t_{\text{тер}} = 3$ с.

Остаточню приймаємо вимикач типу ВР-35НСМ.

Вибір інших вимикачів виконуємо аналогічно. Результати зводимо в таблицю 6.

Таблиця 2.6.1 - Результати вибору вимикачів .

Приєднання	Ввід ВН		Ввід НН		Інші споживачі	
Тип вимикача	ВР-35НСМ		ВВ/TEL 10-20/630		ВВ/TEL 10-20/630	
Умови вибору і перевірки	Розрахункові дані	Каталожні дані	Розрахункові дані	Каталожні дані	Розрахункові дані	Каталожні дані
1. Рід установки	Зовнішня		Внутрішня		Внутрішня	
2. $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}}$, кВ	35	35	6	10	6	10
3. $I_{\text{р.ф}} \leq I_{\text{н}}$, А	106,82	1600	623,16	630	239,05	630
4. $I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{откл.н}}$, кА	15,8	20	3,13	12,5	3,13	12,5
5. $\sqrt{2}I_{\text{п.т}} + i_{\text{а.т}} \leq \sqrt{2}I_{\text{откл.н}} \left(1 + \frac{\beta_{\text{н}}}{100}\right)$ кА	23,01	33,94	5,80	20,21	23,94	5,8
6. $i_{\text{у}} \leq i_{\text{дин}}$, кА	36,13	52	7,87	32	7,87	32
7. $W_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}$, кА ² с	322	4800	6,51	3072	0,78	3072

2.7 Вибір роз'єднувачів 35 кВ

Вибираємо роз'єднувачі з боку 150 кВ:

а) за місцем установки приймаємо роз'єднувачі для зовнішньої установки, для роботи в районах з помірним кліматом;

б) за напругою установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (2.7.1)$$

$$35 = 35 \text{ кВ};$$

в) за тривалим струмом:

$$I_{рф1} \leq I_n, \quad (2.7.2)$$

$$106,32 < 1000 \text{ А};$$

Приймаємо роз'єднувачі типу DTS-40.5.1000.C.IV УХЛ1.

а) на динамічну стійкість:

$$i_{y1} \leq i_{дин}, \quad (2.7.3)$$

$$36,13 \text{ кА} < 40 \text{ кА};$$

б) на термічну стійкість:

$$B_{к1} \leq I_{тер}^2 * t_{тер}, \quad (2.7.4)$$

$$322 < 768 \text{ кА};$$

Остаточно приймаємо до установки роз'єднувачі типу DTS-40.5.1000.C.IV УХЛ1.

2.8 Вибір трансформаторів струму 35 кВ

Вибір типу трансформаторів струму, як і трансформаторів напруги, проводять в залежності від типу КРП.

Трансформатори струму для живлення вимірювальних приладів обирають за номінальною напругою, за номінальними струмами I_n , за класом точності і вторинним навантаженням. У режимі КЗ трансформатор струму необхідно перевірити на динамічну і термічну стійкість. Вибір трансформаторів струму за класом точності виконують відповідно з ПУЕ. Трансформатори струму для ввімкнення лічильників, за якими ведуться грошові розрахунки, повинні мати

клас точності 0,5. Для технічного обліку допускається застосування трансформаторів струму класу точності 1,0. Для включення щитових електровимірювальних приладів трансформатори струму повинні мати клас точності не нижче 3,0. Для релейного захисту – клас 10 (Р).

Таблиці 2.8.1 - Умови вибору трансформаторів струму

Параметри трансформатора струму	Умови вибору
1. Номінальна напруга	$U_H \geq U_{уст}$
2. Номінальний первинний струм	$I_H \geq I_{рф}$
3. Номінальний вторинний струм	5 або 1 А
4. Клас точності	В залежності від призначення
5. Номінальне вторинне навантаження	$Z_H \geq Z_2$
6. Електродинамічна стійкість	$i_{дин} \geq i_y$ або $\sqrt{2}K_d I_{1H} \geq i_y$
7. Термічна стійкість	$I_{т.с}^2 * t_{т.с} \geq B_K$; $(K_T I_{1H})^2 t_{т.н.} \geq B_K$

Вибираємо трансформатор струму на ввіді 35 кВ:

а) за напругою установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (2.8.1)$$

$$35 = 35 \text{ кВ};$$

б) за тривалим струмом:

$$I_{рф2} \leq I_H, \quad (2.8.2)$$

$$106,82 < 160;$$

в) за номінальним струмом вторинної обмотки. Приймаємо $I_{2ном}=5$ А.

г) за класом точності до трансформаторів струму на ввіді 35 кВ приєднуються лічильники, по яким ведеться грошовий розрахунок, тому ці трансформатори повинні мати клас точності не нижче 0,5.

д) по вторинному навантаженні. Попередньо приймаємо трансформатори струму типу ТРО 70.11 40.5 з $Z_{2ном}=0,7$ Ом в класі точності 0,5.

Складаємо таблицю підключених приладів:

Навантаження на вторинну обмотку трансформаторів струму

Таблиця 2.8.2 - Навантаження на вторинну обмотку трансформаторів струму

Прилад	Тип	Навантаження фази, ВА		
		A	B	C
Лічильник	EPQS 122.23.17 LL	5	10	5
Разом		5	10	5

З таблиці 2.8.2 видно, що найбільш завантажені фази В. загальний опір приладів:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом}; \quad (2.8.3)$$

де $S_{\text{приб}}$ – потужність, яка споживається приладами найбільш завантаженої фази, ВА;

I_2 – вторинний номінальний струм приладу, А.

Припустимий опір проводів:

$$r_{\text{пр}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 0,7 - 0,4 = 0,3 \text{ Ом}; \quad (2.8.4)$$

де $Z_{2\text{ном}}$ – номінальне допустиме навантаження трансформатора струму в обраному класі точності, Ом;

$r_{\text{к}}$ – перехідний опір контактів, які приймається рівними 0,05 Ом при кількості приладів 2-3 та 0,01 при більшій кількості приборів[1].

Приймаємо кабель з алюмінієвими жилами, орієнтована довжина 20 м, тоді переріз жил кабелю:

$$l_{\text{расч}} = 20\text{м},$$

$$q = \frac{\rho * l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 * 20}{0,3} = 1,886 \text{ мм}^2; \quad (2.8.5)$$

де ρ - питомий опір матеріалу проводу. Для проводів з алюмінієвими жилами $\rho = 0,0283 \text{ Ом мм}^2/\text{м}$ [1];

Виходячи з умови механічної міцності приймаємо контрольний кабель марки ПВ-1 з перерізом жил $2,5 \text{ мм}^2$.

Визначаємо фактичне розрахункове навантаження на вторинну обмотку трансформаторів струму:

$$z_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} + r'_{\text{пр}} = 0,4 + 0,226 = 0,626 \text{ Ом}, \quad (2.8.6)$$

$$r'_{\text{пр}} = \frac{\rho * l_{\text{расч}}}{q_{\text{ф}}} = \frac{0,0283 * 20}{2,5} = 0,226 \text{ мм}^2; \quad (2.8.7)$$

де $q_{\text{ф}}$ – фактичний перетин жил кабелю, мм^2 ;

$$z_2 < z_{2\text{ном}}, \quad (2.8.8)$$

$$0,626 < 0,7;$$

Перевіряємо трансформатори струму:

а) на динамічну стійкість:

Електродинамічна стійкість шинних трансформаторів струму визначається стійкістю самих шин розподільчого пристрою, внаслідок цього такі трансформатори по цій умові не перевіряються.

б) на термічну стійкість:

$$B_{\text{к2}} \leq I_{\text{тер}}^2 * t_{\text{тер}}; \quad (2.8.9)$$

$$322 < 12,5^2 * 3 = 468,75 \text{ кА}^2$$

Остаточно приймаємо трансформатор струму типу ТРО 70.11 40.5 з класом точності обмоток 0,5/10Р .

Трансформатори струму на інших приєднаннях обираємо аналогічно, результати зводимо до таблиці 2.8.3

Таблиця 2.8.3 - Результати вибору вимірювальних трансформаторів струму

Приєднання	Ввід 35 кВ		Ввід 6 кВ		Інші споживачі	
Тип трансформатора струму	ТРО 70.11 40.5 160/5 0.5s/10P/10P		ТПЛУ-10- 1 750/5А		ТПЛУ-10- 1 400/5А	
Умови вибору і перевірки	Розрахункові дані	Каталожні дані	Розрахункові дані	Розрахункові дані	Розрахункові дані	Каталожні дані
1. $U_{уст} \leq U_n$, кВ	35	35	10	10	10	10
2. $I_{р.ф} \leq I_n$, А	106,82	160	623,16	750	239,05	400
3. $I_{2ном}$, А	5		5		5	
4. Клас точності	0,5/10P		0,5/10P		0,5/10P	
5. $Z_2 \leq Z_{2ном}$, Ом	0,626	0,7	0,62	0,8	0,62	0,8
6. $I_y \leq I_d$, кА ² с	36,13	40	7,87	36	7,87	28,8
7. $B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер}$ або $B_k \leq (K_T I_{1ном})^2 t_{тер}$, кА ² с	322	468	6,51	3888	0,78	1440

2.9 Вибір трансформаторів напруги 35 кВ

Вибираємо трансформатор напруги на збірних шинах підстанції. Вибір ведемо за наступними параметрами:

а) за напругою установки:

$$U_{уст} \leq U_n, \quad (2.9.1)$$

$$35 \leq 35 \text{ кВ};$$

б) за класом точності. До трансформаторів напруги приєднуються лічильники, за якими ведуться грошові розрахунки, тому вони повинні мати клас точності не нижче 0,5 .

в) за навантаженням на вторинну обмотку. Попередньо приймаємо трансформатор напруги типу ТЮ-7, $U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$, $S_{2\text{ном}} = 150 \text{ ВА}$ у класі точності 0,5. Підрахунок вторинного навантаження одного вводу 35 кВ приведений у таблиці 2.9.1.

Таблиця 2.9.1 - Навантаження на вторинну обмотку трансформаторів напруги

Прилад		Тип	Потужність Вт/В·А	Число приладів	Загальна споживана потужність	
					Р, Вт	Q, вар
Ввід 35 кВ	Лічильник	EPQS 122.23.17 LL	2/4	1	2	4
Ввід 35 кВ	Вольтметр	Э365	2/-	1	2	
Ввід 35 кВ	Реле	Л-26Н	0,08	1	0.08	
Разом					4,08	4

Вторинне навантаження трансформаторів напруги:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{4,08^2 + 4^2} = 5,71 \text{ В} \cdot \text{А}; \quad (2.9.2)$$

Номінальне навантаження вторинної обмотки ТН-35 кВ типу ТЮ-7, з'єднаних по схемі відкритого трикутника, для класу точності 0,5 становить 150 ВА. Отже, навантаження вторинної обмотки ТН-35 кВ задовольняє потрібному класу точності вимірювань.

2.10 Вибір трансформаторів напруги 6 кВ

Розрахунки вибору трансформаторів напруги приведені вище в главі 2.9

а) за напругою установки:

$$U_{уст} \leq U_n, \quad (2.10.1)$$

$$6 \leq 10 \text{ кВ};$$

б) за навантаженням на вторинну обмотку. Попередньо приймаємо трансформатор напруги типу НТМИ-1-6, $U_{ном} = 6 \text{ кВ}$, $S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$ у класі точності 0,5.

Таблиця 2.10.1 - Навантаження на вторинну обмотку трансформаторів напруги

Прилад		Тип	Потужність Вт/ В·А	Число приладів	Загальна споживана потужність	
					Р, Вт	Q, вар
Збірні шини 6 кВ	Вольтметр	Э365	2/-	1	2	-
Понижуючий трансформатор (ТМН-4000/35/6)	Лічильник	EPQS 122.23.17 LL	2/4	1	2	4
Приєднання інших споживачів	Лічильник	EPQS 122.23.17 LL	2/4	2	4	8
Резерв	Лічильник	EPQS 122.23.17 LL	2/4	1	2	4
Разом					10	16

Вторинне навантаження трансформаторів напруги:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{10^2 + 16^2} = 18,86 \text{ В} \cdot \text{А}; \quad (2.10.2)$$

Номінальне навантаження вторинної обмотки ТН-6 кВ типу НТМИ-1-6, з'єднаних по схемі відкритого трикутника, для класу точності 0,5 становить 75 ВА. Отже, навантаження вторинної обмотки ТН-6 кВ задовольняє потрібному класу точності вимірювань.

2.11 Вибір трансформаторів власних потреб підстанції

Приймачі власних потреб підстанцій діляться на три групи по ступеню надійності:

➤ Приймачі 1 групи - це приймачі, відключення яких приводить до порушення нормального режиму експлуатації, до часткового або повного відключення або до аварій з пошкодженням основного устаткування. Для живлення цієї групи необхідно два джерела з автоматичним включенням резерву;

➤ Приймачі 2 групи - це приймачі, відключення яких допустимо на 20 - 40 хв. для підстанцій з обслуговуючим персоналом або до приїзду обслуговуючого персоналу, якщо чергового на підстанції немає. Відновлення живлення у приймачів цієї групи здійснюється у ручну;

➤ До 3 групи відносяться приймачі, відключення яких допустимо на триваліший час.

По режиму включення в роботу електроприймачі власних потреб підстанцій розділяються на постійно включені в мережу; що включаються періодично залежно від температури навколишнього повітря; що включаються під час ремонтів.

➤ Постійно включені приймачі 1 групи: оперативні ланцюги, електродвигуни системи охолодження трансформаторів, апаратура зв'язку і телемеханіки, електродвигуни системи мастила і охолодження;

➤ Приймачі, що періодично включаються, 2 групи: електродвигуни компресорів, зарядно-підзарядні пристрої акумуляторних батарей, освітлення, електроопалювання приміщення, електропідігрів апаратури і шаф високої напруги;

➤ Приймачі 3 групи: вентиляція і технологічне навантаження допоміжної будівлі, майстерні.

Трансформатор власних потреб обирається за загальною (повною потужністю), враховуючи повну потужність на освітлення, потужність підігріву шафи, роз'єднувача та охолодження трансформатора.

Таблиця 2.11.1 - Навантаження власних потреб підстанції

Вид споживача	Установлена потужність			cos φ	tgφ	Навантаження	
	одиниці, кВт	кількість	всього, кВт			P _{уст} , кВт	Q _{уст} , квар
Охолодження трансформатору ТМН-4000/35/6	1,5	4	6	0,85	0,47	5,1	2,82
Підігрів приводу вимикача ВН	2,2	1	2,2	1	0	2,2	
Підігрів приводів роз'єднувачів, шафи зажимів	0,6	5	3	1	0	3	
Опалення, вентиляція, освітлення КРП, ЗТП 6 кВ	-	-	3	1	0	3	
Освітлення ВРП 35 кВ	-	-	2	1	0	2	
Експлуатаційні та ремонтні навантаження	-	-	3	1	0	3	
Разом						18,3	2,82

Розрахункове навантаження власних потреб:

$$S_{\text{розр}} = k_c * \sqrt{P_{\text{уст}}^2 + Q_{\text{уст}}^2} = 0,9 * \sqrt{18,3^2 + 2,82^2} = 16,66 \text{ кВА}; \quad (2.11.1)$$

де k_c – коефіцієнт попиту, що враховує коефіцієнти одночасності та завантаження. Приймаємо $k_c=0,9$;

$$S_{\text{ТВП}} \geq \frac{S_{\text{розр}}}{k_{\text{п}}}; \quad (2.11.2)$$

$$S_{\text{ТВП}} \geq 16,66 \text{ кВА};$$

де $k_{\text{п}}$ – коефіцієнт допустимого аварійного навантаження. Приймаємо $k_{\text{п}} = 1$;

Приймаємо до установки трансформатор типу ТМ-25/6.

2.12 Вибір обмежувачів перенапруг

Для захисту СЕП від атмосферних та внутрішніх перенапруг ізоляції електрообладнання використовують ОПН.

Вибираємо ОПН на стороні високої напруги. Приймаємо ОПН типу РВА2-54 L5 E2 M7.

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}}; \quad (2.12.1)$$

$$35 \leq 35 \text{ кВ};$$

Вибираємо ОПН на стороні низької напруги. Приймаємо ОПН типу ОСР2-08S-N N N.

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}}; \quad (2.12.2)$$

$$6 \leq 10 \text{ кВ};$$

2.13 Вибір шин

Шинні конструкції розподільчих пристроїв поділяють на струмопроводи, які виконуються гнучкими (ВРП) шинами, закріпленими на ізоляторах. Шини і кабелі застосовують, як правило, алюмінієві. Перетин шин і кабелів вибирають методом економічної щільності струму (для кабелів) та за нагрівом (для шин, проводів), струмом форсованого режиму і перевіряють на термічну стійкість при КЗ. Шини перевіряють також на електродинамічну стійкість при КЗ. Номінальна напруга кабелю повинна відповідати напрузі установки.

Вибір шин:

Вибираємо шини на стороні 10 кВ від трансформатора до закритого розподільчого пристрою. Вибір перетину виконується по нагріву (по допустимому струму). Так як $I_{\text{рф2}} = 623,16 \text{ А}$, то приймаємо алюмінієві шини прямокутного перерізу з наступними параметрами: однополосні шини; положення – горизонтальна прокладка; ширина 50мм; висота 5мм; переріз однієї шини 300см^2 ; допустимий струм $I_{\text{доп}} = 740 \text{ А}$. [2].

Перевіряємо вибрані шини:

$$I_{\text{доп}} > I_{\text{рф2}}; \quad (2.13.1)$$

Значення допустимого струму:

$$I_{\text{доп}} = k_1 * k_2 * I_{\text{доп}} = 0,9 * 1 * 740 = 666 \text{ A}, \quad (2.13.2)$$
$$666 > 623,16 \text{ A};$$

де $k_1 = 1$ – коефіцієнт поправлення на спосіб установки шин;

$k_2 = 0,9$ – коефіцієнт поправлення на температуру навколишнього середовища.

$$K_2 = \sqrt{\frac{\theta_{\text{доп}} - \theta_o}{\theta_{\text{доп}} - \theta_{\text{нн}}}} = \sqrt{\frac{70 - 30}{70 - 25}} = 0,9 \quad (2.13.3)$$

де $\theta_{\text{доп}}$ – довгочасно допустима температура (для алюмінієвих шин $\theta_{\text{доп}} = 70^\circ\text{C}$);

θ_o – температура навколишнього середовища;

$\theta_{\text{нн}} = 25^\circ\text{C}$ – номінальна напруга навколишнього середовища для шин і кабелів, які прокладені в повітрі.

Умови термічної стійкості:

$$\theta_{\text{к}} \leq \theta_{\text{к,доп}} \quad (2.13.4)$$

де $\theta_{\text{к}}$ – температура шин при нагріванні струмом короткого замикання, $^\circ\text{C}$;

$\theta_{\text{к,доп}}$ – допустима температура нагрівання шин при короткому замиканні. Для алюмінієвих шин $\theta_{\text{к,доп}} = 200^\circ\text{C}$ [2];

Визначаємо температуру шин в нормальному режимі роботи:

$$\theta_{\text{н}} = \theta_0 + (\theta_{\text{доп}} - \theta_{0,\text{ном}}) * \left(\frac{I_{\text{рф2}}}{I_{\text{доп}}} \right)^2 = 30 + (70 - 25) * \left(\frac{623,16}{666} \right)^2 = 69,4 \text{ } ^\circ\text{C};$$

(2.13.5)

По кривій рис. 3.45 [2] знаходимо величину $f_{\text{н}}$, що характеризує тепловий стан шини на момент початку короткого замикання:

$$f_{\text{н}} = 63 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Величина $f_{\text{к}}$, що характеризує тепловий стан шини на кінець короткого замикання визначається по формулі:

$$f_{\text{к}} = f_{\text{н}} + \frac{k * B_{\text{к}}}{S^2} = 63 + \frac{1,054 * 10^{-2} * 6,51 * 10^6}{300^2} = 63,7 \text{ } ^\circ\text{C};$$

(2.13.6)

де S – переріз шини;

$k = 1,054 \cdot 10^{-2} \text{ мм} \cdot \text{C} / \text{A}^2 \cdot \text{C}$ – коефіцієнт, який враховує питомий опір і ефективну теплоємність провідника.

Для $f_{\text{к}} = 63,7 \text{ } ^\circ\text{C}$ знаходимо $\theta_{\text{к}} = 61,5 \text{ } ^\circ\text{C}$.

Шини задовольняють умови термічної стійкості:

$$\theta_{\text{к}} < \theta_{\text{к,доп}},$$

$$61,5 \text{ } ^\circ\text{C} < 200 \text{ } ^\circ\text{C};$$

(2.13.7)

Умова виконується, тобто шини термічно стійкі.

Перевіряємо шини на механічну міцність. Опорні ізолятори вибирають:

- за номінальною напругою $U_{\text{доп}} \geq U_{\text{уст}}$;

- за допустимим механічним навантаженням.

Навантаження матеріалу:

$$\sigma_{\text{р}} = f * \frac{l^2 * 6}{10 * b * h^2},$$

(2.13.8)

$$\sigma_p = 429,1 * \frac{0,5^2 * 6}{10 * 0,6 * 5^2} = 4,29;$$

де f – розрахункова сила на одиницю довжини від взаємодії фаз, Н/м;

$$f = \sqrt{3} * 10^{-7} * i_y^2 / a, \quad (2.13.9)$$

$$f = \sqrt{3} * 10^{-7} * \frac{7870^2}{0,25} = 429,1 \text{ Н/м};$$

де a – відстань між фазами по осям;

b – товщина шини, см;

h – висота шини, см.

Вибір проводів:

Обираємо провід для з'єднання обладнання 35 кВ.

Вибір ведемо за наступними параметрами:

- а) за способом прокладки: приймаємо, що провід буде прокладено у повітрі;
- б) за номінальною напругою:

$$U_{уст} \leq U_n, \quad (2.13.10)$$

$$35 \leq 35;$$

- в) за економічною густиною струму:

$$q_{ек} = \frac{I_{рф}}{j_{ек}} = \frac{53,41}{1,1} = 48,55 \text{ мм}^2; \quad (2.13.11)$$

де $j_{ек}$ – нормована економічна густина струму. При часі використання максимального навантаження $T_m=3500$ г. для неізолюваних проводів з алюмінієвими жилами $j_{ек}=1,1$ А/мм² [2].

Приймаємо провід марки АС з перетином 3х50 мм², з $I_{доп}= 210$ А [2].

Перевіряємо провід:

а) за допустимим струмом:

$$I_{\text{доп}} = k_v * I_{\text{доп.табл}} = 1 \cdot 0,9 \cdot 210 = 189\text{А}; \quad (2.13.12)$$

де k_v – поправочний коефіцієнт на температуру навколишнього середовища.

Приймаємо температуру навколишнього середовища $\vartheta_0 = 30^\circ\text{C}$, тоді $k_v = 0,9$;

$$I_{\text{доп}} > I_{\text{рф}}, \quad (2.13.13)$$

$$189 > 106,48 \text{ А};$$

Знаходимо мінімальне значення перерізу проводу за умов термічної стійкості:

$$q_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{322 \cdot 10^6}}{110} = 170,89 \text{ мм}; \quad (2.13.14)$$

де $C = 110 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$, для неізолюваних проводів з алюмінієвими жилами;

$$q_{\text{мин}} < q, \quad (2.13.15)$$

$$170,89 < 70;$$

Умова виконується, приймаємо провід АС з перетином $3 \times 185 \text{ мм}^2$.

Вибір кабелів:

Обираємо кабель до споживачів.

Приймаємо кабель марки АВББШв $3 \times 70 + 1 \times 35$ з перетином $3 \times 70 \text{ мм}^2$, з $I_{\text{доп}} = 231 \text{ А}$ [2].

Вибір ведемо за наступними параметрами:

а) за способом прокладки: приймаємо, що кабель буде прокладено у землі;

б) за номінальною напругою:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}}, \quad (2.13.16)$$

$$6 \leq 6;$$

в) за допустимим струмом:

$$I_{\text{доп}} = k_{\text{пр}} * k_{\text{v}} * I_{\text{доп.табл}} = 1 \cdot 1,1 \cdot 231 = 254,1\text{А}; \quad (2.13.17)$$

де $k_{\text{пр}}$ – поправочний коефіцієнт на число кабелів (до споживачів), що прокладені поряд. Для одного кабелю $k_{\text{пр}} = 1,0$ [2];

k_{v} – поправочний коефіцієнт на температуру навколишнього середовища. Приймаємо температуру навколишнього середовища $\vartheta_0 = 15^\circ\text{C}$, тоді $k_{\text{v}} = 1,1$;

$$I_{\text{доп}} > I_{\text{рф}}, \quad (2.13.18)$$

$$254,1 > 239,05 \text{ А};$$

Перевіряємо кабель:

Знаходимо мінімальне значення перерізу кабелю за умов термічної стійкості:

$$q_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} = \frac{\sqrt{0,78 \cdot 10^6}}{100} = 8,83 \text{ мм}; \quad (2.13.19)$$

де $C = 100 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$, для кабелів з алюмінієвими жилами та полівінілхлоридної ізоляцією;

$$q_{\text{мин}} < q, \quad (2.13.20)$$

$$8,83 < 70$$

Умова виконується, приймаємо кабель АВБбШв 3х70+1х35 з перетином 3х70+1х35 мм².

Кабелі у колах інших споживачів вибираємо аналогічно. Результати зводимо в таблицю 2.13.1.

Таблиця 2.13.1 - Результати вибору кабелів та проводу

Приєднання	Ввід 35 кВ		Споживачі	
Марка	АС-3х185 мм ²		АВББШв 3х70+1х35	
I _{доп} , А	510		210	
Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані	Розрахункові дані	Каталожні дані
1. U _{уст} ≤ U _н , кВ	35	35	6	6
3. I _{р.ф} ≤ I' _{доп} , А	106,3	459	239,05	254,1
4. q _{min} ≤ q, мм ²	170,89	185	8,83	70

2.14 Вибір ізоляторів шинних конструкцій

Опорні ізолятори вибирають:

- за номінальною напругою $U_{дон} \geq U_{уст}$;
- за допустимим механічним навантаженням.

Обирається ізолятори ИО-6-3,75 ІУЗ висотою 100мм.

Умова електродинамічної стійкості ізоляторів:

$$F_p \leq F_{доп}, \quad (2.14.1)$$

$$0,536 < 2,25,$$

$$F_{доп} = 0,6 * F_{разр}, \quad (2.14.2)$$

$$F_{доп} = 0,6 * 3,75 = 2,25;$$

де F_p – розрахункове навантаження на головку ізолятора;

$F_{доп}$ – допустиме навантаження на головку ізолятора;

$F_{руйн}$ – руйнівне навантаження на згиб.

Розрахункове навантаження на головку ізолятора:

$$F_p = f * l * \frac{H}{H_{із}}, \quad (2.14.3)$$

$$F_p = 0,429 * 1,25 * 1 = 0,536 \text{ Н};$$

де l – проліт між ізоляторами по довжині шини, м;

$H_{із}$ – висота опорного ізолятора, мм;

a – відстань між осями провідників, м;

f – розрахункова сила на одиницю довжини від взаємодії фаз, Н/м;

H – відстань від основи ізолятора до горизонтальної осі симетрії перетину шини, мм.

При розташуванні шин прямокутного перетину на ребро цю відстань належить прийняти рівною:

$$H = H_{із} + b + \frac{h}{2}, \quad (2.14.4)$$

де $(b \times h)$ – розміри шини.

При закріпленні шин пліском можна прийняти $\frac{H}{H_{із}} = 1$.

Шини розташовуються пліском.

Визначаємо допустиму довжину прольоту $l_{доп}$ за умовами механічної міцності ізолятора, м:

$$l_{доп.із} = \frac{0,6 H}{f H_{із}}, \quad (2.14.5)$$

$$l_{доп.із} = \frac{0,6 \cdot 100}{0,429 \cdot 100} = 1,39;$$

Обираємо опорні ізолятори ИО-6-3,75 ІУЗ.

2.15 Вибір прохідних ізоляторів 6 кВ

Прохідні ізолятори вибирають за умовами (2.14.2) і (2.14.3), а також перевіряють за номінальним струмом:

$$I_n \geq I_{p.f}, \quad (2.15.1)$$

$$630 \geq 623,16;$$

Для прохідних ізоляторів розрахункове навантаження дорівнює:

$$F_p = 0,5 * f * l, \quad (2.15.2)$$

$$F_p = 0,5 * 0,429 * 1,25 = 0,268,$$

$$F_p \leq F_{доп}, \quad (2.15.3)$$

$$0,268 < 7,5;$$

Обираємо прохідні ізолятори ИП-10/630-7,5.

2.16 Розрахунок необхідної ємності акумуляторної батареї

Тривалість аварійного режиму 30хв. Тривале навантаження акумуляторної батареї ШОТ-01 від пристроїв РЗА, управління, сигналізації та вимірювань складає $I_{п} = 1A$.

Протягом першої хвилини аварійної перерви короткочасне навантаження від аварійного вимикання вимикача 35кВ , пристроїв аварійної сигналізації та аварійного освітлення складає $I_1 = 8A$ (1 період) . В подальшому навантаження від пристроїв РЗА, управління, сигналізації, вимірювань та аварійного освітлення складає $I_2 = 5A$ (2 період). Протягом останньої хвилини аварійної перерви короткочасне навантаження від оперативного вмикання вимикача 6кВ, навантаження від пристроїв РЗА, управління, сигналізації, вимірювань та аварійного освітлення складає $I_3 = 8A$ (3 період).

Таблиця 2.16.1 - Розрахунок необхідної ємності по періодам.

Періоди	Навантаження, А	Різниця струмів навантаження, А	Тривалість, хв	Час до кінця аварійної перерви, хв	Коефіцієнт ємності акумулятора, K_T	Необхідна ємність Q , А×год
1	8	$I_1 - 0 = 8$	1	1+28+1=30	1,5	8*1,5=12
2	5	$I_2 - I_1 = -3$	28	28+1=29	1,5	-3*1,5=-4,5
3	8	$I_3 - I_2 = 3$	1	1	0,77	3*0,77=2,3
В підсумку: 10 А×год						

Коефіцієнт ємності акумулятора K_T - відношення номінальної ємності акумулятора до струму, який може бути забезпечений акумулятором за визначений проміжок ч Необхідна ємність акумулятора Q_p , з урахуванням поправочного коефіцієнта на температуру електроліта 7°C -1,25, поправочного коефіцієнта на старіння акумулятора -1,25, поправочного коефіцієнта на похибку розрахунку - 1,15, дорівнює:

$$Q_p = 10 \cdot 1,25 \cdot 1,25 \cdot 1,15 = 18 \text{ А} \times \text{год}; \quad (2.16.1)$$

Приймаємо найменшу з наявних ємностей АКБ, що дорівнює 30 А×год. Строк служби АКБ 25 років, виробник Sonnenschein, тип гелеві.

2.17 Релейний захист, автоматика, управління, сигналізація

Схеми захисту і автоматики елементів, які підлягають реконструкції, виконані на базі мікропроцесорних пристроїв захисту Seram T87, Seram T81 виробництва компанії Schneider Electric та РС83-В4 виробництва компанії «РЗА Системз».

Живлення проєктованих кіл управління вимикачами 35кВ та 6кВ, пристроїв захисту, автоматики та сигналізації передбачено постійним струмом напругою 220В від акумуляторної батареї ємністю 30 А×год, струм навантаження до 5А. Елементи живлення кіл оперативного струму розташовані в шафі ШОТ1М в ЗПК

Шинки оперативного струму кіл управління вимикачами та захисту передбачені без секціонування $\pm 220\text{В}$ (що задовольняє вимогам НД для випадку однострансформаторної ПС), через окремі автоматичні вимикачі.

Шинки оперативного струму захисту, управління вимикачем 35 кВ 1Т та сигналізації, передбачено у вигляді кіл без секціонування через автоматичні вимикачі, встановлені на панелі ШОТ1М.

Шинка живлення пристроїв світлової сигналізації живиться від кіл сигналізації ШОТ1М через перемикач, розташований на двері шафи.

Аварійна та попереджувальна сигналізація ПС здійснюється спрацюванням відповідних вказівних реле та світлової сигналізації пристроїв захисту з передачею телесигналів на диспетчерський пункт.

Захист силового трансформатора забезпечується наступними захистами:

- Диференційна струмова відсічка,
- Диференційний струмовий захист з гальмуванням та блокуванням по другій та п'ятій гармонікам,

- Газовий захист трансформатора,
- Газовий захист РПН,
- Струмова відсічка 35кВ,
- Максимальний струмовий захист 35кВ,
- Максимальний струмовий захист 6кВ;

а також технологічними захистами:

- Струмовий захист від перевантаження,
- Захист від перегріву трансформатора,
- Захист від зниження рівня масла в розширнику трансформатора,
- Блокування роботи РПН при перевантаженні трансформатора.

Диференційна струмова відсічка та диференційний струмовий захист з гальмуванням виконані на базі мікропроцесорного пристрою захисту типу Seram T87 з дією без витримки часу на вимкнення вимикачів 35кВ та 6кВ трансформатора. Живлення схеми оперативним струмом здійснюється від шин оперативного струму ЗПК через окремий автоматичний вимикач. Живлення

пристрою змінним струмом здійснюється від окремих обмоток класу 5Р виносних трансформаторів струму 35кВ і трансформаторів струму 6кВ в комірці уводу 6кВ в ЗРП-6кВ.

Резервні захисти трансформатора - Струмова відсічка 35кВ та максимальний струмовий захист 35кВ виконані на базі мікропроцесорного пристрою типу Seram T81 з дією на вимкнення вимикачів трансформатора 1Т з обох боків (35кВ та 6кВ). Живлення схеми оперативним струмом здійснюється від шинок оперативного струму ЗПК через окремий автоматичний вимикач. Живлення пристрою змінним струмом здійснюється від окремих обмоток класу 10Р виносних трансформаторів струму 35кВ трансформатора.

Газові захисти трансформатора виконані безпосередньо на базі газового реле трансформатора та газового реле РПН, з дією на сигнал при спрацюванні 1 ст. і дією без витримки часу на вимкнення вимикачів 35кВ та 6кВ трансформатора при спрацюванні 2 ст.

Зберігається існуюча схема максимального струмового захисту 6кВ (МСЗ-6кВ), окрім того, передбачається функція МСЗ 6кВ трансформатора в проектованому мікропроцесорному пристрої SERAM T87.

Кола електромагніту увімкнення живляться від панелі ШОТ1М через окремий автоматичний вимикач.

Технологічні захисти:

- Струмовий захист від перевантаження,
- Захист від перегріву трансформатора,
- Захист від зниження рівня масла в розширнику трансформатора реалізуються

МП Seram T81 з дією на сигнал.

- Блокування роботи РПН при перевантаженні трансформатора здійснюється МП Seram T87 та T81.

Схема управління вимикачем 35кВ трансформатора забезпечує оперативне дистанційне управління з ЗПК, або телеуправління з ДП, вимкнення дією захистів. Двигун заведення пружин увімкнення живиться постійним оперативним струмом від шинок оперативного струму ЗПК через окремий автоматичний вимикач.

В схемах захисту трансформаторів проектом передбачені контактні накладки для оперативного виводу з роботи диференційних захистів, кіл для передачі команди на вимкнення вимикача уводу 6кВ, кіл прийому команди ПРВВ на вимкнення вимикача 35кВ, а також накладка для переводу 2ст. газового захисту трансформатора на сигнал.

Схема дистанційного керування РПН кожного трансформатора та автоматичного регулювання напруги (АРН) виконана на базі мікропроцесорного пристрою РС 83-В4. Живлення схеми здійснюється трифазною змінною напругою 380В від відповідного ТВП-0,4кВ через окремі автоматичні вимикачі розташовані в комірці ТВП-0,4кВ в ЗРП-6кВ та в шафі в ЗПК.

Для візуального контролю струму навантаження трансформатора по стороні 35кВ передбачено електронний амперметр з цифровим дисплеєм. На його вимірювальний вхід струм подається від окремої обмотки класу 0,5 виносних трансформаторів струму 35кВ. Амперметр живиться постійним оперативним струмом від шинок оперативного струму ЗПК через окремий автоматичний вимикач.

Контроль ізоляції мережі 35кВ, контроль вторинних кіл напруги ТН-35кВ виконано на базі реле УКН-01М (тм «Релсіс»). Для захисту ТН-35кВ від ферорезонансу передбачено пристрій VT Gurd Pro виробництва АВВ, який підключається до збірки вторинних обмоток в «розімкнутий трикутник».

Пристрій РС 83-В1 живиться постійним оперативним струмом від шинок оперативного струму ЗПК через окремий автоматичний вимикач.

Розташування проєктованих пристроїв захисту трансформатора, управління вимикачами 35 та 6кВ, а також вимірювання напруги в колах 35кВ, передбачено на панелі №1 захисту 1Т та автоматики управління В-35кВ та В-6кВ 1Т.

Апаратура автоматики керування РПН 1Т виконана на панелі ЗПК №2 автоматики регулювання напруги 1Т.

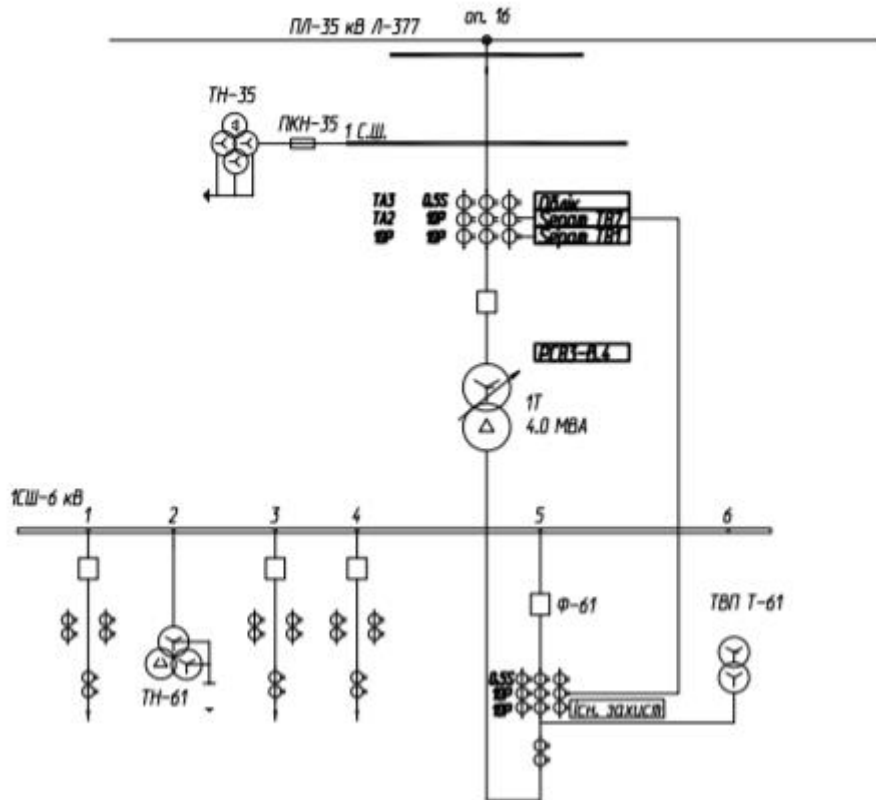


Рисунок 2.17.1 – Схема розподілу апаратів захисту по ядрах трансформаторів струму.

2.18 Обґрунтування структури, елементної бази та функцій АСДТК

АСДТК - це людино-машинна система, що забезпечує автоматизований збір інформації з вимірювальних перетворювачів сигналів і її первинну обробку (фільтрування сигналів, лінеаризація характеристик перетворювачів, «офізичення» сигналів, тобто перетворення та візуалізації сигналів у значеннях параметрів у фізичних одиницях вимірювання) для розрахунку, видачі та реалізації керувальних впливів на технологічне обладнання відповідно до прийнятих критеріїв керування.

АСДТК характеризується єдністю і взаємодією чотирьох основних складових, до яких відносяться:

- ❖ над верхній рівень ОІК ЦДС - (ОІК АСДК є інтегрований комплекс спеціалізованого системного, прикладного, бібліотечного, інструментального та сервісного програмного забезпечення (ПО), а також програмних засобів SCADA

систем для створення диспетчерських інформаційно-керуючих систем реального часу);

- ❖ верхній рівень ОІК РЕМ;

- ❖ середній рівень (ПЛК - спеціалізований мікропроцесорний пристрій, призначений для керування виробничими процесами в умовах промислового середовища в реальному масштабі часу);

- ❖ нижній рівень (Давачі (перетворювачі), мультиметри, давачі положення стану вимикачів та комутаційного обладнання, кінцеві давачі сигналу, що підключаються по будь-яким аналоговим, дискретним, імпульсним, цифровим інтерфейсам зв'язку).

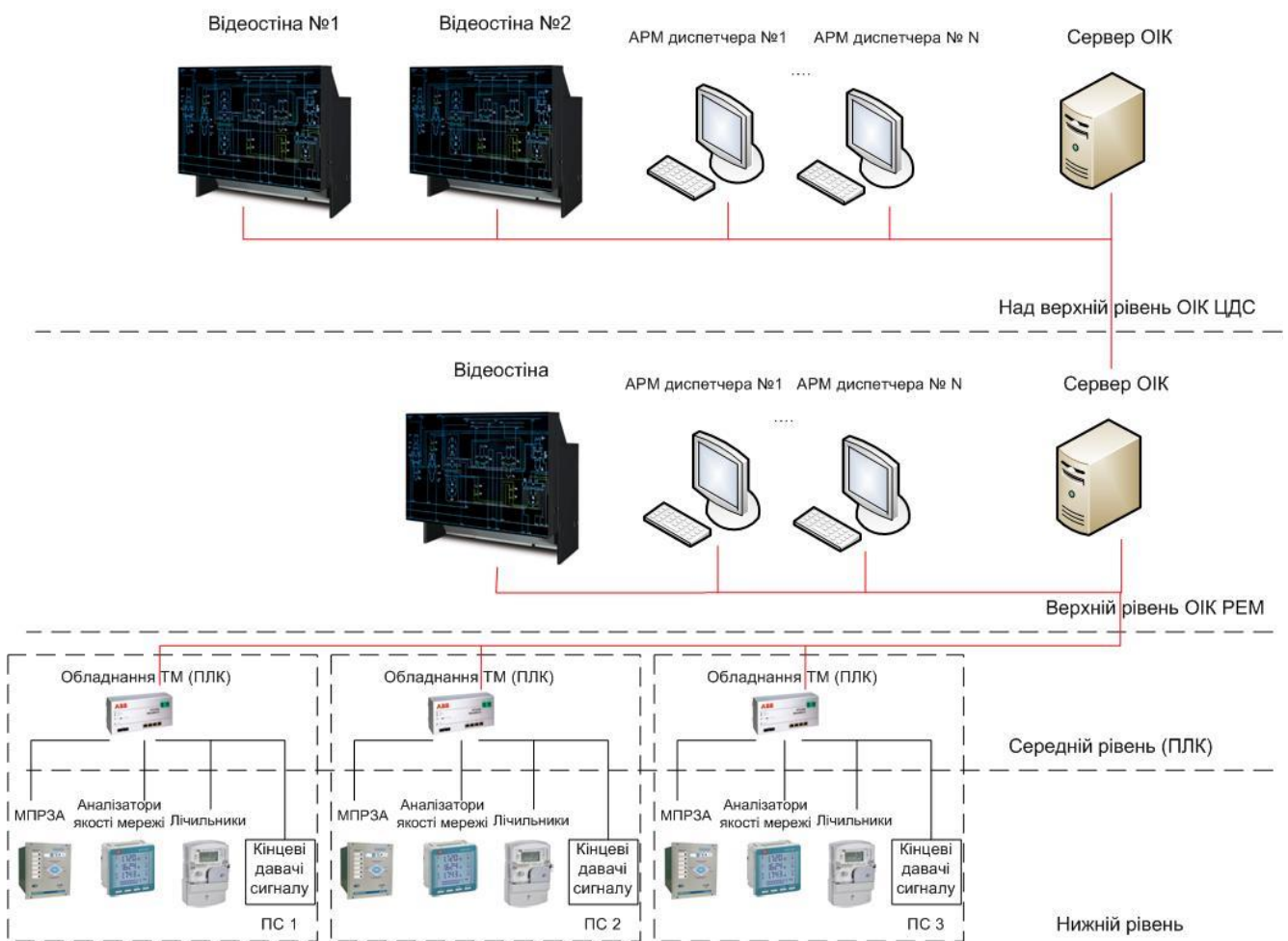


Рисунок 2.18.1 - Схема побудови АСДТК

У відповідності із завданням на проєктування, телемеханізація підстанції (ПС) 35/6 кВ «Молзавод» проводиться в такому обсязі:

- телесигналізація (ТС) 16 сигналів,
- телеуправління (ТУ) 1 сигнал,
- телевимірювання поточні (ТВ) 7 сигналів.

Згідно технічним умовам, для підключення ланцюгів телемеханіки застосовується обладнання телемеханіки АВВ. Для передачі інформації на диспетчерський пункт (ДП) використовується організується канал зв'язку за допомогою GSM роутера GWR352HSW (Geneko). Існуючі схеми електричних з'єднань розподільних пристроїв підстанції зберігаються. Обладнання телемеханіки встановлюється в нову шафу телемеханіки (див. план розміщення панелей на підстанції). Для заземлення обладнання ТМ використовувати існуючі пристрої заземлення, які відповідають нормам з допустимого опору. Для телемеханізації ПС 35/6 кВ «Молзавод» застосовано пристрій телемеханіки на базі RTU560 виробництва АВВ.

Ланцюг телесигналізації: сигнал ТС через «сухий контакт» об'єкта поступає на оптрону розв'язку вхідного ланцюга ТС. Спільний контакт всіх ланцюгів ТС об'єднаний.

Ланцюг телекерування: загальний ключ КМК використовується для блокування всіх ТК одночасно. Загальний ключ КМК розташовано на панелі шафи ТМ.

Живлення шафи ТМ здійснюється від власних потреб підстанції. Номінал напруги живлення 220V AC. Автоматичний вимикач для підключення живлення у ком. №6 передбачений цим проєктом.

Для монтажу ланцюгів ТК всередині шафи ТМ використовується дріт ПВ-3 1x1,5 мм² довжиною 13 метрів на кожний ТК.

Для монтажу ланцюгів ТС всередині шафи ТМ використовується дріт ПВ-3 1x1,5 мм² довжиною 7 метрів на кожний ТС.

Кабель «звита пара» прокладати в гофрованій трубці ПВХ.

Опис комплексу технічних засобів



Рисунок 2.18.2 - Термінали серії RTU560.

Термінали серії RTU560 є лінією потужних управляючих промислових програмуємих контролерів, в яку входять кілька модифікацій, що різняться за об'ємами оброблюємої інформації та способами монтажу, при цьому перелік основних функцій та підтримуємих стандартних протоколів зв'язку однаковий.

Використовуються як централізовані так і розподілені пристрої нижнього рівня, з налаштуванням від кількох одиниць до кількох тисяч підключених сигналів вводу та виводу інформації.

Використаний процесорний модуль 560CMR01 виконує наступні функції:

- обмін даними з модулями вводу та виводу по внутрішній шині передачі даних,
- контроль інформації про зміну вхідних сигналів на каналах модулів вводу з урахуванням часу зміни інформації,
- відправка команд керування модулям виводу,
- контроль синхронізації внутрішнього годинника та синхронізація модулів вводу по внутрішній шині,
- обмін даними з верхнім рівнем через свої комунікаційні інтерфейси;



Рисунок 2.18.3 - Процесорний модуль 560CMR01.

Процесорний модуль має два Ethernet інтерфейси та два послідовні інтерфейси з можливістю налаштування. Модуль комплектується ліцензією, з включеною необхідною функціональністю. Basic – функції збору та ре- трансляції сигналів та команд управління, повний набір протоколів. PLC – додатково включена можливість вести внутрішній архів та можливість програмування на мові стандарту MEK6131.

Модуль телесигналізації 560BIR01 може використовуватися для підключення однобітних дискретних сигналів (наприклад "Є" або "Нема"), двобітних дискретних сигналів (наприклад «Проміжне», «Включено» «Відключено» та «Помилка»), цифрових 8-ми та 16-ти бітних сигналів а також імпульсних сигналів. Модуль фіксує час зміни сигналу на вході з роздільною здатністю 1 мS.



Рисунок 2.18.4 - Модуль телесигналізації 560BIR01.

Може бути використана функція фільтрації брязкоту контактів.

Напруга на входах від 24 до 60 В.

Наявність сигналу на входах модуля відображається світло діодами, що розташовані на передній панелі модуля.

Модуль телекерування 560BOR01 використовується для видачі команд керування і являє собою 16 нормально розімкнутих релейних контактів, які включаються в розрив ланцюгів живлення катушок проміжних реле.

Шістнадцять виходів комбінуються в двох групах. Групи гальванічно ізольовані одна від одної.

Кожний релейний контакт розрахований на напругу 24...125 V DC, максимальна потужність 60W, максимальний струм 2A @ 60 VDC.

Для виконання телекерування використовується два сусідні канали виходів. Один канал виконує команду «увімкнути», інший – «вимкнути». Таким чином, один модуль 560BOR01 може бути використаний для телекерування комутаційними апаратами у кількості до 8 включно.

Для оперативного контролю та управління об'єктами РЕМ 6-35-150 кВ потрібно передбачати:

- ✓ телеуправління вимикачами 6 – 35-150 кВ;
- ✓ телесигналізацію положення вимикачів 6-35-150 кВ, у тому числі в разі аварійного відключення вимикачів;

- ✓ телесигналізацію про наявність замикання на землю в мережі та інші несправності (сигнал про несправність у вторинних колах тощо);
- ✓ інформацію щодо проникнення на об'єкти РЕМ сторонніх осіб;
- ✓ телевимірювання на всіх приєднаннях 6-150 кВ (струми, напруги, активну потужність, реактивну потужність і т.д);
- ✓ результати обліку електроенергії.

Комплекс програмно-технічних засобів забезпечує:

- збір первинної інформації щодо параметрів технологічних процесів і стану мережевого електроустаткування з прив'язкою до точного часу відповідно до умов і вимог завдань технологічного управління;
- оброблення інформації з метою надання персоналу оперативної, облікової та аналітичної інформації в текстовій, відеографічній і аудіоформах відповідно до алгоритмів і сценаріїв завдань технологічного управління;
- зберігання і архівування інформаційних масивів первинної, результуючої, нормативно-довідкової та іншої інформації в інтересах поточних процесів реального часу, а також для подальшого використання під час аналізу подій;
- передавання керуючих дій на мережеве електроустаткування і системи автоматики;
- організацію інформаційної взаємодії із системами верхнього рівня.

АСДТУ створюється з метою забезпечення максимальної ефективності вирішення виробничих завдань із розподілу електричної енергії в електромережевому комплексі, підвищення його надійності, а також переходу до експлуатації підстанцій без чергового обслуговуючого персоналу.

АСДТУ повинна забезпечувати єдину систему вимірювань і реєстрації технологічних параметрів, моніторинг і діагностику стану устаткування та режиму мережі в нормальних та аварійних режимах, керування оперативними перемиканнями з пунктів управління.

Її побудова повинна забезпечити підвищення керованості технологічних і бізнес процесів у ОСР за рахунок централізації та систематизації всієї наявної

інформації, а також надання оперативного доступу до неї керівникам вищої та середньої ланки.

2.19 Блискавкозахист та заземлення підстанції

На першій черзі технічного переоснащення проектом передбачається виконання нового загальнопідстанційного контуру заземлення.

Проектований контур заземлення виконується з вертикальних та горизонтальних електродів. Вертикальні електрод заземлення $L=5\text{ м}$, $d=16\text{ мм}$, горизонтальний заземлювач $d=16\text{ мм}$, укладається на глибині $0,7\text{ м}$ від поверхні землі.

Заземлюючий пристрій підстанції має забезпечувати в будь яку пору року опір розтіканню струму замикання на землю, що не перевищує $0,5\text{ Ом}$.

Всі роботи по влаштуванню заземлюючих пристроїв виконувати одночасно з будівельними роботами по нульовому циклу.

З'єднання елементів заземлюючих пристроїв виконувати зварюванням внахлест, зварювальні шви для захисту від корозії обробити бітумним лаком.

Захист проектованого обладнання від ударів блискавки виконується проектованими блискавкоприймачами, які встановлюються на порталах.

Проектовані блискавкоприймачі мають свій контур заземлення, який поєднується с загальнопідстанційним.

Розрахунок контуру заземлення

Розраховуємо еквівалентний питомий опір ґрунту:

$$\rho = \frac{(\rho_1 k_1 \rho_2 l_B)}{(\rho_1 k_1 (l_B - H - t_{\text{полоси}}) + \rho_2 (H - t_{\text{полоси}}))}, \quad (2.19.1)$$
$$\rho = \frac{(80 * 1,4 * 80 * 5)}{(80 * 1,4 * (5 - 0,5 - 0,7) + 80 * (0,5 - 0,7))} = 79 \text{ Ом} * \text{ м};$$

де $\rho_1 = 80$ – питомий опір верхнього шару ґрунту, Ом;

$\rho_2 = 80$ – питомий опір нижнього шару ґрунту, Ом;

$k_1 = 1,4$ – кліматичний коефіцієнт для вертикальних електродів;

$H = 0,5$ – товщина верхнього шару ґрунту, м;

$l_B = 5$ – довжина вертикального заземлювача, м;

$t = 0,7$ – глибина закладення горизонтального заземлювача, м.

$$r_B = \frac{0,366\rho}{l_B} \left(\lg \frac{2 \cdot l_B}{0,95 \cdot d_1} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot t + l_B}{4 \cdot t - l_B} \right), \quad (2.19.2)$$

$$r_B = \frac{0,366 \cdot 79}{5} \left(\lg \frac{2 \cdot 5}{0,95 \cdot 0,16} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 2,2 + 5}{4 \cdot 2,2 - 5} \right) = 12,13 \text{ Ом};$$

де $d_1 = 16$ – діаметр заземлювача, мм;

$t = 2,2$ – відстань від поверхні землі до середини заземлювач, м.

$$n_{\text{пр}} = \frac{r_B}{R_H \eta_B}, \quad (2.19.3)$$

$$n_{\text{пр}} = \frac{12,13}{0,5 \cdot 0,7} = 34,66 \text{ шт};$$

де $R_H = 0,5$ – нормований опір розтікання струму в землю, Ом;

$\eta_B = 0,7$ – коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів.

$n_{\text{пр}} = 34,66$ шт, округлюємо $n_{\text{пр}} = 35$ шт;

$l_{\Gamma} = 260$ м;

$\rho = 80,42$ Ом * м;

$$r_{\Gamma} = \frac{0,366\rho}{l} \lg \frac{l^2}{d_2 t}; \quad (2.19.4)$$

$$r_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot 80,42}{260} \lg \frac{260^2}{0,12 \cdot 0,7} = 0,67 \text{ Ом};$$

де $d_2 = 12$ – діаметр заземлювача, мм;

$k_2 = 3,5$ – кліматичний коефіцієнт для горизонтальних електродів;

$\eta_B = 0,67$ – коефіцієнт використання горизонтальних електродів.

$$R = \frac{R_H r_\Gamma}{r_\Gamma - R_H}, \quad (2.19.4)$$

$$R = \frac{0,5 * 0,94}{0,94 - 0,5} = 1,97 \text{ Ом},$$

$$n = \frac{r_B}{R \eta_B}, \quad (2.19.4)$$

$$n = \frac{12,13}{1,5 * 0,67} = 9,19 \text{ шт},$$

Отриманий результат задовольняє вимоги ПУЕ за величиною опору заземлення, так як він менший 4,0 Ом. Остаточо приймаємо штатний заземлювач, що складається з горизонтальної сталевий смуги та 10 вертикальних електродів довжиною 2,5 м кожний.

2.20 Розробка конструкції підстанції

У кваліфікаційній роботі вирішено що головна знижувальна підстанція виконана з розподільних пристроїв вищої напруги 35 кВ відкритого типу та нижчої напруги 6 кВ закритого типу, комплектуючі розташовані в шафах зовнішнього виконання (КРУЗ).

Типові конструкції ВРУ розроблялась з урахуванням можливості подальшого розширення і використання на всіх етапах будівництва та експлуатації сучасних засобів механізації робіт.

Комплектуючі в ВРУ встановались як можна нижче, щоб об'легчить обслуговування, але разом з тим так, щоб виключити можливість випадкового прикасання до провідних частин. Встановлюються вакуумні вимикачі, роз'єднувачі, вимірювальні трансформатори струму, чи напруги на сталевих або залізобетонних основ висотою 2-4,5 м. Для транспортування важкого обладнання до майданчику ВРП передбачають використання рел.

Мінімально допустима ізоляційна відстань у повітрі між провідниками різних фаз, а також від провідників до заземлених конструкцій та частин будівлі регламентуються ПУЕ. Довжина ВРУ визначається схемою, прийнятою конфігурацією збірних шин, кількістю та розміром комплектуючих. Крок комірки залежить від типу використаного обладнання. Рекомендований крок осередку

становить: для 35 кВ – 6 м. Вру повинно мати ограду висотою не менше 2,4 м. Крім того, повинні бути учтені під'їзні шляхи для автомобільного чи залізничного транспорту.

Опорні конструкції виготовляються з профільної сталі, а також із стандартизованих залізобетонних конструкцій - Колонн, Траверс і Т.Д.

ВРУ струмопровідні частини апаратів, провідники збірних шин та відповіді від збірних шин у зберіганні перерізів розмішують на різній висоті на два та три яруси. При гнучких дротах збірні шини розмішують в іншому ярусі, а дроти відповідають третьому.

- Мінімальна відстань від провідників першого ярусу до землі для 35 кВ – 3100 мм;
- мінімальна відстань по вертикалі між проводами першого та іншого ярусів із узгодженням провісу проводів для кВ 35 – 440 мм;
- мінімальна відстань між проводами іншого та третього ярусів для 35 кВ – 1150 мм.

Під силовим трансформатором укладається шар гравію товщиною не менше 250 мм і передбачається запас олії в системі відведення зливових вод. Навколо трансформатору встановлюються залізобетонна або цегляна огорожа, що запобігає поширенню пожежі.

Кабелі оперативних ланцюгів, ланцюгів управління, релейного захисту та автоматики прокладаються в каналах, налаштованих уздовж рядів обладнання, а також без заглушення їх у ґрунті.

Розподільчі прилади 6 кВ виконані в КРУЗ, які потрібно підготувати до монтажу, тому в першу чергу укладають фундамент. Осередки переміщують в упакованому вигляді до того, як встановити всі пристрої. Після цього розпаковують і викочують візки з корпусу, в яких встановлена комутаційна апаратура. Встановлюють осередки відповідно до плану розташування. Монтаж починається з останньої. Після того як упевнилися в правильності установки шафи, встановлюють наступний. Важливим є те, що осередки не повинні стояти під

кутом. Струмopрoвідні частини РП-6 кВ зачинені дверима для усунення випадкового дотику персоналу.

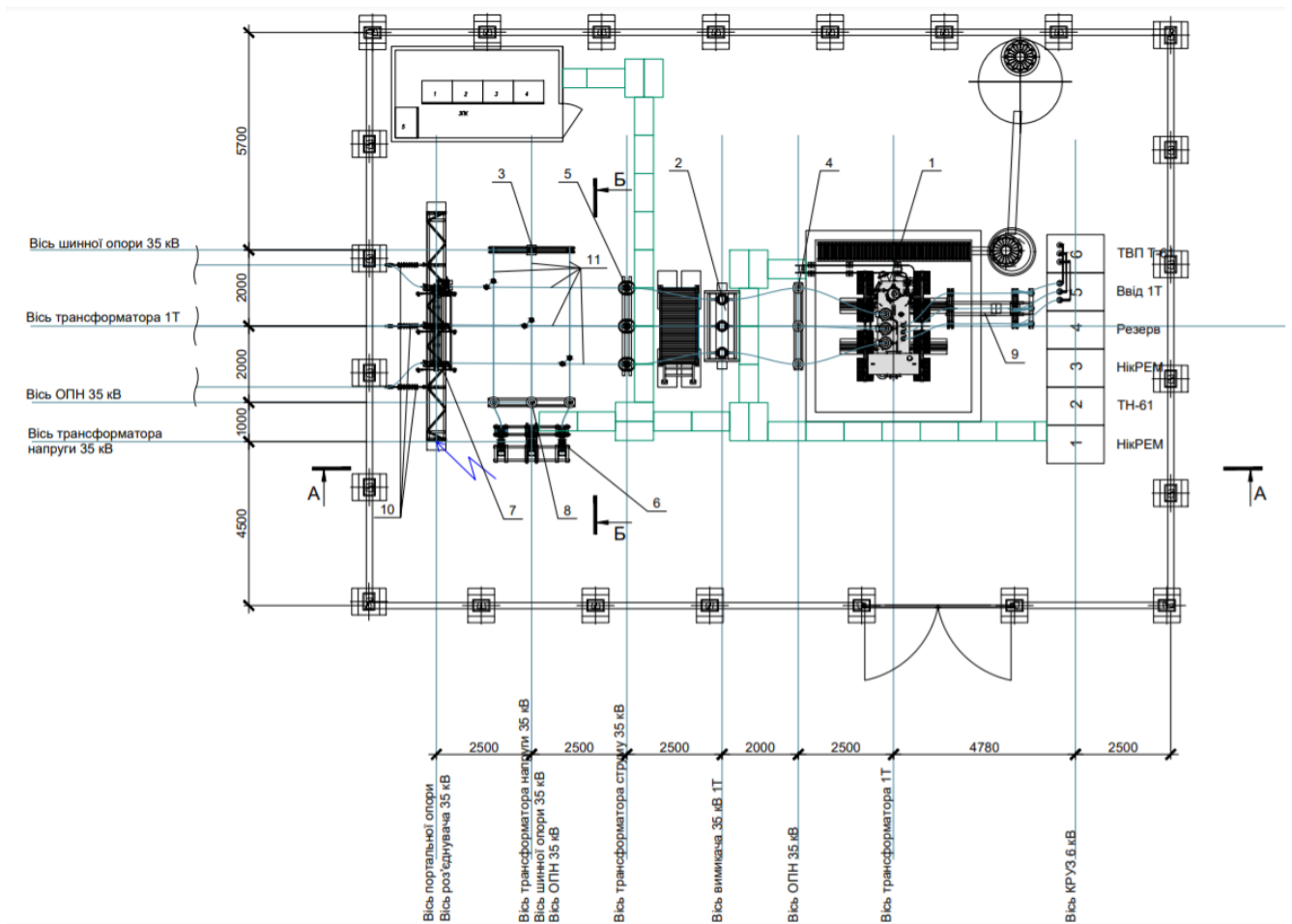


Рисунок 2.20.1 - Схема підстанції 35/6 кВ «Молзавод» вид зверху

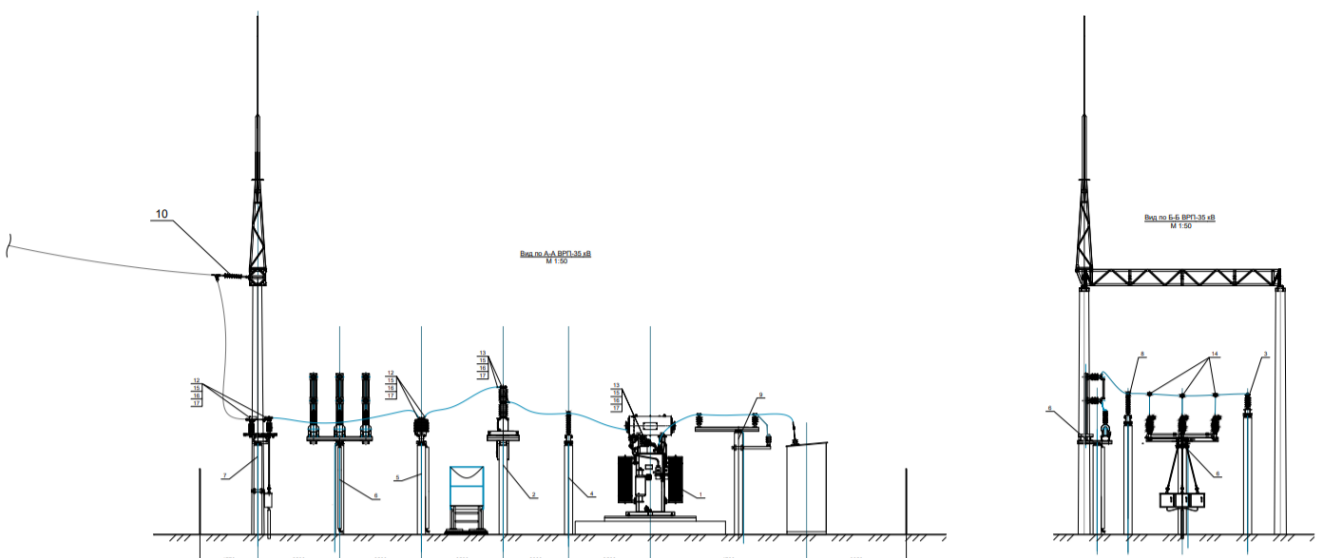


Рисунок 2.20.2 - Схема підстанції 35/6 кВ «Молзавод» вид з боку та переду

Практично рекомендовані розставання між осями фаз становлять: для 6 кВ – 250-500 мм.

Силові та контрольні кабелі на підстанціях невеликої та середньої потужності розміщені в кабельних каналах, закритих плитах, висота тунелю 1,8 м.

Підведення від трансформатора до КРУЗ виконанно шинами за допомогою гнучких зв'язків. Введення до КРУЗ здійснюється через прохідні ізолятори.

Розділ 3

3.1 Техніко-економічне обґрунтування

Енергосистема України застаріла і вже не витримує навантажень нового часу. Високий рівень зносу основного і допоміжного устаткування енергосистеми і нерівномірний розподіл навантаження в мережі часто призводять до аварійних ситуацій і відключень електропостачання споживачів. До причин аварійних відключень можна віднести обриви повітряної лінії, пошкодження прохідних ізоляторів в трансформаторних підстанціях, пошкодження роз'єднувачів, проводів на скрутках, чи втручання сторонніх осіб на територію підстанції та інше. Без відповідних способів контролю неможливо швидко відреагувати на велику кількість факторів, що змінюють стан системи, з урахуванням переходу великої кількості населення на електроопалення, що тільки ускладнює контроль. Через вище перелічені аргументи відбуваються технологічні порушення, які впливають на якість переданої електроенергії, порушується безперервність електропостачання, що призводить до значних економічних втрат.

Розроблені заходи щодо реконструкції підстанції «Молзавод» сприяють значним змінам в конфігурації об'єкту, що вплинуть на техніко-економічні показники компанії, найбільшу увагу було надано сучасному електрообладнанню від надійних виробників, виконання проєкту планується поділити на три етапи. До першого етапу відноситься заміна застарілого обладнання та монтування вибраного нового, проведення пусконаладжувальних робіт. В другому етапі виконувалось прокладання кабелів до будівлі, щоби підключити електрообладнання до шафи керування та обліку, складається шафа ЩОТ1 з елементів контролю, обліку та захисту системи. До останнього етапу відноситься заміна морально-застарілого силового трансформатора на сучасний герметичний з збільшеною потужністю.

Через збільшення потужності тепер споживачі мають змогу перейти на електроопалення, створюються умови для збільшення використання електромобілів. Забезпечується зменшення безперервності електропостачання споживачів, що є основним завданням енергорозподільних компаній. Персонал оперативно-диспетчерських служб отримує достовірну інформацію про стан

енергооб'єктів та параметри мережі, щоб оперативно впливати на електропостачання в будь-яких аварійних ситуаціях та своєчасно запобігати виходу з ладу системи під час перенавантаження. Відбувається дистанційний контроль стану та управління енергооб'єктами завдяки системі АДТК.

В економічній частині даної кваліфікаційної роботи потрібно визначити капітальні та експлуатаційні втрати, що будуть досягнуті за рахунок проведення реконструкції підстанції та впровадження АСДТК. Основною метою проєкту є пониження експлуатаційних втрат за рахунок зміни конфігурації системи, зменшення обслуговуючого персоналу, скорочення кількості виїздів ОВБ на об'єкт та зниження перебоїв електропостачання.

3.2. Розрахунок капітальних витрат

Капітальні Витрати – це кошти, призначені для створення і придбання основних фондів і нематеріальних активів, що підлягають амортизації.

Капітальні витрати з реалізації проєктного технічного рішення в даній кваліфікаційній роботі включають:

- витрати на придбання обладнання, технічних засобів контролю та обліку витрачання ресурсів;
- витрати, пов'язані з виконанням будівельно-монтажних робіт;
- витрати, пов'язані з виконанням пусконаладжувальних робіт.

Проєктні капітальні витрати визначаються на основі цін, наведених у внутрішніх документах підприємства, таких як кошториси на встановлення обладнання, виконання будівельно-монтажних та пусконаладжувальних робіт, договірні ціни, затверджений бюджет підприємства.

Величину проєктних капіталовкладень ($K_{пр}$) можна визначити за формулою:

$$K_{пр} = K_{об} (\sum_{i=1}^k Ц_i) + З_{мзс} + З_{м} + З_{н} + З_{пр}, \quad (3.2.1)$$

де $K_{об} (\sum_{i=1}^k C_i)$ - вартість придбання електрообладнання за проектом (сумарна вартість комплектуючих елементів і - го виду, необхідних для реалізації прийнятого технічного рішення);

k - кількість необхідних комплектуючих елементів;

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

$Z_{м}$ – витрати на монтажні роботи;

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

$Z_{пр}$ – інші одноразові вкладення грошових коштів.

В даній роботі обрано до встановлення наступне обладнання (таблиця 3.2.1):

Таблиця 3.2.1 - Обране до встановлення обладнання

Обладнання	Вартість одиниці з НДС, тис. грн.	Кількість	Сумарна вартість, тис. грн.
Трансформатор ТМН-4000/35/6 кВ, шт.	850	1	850
Вакуумний вимикач ВР-35НСМ, шт.	315	1	315
Вакуумний вимикач ВВ/TEL 10-20/630, шт.	67	4	268
Роз'єднувач DTS-40.5.1000.C.IV УХЛ1, шт.	30	1	30
Трансформатор струму ТРО 70.11 40.5, компл.	18	1	54
Трансформатор струму ТПЛУ-10-1 400/5А, компл.	4,9	1	14,7
Трансформатор струму ТПЛУ-10-1 200/5А, компл.	4,3	3	38,7
Трансформатор напруги ТЮ-7, компл.	16	1	48
Трансформатор напруги НТМИ-1-6, шт.	19,7	1	19,7
Трансформатор ТМ-63/6, шт.	126	1	126
Обмежувачів перенапруг РВА2-54 L5 E2 M7, компл.	8,08	2	48,48
Обмежувачів перенапруг ОСР2-08S-N N N, компл.	1,015	1	3,045
Запобіжник СЕF-S 30/40.5, компл	0,228	1	0,684
Запобіжник ПКН 001-6У3, компл	0,41	1	1,23

Кінець таблиця 3.2.1

Шинні конструкції розподільчих пристроїв 6 кВ, кг.	0,097	66,7	6,647
Провід АС-185, кг.	0,118	43,2	5,097
Кабель АВББШВ 3х70+1х35, м.	0,2	3	0,6
Ізолятори опорні ІО-6-3,75 ІУ3, шт.	0,042	9	0,378
Ізолятори прохідні ІП-10/630-7,5, шт.	0,336	3	1,008
Акумуляторні батареї (АКБ) виробник Sonnenschein, шт.	4,8	1	4,8
Пристрій захисту Seram T87, шт.	85,237	2	170,474
Пристрій захисту Seram T81, шт	93,075	2	186,150
Пристрій захисту РС83-В4, шт	8,970	1	8,97
Шафа ШОТ1, шт	232	1	232
Пристрій VT Gurd Pro, шт	27,767	1	27,767
Пристрій РС 83-В1, шт	13,201	1	13,201
Роутер GWR352HSW, шт	7,855	1	7,855
Провід ПВ-3 1х1,5, м	0,006	13	0,078
Провід ПВ-3 1х2,5, м	0,014	7	0,098
Електроди вертикальні, шт	0,855	10	8,55
Електроди горизонтальні, м	0,07	260	18,2
Всього			2 527,902

Вартість транспортно-заготівельних та складських витрат (З_{тзс}) визначається виходячи з:

- ❖ відстані доставки обладнання від місця придбання до місця експлуатації;
- ❖ на демонтаж застарілого обладнання;
- ❖ кількості, маси і габаритів устаткування;
- ❖ на підготовку персоналу;

- ❖ на проведення проектно-конструкторських робіт;
- ❖ розцінок на вантажно-розвантажувальні роботи;
- ❖ на придбання готового програмного забезпечення.

Згідно з даних отриманих від служби транспорту і логістики ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК», підпорядкованій директору із забезпечення діяльності підприємства, транспортно – заготівельні і складські витрати (Z_{mzc}), враховуючи розрахунки аналогічних проектів та проектів підприємств-колег, складають:

$$Z_{mzc} = 252,7 \text{ тис. грн.}; \quad (3.2.2)$$

Пусконалагоджувальними роботами є комплекс робіт, що включає перевірку, налаштування і випробування електрообладнання з метою забезпечення електричних параметрів і режимів, заданих проектом. Інвесторська кошторисна документація на пусконалагоджувальні роботи складається відповідно до ДБН Д.1.1-1-2000 та Додатку №1 "Особливості визначення вартості пусконалагоджувальних робіт" (Збірник "Реформування ціноутворення та взаємовідносин у будівництві", стр.229 - 238) [37]. Розрахунки ПНР виконуються на підставі локальних кошторисів. При складанні локальних кошторисів розрахунок одиничної вартості виду робіт виконується на підставі нормативних трудовитрат пусконалагоджувального персоналу по відповідній нормі Збірника РЕКНпн на одиницю виміру, кваліфікаційного складу ланки, що виконує пусконалагоджувальні роботи, і усередненої вартості людино-години за розрядами робіт у будівництві, прийнятої по Додатку 1 до ДБН Д.1.1-1-2000.

Кваліфікаційний склад ланок для виконання пусконалагоджувальних робіт за нормами (в частках участі в загальних витратах праці у відсотках) наведено в технічних частинах кожного збірника.

Витрати на ПНР розраховані на основі даних отриманих аналогічних проектів підприємства та інформації отриманої від проектно-кошторисного відділу підприємства. При виконанні ПНР були враховані вимоги нормативно-технічної

документації (НТД), проєкту, та експлуатаційна документація аналогічних проєктів та становить:

$$Z_M = 157,993 \text{ тис. грн.}; \quad (3.2.3)$$

$$Z_H = 126,395 \text{ тис. грн.}; \quad (3.2.4)$$

Витрати на придбання технічних засобів прийнято відповідно до затвердженого кошторису ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» та представлено у вигляді зведення капітальних витрат до таблиці 3.2.2.

Таблиця 3.2.2 - Зведенні капітальні витрати

Розрахунок капітальних витрат					
№ з/п	Найменування технічних засобів	Кількість	од.вим	Ціна за одиницю, тис. грн	Сума, тис. грн
	Вартість матеріалів				
1	Трансформатор ТМН-4000/35/6 кВ	1	шт	850	850
2	Вакуумний вимикач ВР-35НСМ	1	шт	315	315
3	Вакуумний вимикач ВВ/TEL 10-20/630	4	шт	67	268
4	Роз'єднувач DTS-40.5.1000.C.IV УХЛ1	1	шт	30	30
5	Трансформатор струму ТРО 70.11 40.5	1	компл	18	54
6	Трансформатор струму ТПЛУ-10-1 400/5А	1	компл	4,9	14,7
7	Трансформатор струму ТПЛУ-10-1 200/5А	3	компл	4,3	38,7
8	Трансформатор напруги ТЮ-7	1	компл	16	48
9	Трансформатор напруги НТМИ-1-6	1	шт	19,7	19,7
10	Трансформатор ТМ-63/6	1	шт	126	126
11	Обмежувачів перенапруг РВА2-54 L5 E2 M7	2	компл	8,08	48,48
12	Обмежувачів перенапруг ОСР2-08S-NNN	1	компл	1,015	3,045

Кінець таблиця 3.2.2

13	Запобіжник CEF-S 30/40.5	1	компл	0,228	0,684
14	Запобіжник ПКН 001-6УЗ	1	компл	0,41	1,23
15	Шинні конструкції розподільчих пристроїв 6 кВ	66,7	кг	0,097	6,647
16	Провід АС-185	43,2	кг	0,118	5,097
17	Кабель АВББШв 3х70+1х35	3	м	0,2	0,6
18	Ізолятори опорні ІО-6-3,75 ІУЗ	9	шт	0,042	0,378
19	Ізолятори прохідні ІП-10/630-7,5	3	шт	0,336	1,008
20	Акумуляторні батареї (АКБ) виробник Sonnenschein	1	шт	4,8	4,8
21	Пристрій захисту Seram T87	2	шт	85,237	170,474
22	Пристрій захисту Seram T81	2	шт	93,075	186,150
23	Пристрій захисту РС83-В4	1	шт	8,970	8,97
24	Шафа ШОТ1	1	шт	232	232
25	Пристрій VT Gurd Pro	1	шт	27,767	27,767
26	Пристрій РС 83-В1	1	шт	13,201	13,201
27	Роутер GWR352HSW	1	шт	7,855	7,855
28	Провід ПВ-3 1х1,5	13	м	0,006	0,078
29	Провід ПВ-3 1х2,5	7	м	0,014	0,098
30	Електроди вертикальні	10	шт	0,855	8,55
31	Електроди горизонтальні	260	м	0,07	18,2
				Усього (Коб)	2 527,902
	Вартість робіт				
1	Транспортно - заготівельні і складські витрати	1	посл.	252,7	252,7
	Витрати на монтажні роботи	1	посл.	157,993	157,993
3	Витрати на налагоджувальні роботи	1	посл.	126,395	126,395
				Усього	537,088
				Сума, тис. грн. (Кпр)	3 064,99

Загалом розрахована вартість складає, $K_{np} = 3\,064,99$ тис. грн.

3.3. Розрахунок експлуатаційних витрат

Експлуатаційні витрати - це поточні витрати на експлуатацію та обслуговування об'єкта проектування за певний період (рік), виражені в грошовій формі.

До основних статей експлуатаційних витрат електротехнічного устаткування відносяться:

- амортизаційні відрахування (C_a);
- заробітна плата обслуговуючого персоналу (C_3);
- єдиний соціальний внесок (C_c);
- витрати на технічне обслуговування й поточний ремонт устаткування та мереж (C_T);
- вартість електроенергії, що буде споживана об'єктом проектування або втрат електроенергії (C_9);
- інші експлуатаційні витрати (C_{np}).

Таким чином, річні експлуатаційні витрати складуть:

$$C_n = C_a + C_3 + C_c + C_m + C_9 + C_{np}, \text{ грн}, \quad (3.3.1)$$

$$C_b = C_{a.b} + C_{3.b} + C_{c.b} + C_{m.b} + C_{9.b} + C_{np.b}, \text{ грн}, \quad (3.3.2)$$

3.3.1 Розрахунок амортизаційних витрат

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, яка розраховується за формулою :

$$\Phi_a = \Phi_n - Л, \quad (3.3.1.1)$$

$$\Phi_a = 3\,064,99 - 306,499 = 2\,758,491 \text{ тис. грн.};$$

де Φ_n – первісна (або переоцінена) вартість об'єкта основних засобів;

$Л$ – розрахункова ліквідаційна вартість основних засобів.

Якщо визначити очікувану ліквідаційну вартість об'єкта основних засобів складно, то умовно приймаємо її рівною 10 відсоткам від проектної вартості. Обладнання лінії, згідно П(С)БУ 7 відноситься до 4 групи. Строк корисного використання – 5 років та рис 1.1 [ДОДАТОК 1]. Для обліку амортизаційних відрахувань будемо використовувати прямолінійний метод.

Норму амортизації розрахуємо за формулою:

$$Н_a = \frac{\Phi_n - Л}{\Phi_n \cdot T_n} \cdot 100\%, \quad (3.3.1.2)$$

$$Н_a = \frac{3\,064,99 - 306,499}{3\,064,99 \cdot 5} \cdot 100\% = 18\%$$

де T_n – термін корисного використання (амортизаційний період).

Тоді річні амортизаційні відрахування АО за прямолінійним методом:

$$АО = \frac{\Phi_n \cdot Н_a}{100}, \quad (3.3.1.3)$$

$$АО = C_a = \frac{3\,064,99 \cdot 18}{100} = 551,698 \text{ тис. грн.}$$

$C_{a.б} = 0$ – обладнання вичерпало свій амортизаційний період, відповідно до вихідних даних отриманих від відділу основних засобів ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК».

Річний фонд амортизаційних відрахувань визначається за видами основних фондів та нематеріальних активів за розділами зведення капітальних витрат для проектного варіанту і за даними підприємства про балансову вартість змінного устаткування для базового варіанту.

3.3.2 Розрахунок річного фонду заробітної плати

Витрати на оплату праці персоналу, що задіяний в експлуатації обладнання містять в собі витрати на основну заробітну платню (за відпрацьований час), на додаткову зарплату (наприклад, оплата чергових відпусток) у розмірі 10% від основної заробітної платні.

Визначаємо номінальний річний фонд робочого часу за формулою (3.3.2.1).

$$\Phi PV = (D_k + D_n + D_v + D_o) \cdot T_{зм} \quad (3.3.2.1)$$

де D_k , кількість календарних днів у плановому періоді;

D_n – кількість святкових днів;

D_v – кількість вихідних днів у відповідності до режиму роботи підприємства;

D_o – кількість днів основної (27 днів), невиход на роботу з поважних причин (7 днів);

$T_{см}$ – тривалість робочої зміни (встановлюється у відповідності з режимом роботи та не перевищує 40 годин на тиждень)

$$\Phi PV_p = (365 - 11 - 102 - 34) \cdot 8 = 1744 \text{ ч.};$$

Для співробітників зі змінним графіком роботи:

$$\Phi PV_p = 32 \cdot 4 \cdot 12 = 1536 \text{ ч.};$$

Для працівників, що обслуговують електроустановки на підприємстві оплата праці здійснюється за погодинно-преміальною формою оплати. Окрім премії 30% плануються доплати $Z_{\text{допл}}$ (за змінність, понаднормовий час, тощо) у розмірі 5 % від прямої (тарифної) заробітної плати, для робітників працюючих у нічний час здійснюються доплати у розмірі 20% згідно з колективним договором ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК».

Пряма заробітна плата за тарифом:

$$Z_n = K_{\text{тар}} \cdot \tau_{\text{час}} \cdot \Phi P B \cdot N_p; \quad (3.3.2.2)$$

де $K_{\text{тар}}$ – тарифний коефіцієнт, який враховує розряд робітника;

$\tau_{\text{час}}$ – годинна тарифна ставка робітника, грн/год. Для розрахунків у кваліфікаційній роботі використовуємо середнього динну тарифну ставку для керівника ОДС (ОДГ), згідно колективного договору підприємства, становить 123,29 грн/год;

$\Phi P B$ – фонд робочого часу робітника за рік, ч;

N_p – кількість робітників, що зайняті обслуговуванням, осіб.

Таблиця 3.3.2.1 - Розрахунок річного фонду заробітної платні обслуговуючого персоналу підприємства

№ п. п	Найменування професій робітників	Явочний штат на добу, осіб	Годинна тарифна ставка, грн	Номинальний річний фонд робочого часу	Всього, пряма заробітна плата за тарифом, тис. грн.	Доплати, тис. грн.	Премія, тис. грн.	Всього, основна зарплата, тис. грн.
1	Диспетчер (змінний графік)	16	95,28	1536	2 869,002	286,9	860,7	3155,902
2	Диспетчер (денний)	3	95,28	1744	498,504	49,8504	149,55	548,3544
3	Керівник (ОДС/ОДГ)	3	123,29	1744	645,053	64,5053	193,515	709,558
Усього					4 413,814			

Додаткова заробітна плата становить 10% від основної:

$$Z_{доб} = 0,1 \cdot 2869,002 = 286,9 \text{ тис. грн.}; \quad (3.3.2.3)$$

Загальна величина річного фонду заробітної платні ФЗП:

$$C_z = \sum Z_{осн} + \sum Z_{доб} = (2869,002 + 286,9) + (498,504 + 49,8504) + (645,053 + 64,5053) = 4\,413,814 \text{ тис. грн.}; \quad (3.3.2.4)$$

Таблиця 3.3.2.2 - Розрахунок річного фонду заробітної платні обслуговуючого персоналу підприємства до виконання кваліфікаційної роботи

№ п. п	Найменування професій робітників	Явочний штат на добу, осіб	Годин на тариф на ставку, грн	Номинальний річний фонд робочого часу	Всього, пряма заробітна плата за тарифом, тис. грн.	Доплати, тис. грн.	Премія, тис. грн.	Всього, основна зарплата, тис. грн.
2	Диспетчер	25	95,28	1744	4 154,208	415,42	1 246,262	4 569,268
3	Керівник (ОДС/ОДГ)	5	123,29	1744	1 075,088	107,508	322,526	1 182,596
Усього					5 751,864			

$$C_{з.б} = \sum Z_{осн} + \sum Z_{доб} = (4\,154,204 + 415,42) + (1\,075,088 + 49,8504) = 5\,694,56 \text{ тис. грн.} \quad (3.3.2.5)$$

3.3.3 Єдиний соціальний внесок

Єдиний соціальний внесок визначається на підставі встановленого чинним законодавством відсотка від суми основної та додаткової заробітної плати. Основні положення, що визначають порядок збору ЄСВ, встановлені Законом України "Про

збір та облік єдиного внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування" № 2464-VI від 08.07.2010 (набрав чинності з 01.01.2011). З 01.01.2016 року ставка ЄСВ знижена до 22% (для всіх категорій платників).

$$C_c = 0,22 \cdot C_3 = 0,22 \cdot 4\,413,814 = 971,039 \text{ тис. грн.} \quad (3.3.3.1)$$

$$C_{c.6} = 0,22 \cdot C_3 = 0,22 \cdot 5\,694,56 = 1\,252,80 \text{ тис. грн.} \quad (3.3.3.2)$$

де C_3 - річний фонд заробітної плати обслуговуючого персоналу.

3.3.4 Визначення річних витрат на технічне обслуговування і капітальний (поточний) ремонт

Кожне підприємство має високі вимоги до якості електропостачання, так як від цього залежить працездатність технологічного процесу. У разі виникнення проблем з постачанням, наслідки можуть бути жахливі. Тому доцільно, щоб підприємство мало змогу швидко виявляти аварійні поломки та вирішувати їх одразу. Для цього на необхідно мати резерви електрообладнання та захисної апаратури, а також високо кваліфікований персонал. Причинами відмов електропостачання можуть бути велика кількість, одними з найбільш поширених є вихід з працездатності вимикача, чи ремонт трансформатора підстанції.

Після впровадження телемеханіки кількість виїздів зменшилась з 2-х до 1-го виїзду в місяць. Бригада ОББ складає 2 чоловіка. Машина ГАЗ 2705 ВП6. Середня відстань до ПС/ЦРП становить 30 км. Джерелом вихідних даних є підприємство ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК».

Середньо часова оплата електромонтеру 4 розряду складає 95,18 грн.

Витрати на машину складають 630 грн.

Загальні витрати на доставку працівників і їх роботу протягом часу складають 1 123,52 грн.

Маємо щорічну економію витрат з впровадженням телемеханіки на одному об'єкті в розмірі 13 482,24 грн./рік.

Таким чином, якщо розглянути експлуатаційні витрати підстанції:

$$I_{\text{опс}} = (\alpha_{\text{опс}} / 100) \cdot Z_{\text{пс}} = (4,3 / 100) \cdot 2300 = 98,9 \text{ тис. грн.}; \quad (3.3.4.1)$$

де $I_{\text{опс}}$ – витрати на ремонт і обслуговування підстанції.

$C_m = I_{\text{опс}} = 98,9$ тис. грн. – з них 13,482 тис. грн. на виїзд до підстанції обслуговуючого персоналу та виконання ремонту, згідно даних отриманих від ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК»;

$\alpha_{\text{опс}}$ – коефіцієнти, які враховують втрати на обслуговування на рік від сумарних втрат.

$Z_{\text{пс}}$ – втрати на обслуговування підстанції (закупівля матеріалів, виконання робіт, проїзд до об'єкту), грн.

$$C_{m.б} = 98,9 + 13\,482,24 = 112,38 \text{ тис. грн.}; \quad (3.3.4.2)$$

3.3.5 Розрахунок вартості спожитої електроенергії

Вартість електроенергії, споживаної об'єктом на власні потреби проектування протягом року, визначається виходячи з його встановленої потужності, річного фонду робочого часу об'єкта проектування та втрат електроенергії за формулою:

$$C_{э} = W_p \cdot C_e, \text{ тис. грн.}; \quad (3.3.5.1)$$

$$C_{э.б} = W_p \cdot C_e, \text{ тис. грн.}; \quad (3.3.5.2)$$

де $W_p = 43,2$ – кількість спожитої за рік електроенергії, за даними підприємства ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК» споживання підстанції «Молзавод» на власні потреби, кВт·год;

$C_e = 1,68$ – тариф на електроенергію станом на 05.10.2021 згідно з нормами встановленими НКРЕКП, грн./кВт·год;

$$C_3 = 43,2 \cdot 1,68 = 72,576 \text{ тис. грн.};$$

Початково споживання на власні потреби підстанції «Молзавод» становило 27,6 кВт·год за рік.

$$C_{3,6} = 27,6 \cdot 1,68 = 46,368 \text{ тис. грн.};$$

Якщо на підприємстві використовується багатозонний облік електроенергії, то W_p розподіляється по зонах обліку і в кожній з них застосовується свій тариф на електроенергію.

3.3.6 Визначення інших витрат

Інші витрати по експлуатації об'єкта проектування включають витрати з охорони праці, на спецодяг та ін. Згідно з практикою, ці витрати визначаються у розмірі 4% від річного фонду заробітної плати обслуговуючого персоналу.

$$C_{пр} = 0,04 \cdot C_3 = 0,04 \cdot 4\,413,814 = 176,552 \text{ тис. грн.}, \quad (3.3.6.1)$$

$$C_{пр,6} = 0,04 \cdot C_{3,6} = 0,04 \cdot 5\,694,56 = 227,78 \text{ тис. грн.}; \quad (3.3.6.1)$$

$C_n = 6\,283,665$ тис. грн. – експлуатаційні показники, що включають технічний ремонт та поточне обслуговування, річний фонд заробітної плати працівників, відрахування на соціальні виплати, інші витрати.

$$**$C_6 = 7\,333,328$ тис. грн.**$$

Таблиця 3.3.1 - Вивід техніко-економічних показників

Назва розділу	Розраховані значення тис. грн.	Базові значення тис. грн.
Капітальні витрати	3064,99	0
Амортизаційні відрахування	551,698	0
Технічний ремонт та поточне обслуговування	98,8	112,38
Річний фонд заробітної плати працівників	4 413	5 694,56
Відрахування на соціальні виплати	971,039	1252,8
Вартість спожитої енергії за рік	72,576	46,368
Інші витрати	176,552	227,78

3.4. Визначення та аналіз показників економічної ефективності

Об'єкт технічного переоснащення в даній кваліфікаційній роботі є елементи системи електропостачання підстанції «Молзавод» м. Нікополь, Дніпропетровської обл., які належати до третьої категорії, тому перерва в електроживленні при аварії будь-якого елемента мережі може бути допущена не більше однієї доби. За цей час втрати від недовідпуску електроенергії становлять, згідно даних отриманих від підприємства ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК», 78,960 кВт· час.

Один із важливих моментів в роботі АСДУ як складової розумних мереж - можливість ефективної інтеграції електростанцій на основі поновлюваних джерел енергії. Річ у тому, що усі прогресивні держави сфокусовані на боротьбі з кліматичними змінами. Один з її ключових етапів - це декарбонізація енергетики, тобто скорочення долі електростанцій, які спалюють вугілля, газ, мазут, що в свою чергу зменшують собівартість електроенергії.

Оцінка можливих збитків слідстві надзвичайної ситуації (НС) техногенного характеру визначається згідно з методикою. Збитки для об'єктів місцевого рівня визначаються з таких локальних збитків:

- Руїнування та пошкодження основних фондів, знищення майна та продукції (Мр);
- На виробництво продукції в наслідок припинення виробництва (Мп);

- Втрати життя і здоров'я населення (H_p).

Найбільш витратними, з найбільшим часом ліквідації НС та повторного введення в роботу є проєктований силовий трансформатор ТМН-4000/35-У1.

Тому розрахунок збитків виробляємо для аварії, яка може виникнути у разі відмови в роботі проєктованого силового трансформатора ТМН-4000/35-У1.

Максимальний збиток від НС місцевого рівня на ПС розраховується за формою (II розділ, табл. 1, документа 3, «Аварії на об'єктах електроенергетики» місцевого рівня).

$$U = M_p + M_n + H_p \quad (3.4.1)$$

де M_p - збитки від знищення майна, у нашому випадку існуючий силовий трансформатор с кошторисною вартістю 850 тис. грн.

$M_n = 78,960 \cdot 1,68 = 132,652$ - збитки на виробництво продукції при виході з ладу проєктованого трансформатора, тис. грн.

H_p - збитки від втрати життя і здоров'я населення - не враховуємо, оскільки трансформатори на території ВРУ- 35 кВ працюють в автоматичному режимі без постійного перебування персоналу.

Загальні ймовірні збитки при аварії на трансформаторі становитимуть:

$$U = 850 + 132,652 + 0 = 982,652 \text{ тис. грн.}$$
$$982,652 / 6,5 = 151,177 \text{ м.р.з.п.} < 2000 \text{ м.р.з.п.}$$

де 6500 грн - м.р.з.п. на момент виконання проєкту (2021 р.)

За критеріями загальних вимог Закону України «Про регулювання містобудівної діяльності», Порядку віднесення об'єктів до IV - V категорій складності, а також наведених розрахунків, проєкт «Технічне переоснащення трансформаторної підстанції 35/6 кВ «Молзавод» м. Нікополь, Дніпропетровської обл.», відноситься до класу наслідків (відповідальності) СС1 об'єкта будівництва.

Для розрахунку показників надійності та ефективності роботи мережі з урахуванням розроблених рішень, необхідно в першу чергу визначити економію на експлуатаційних витратах ΔC .

Таким чином, економію на експлуатаційних витратах (кожного року) можна визначити за формулою:

$$\Delta C = C_b - C_n \quad (3.4.2)$$

$$\Delta C = 7\,333,328 - 6\,283,665 = 1\,049,663 \text{ тис. грн.}$$

Таким чином, річну економію передбачається отримувати при впровадженні даного проєктного варіанту, а саме внаслідок заміни застарілого обладнання та впровадження системи АДТК.

3.5. Визначення та аналіз показників економічної ефективності

Оцінка економічної ефективності розглянутих рішень розглянутих в кваліфікаційній роботі 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:

$$E_p = E_{\text{кп}} / K_{\text{пр}}, \text{ долі од.}; \quad (3.5.1)$$

де $E_{\text{кп}}$ – загальна річна економія від впровадження об'єкта проєктування, грн;

$K_{\text{пр}}$ – капітальні витрати за варіантом, що викликали економію, грн.

$$E_p = 1\,049,663 / 3064,99 = 0,35 \text{ долі од.};$$

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

$$T_p = K_{кр} / E_{кп}, \text{ років.} \quad (3.5.2)$$

$$T_p = 3064,99 / 1\,049,663 = 2 \text{ рік } 8 \text{ місяця.}$$

T_p складає менше п'яти років, що говорить про економічну доцільність проекту.

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

В даній кваліфікаційній роботі, E_n прийнято до розрахунку виходячи з прийнятої для підприємства індивідуальної норми прибутковості:

$$E_n = 1 / T_{оч}, \text{ долі од.} \quad (3.5.3)$$

де $T_{оч}$ - очікуваний, прийнятий для підприємства термін окупності капітальних вкладень, років.

$$E_n = 1 / 4 = 0,25 \text{ долі од.}$$

Таким чином, $E_p > E_n$, що свідчить про те, що варіанти забезпечує більш високу надійність, безпеку, поліпшення умов праці.

В підсумках проведеної реконструкції підстанції ми усуваємо аварійну ситуацію та досягаємо поліпшення умов обслуговування підстанції, це проявляється в зменшенні часу переривів електропостачання, зменшенні кількості персоналу та виїзду ОВБ на перевірку стану підстанції.

Також модернізація підстанції дозволить дистанційно керувати перемикачами комутаційних вимикачів та знімати показники по підстанції для подальшої відправки до серверу. Позитивні фактори вплинуть не тільки на ОСР, проте і на споживачів що отримують електроенергію від підстанції. Слід зазначити, що реконструкція підстанції безпосередньо не впливає на величину тарифу для споживача, оскільки вона відбувається за рахунок коштів, які закладені в інвестиційну програму (та вже враховані в тарифі).

3.6 Висновки

В економічній частині кваліфікаційної роботи виконано стратегічний аналіз діяльності ПрАТ «ПЕЕМ «ЦЕК», який показав, що до слабких сторін Товариства відносяться застаріле обладнання та недотримання нормативних показників якості послуг з електропостачання через нераціональну конфігурацію (необхідність виконання перемикачів вручну, відсутність резервування та ін.) та аварійність електричних мереж. Прийняті технічні рішення дозволять ліквідувати значний вплив вище перелічених проблем та відновлення цілісності енергосистеми, також прийнята система АДТК надає змогу дистанційно керувати і спостерігати за змінами в енергосистемі.

Розроблені технічні рішення потребують значних матеріальних затрат, що складають понад 9 млн. грн., з урахуванням змін прийнятих по завершенню кваліфікаційної роботи відбувається економія в розмірі 1,049 млн. грн. в рік, здебільшого головну частину заощаджених грошей складає відрахування річного фонду заробітної платні обслуговуючого персоналу, що становлять приблизно 29%. Другим фактором що вплинув на економію є зниження показників SAIDI, ще одним фактором є зменшення кількості виїздів ОВБ на перевірку стану підстанції, що складають 13 тис. грн. в рік. Проєктом передбачалось підвищити пропускну здатність підстанції, це було зумовлено збільшенням попиту споживачів через перехід більшості на електроопалення, що спричинить збільшення капіталонадходження.

Отже, якщо правильно вибрати конфігурацію об'єктів розподільчих мереж для включення їх в інвестиційну програму в умовах стимулюючого регулювання існує можливість визначити зменшення коефіцієнту зносу основних засобів за рахунок поступового збільшення первісної вартості основних засобів та зменшення величини їхнього зносу.

Загальні висновки

У кваліфікаційній роботі прийнято рішення щодо ефективності реконструкції підстанції 35/6 кВ «Молзавод» шляхом обґрунтування економічної доцільності розроблених заходів та необхідності впровадження сучасної системи АДТК.

Проведені розрахунки мережі електропостачання щодо заміни застарілого обладнання та систем зв'язку показали, що розроблені заходи значною мірою вплинуть на експлуатаційні показники підстанції «Молзавод», досягається це в першу чергу за рахунок вибору ефективної конфігурації електричних мереж, другим фактором є впровадження новітньої технологій зв'язку, що поліпшує виконання перемикань, зняття показників та контроль стану підстанції. Орієнтовано прийняті заходи зменшать експлуатаційні витрати на 1,049 млн. грн. в рік, це зумовлено здебільшого зменшенням обслуговуючого персоналу та зниженням показників SAIDI, зменшення кількості виїздів ОББ на перевірку підстанції забезпечать додаткові збереження коштів на 13 тис. грн. в рік. Останнім фактором вплинувши на розроблення заходів з реконструкції став запит споживачів на збільшення попиту на електроенергію через перехід на електроопалення, що дозволить збільшити приріст коштів на 13%.

Термін окупності прийнятих рішень складає 2 роки та 8 місяців, з точки зору економічної доцільності проєкт повністю задовольняє першочергові вимоги, що становили термін окупності в 4 роки. Проте, слід враховувати необхідність придбання більш капіталоємного обладнання, незначна економія була досягнута завдяки утилізації застарілого обладнання та враховано при покупці нового. Завдяки розробленим заходам з телемеханіки спостерігається ефективна обробка інформації без втручання постійного персоналу, автоматизована система передає оброблену інформацію безпосередньо до серверу в режимі реального часу, що зменшує суттєво втрати часу.

Перелік посилань

1. Рожкова Л.Д., Козулін В.С. Електроустаткування резервуару та підстанцій Підручник для технікумів. - 3-тє вид., Перероб. та дод. - М. Енергоатоміздат, 1987. - 648 с.
2. Неклепаєв В.М., Крючков І.П. Електрична частина електростанцій та підстанцій Довідкові матеріали для курсового та дипломного проектування Навч. посібник для вузів. - 4-е вид., Перероб. та дод. - М. Енергоатоміздат, 1989. - 608 с.
3. Перехідні процеси в системах електропостачання Підручник для вузів. Вид. 2-ге, доправ. та дод. Г.Г. Півняк, В.М. Винославський, О.Я. Рибалко, Л.І. Несен За ред. академіка НАН України Г.Г. Півняк. – Дніпропетровськ Видавництво НДА України, 2000. – 597 с.
4. Норми технологічного проектування знижувальних підстанцій із вищою напругою 35-750 кВ. - М. Енергія, 1979, - 40 с.
5. Правила влаштування електроустановок.-10-е вид.-М. Енергоатоміздат, 2008. - 640 с.
6. Про затвердження Положення (стандарту) бухгалтерського обліку 7 "Основні засоби" URL: <https://zakon.help/law/z0288-00>
7. Кодекс законів про працю України від 10.12.71 г. (КЗоТ) URL: <https://buhgalter.com.ua/articles/trudovi-vidnosini/222295/>
8. Режим роботи робочого часу згідно КЗпП URL: <https://buhgalter.com.ua/articles/kadrova-sprava/193320/>
9. ДБН Д.1.1-1-2000 URL: <https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/1-1-0-233>
10. Про затвердження Методичних рекомендацій з розробки бізнес-планів інвестиційних проєктів URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0073537-10#Text>
11. Постанова НКРЕКП №1175 «Про затвердження Порядку встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії» URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v1175874-18#Text>

12.Річні звіти НКРЕКП URL: <https://www.nerc.gov.ua/pro-nkrekp/richni-zviti>

ДОДАТОК А

Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
1					
2			Документація		
3					
4	A4	ЕЕ.ОППм.21.09.ПЗ	Пояснювальна записка	112	
5					
6			Графічні матеріали		
7					

ДОДАТОК Б

ДОДАТОК В

ДОДАТОК 1 Інформація до економічної частини

Групи	Мінімально допустимі терміни корисного використання, років
група 3 – будівлі;	20
– споруди;	15
– передавальні пристрої	10
група 4 – машини і обладнання;	5
– електронно-обчислювальні машини, інші машини для автоматичної обробки інформації, пов'язані з ними засоби зчитування або друку інформації, комп'ютерні програми, інформаційні системи і т. д.	2
група 5 – транспортні засоби	5
група 6 – інструменти, прилади, інвентар (меблі)	4

Рисунок 1.1 - Мінімально допустимі терміни корисного використання за окремими групами основних засобів