

Міністерство освіти і науки України
Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна
Навчально-науковий інститут «Українська інженерно-педагогічна академія»
Кафедра електротехніки та електроенергетики

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

бакалавра

на тему

РЕКОНСТРУКЦІЯ ПІДСТАНЦІЇ «ІШПАКІВКА» НАПРУГОЮ 110/35/10 КВ

(тема кваліфікаційної роботи)

Виконав: студент 4 курсу, групи ДЕА-Е21+Е22 приск.

Спеціальності: 141 Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

_____/Сергій ОЛЕКСІЄНКО

(підпис)

(ім'я та прізвище)

Керівник _____/Ірина ПАНТЕЛЄЄВА

(підпис)

(ім'я та прізвище)

Рецензент _____/Світлана АРТЮХ

(підпис)

(ім'я та прізвище)

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри _____/Артем ЧЕРНЮК

(підпис)

(ім'я та прізвище)

Секретар ЕК _____/Ігор КИРИСОВ

(підпис)

(ім'я та прізвище)

Харків – 2025 рік

РЕФЕРАТ

до бакалаврської кваліфікаційної роботи з теми «Реконструкція підстанції «Шпаківка» напругою 110/35/10 кВ» студента Сергія ОЛЕКСІЄНКА

Бакалаврська робота виконана на 53 сторінок, містить 19 таблиць, 8 рисунків, що характеризують результати дослідження, використано літературних джерел 7.

Підстанція "Шпаківка", розташована в Харківській області, є важливим вузлом у мережі електропостачання регіону. Враховуючи сучасні вимоги до якості та надійності електропостачання, а також необхідність впровадження новітніх технологій, виникає актуальна потреба в її комплексній реконструкції.

У бакалаврській роботі розглядаються техніко-економічні аспекти реконструкції підстанції напругою 110/35/10 кВ, аналізується існуючий стан обладнання, пропонуються оптимальні технічні рішення щодо заміни чи модернізації основних елементів, а також оцінюється ефективність впроваджених заходів. Робота має на меті підвищення енергоефективності, зменшення експлуатаційних витрат і забезпечення стабільного електропостачання споживачів у регіоні

Метою бакалаврської роботи є розробка технічного рішення з реконструкції підстанції "Шпаківка" напругою 110/35/10 кВ з урахуванням сучасних вимог до надійності, енергоефективності та безпеки функціонування електроустановок, з метою підвищення якості електропостачання споживачів Харківського регіону та зниження експлуатаційних витрат.

Основною задачею реконструкції підстанції "Шпаківка" є заміна застарілого та зношеного електротехнічного обладнання на сучасні, надійні та енергоефективні аналоги, з метою забезпечення стабільної та безперебійної роботи енергосистеми, підвищення рівня автоматизації та диспетчерського контролю, а також створення умов для подальшого розвитку електромереж регіону.

Ключові слова: електрична підстанція, реконструкція підстанції, надійність електропостачання, силовий трансформатор, електричні навантаження, електричні апарати, струм короткого замикання

ABSTRACT

to the bachelor's qualification work on the topic "Reconstruction of the substation «Shpakivka» 110/35/10 kV" by student Serhiy OLEKSIENKA

The bachelor's work is completed on 53 pages, contains 19 tables, 8 figures characterizing the results of the study, and uses 7 literary sources.

The Shpakivka substation, located in the Kharkiv region, is an important node in the region's power supply network. Given the modern requirements for the quality and reliability of power supply, as well as the need to implement the latest technologies, there is an urgent need for its comprehensive reconstruction.

The bachelor's thesis examines the technical and economic aspects of the reconstruction of a 110/35/10 kV substation, analyzes the current state of the equipment, proposes optimal technical solutions for replacing or upgrading the main elements, and evaluates the effectiveness of the implemented measures. The work aims to increase energy efficiency, reduce operating costs, and ensure stable electricity supply to consumers in the region.

The purpose of the bachelor's thesis is to develop a technical solution for the reconstruction of the 110/35/10 kV Shpakivka substation, taking into account modern requirements for reliability, energy efficiency and safety of electrical installations, in order to improve the quality of electricity supply to consumers in the Kharkiv region and reduce operating costs.

The main objective of the reconstruction of the Shpakivka substation is to replace outdated and worn-out electrical equipment with modern, reliable and energy-efficient analogues, in order to ensure stable and uninterrupted operation of the power system, increase the level of automation and dispatch control, as well as create conditions for the further development of the region's power grids.

Keywords: electrical substation, substation reconstruction, power supply reliability, power transformer, electrical loads, electrical devices, short-circuit current

ЗМІСТ

УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ

ВСТУП

1. ХАРАКТЕРИСТИКА РЕКОНСТРУКЦІЇ ПІДСТАНЦІЇ

1.1. Характеристика об'єкту

2. ЕЛЕКТРИЧНІ РОЗРАХУНКИ

2.1. Електричні навантаження споживачів

2.2. Розрахунок струмів короткого замикання

2.2.1. Визначення параметрів схеми заміщення

2.3. Вибір та перевірка електричних апаратів

2.3.1. Вибір та перевірка вимикачів та роз'єднувачів
напругою 110 кВ

2.3.2. Вибір комутаційних апаратів напругою 35 кВ

2.3.3. Вибір комутаційних апаратів напругою 10 кВ

2.3.4. Вибір та перевірка вимірювальних
трансформаторів струму

2.3.5. Вибір вимірювальних трансформаторів напруги
(ВТН) на стороні 110 та 35 кВ

2.3.6. Вибір та перевірка ВТН на стороні 10 кВ

2.3.7. Вибір та перевірка гнучких шин 110 кВ

2.3.8. Вибір та перевірка жорстких шин 10 кВ

ВИСНОВКИ

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

УМОВНІ ПОЗНАЧКИ

ТП	—	трансформаторна підстанція
ПТЕ	-	правила технічної експлуатації
ПС	—	підстанція
РП	-	розподільчий пристрій
КРП	-	комплектний розподільчий пристрій
КЗ	-	коротке замикання
ПВ	-	повітряна лінія
ЛЕП	-	лінія електропередачі
ВТС	-	вимірювальний трансформатор струму
ВТН	-	вимірювальний трансформатор напруги

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ВСТУП

Електричні підстанції є невід’ємною складовою енергетичної інфраструктури, що забезпечує передачу та розподіл електроенергії між джерелами генерації та споживачами. Їхній технічний стан безпосередньо впливає на надійність, ефективність і стабільність роботи всієї енергосистеми. З роками обладнання підстанцій зазнає фізичного та морального зношення, що призводить до підвищення ризику аварій, зростання втрат електроенергії та зниження загальної ефективності енергопостачання.

Підстанція "Шпаківка", розташована в Харківській області, є важливим вузлом у мережі електропостачання регіону. Враховуючи сучасні вимоги до якості та надійності електропостачання, а також необхідність впровадження новітніх технологій, виникає актуальна потреба в її комплексній реконструкції.

У бакалаврській роботі розглядаються техніко-економічні аспекти реконструкції підстанції напругою 110/35/10 кВ, аналізується існуючий стан обладнання, пропонуються оптимальні технічні рішення щодо заміни чи модернізації основних елементів, а також оцінюється ефективність впроваджених заходів. Робота має на меті підвищення енергоефективності, зменшення експлуатаційних витрат і забезпечення стабільного електропостачання споживачів у регіоні.

Метою бакалаврської роботи є розробка технічного рішення з реконструкції підстанції "Шпаківка" напругою 110/35/10 кВ з урахуванням сучасних вимог до надійності, енергоефективності та безпеки функціонування електроустановок, з метою підвищення якості електропостачання споживачів Харківського регіону та зниження експлуатаційних витрат.

Основною задачею реконструкції підстанції "Шпаківка" є заміна застарілого та зношеного електротехнічного обладнання на сучасні, надійні та енергоефективні аналоги, з метою забезпечення стабільної та безперебійної роботи енергосистеми, підвищення рівня автоматизації та диспетчерського

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

контролю, а також створення умов для подальшого розвитку електромереж регіону.

Підстанції є ключовими елементами електроенергетичної системи, які виконують функції трансформації напруги, розподілу та комутації електроенергії між різними рівнями енергоспоживання. Саме на підстанціях здійснюється перетворення високої напруги, що використовується для передавання електроенергії на великі відстані, у нижчу напругу, придатну для безпечного та ефективного споживання у промисловості, комунальній сфері та побуті.

Окрім цього, підстанції забезпечують селективний захист мережі, можливість оперативного управління потоками електроенергії, автоматичне відключення аварійних ділянок та інтеграцію відновлюваних джерел енергії. Від їх технічного стану та функціональних можливостей залежить не лише якість і надійність електропостачання, а й стійкість усієї енергосистеми в умовах аварій або пікового навантаження. Тому модернізація підстанцій є необхідною умовою підвищення енергоефективності, зменшення втрат електроенергії та покращення загальної роботи енергетичної інфраструктури.

Підстанція "Шпаківка" забезпечує електропостачання споживачів різних категорій, серед яких — житловий сектор, об'єкти соціальної інфраструктури (школи, лікарні, адміністративні установи), сільськогосподарські підприємства та промислові споживачі. Така різноманітність навантаження зумовлює високі вимоги до надійності та якості електропостачання.

Особливо відповідальними серед них є критичні об'єкти соціального значення, робота яких безперервна та напряму пов'язана із безпекою населення — лікарні, водозабірні станції, системи опалення та освітлення. Крім того, електропостачання сільськогосподарських підприємств, що обслуговуються підстанцією, має сезонний характер та особливо важливе в періоди збирання урожаю й переробки сільгосппродукції. Перебої в електропостачанні таких споживачів можуть спричинити значні економічні збитки та соціальну напругу.

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

У зв'язку з цим, стабільна робота підстанції "Шпаківка" є критично важливою для підтримки життєдіяльності регіону, економічного розвитку та соціального добробуту населення.

У рамках реконструкції цієї підстанції необхідно пройти кілька основних етапів, які охоплюють як аналіз існуючого стану, так і розробку та впровадження нових технічних рішень. Насамперед потрібно здійснити комплексне обстеження обладнання та інфраструктури підстанції з метою виявлення застарілих, зношених або технічно неефективних елементів. На основі зібраних даних формується технічне завдання на реконструкцію, визначаються параметри майбутнього обладнання та складається проєктна документація.

Далі проводиться техніко-економічне обґрунтування запропонованих заходів, вибір і розрахунок основного обладнання, включаючи силові трансформатори, комутаційні апарати, елементи захисту та автоматики. Важливо передбачити заходи з модернізації або повної заміни енергетичних та допоміжних кабельних мереж, заземлення, освітлення.

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. ХАРАКТЕРИСТИКА РЕКОНСТРУКЦІЇ ПІДСТАНЦІЇ

У процесі реконструкції підстанції "Шпаківка" необхідно пройти кілька послідовних етапів, кожен із яких має важливе значення для досягнення кінцевого результату — надійної, сучасної та енергоефективної роботи об'єкта. Передусім слід провести всебічне обстеження існуючого технічного стану підстанції: перевірити обладнання силових трансформаторів, комутаційної апаратури, розподільчих пристроїв, систем релейного захисту та автоматики, а також оцінити стан будівель, споруд, заземлення й кабельних ліній. Це дозволить виявити основні проблеми, визначити слабкі місця, що потребують оновлення, та оцінити масштаб майбутніх робіт.

Далі потрібно сформулювати технічне завдання на реконструкцію, де зазначаються основні технічні вимоги, обсяги робіт і бажані результати. На основі цього завдання виконується розробка проектно-кошторисної документації, у якій здійснюється розрахунок основного й допоміжного обладнання, підбираються його технічні характеристики, визначаються схеми первинних та вторинних підключень.

Після затвердження проекту готуються роботи на місці: організовується демонтаж застарілих пристроїв, проводяться будівельно-монтажні роботи, встановлюється нове обладнання, прокладаються силові й контрольні кабелі, виконується монтаж систем заземлення, захисту та управління. Окрему увагу приділяють проведенню пусконаладжувальних робіт, під час яких перевіряється правильність підключень, справність функціонування всіх систем, відповідність заданим технічним параметрам та надійність захисних пристроїв.

Завершальним етапом є введення підстанції в експлуатацію, проведення комплексного випробування всіх систем, оформлення відповідної технічної документації та навчання персоналу, який обслуговуватиме модернізований об'єкт. Оцінка досягнутих результатів дає змогу переконатися, що реконструкція

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

дозволила підвищити рівень надійності, знизити експлуатаційні витрати та забезпечити стає електропостачання для всіх категорій споживачів регіону.

Взагалі характеристика технологічного процесу проводиться для того, щоб детально описати, як саме відбувається передавання, розподіл та трансформація електроенергії на підстанції, визначити основні етапи роботи обладнання, зрозуміти, які елементи відіграють ключову роль у забезпеченні надійності та ефективності електропостачання, а також виявити ділянки, що потребують модернізації чи вдосконалення. Це дозволяє обґрунтувати технічні рішення під час реконструкції та забезпечити правильний вибір обладнання й схем.

Електричне обладнання, струмопровідні частини, ізолятори, кріплення, огорожі, опорні конструкції та відстані між ними мають бути підібрані та змонтовані так, щоб збурення, що виникають під час нормальної експлуатації установки, а також під впливом нагріву, електричної дуги чи інших супутніх явищ (наприклад, іскріння або виділення газів), не призводили до пошкодження обладнання, не спричиняли короткого замикання чи пробоя на землю і не створювали небезпеки для обслуговуючого персоналу.

У випадку порушення нормальної роботи електроустановки має бути забезпечена належна локалізація пошкоджень, спричинених дією короткого замикання, щоб запобігти їх поширенню на інші елементи мережі.

Відповідно до Правил технічної експлуатації (ПТЕ) [1], уздовж повітряних ліній електропередачі, що проходять через незаселені території, встановлюються охоронні зони, які визначаються відстанню від крайніх проводів:

- для ліній напругою до 10 кВ включно — 10 метрів;
- для ліній напругою до 35 кВ включно — 15 метрів;
- для ліній напругою до 110 кВ включно — 20 метрів.

Охоронні зони вздовж ліній електропередачі встановлюються для забезпечення безпеки людей, захисту обладнання від пошкоджень, а також для запобігання аваріям і порушенням у роботі електричних мереж. Вони гарантують, що поблизу ліній не будуть розташовані об'єкти, які можуть створювати

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

небезпеку (наприклад, будівлі, дерева, механізми), а також забезпечують вільний доступ для технічного обслуговування, ремонту та ліквідації аварій. Крім того, охоронні зони допомагають мінімізувати ризик ураження людей електричним струмом та уникнути виникнення пожеж чи коротких замикань, що можуть бути спричинені сторонніми предметами або діяльністю поблизу проводів.

Висота огорож розподільчих пристроїв (РП) має бути не меншою за 1,7 м для забезпечення належного рівня безпеки. Мінімальні відстані між струмопровідними частинами різних фаз складають:

- для напруги до 10 кВ — не менше 13 см;
- для напруги до 35 кВ — не менше 44 см;
- для напруги до 110 кВ — не менше 100 см.

Однак на практиці ці відстані зазвичай збільшуються приблизно на 70% для додаткової надійності.

Відстань від відкритих, неізолюваних струмопровідних частин до захисної огорожі повинна бути:

- при напрузі до 10 кВ — не менше 15 см;
- при напрузі до 35 кВ — не менше 240 см;
- при напрузі до 110 кВ — не менше 290 см.

У всіх схемах розподільчих пристроїв (РП) має бути передбачена можливість встановлення роз'єднання з видимим розривом, що забезпечує чіткий контроль відключення всіх пристроїв, таких як вимикачі, роз'єднувачі, запобіжники, трансформатори струму, трансформатори напруги тощо.

При цьому перемикачі або їхні приводи повинні бути обладнані спеціальними отворами (для фіксації чи блокування) та надійними індикаторами, які чітко показують робочий стан обладнання — «ввімкнуто» або «вимкнено».

Наявність видимого розриву в схемах розподільчих установок є критично важливою, оскільки саме він дозволяє персоналу наочно переконатися, що обладнання повністю відключене й електрична лінія не перебуває під напругою. Це значно знижує ризик помилок під час проведення ремонтних або

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

профілактичних робіт, захищає працівників від ураження електричним струмом і запобігає несанкціонованому включенню обладнання під час технічного обслуговування. Видимий розрив гарантує фізичне роз'єднання струмопровідних частин, що забезпечує максимальний рівень безпеки навіть у випадках відмови автоматичних чи дистанційних систем керування.

РП повинні бути оснащені електричним освітленням. Але армування освітлення повинно мати можливість безпечного обслуговування. Розподільчий пристрій має бути виконаний так, щоб усі його конструкції, елементи кріплення та обладнання були стійкими до вібрацій і механічних навантажень, що виникають під час роботи, зокрема під час коротких замикань, без ризику деформацій, розхитування чи пошкодження.

1.1. Характеристика об'єкту

Підстанція «Шпаківка» (Харківська область) займає важливе місце в енергетичній системі регіону, оскільки розташована на стратегічній ділянці, що забезпечує електропостачання значної частини навколишньої території. Вона підключена до міжрегіональної мережі 110 кВ, що дозволяє ефективно розподіляти електроенергію як для місцевих споживачів, так і для проміжних вузлів мережі.

До підстанції під'єднані різні категорії споживачів, для регіону це означає, що підстанція виконує критично важливу функцію підтримки безперебійного електропостачання, впливаючи як на економічний розвиток, так і на якість життя населення.

Схема підключення підстанції «Шпаківка» базується на двосторонньому живленні від мережі 110 кВ, що підвищує її надійність і забезпечує резервування у разі аварійних ситуацій на одній з ліній. На стороні 110 кВ встановлено силові трансформатори, які понижують напругу до 35 кВ та 10 кВ для розподілу електроенергії до місцевих мереж.

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Сторона 35 кВ здебільшого живить промислових споживачів, великих агропідприємств та об'єктів енергетичної інфраструктури, тоді як сторона 10 кВ призначена для живлення міських та сільських споживачів, комунальних закладів, житлових кварталів та невеликих виробничих об'єктів. Всі ці споживачі підключені через розподільчі пристрої, які забезпечують можливість гнучкого керування потоками електроенергії та виконання оперативних перемикачів у разі аварій чи ремонтів.

Підстанція 110/35/10 кВ складається з обладнання випуску сімдесятих років. На підстанції встановлено: два трансформатори ТДТН-10000, силовий трифазний трансформатор з обов'язковою циркуляцією повітря та природньою циркуляцією масла, з регулюванням напруги під навантаженням (РПН). Живлення споживачів проводиться від трансформатора 2, трансформатор 1 знаходиться у резерві.

У ланцюзі ліній встановлені пристрої, необхідні для їх відключення під час надмірних перевантажень та коротких замикань (КЗ), а також для відключення апаратів ліній від збірних шин або від мережі при їх ремонті. На стороні 10 кВ встановлюються масляні вимикачі ВМП-10, запобіжники трансформатора власних потреб ПК, розрядники РВП-10, шафи комплектних розподільчих пристроїв (КРП).

На стороні 35 кВ встановлюються масляні вимикачі типу С-35-630-10 з номінальним струмом 630 А. Роз'єднувачі тут використовуються для відокремлення ланцюга від напруги при відсутності навантаження. Щоб уникнути аварійних ситуацій під час роботи між силовими вимикачами та роз'єднувачами, передбачені механічні та електромагнітні блокування, які запобігають можливості вимкнення роз'єднувача, якщо вимикач знаходиться у ввімкненому стані. На рис.1.1 приведена структурна схема підстанції.

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

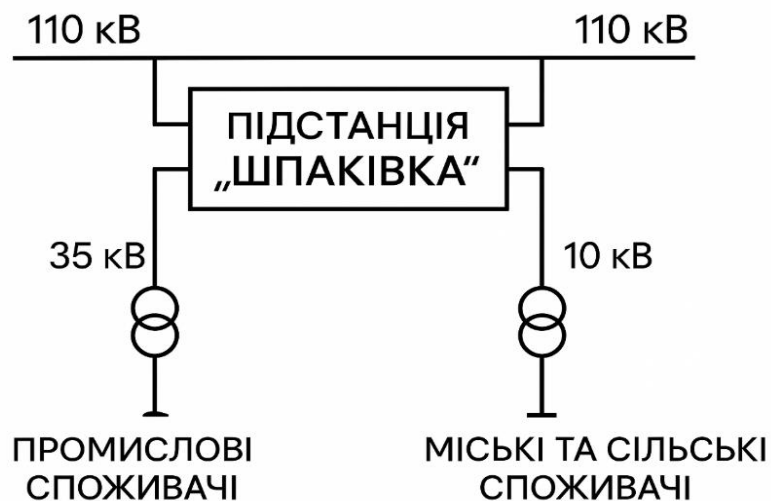


Рис. 1.1 – Схема підстанції

На стороні 110 кВ встановлені роз'єднувачі: РЛНД-2-110/600, РЛНД-16-110/600, вимикач масляний МКП -110/630, розрядники шин РВС-110.

Під час експлуатації більшість електричного обладнання практично повністю вичерпало свій робочий ресурс, тому проведення реконструкції є неминучим. Основна мета модернізації полягає в зниженні рівня залучення персоналу до виробничих процесів, скороченні габаритів обладнання, а також у зменшенні витрат на його обслуговування та експлуатацію.

Споживачами підстанції є декілька навколишніх селищ таких, як Шпаківка, Високе, Липці, Борисівка, Глибоке та Стариця. Ці населені пункти включають як житловий сектор, так і сільськогосподарські підприємства, що робить надійність роботи підстанції особливо важливою для регіону. Приблизні відстані від неї до деяких селищ: Високе - близько 15 км; Липці - приблизно 34 км; Борисівка - близько 179 км; Глибоке - приблизно 1006 км; Стариця - близько 907 км. Це найбільш віддалені селища, а інші в межах 1-10 км.

Ці селища включають як житлові райони, так і сільськогосподарські підприємства, що підкреслює важливість надійної роботи підстанції для забезпечення стабільного електропостачання в регіоні.

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. ЕЛЕКТРИЧНІ РОЗРАХУНКИ

2.1. Електричні навантаження споживачів

Визначення електричних навантажень є початковим етапом проектування системи електропостачання, оскільки воно необхідне для правильного підбору та перевірки провідникових елементів (шин, кабелів, проводів), а також силових трансформаторів і перетворювальних пристроїв за їхньою пропускну здатністю (наприклад, щодо теплових режимів) і економічними показниками, включаючи розрахунок втрат. Ефективність та обґрунтованість вибору схеми електропостачання значною мірою залежать від точності визначення цих навантажень.

Потужність трансформаторів підстанції визначається електричним споживанням споживачів середньої напруги (СН) та низької напруги (НН). Результати вимірювання приведені у таблиці 2.1 та 2.2.

Таблиця 2.1 – Електричні навантаження споживачів

Найменування споживачів	Навантаження, А	Cos φ
Шпаківка (35 кВ)	3	0,95
Високе	3	0,95
Липці	3	0,95
Борисівка	3	0,95
Глибоке	4	0,95
Лікарня	5	0,95
РЕС	4	0,95
Елеватор	3	0,95
Побутова кімната	5	0,95
АТП	1	0,95

Таблиця 2.2 – Навантаження трансформаторів

Напруга, кВ 110/35/10	Встановлена потужність, МВА	Потужність споживачів, МВА/%
Трансформатор - 1	10	-/-
Трансформатор - 2	10	1/10

Максимальне навантаження трансформатора (табл.2.2): $S_{\max} = 1$ МВА

Номинальна потужність трансформатора визначається по формулі:

$$S_{\text{ном.тр}} \geq \frac{S_{\max}}{0,7},$$

Де 0,7 – нормований коефіцієнт завантаження.

$$S_{\text{ном.тр}} \geq \frac{1}{0,7} = 1,43.$$

Далі визначаємо коефіцієнт завантаження трансформатора у нормальному режимі:

$$k_z = \frac{S_{\max}}{S_n},$$

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

У режимі максимального навантаження все споживання електроенергії охоплюється одним трансформатором, другий є резервним у випадку аварій та запланованого ремонту.

Коефіцієнт завантаження трансформатора у після аварійному режимі не перевищує допустимого значення, яке становить 1,5. Відповідно, трансформатори потужністю 10 МВА повністю задовольняють встановленим вимогам і забезпечують надійність роботи системи.

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Параметри трансформаторів приведені у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Параметри трансформаторів

Тип трансформатора	ТДТН-10000 кВА
S _{ном} , МВА	10
U _{вн} , кВ	115
U _{сн} , кВ	38,5
U _{нн} , кВ	11
ΔP _{хх} , кВт	17
ΔP _к , кВт	76
U _{кзвн-сн} , %	10,5
U _{кзсн-нн} , %	6,5
U _{кзвн-нн} , %	17,5
I _х , %	1
Маса, т	52,3

Втрати потужності в трансформаторах визначаються, як:

$$\Delta W_T = ((\Delta P_k \cdot (S_1/S_{НОМ})^2 + (\Delta P_k \cdot (S_2/S_{НОМ})^2 + (\Delta P_k \cdot (S_3/S_{НОМ})^2)) \cdot \tau + \Delta P_{хх} \cdot T$$

Де S₁, S₂, S₃ – модуль потужності, що тече відповідно по обмотках вищої, середньої та нижчої напруги, МВт; τ – час максимальних втрат, г; ΔP_{хх} – номінальні втрати холостого ходу, кВт; ΔP_к – номінальні втрати короткого замикання, кВт; Т - час роботи трансформатора, г (при роботі весь рік приймається Т=8760 г).

Час максимальних втрат, г:

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

Де T_{max} – кількість годин використання максимального навантаження, г, у рік.

Кількість годин використання максимуму навантаження на підприємствах залежить від характеру виробництва, особливостей технологічного процесу, співвідношення між опалювальним та технологічним навантаженням (особливо якщо тепло подається як для технологічних потреб, так і для опалення від

заводської котельні), а також від кількості робочих змін протягом доби. Орієнтовно можна прийняти такі значення: для підприємств із безперервним технологічним процесом, що працюють у три зміни, — 6000–7000 год/рік; для двозмінних підприємств — 4500–5000 год/рік; для невеликих підприємств, які працюють в одну зміну, — 3000–4000 год/рік [3].

Результати розрахунків представлені у таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Втрати у трансформаторах

Тип трансформатора	Трансформатор	τ , г	ΔP_{xx} , кВт	ΔP_k , кВт	T , г	$S_{розр}$, МВА	$S_{ном}$, МВА	ΔW , МВт·г
ТДТН-10 МВА	Т-1	-	-	-	-	-	-	-
ТДТН-10 МВА	Т- 2	4590	17	76	8760	1	10	156,8

Безперервність процесу передачі та розподілу електроенергії споживачам на підстанції забезпечується роботою обладнання власних потреб. Джерелами живлення для цього обладнання є понижувальні трансформатори типу ТМ-100/10. На підстанції 110/35/10 встановлено два трансформатори власних потреб ТМ-100/10, які перебувають у справному стані та не потребують заміни.

2.2. Розрахунок струмів короткого замикання

У разі короткого замикання в мережі виникає струм великої величини, який значно перевищує допустимі значення й може призвести до пошкодження цієї ділянки мережі, якщо своєчасно не спрацює система захисту.

В електричних мережах розрізняють такі основні види коротких замикань:

- замикання фази на корпус або на землю (однофазне);
- замикання між двома фазами (двофазне);
- замикання двох фаз між собою з одночасним замиканням на землю;
- замикання між трьома фазами (трифазне).

Коротке замикання може спричинити виникнення електричної дуги, що здатна призвести до пожежі, порушення роботи енергосистеми та навіть до масштабних системних аварій.

Якщо замикання станеться на проводах повітряної лінії, це може призвести до їхнього обриву та контакту з землею. У такій зоні виникає небезпека ураження людини так званою «напругою кроку». Це пояснюється тим, що струм, який проходить через обірваний провід, починає розтікатися по землі, створюючи небезпечні потенціали навколо місця обриву.

У результаті людина, що опинилася в зоні розтікання струму, відчуває різницю потенціалів між розставленими ногами, і чим більше ця відстань, тим сильнішим є струм, що протікає через тіло.

Для захисту від наслідків короткого замикання зазвичай застосовують такі заходи:

- встановлення у електросистемі струмообмежувальних реакторів;
- секціонування електричних ланцюгів;
- використання понижувальних трансформаторів з розщепленою обмоткою;
- застосування обладнання, що відмикає, тобто високошвидкісних вимикачів, плавких запобіжників тощо.

У практиці проєктування та експлуатації сучасних підстанцій, мереж і систем розрахунок струмів короткого замикання є важливим етапом. Він необхідний для правильного підбору та перевірки обладнання й елементів електроустановок (шин, ізоляторів, комутаційної апаратури тощо), а також для розробки, налаштування й регулювання схем релейного захисту, які захищають елементи електроустановок від аварійних струмів. Крім того, ці розрахунки потрібні для вибору засобів та методів обмеження аварійних струмів.

Під час розрахунку струмів КЗ аналітичним методом потрібно спочатку скласти відповідну схему заміщення на основі вихідної розрахункової схеми. Як правило, така схема враховує всі елементи електроустановки (зокрема підстанції) та прилеглі ділянки енергосистеми.

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Точка КЗ для розрахунку визначається безпосередньо з одного чи з іншого боку досліджуваного елемента електроустановки — залежно від того, в якому місці для цього елемента виникають найскладніші умови під час аварійного режиму (рисунок 2.1). Як правило розраховують струм несиметричного однофазного КЗ, тому що в деяких випадках такі струми можуть бути більше, ніж при трифазному КЗ.

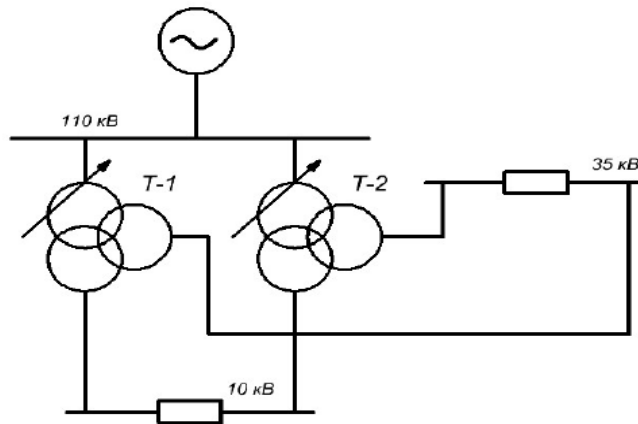


Рисунок 2.1 – Схема підключення підстанції до енергосистеми

Складається еквівалентна схема заміщення прямої послідовності (рис.2.2).

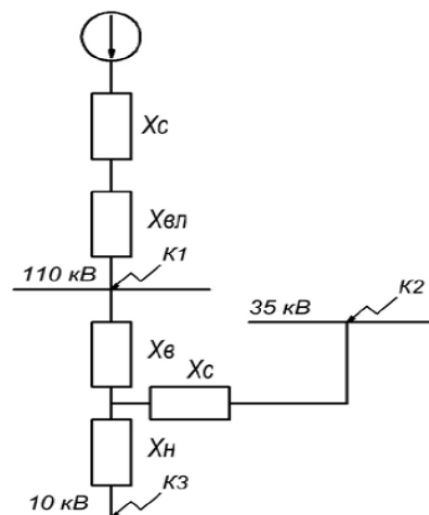


Рисунок 2.2 – Схема заміщення прямої послідовності

Розрахунки виконуються з використанням системи відносних одиниць. При цьому враховуються спрощення, передбачені «Керівними вказівками з розрахунку струмів короткого замикання» [4], а саме:

- не брати до уваги струм намагнічування трансформаторів;
- ігнорувати вплив активних опорів різних елементів вихідної розрахункової схеми на струм короткого замикання, якщо активна складова не перевищує 30% від індуктивної.

Приймається базисна напруга: $U_b = 115$ кВ. Визначаються розрахункові точки короткого замикання – К1 на шинах 110 кВ, К2 на шинах 35 кВ, К3 на шинах 10 кВ. Струм трифазного КЗ, приведений до середньої напруги: $I_{сер.} = 115$ кВ, заданий на шинах 110 кВ:

- в максимальному режимі: $I_{max} = 3$ кА.

2.2.1. Визначення параметрів схеми заміщення

Опір системи визначається по формулі:

$$X_c = \frac{U_{сер.ном}}{\sqrt{3} \cdot I_c},$$

Де X_c – опір системи, Ом; $U_{сер.ном}$ – середнє приведенє значення напруги, кВ;
 I_c – струм трифазного КЗ на шинах системи, кА.

Опір повітряної лінії (ПВ) визначається:

$$X_{ПВ} = X_{пит} \cdot L,$$

Де: $X_{пит}$ – питомий індуктивний опір лінії, Ом/км; L - довжина лінії, км.

Опір трансформатора визначається як:

$$X_{тр} = \frac{U_k \% U_b^2}{100 S_{ном}},$$

Де: $U_k\%$ - напруга короткого замикання силового трансформатора; $S_{ном}$ – номінальна потужність силового трансформатора, МВ·А; U_b - прийнята базисна напруга, кВ.

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Виконуємо розрахунок параметрів схеми заміщення.

Вихідні дані:

T1, T2 – ТДТН 10000/110.

S_Н = 10 МВА; U_{кз} = 10,5%, 17,5%, 6,5%.

ПЛ, АС – 120/27, X₀ = 0,4 Ом/км, L = 120,2 км.

ПЛ, АС – 185/29, X₀ = 0,4 Ом/км, L = 150 км.

Розрахунок струмів КЗ від живлячої системи.

Приймаємо: S_б = 1000 МВА, U_{б1-б3} = 115/37,5/10,5 кВ

Базисний струм ступеню короткого замикання:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B}$$

$$I_{Б1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5 \text{ кА},$$

$$I_{Б2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,4 \text{ кА},$$

$$I_{Б3} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА}.$$

Розрахунок опору системи:

$$X_{сис} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot I_{кз} \cdot U_B}$$

$$X_{сис} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 3 \cdot 115} = 1,68$$

Розрахунок опору високовольтної лінії:

$$X_{вл} = x_0 \cdot l_{вл} \cdot \frac{S_B}{U_B^2},$$

$$X_{вл} = 0,4 \cdot 120,2 \cdot \frac{1000}{115^2} = 3,6$$

Розрахунок опорів обмоток силового трансформатора:

$$X_B = 0,5 \left(\frac{u_{кзВ-С} + u_{кзВ-Н} - u_{кзС-Н}}{100} \right) \cdot \frac{S_B}{S_{ном}}$$

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$X_B = 0,5 \left(\frac{10,5 + 17,5 - 6,5}{100} \right) \cdot \frac{1000}{10} = 10,75$$

$$X_C = 0,5 \left(\frac{u_{\kappa 3 B-C} + u_{\kappa 3 C-H} - u_{\kappa 3 B-H}}{100} \right) \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}}$$

$$X_C = 0,5 \left(\frac{10,5 - 17,5 + 6,5}{100} \right) \cdot \frac{1000}{10} = 0,25$$

$$X_H = 0,5 \left(\frac{-u_{\kappa 3 B-C} + u_{\kappa 3 C-H} + u_{\kappa 3 B-H}}{100} \right) \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}}$$

$$X_H = 0,5 \left(\frac{17,5 - 10,5 + 6,5}{100} \right) \cdot \frac{1000}{10} = 6,72$$

Відносно точки К1:

$$X_{ЕКВ 1} = X_{СИС} + X_{ВЛ},$$

$$X_{ЕКВ 1} = 1,68 + 3,6 = 5,28$$

Відносно точки К2:

$$X_{ЕКВ 2} = X_{ЕКВ 1} + X_B + X_C,$$

$$X_{ЕКВ 2} = 5,28 + 10,75 + 0,25 = 16,28$$

Відносно точки К3:

$$X_{ЕКВ 3} = X_{ЕКВ 1} + X_B + X_H$$

$$X_{ЕКВ 3} = 5,28 + 10,75 + 6,75 = 22,78$$

Періодична складова струму КЗ у нульовий момент часу:

$$I_{по} = \frac{E_c}{X_{ЭКВ}} \cdot I_B,$$

Де $E_c = 1$ у відносних одиницях

$$I_{по} = \frac{1}{5,28} \cdot 5 = 0,95 \text{ кА},$$

$$I_{по} = \frac{1}{16,28} \cdot 15,4 = 0,96 \text{ кА},$$

$$I_{по} = \frac{1}{22,78} \cdot 55 = 2,41 \text{ кА}.$$

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Миттєве амплітудне значення ударного струму короткого замикання:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2}I_{по} \left(1 + e^{-\frac{0.01}{Ta}}\right) = \sqrt{2}I_{по}K_{y\partial}$$

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 0,95 \cdot 1,72 = 2,3 \text{ кА},$$

$$i_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 0,96 \cdot 1,61 = 2,17 \text{ кА},$$

$$i_{y\partial 3} = \sqrt{2} \cdot 2,41 \cdot 1,6 = 5,44 \text{ кА}.$$

Діюче значення ударного струму:

$$I_y = I_{по} \sqrt{1 + 2(K_y - 1)^2}$$

$$I_{y1} = 0,95 \cdot \sqrt{1 + 2(1,72 - 1)^2} = 1,36 \text{ кА},$$

$$I_{y2} = 0,96 \cdot \sqrt{1 + 2(1,61 - 1)^2} = 1,27 \text{ кА},$$

$$I_{y3} = 2,41 \cdot \sqrt{1 + 2(1,6 - 1)^2} = 3,2 \text{ кА}.$$

Всі розрахунки від цієї підстанції приведені у таблиці 2.5 та 2.6 від невеликої ТЕЦ.

Таблиця 2.5 – Зведені розрахунки струму КЗ

Місце КЗ	U _{сеп} , кВ	I _б , кА	I _{по} , кА	i _y , кА	I _y , кА
К1	115	5	0,95	2,3	1,36
К2	37	15,4	0,96	2,17	1,27
К3	10,5	55	2,41	5,44	3,2

Таблиця 2.6 – Зведені розрахунки струму КЗ (від ТЕЦ)

Місце КЗ	U _{сеп} , кВ	I _б , кА	I _{по} , кА	i _y , кА	I _y , кА
К1	115	5	0,71	1,72	1,02
К2	37	15,4	0,86	1,95	1,14
К3	10,5	55	2,24	5	2,93

2.3. Вибір та перевірка електричних апаратів

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Електрообладнання підстанцій вибирається за параметрами тривалих робочих режимів, а також перевіряється за параметрами короточасних аварійних режимів, серед яких основним є режим короткого замикання. У режимі короткого замикання обладнання проходить перевірку на електродинамічну та термічну стійкість, а комутаційні апарати — ще й на здатність здійснювати комутаційні операції в умовах аварійних навантажень.

Термічний вплив струму короткого замикання — це теплова дія аварійного струму, яка призводить до нагрівання та підвищення температури елементів електроустановки. Якщо обладнання недостатньо термостійке, такий нагрів може пошкодити ізоляцію, контакти, шини або інші складові, що зрештою призведе до серйозних аварій або виходу з ладу всієї підстанції. Тому розрахунок і перевірка термічної стійкості є обов’язковими етапами проектування й експлуатації.

Електродинамічна дія струмів короткого замикання — це механічний вплив електродинамічних сил, що виникають під час проходження струму короткого замикання, на елементи електроустановки [5]. Ці сили можуть викликати деформацію, зміщення або навіть руйнування конструкцій, тому всі деталі обладнання повинні мати достатню механічну міцність, щоб витримати такі навантаження без пошкоджень.

Щодо прокладання трас ліній електропередачі, їх слід планувати максимально короткими, щоб зменшити втрати електроенергії, витрати на будівництво та експлуатацію. При проектуванні необхідно обирати варіант, який забезпечує найкращі умови зведення та подальшого обслуговування мережі, а також завдає мінімальної шкоди довкіллю, враховуючи особливості місцевого ландшафту, екологічні вимоги та потреби місцевих громад.

Визначим розрахунковий струм ЛЕП (максимальний робочий):

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$$

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 74,4$$

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Де: $S_{ном тр}$ – номінальна потужність трансформатора, підключеного до лінії, кВА;

$U_{ном}$ – номінальна напруга лінії, кВ.

По економічній щільності струму визначим економічний перетин проводу.

$$S_{ЕК} = I_{роб MAX} / I_{ЕК}$$

$$S_{ЕК} = 74 / 1,1 = 67,3 \text{ мм}^2$$

Де $I_{ЕК}$ – економічна щільність струму, яка визначається з таблиці, у залежності від кількості годин використання максимуму навантаження за рік та максимуму матеріалу проводу.

У відповідності ПУЕ: провід марки: АС – 70/11 з $I_{доп} = 265 \text{ А}$.

Перевіряємо перетин проводу по нагріву: $I_{роб.max} < I_{доп}$; де $I_{доп}$ – тривалий допустимий струм для цього проводу, для марки АС – 70 дорівнює 265 А.

Живлячі лінії виконані проводами марок АС-95/16 та АС-120/27. Ці проводи відповідають вимогам економічного перетину, що означає: вони підходять за умовами допустимого нагріву під час роботи. Далі проводиться перевірка обраного перетину на відповідність втратам напруги в лінії. Проте в мережах високої напруги ($U > 35 \text{ кВ}$) зазвичай немає потреби підбирати перетин провідника за допустимими втратами напруги. Це пояснюється тим, що безпосереднє підключення електричних приймачів до таких мереж не здійснюється. Крім того, на підстанціях, які з'єднують мережі 110 кВ з мережами нижчої напруги, обов'язково встановлюються трансформатори з можливістю регулювання напруги для забезпечення потрібного рівня на стороні приймачів. І, нарешті, в таких мережах активний опір не перевищує індуктивного, тому зміна перетину провідника практично не впливає на величину втрат напруги.

Надійна робота підстанції 110/35/10 кВ можлива лише за умови, що кожний обраний апарат відповідає як вимогам нормального робочого режиму, так і здатен витримувати умови аварійних режимів, зокрема під час коротких замикань.

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.3.1. Вибір та перевірка вимикачів та роз'єднувачів напругою 110 кВ

Вимикач — це механічний комутаційний пристрій, призначений для вмикання, проведення та вимикання струмів у нормальних умовах роботи електричного кола, а також для вмикання й автоматичного вимикання струмів у певних аварійних або ненормальних режимах. Іншими словами, вимикачі виконують ключову функцію як під час стандартної експлуатації, так і при аварійних ситуаціях, забезпечуючи захист обладнання та безпеку персоналу. Залежно від конструкції та типу, вимикачі можуть бути масляними, вакуумними, елегазовими тощо, кожен з яких має свої переваги та сфери застосування [6].

Для правильного вибору вимикачів, як і іншого обладнання, спочатку визначаються розрахункові струми тривалого режиму роботи, зокрема номінальний струм силового трансформатора, від якого залежить навантаження, що підключається, та необхідні технічні характеристики вимикача. Важливо враховувати також його комутаційну здатність, електродинамічну та термічну стійкість у разі коротких замикань.

Номінальний струм силового трансформатора:

$$I_{\text{ном.тр}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}},$$

Де $S_{\text{ном.тр}}$ — номінальна потужність силового трансформатора, кВА;

$U_{\text{ном}}$ — номінальна напруга розрахункової обмотки силового трансформатора, кВ.

$$I_{\text{ном.тр}} = \frac{10\,000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 53 \text{ А.}$$

Найбільший струм ремонтного або після аварійного режиму силового трансформатора:

$$I_{\text{max}} = (1,3 - 1,4) I_{\text{ном.тр}}$$

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I_{\max} = 1,4 \cdot 53 = 74 \text{ А}.$$

Періодична складова струму КЗ у розрахункових точках для енергосистем дорівнює розрахунковому максимальному 3-и фазному струму короткого замикання для точки К1 складає:

$$I_k^3 = I_{п,т} = 1,36 (\text{кА})$$

Аперіодична складова струму КЗ, визначається по формулі:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} I_k^{(3)} e^{-\tau / T_a},$$

Де τ – розрахунковий час, для якого необхідно визначити аперіодичну складову струму короткого замикання, розраховується як:

$$\tau = t_{\text{оч}} + t_{\text{рз}}$$

Де: $t_{\text{оч}}$ – особистий час відключення вимикача, дорівнює 0,045 с; $t_{\text{рз}}$ – час спрацювання швидкодіючих захистів, дорівнює 0,01 с :

$$\tau = 0,045 + 0,01 = 0,055 \text{ с}$$

T_a – постійна часу, для збірних шин 110 кВ, при потужності силового трансформатора до 32 МВ·А, $T_a = 0,03$ с; $e^{-\tau/T_a}$ – визначається по кривим [7]: для $T_a = 0,03$ с и $\tau = 0,055$ с, $e^{-\tau/T_a} = 0,35$.

Для точки К1 у максимальному режимі:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 1,36 \cdot 0,35 = 0,67 \text{ кА}.$$

Повний тепловий імпульс короткого замикання визначається по формулі:

$$B_{\kappa} = (I_k^3)^2 (t_{\text{отк}} + T_a),$$

де: I_k^3 - струм 3-и фазного короткого замикання в розрахунковому ланцюзі; $t_{\text{відкл}}$ - час відключення (дія струму КЗ), яке складається з часу дії основного релейного захисту ($t_{\text{рз}}$) даного ланцюга та повного часу відключення вимикача ($t_{\text{оч}}$); T_a - постійна часу, 0,03.

$$B_{\kappa} = (1,36)^2 (0,01 + 0,05 + 0,03) = 0,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Обирається вакуумний вимикач ВРС-110-31,5/2500УХЛ1

Колонковий вимикач ВРС-110 з пружинним приводом для зовнішньої установки є першим вакуумним вимикачем напругою 110 кВ з одним розривом на фазу (рис. 2.3). Вимикачі типу ВРС-110 призначені для комутації електричних високовольтних мереж напругою 110 кВ і частотою 50 Гц як у нормальних умовах експлуатації, так і в аварійних режимах, у трифазних мережах змінного струму з заземленою нейтраллю.

Такі колонкові вимикачі ВРС-110 зазвичай використовуються для оснащення відкритих розподільчих пристроїв (ВРП) 110 кВ трансформаторних підстанцій, забезпечуючи надійне керування лініями та захист обладнання від перевантажень і коротких замикань. Вони відзначаються високою надійністю, компактністю та ефективністю, що робить їх важливою частиною сучасних систем енергопостачання. Вимикач оснащений цільнолитими полюсами з кремнійорганічною ізоляцією. Усередині полюсів розміщені вакуумні дугогасні камери. Пружинний привід дозволяє здійснювати як ручне вмикання, так і автоматичне вимикання вимикача. Шафа керування приводом розташована збоку від основного корпусу вимикача.



Рисунок 2.3 – Вид зовні вакуумного вимикача типу ВРС-110

Основні технічні характеристики:

– номінальна напруга 110 кВ;

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- номінальний струм 2500 А;
- номінальний струм відключення 31,5 кА;
- струм електродинамічної стійкості 81кА;
- механічний ресурс - 10 000 циклів ВО;
- комутаційний ресурс - 10 000 циклів ВО;
- комутаційний ресурс при номінальному струмі відключення - 20 циклів ВО;
- власний час включення 70 мс;
- власний час відключення 45 мс;
- повний час відключення 60мс.

Переваги ВРС-110 перед елегазовими вимикачами: вакуумні вимикачі ВРС-110 стабільність стану контактної групи протягом усього строку експлуатації, тоді як у елегазових вимикачів діелектричні властивості погіршуються через накопичення продуктів розкладу в комутаційній камері при збільшенні кількості операцій.

Крім того, комутаційний ресурс вакуумних вимикачів сягає 10 000 циклів, що приблизно вдвічі більше, ніж у елегазових апаратів. Важливою перевагою також є те, що вакуумні вимикачі не потребують технічного обслуговування аж до завершення цих 10 000 комутаційних циклів, що суттєво знижує експлуатаційні витрати й підвищує надійність роботи.

Умови вибору вимикача показані в таблиці 2.7.

Таблиця 2.7 – Умови вибору вимикача

Тип обладнання	Умови вибору	Дані апарату	Дані мережі
ВРС-110-31,5/2500УХЛ1	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $I_{\text{откл. н.}} \geq I_{\text{кi}}^{(3)}$ $I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$ $I_{\text{откл. н.}} = 31,5 \text{ кА}$ $I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 74 \text{ А}$ $I_{\text{кi}}^{(3)} = 1,36 \text{ кА}$ $B_{\text{к}} = 0,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{уд}} = 2,3 \text{ кА}$

Обрані вимикачі задовольняють усім заданим умовам.

Роз'єднувач є комутаційним апаратом, основним призначенням якого є створення видимого розриву в електричному колі та забезпечення ізоляції електроустановок або окремих пристроїв від мережі, що перебуває під напругою. Це необхідно для забезпечення безпечних умов проведення ремонтних або профілактичних робіт.

Роз'єднувачі не розраховані на вмикання чи вимикання струмів навантаження чи короткого замикання — вони працюють лише тоді, коли струм у колі відсутній. Їх конструкція дозволяє оператору візуально переконатися, що ланцюг розірвано, що значно підвищує рівень безпеки під час обслуговування обладнання. Завдяки своїй простоті й надійності роз'єднувачі є невід'ємною частиною електричних підстанцій і розподільчих пристроїв.

Роз'єднувачі підбирають за їхньою конструкцією та технічними характеристиками, враховуючи такі основні параметри, як номінальна напруга, номінальний струм та здатність витримувати електродинамічні та термічні впливи струмів короткого замикання.

При виборі роз'єднувача важливо забезпечити, щоб його номінальна напруга відповідала класу напруги мережі, а номінальний струм відповідав робочим навантаженням, що проходять через апарат. Окрім цього, роз'єднувач повинен мати достатню міцність і стійкість, щоб витримати можливі аварійні режими, зокрема струми КЗ, без пошкодження своїх елементів.

Також беруть до уваги умови навколишнього середовища, режим роботи (наприклад, частота операцій включення/відключення), вимоги до безпеки обслуговування та зручності візуального контролю стану. Конструктивні особливості можуть включати кількість полюсів, тип приводу (ручний або моторизований), наявність заземлювальних ножів, а також спосіб встановлення — зовнішній або внутрішній. Усе це в комплексі забезпечує надійну, довговічну та безпечну роботу роз'єднувачів на підстанціях.

На рис.2.4 показаний зовнішній вигляд роз'єднувача типу РЛНД-2-110-600.

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

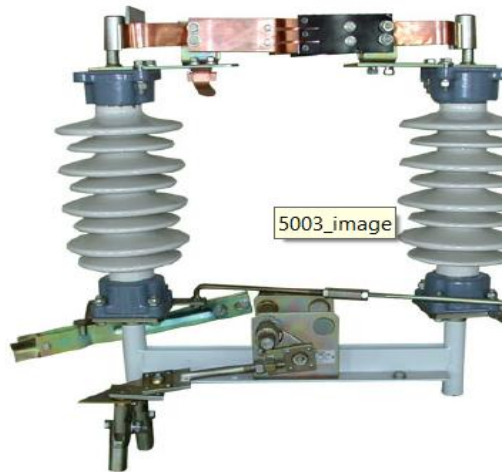


Рисунок 2.4 – Вид роз’єднувача типу РЛНД-2-110.

Технічні характеристики:

- номінальний струм 600 А;
- струм термічної стійкості 20 кА;
- струм електродинамічної стійкості 63 кА;
- час короткого замикання головних ножів 3 с;
- допустиме тяжіння проводів 500 Н.

Роз’єднувачі типу РЛНД-2-110-600, які наразі експлуатуються на підстанції, повністю відповідають усім технічним вимогам і умовам експлуатації. Вони забезпечують необхідну електричну міцність, механічну надійність, стійкість до струмів короткого замикання та відповідають вимогам безпеки під час роботи.

Ці роз’єднувачі мають достатній комутаційний ресурс, не демонструють ознак зношення або пошкоджень, що могли б вплинути на їхню роботу, і, відповідно, на даному етапі не потребують заміни чи модернізації. Крім того, регулярне технічне обслуговування дозволяє підтримувати їх у справному стані, а завдяки перевіреним конструкції та відповідності чинним стандартам вони продовжують ефективно виконувати свою функцію з ізоляції обладнання під час проведення ремонтних чи профілактичних робіт. Таким чином, їхня експлуатація залишається доцільною з технічної та економічної точки зору.

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.3.2. Вибір комутаційних апаратів напругою 35 кВ

Номинальний струм обмотки середньої напруги силового трансформатора:

$$I_{ном.тр} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 165 A.$$

Найбільший струм після аварійного режиму трансформатора:

$$I_{max} = 1,4 \cdot 165 = 231 A.$$

Складова струму короткого замикання у розрахункових точках для енергосистем дорівнює розрахунковому максимальному 3-и фазному струму короткого замикання для точки К2 та дорівнює:

$$I_k^{(3)} = I_{n,t},$$

$$I_k^{(3)} = 1,3 кА.$$

Аперіодична складова струму КЗ, визначається по формулі:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} I_k^{(3)} e^{-\tau/T_a}$$

де τ – розрахунковий час, для якого необхідно визначити аперіодичну складову струму короткого замикання, розраховується як:

$$\tau = t_{осч} + t_{рз}$$

Де: $t_{осч}$ – особистий час відключення вимикача напругою 35 кВ, дорівнює 0,04 с; $t_{рз}$ – час спрацювання швидкодіючих захистів, дорівнює 0,01 с.

$$\tau = 0,04 + 0,01 = 0,05 \text{ с}$$

$T_a = 0,02 \text{ с}$, для $T_a = 0,02 \text{ с}$ и $\tau = 0,05 \text{ с}$, $e^{-\tau/T_a} = 0,2$.

Для точки К2 у максимальному режимі:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 0,2 = 0,37 кА.$$

Повний тепловий імпульс короткого замикання визначається як:

$$B_k = (1,3)^2 (0,06 + 0,02) = 0,2 кА^2 \cdot с.$$

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

З обліком цих даних обирається вакуумний вимикач ВБС-35ІІІ-25/630 У1 (рис.2.5).



Рисунок 2.5 - Вид вакуумного вимикача типу ВБС-35

Вакуумні вимикачі з електромагнітним приводом та посиленою ізоляцією призначені для зовнішнього встановлення та експлуатації в електричних мережах на відкритих ділянках електростанцій, підстанцій, тягових підстанцій залізниць, а також у розподільчих пристроях мереж трифазного змінного струму. Вони спеціально розроблені для заміни застарілих мало масляних вимикачів типів ВМУЕ-35 ІІ-25/1250 УХЛ1, ВМК-35-20/1000 У1, а також бакових масляних вимикачів МКП-35-20/1000 У1, С-35М-630-10 У1, ВТ-35-12,5/630 У1.

Завдяки використанню вакуумної технології такі вимикачі забезпечують високу надійність комутацій, мінімальне технічне обслуговування протягом усього терміну служби та значно менший ризик займання порівняно з масляними апаратами. Крім того, вони характеризуються компактними розмірами, підвищеною безпекою для обслуговуючого персоналу та високою комутаційною здатністю навіть у складних умовах експлуатації. Установлення вакуумних вимикачів дозволяє модернізувати підстанції, підвищити їхню ефективність та зменшити експлуатаційні витрати.

Основні технічні характеристики:

- номінальна напруга 35 кВ;
- найбільша робоча напруга 40,5кВ;

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- номінальний струм 630 А;
- номінальний струм відключення 25 кА;
- струм електродинамічної стійкості 64 кА;
- струм термічної стійкості 25 кА;
- час протікання струму термічної стійкості 3 с;
- власний час вмикання не більше 0,13 с;
- власний час відключення не більше 0,04 с;
- повний час відключення не більше 0,06 с;
- ресурс механічної працездатності, операцій ВО, не менше – 25000;
- ресурс по комутаційній здатності при номінальному струмі, операцій ВО, не менше– 2000;
- ресурс комутаційної здатності при струмах 0,6 - 1,0 від струму відключення, операцій ВО, не менше– 50.

У таблиці 2.8 приведені умови вибору вимикачів 35 кВ.

Таблиця 2.8 – Умови вибору вимикача

Тип вимикача	Умови вибору	Паспортні дані	Дані мережі
ВБС-35111- 25/630 У1	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $I_{\text{откл. н.}} \geq I_{\text{кi}}^{(3)}$ $I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$ $I_{\text{откл. н.}} = 25 \text{ кА}$ $I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{дин}} = 64 \text{ кА}$	$U_{\text{сети}} = 35 \text{ кВ}$ $I_{\text{раб. max}} = 231 \text{ А}$ $I_{\text{кi}}^{(3)} = 3,36 \text{ кА}$ $B_{\text{к}} = 0,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{уд}} = 2,17 \text{ кА}$

Обраний вимикач задовольняє всім заданим умовам.

Що стосується роз'єднувачів, їх призначення вже вище описано. Тому обираємо до установки роз'єднувач типу РЛНД-2-35-600 (рис. 2.6).

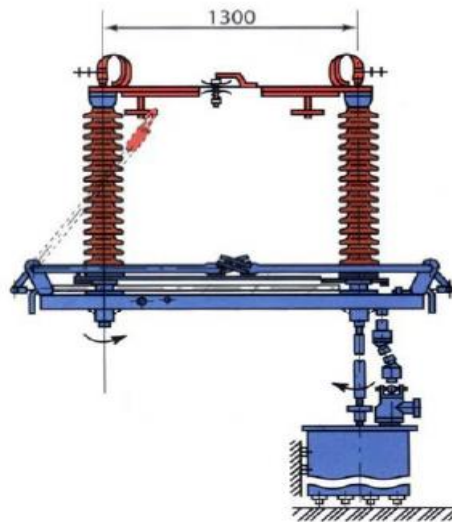


Рисунок 2.6 – Зовнішній вид РЛНД-2-35-600

Параметри роз'єднувача РЛНД-2-35-600 с приводом ПРН-220м:

- номінальний струм 600 А;
- струм термічної стійкості 25 кА;
- струм електродинамічної стійкості 63 кА;
- час короткого замикання головних ножів 3 с;
- допустиме тяжіння проводів 500 Н.

Роз'єднувачі типу РНДЗ-2-35-1000, які наразі перебувають в експлуатації, повністю відповідають усім технічним вимогам та умовам роботи, що висуваються до обладнання цього класу. Вони забезпечують надійне створення видимого розриву ланцюга, ефективну ізоляцію частин електроустановки, а також гарантують безпечне проведення ремонтних та профілактичних робіт.

Завдяки своїй конструкції та технічним характеристикам, ці роз'єднувачі мають достатню механічну й електричну стійкість, витримують робочі та аварійні режими, включаючи струми короткого замикання, без зниження експлуатаційної надійності. Таким чином, потреби у їх заміні наразі немає, проте вони потребують регулярного технічного огляду, планового обслуговування та випробувань для запобігання можливим збоям у роботі та підтримання безпечного стану всієї електроустановки. У перспективі, для підвищення ефективності роботи мережі

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

можна розглядати модернізацію або автоматизацію керування роз'єднувачами, проте їхній технічний стан дозволяє й надалі використовувати їх без заміни.

2.3.3. Вибір комутаційних апаратів напругою 10 кВ

По суті – це вибір вимикача комірки вводу.

Визначаються розрахункові струми тривалого режиму: номінальний струм силового трансформатора –

$$I_{\text{ном.тр}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} :$$

$U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга обмотки низької напруги силового трансформатора, кВ.

$$I_{\text{ном.тр}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 578 \text{ А.}$$

Найбільший струм ремонтного або після аварійного режиму силового трансформатора:

$$I_{\text{max}} = (1,3-1,4) I_{\text{ном.тр}},$$

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot 578 = 809 \text{ А.}$$

Періодична складова струму КЗ у розрахункових точках для енергосистем дорівнює розрахунковому максимальному 3-и фазному струму короткого замикання для точки КЗ і складає $I^3_k = I_{п.т} = 3,36 \text{ кА}$.

Всі інші складові струму визначаються по вже приведеним формулам. Відрізняється визначення власного часу відключення такого вимикача:

$t_{\text{ос.в}}$ – власний час відключення вимикача 10 кВ дорівнює 0,015 с;

$$\tau = 0,015 + 0,01 = 0,025 \text{ с.}$$

T_a – постійна часу, для збірних шин 10 кВ, при потужності силового трансформатора до 32 МВ·А, $T_a = 0,03 \text{ с}$;

для $T_a = 0,03 \text{ с}$ и $\tau = 0,025 \text{ с}$, $e^{-\tau/T_a} = 0,35$

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для K1 у максимальному режимі:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 3,667 \cdot 0,35 = 1,815 \text{ кА.}$$

Повний тепловий імпульс короткого замикання визначається по формулі:

$$B_k = (I_k^3)^2 (t_{откл} + T_a)$$

$$B_k = 3,36^2 \cdot (0,025 + 0,03) = 0,97 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Обираємо вакуумний вимикач типу ВВ/TEL-10-20/1000У2.

Основні технічні параметри якого наступні:

- номінальна напруга 10 кВ;
- номінальний струм 1000 А;
- номінальний струм відключення 20 кА;
- циклів ВО, при номінальному струмі – 50000;
- циклів ВО, при струмі КЗ – 100;
- власний час відключення 15 мс;
- повний час відключення 25 мс;
- повний час включення 70мс.

Умови вибору вимикача приведені в таблиці 2.9.

Таблица 2.9 – Умови вибору вимикача 10 кВ

Тип вимикача	Умови вибору	Параметри вимикача	Параметри мережі
ВВ/TEL-10-20/1000У2	$U_{ном} \geq U_{сети}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $I_{откл. н.} \geq I_{кi}^{(3)}$ $I_{тер.}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$ $i_{дин} \geq i_{уд}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1000 \text{ А}$ $I_{откл. н.} = 20 \text{ кА}$ $I_{тер.}^2 \cdot t_{тер} = 20 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{дин} = 51 \text{ кА}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 809 \text{ А}$ $I_{кi}^{(3)} = 3,36 \text{ кА}$ $B_k = 0,97 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{уд} = 5,44 \text{ кА}$

Обрані вимикачі задовольняють всім заданим умовам.

2.3.4. Вибір та перевірка вимірювальних трансформаторів струму

Вимірювальні трансформатори струму (ВТС) призначені для передавання вимірювального сигналу до приладів обліку, вимірювальних пристроїв, релейного захисту та систем управління. Вони забезпечують надійну гальванічну розв'язку між високовольтними первинними ланцюгами та вторинними колами, що дозволяє безпечно використовувати стандартні низьковольтні прилади для контролю параметрів електричної мережі.

Ці трансформатори застосовуються як у комплектних установках внутрішнього, так і зовнішнього монтажу в мережах змінного струму. Окрім основного призначення — перетворення великих струмів до зручних для вимірювання значень, — вони також відіграють важливу роль у підвищенні безпеки експлуатації, запобігаючи передачі небезпечної напруги на вторинні кола.

Сучасні трансформатори струму характеризуються високою точністю вимірювання, стійкістю до короточасних перевантажень, надійною ізоляцією та довгим терміном служби, що робить їх ключовим елементом у системах енергетики та промисловості. Для підвищення ефективності мережі рекомендується регулярно перевіряти їхню справність, проводити випробування та технічне обслуговування відповідно до встановлених нормативів.

Трансформатори струму обираються:

- по напрузі установки : $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- по струму: $I_{max} \leq I_{ном}$.

Приймаємо для установки на шинах 110 кВ трансформатор струму типу Т0Л-110.

$$I_{раб. max.} \leq I_{1 ном.}$$

$$74 \text{ A} \leq 100 \text{ A.}$$

Умови вибору вимірювального трансформатору струму виконуються.

Параметри трансформатора струму Т0Л-110:

- номінальна напруга, кВ – 110;
- найбільша робоча напруга, кВ – 126;
- номінальна частота, Гц – 50;

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– номінальний первинний струм, А – 100;

– номінальний вторинний струм, А – 5.

Проводиться перевірка трансформаторів струму на електродинамічну стійкість по формулі:

$$i_{уд} \leq i_{дин},$$

де $i_{уд}$ – розрахунковий ударний струм; $i_{дин}$ – струм електродинамічної стійкості (по каталогу).

$$2,3 \text{ кА} \leq 10,2 \text{ кА}.$$

Умови перевірки ВТС на електродинамічну стійкість виконуються.

Далі виконується перевірка ВТС на термічну стійкість до дії струмів КЗ.

$$B_k \leq (I_{тер})^2 \cdot t_{тер},$$

де: B_k – тепловий імпульс струму короткого замикання; $I_{тер}$ – струм термічної стійкості, А (по каталогу); $t_{тер}$ – час термічної стійкості (по каталогу).

$$0,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Умови перевірки на термічну стійкість до дії струмів КЗ виконуються.

У таблиці 2.10, 2.11, 2.12 приведені умови вибору та перевірки ВТС для всіх рівнів напруги: 110, 35 та 10 кВ.

Таблиця 2.10 – Вибір ВТС для 110 кВ

Тип ВТС	Умови вибору	Параметри ВТС	Параметри мережі
ТОЛ-110	$U_{ном} \geq U_{сети}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$ $i_{дин} \geq i_{уд}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 100 \text{ А}$ $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{дин} = 10,2 \text{ кА}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 74 \text{ А}$ $B_k = 0,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{уд} = 2,3 \text{ кА}$

Таблиця 2.11 – Вибір ВТС для 35 кВ

Тип трансформатору струму	Умови вибору	Параметри ВТС	Параметри мережі
ТОЛ-35	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер.}} \geq B_{\text{к}}$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 300 \text{ А}$ $I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер.}} = 17 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{дин}} = 63 \text{ кА}$	$U_{\text{сети}} = 35 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 231 \text{ А}$ $B_{\text{к}} = 0,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{уд}} = 2,34 \text{ кА}$

Таблиця 2.12 – Вибір ВТС для 10 кВ

Тип трансформатору струму	Умови вибору	Параметри ВТС	Параметри мережі
ТОЛ-10	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер.}} \geq B_{\text{к}}$ $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$ $I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер.}} = 61 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 809 \text{ А}$ $B_{\text{к}} = 0,97 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{\text{уд}} = 5,44 \text{ кА}$

2.3.5. Вибір вимірювальних трансформаторів напруги (ВТН) на стороні 110 та 35 кВ

Трансформатор напруги призначений для зниження високої напруги до стандартного рівня — зазвичай 100 В або $100/\sqrt{3}$ В — з метою живлення вимірювальних приладів, релейного захисту, автоматичних пристроїв та систем управління. Одночасно він забезпечує гальванічну розв'язку вторинних ланцюгів від високовольтної первинної мережі, що підвищує безпеку експлуатації та захищає обладнання низьковольтного боку.

Трансформатори напруги, як правило, працюють у режимі, близькому до холостого ходу, оскільки опір обмоток вимірювальних приладів та реле дуже великий, а струм, споживаний цими пристроями, незначний. Такий режим роботи дозволяє трансформатору довго працювати без перевантажень, підтримуючи стабільність напруги на вторинній стороні навіть при зміні навантаження.

Перевірка трансформатора напруги проводиться за умовами допустимого вторинного навантаження, тобто сумарний струм навантаження вторинної обмотки не повинен перевищувати максимально допустимого значення, визначеного технічними характеристиками трансформатора. Крім того, важливо враховувати клас точності трансформатора, адже від цього залежить точність переданих значень напруги на прилади обліку та захисту.

У сучасних енергосистемах застосовуються як однофазні, так і трифазні трансформатори напруги для зовнішніх або внутрішніх установок, які повинні бути стійкими до впливу атмосферних умов, механічних навантажень і перенапруги. Для забезпечення надійної роботи мережі рекомендується проводити регулярні технічні огляди, випробування ізоляції та контроль відповідності трансформаторів заявленим характеристикам.

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2\text{ном}},$$

де $S_{2\Sigma}$ – номінальна потужність у вибраному класі точності, ВА; $S_{2\text{ном}}$ – навантаження всіх вимірювальних приборів и реле, які приєднані до трансформатору напруги, ВА.

Вторинне навантаження трансформатора напруги приведено у таблиці 2.13.

Таблиця 2.13 – Вторинне навантаження ВТН 110 кВ

Прибор	Тип	$S_{\text{заг}}, \text{ВА}$	Кількість обмоток	Cos	Sin	Кількість приборів	P, Вт	Q, вар
Вольтметр	Е-335	2	1	1	0	1	2	-
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Лічильник активної енергії	І-674	3	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Лічильник реактивної енергії	І-673	3	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Частотомер	Е-352	3	1	1	0	1	3	-
Разом							23	29

Визначаємо вторинне навантаження ВТН:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2},$$
$$S_{2\Sigma} = \sqrt{23^2 + 29^2} = 37 \text{ ВА}.$$

Встановлені на підстанції трансформатори напруги типів НКФ-110 та ЗНОМ-35 мають номінальну потужність 200 ВА та 150 ВА відповідно при класі точності 0,5. Це означає, що за умови правильного підбору вторинного навантаження (тобто якщо сумарна споживана потужність підключених приладів не перевищує допустиме значення) ці трансформатори забезпечуватимуть вимірювання та передачу сигналів з необхідною точністю.

Таким чином, перевірка на відповідність умовам вторинного навантаження пройдена — трансформатори будуть працювати в обраному класі точності, гарантуючи надійну роботу релейного захисту, автоматизації, систем обліку та контролю.

Окрім того, важливо відзначити, що трансформатори класу точності 0,5 є придатними як для комерційного, так і для технічного обліку електроенергії, оскільки забезпечують низький рівень похибки вимірювань. Регулярне технічне обслуговування та періодична перевірка навантаження допоможуть підтримувати роботу трансформаторів у межах паспортних характеристик протягом усього строку служби.

2.3.6. Вибір та перевірка ВТН на стороні 10 кВ

При напрузі понад 1 кВ пряме підключення вимірювальних приладів є неприпустимим — як через недостатню ізоляцію, так і через загрозу безпеці обслуговуючого персоналу. Тому в мережах високої напруги застосовують проміжні вимірювальні трансформатори, які називаються трансформаторами напруги (ТН).

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Трансформатори напруги виконують кілька важливих функцій: вони забезпечують вимірювання напруги, потужності, енергії, а також живлення автоматичних систем, пристроїв синхронізації та релейного захисту ліній електропередачі від замикань на землю. Завдяки ТН забезпечується безпечне та точне передавання інформації на вторинні кола приладів, ізольовані від первинних високовольтних мереж.

Трансформатори напруги на цій підстанції встановлюються окремо для кожної секції шин. Однак у разі необхідності ремонту або інших причин, через які один із трансформаторів напруги тимчасово виводиться з роботи, передбачена можливість секціонування та переведення всіх ланцюгів напруги на живлення від одного працюючого трансформатора.

Виходячи з цього, доцільно виконувати розрахунок, спираючись на загальну споживану потужність усіх приладів, підключених до ланцюгів напруги, щоб забезпечити надійність роботи обладнання навіть у режимі живлення від одного трансформатора. До переліку зазначених приладів та пристроїв входять два блоки «Сіріус-ТН», які встановлені безпосередньо в комірках трансформаторів напруги I та II секцій шин 10 кВ, кожен із яких споживає по 0,5 В·А. Крім того, підключено десять електронних лічильників «Меркурій-230» для обліку активної та реактивної енергії (табл. 2.14).

Таблиця 2.14 – Вторинне навантаження ВТН 10 кВ

Найменування та тип прибору	Потужність, що споживається, ВА	Кількість приборів	Загальна потужність, що споживається
Вольтметр Е-335	2	10	20
Ватметр Д-335	3	10	30
Меркурій 230	0,75	10	30
Сіріус-ТН	0,5	2	1
Разом			81

Вони встановлені по одному в кожній комірці вводів 10 кВ та фідерів 10 кВ, при цьому потужність споживання кожного лічильника по паралельному ланцюзі становить 0,75 В·А.

Трансформатори напруги вибирають по наступним умовам [7]:

- по напрузі установки: $U_{уст} \leq U_H$;
- по вторинному навантаженні трансформаторів напруги: $S_{2\Sigma} \leq S_{2ном}$.

Повне вторинне навантаження всіх вимірювальних приборів:

$$S_{2\Sigma} = 1 + 20 + 30 + 4 \cdot 0,75 \cdot 10 = 81 \text{ ВА}$$

Приймаємо для установки на шинах 10 кВ трансформатор напруги типу НАМІТ – 10 – 2 (аналог НТМІ – 10 – 66) (рис. 2.7).



Рисунок 2.7 – Вид ВТН типу НАМІТ – 10 – 2

Трансформатори НАМІТ–10–2 є масштабними перетворювачами, призначеними для формування сигналів вимірювальної інформації, що використовуються електровимірювальними приладами, а також у колах релейного захисту, автоматики та сигналізації в мережах з ізольованою нейтраллю. Вони забезпечують надійну передачу інформації, ізоляцію вторинних кіл від високої напруги первинних ланцюгів та сприяють підвищенню загальної безпеки й ефективності роботи енергосистеми.

Цей трансформатор має наступні характеристики:

- клас напруги 10 кВ;
- номінальна напруга первинної обмотки 10 кВ;

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- найбільша робоча напруга 12 кВ;
- номінальна напруга основної вторинної обмотки 100 В;
- номінальна напруга додаткової вторинної обмотки, 100/3 В;
- номінальна потужність у класі точності 0,5 120 В·А;
- максимальна потужність 1000 ВА.

Умови вибору ВТН приведені в таблиці 2.15.

Таблиця 2 15 – Умови вибору ВТН 10 кВ

Тип ВТН	Умови вибору	Параметри	Параметри мережі
НАМІТ – 10 – 2	$\frac{U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сєтл}}}{S_{2\Sigma} \leq S_{\text{н}}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $S_{\text{н}} = 120 \text{ ВА}$ в класі 0,5	$U_{\text{мер}} = 10 \text{ кВ}$ $S_{2\Sigma} = 81 \text{ ВА}$

Обрані трансформатори напруги задовольняють всім заданим умовам.

Особливості пристрою Сиріус-ТН:

- виконання функцій захисту, автоматизації та управління, що визначаються ПУЕ та ПТЕ;
- завдання внутрішньої конфігурації (вхід/вихід захисту та автоматизації, вибір захисних характеристик тощо);
- введення та зберігання налаштувань захисту та автоматизації;
- контроль та індикація положення вимикача, а також моніторинг справності його контрольних ланцюгів;
- визначення місця пошкодження лінії (для повітряних ліній);
- передача параметрів аварії, введення та зміну налаштувань через лінію зв'язку;
- блокування всіх результатів у випадку несправності пристрою для усунення помилкових творів;
- отримання дискретних сигналів управління та замків, видача команд управління, аварійна та попереджувальна сигналізація.

2.3.7. Вибір та перевірка гнучких шин 110 кВ

У розподільчих пристроях (РП) 110 кВ і вище застосовуються гнучкі шини, які виконані з проводів марки АС. Оскільки шини не підбирають за умовами економічної щільності струму, їхній переріз визначають виходячи з допустимого струму при максимальному навантаженні на шинах, що дорівнює струму найбільш потужного приєднання. При цьому враховується, що шини повинні витримувати як нормальні режими роботи, так і короточасні перевантаження, а також бути термічно та електродинамічно стійкими під час аварійних режимів (наприклад, при коротких замиканнях). Тому вибір перерізу шин є важливим етапом проектування, що безпосередньо впливає на надійність і довговічність роботи підстанції.

$$I_{\text{ном.тр}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot 0,7,$$

$$I_{\text{мах}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}},$$

$$I_{\text{ном.тр}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 0,7 = 36,78 \text{ А},$$

$$I_{\text{мах}} = 1,4 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 73,6 \text{ А}.$$

Для проводу АС-120/27: $q=114\text{мм}^2$, $d=15,4$ мм, $m=0,82$.

Для перевірки за умовами виникнення коронного розряду обчислюємо значення початкової критичної напруженості електричного поля за формулою:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right),$$

де m – коефіцієнт шорсткості;

r_0 – радіус проводу, см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,77}}\right) = 33,3 \text{ кВ / см}.$$

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Напруженість електричного поля біля поверхні суцільного (нерозщепленого) проводу визначається за наступною формулою.

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}},$$

де: D_{сер} – середня геометрична відстань між фазами.

На шинах підстанції підтримується напруга $U = 1,1 \cdot U_{ном}$

$$E = \frac{0,354 \cdot 121}{0,77 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 120}{0,77}} = 24 \text{ кВ/см.}$$

Умова перевірки: $1,07 E \leq 0,9 E_0$,

$$25,9 \text{ кВ/см} < 29,9 \text{ кВ/см.}$$

Таким чином, шина АС-120/27 по умовам корони проходить.

Перевіряєм провід по допустимому струму.

$$I_{max} \leq I_{дон},$$

$$73,6 \text{ А} < 375 \text{ А}$$

Отже, шина АС-120/27 по всім умовам проходить та заміни не потребує.

2.3.8. Вибір та перевірка жорстких шин 10 кВ

В розподільчих пристроях (РП) 10 кВ шини виготовляються у вигляді жорстких алюмінієвих шин. Відповідно до вимог ПУЕ, збірні шини електроустановок та ошиновка в межах як відкритих, так і закритих РП повинні відповідати встановленим нормам та стандартам.

Визначаємо розрахункові параметри тривалих режимів.

$$I_{ном.тр} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot 0,7,$$

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I_{\text{ном.тр}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot 0,7,$$

Перевіряємо шини на термічну стійкість:

$$q_{\min} < q$$

де $q_{\min}$ – мінімальний переріз по термічній стійкості, який визначається по формулі:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C},$$

де B_{κ} – імпульс квадратичного струму:

$$B_{\kappa} = I_{\Pi,0}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a),$$

де t відкл – час відключення КЗ, дорівнює 0,25 с; T_a – постійна часу затухання аперіодичної складової трифазного струму КЗ, та складає 0,1 с.

$$B_{\kappa} = 3,36^2 \cdot (0,025 + 0,03) = 0,97 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

C – функція, значення якої дорівнює:

$$C = 91 \frac{A \cdot \text{с}^{\frac{1}{2}}}{\text{мм}^2},$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{0,97 \cdot 10^6}}{91} = 10,82 \text{ мм}^2,$$

$$10,82 \text{ мм}^2 < 160 \text{ мм}^2.$$

Отже, шини термічно стійкі.

Перевірка шин на механічну міцність: шини коробчастого перерізу мають значний момент інерції, тому розрахунок здійснюється без урахування коливальних процесів у механічній конструкції. Якщо шини розташовані у вершинах прямокутного трикутника, для розрахунку використовується така формула:

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\sigma_{\max} = 2,2 \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W} \cdot 10^{-8},$$

де l – довжина між ізоляторами, прийнята рівною 2 м; a – відстань між фазами, рівна 0,8 м; i_y – ударний струм КЗ:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot k_y = 1,41 \cdot 2,41 \cdot 1,6 = 5,44 \text{ кА},$$

$$\sigma_{\max} = 2,2 \cdot \frac{5440^2 \cdot 2^2}{0,8 \cdot 58} \cdot 10^{-8} = 0,54 \text{ МПа}.$$

Шини механічно міцні, якщо:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_{\max} \leq \sigma_{\text{дон}},$$

$$0,54 \text{ МПа} < 75 \text{ МПа}.$$

Шини механічно міцні.

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ВИСНОВКИ

Реконструкцію підстанції 110/35/10 кВ «Шпаківка» виконано з дотриманням усіх норм, правил, інструкцій та державних стандартів. Для запобігання ураженню електричним струмом у разі пошкодження ізоляції все електрообладнання підстанції, як вже наявне, так і те, що встановлюється під час реконструкції, підключене до контуру заземлення.

Наведено повну характеристику досліджуваного об'єкта, вказано споживачів та навантаження по фідерах. Виконано розрахунок електричних навантажень споживачів, проведено перевірку трансформаторів на здатність витримувати перевантаження, визначено коефіцієнт завантаження, що становить 0,1. Також обраховано річні втрати в трансформаторах.

Крім того, визначено струми короткого замикання за допомогою методу відносного приведення у відносних одиницях.

Було проведено заміну застарілого обладнання на нове, сучасне, оскільки попереднє обладнання вичерпало свій фізичний та моральний ресурс, що могло негативно впливати на надійність та безпеку роботи підстанції. Під час модернізації було розглянуто умови та критерії вибору високовольтного електрообладнання, враховуючи його відповідність номінальним параметрам, умовам експлуатації, стійкості до коротких замикань, впливу перенапруги та інших аварійних режимів.

За результатами виконаних електротехнічних розрахунків було відібрано високовольтне електрообладнання, включаючи комутаційні апарати, трансформатори струму та напруги, які повністю вичерпали свій експлуатаційний ресурс. Установлене нове обладнання дозволяє підвищити ефективність роботи підстанції, забезпечити безперервність енергопостачання, а також зменшити ризики аварійних ситуацій, витрати на обслуговування та підвищити загальний рівень енергетичної безпеки об'єкта.

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ:

1. <https://www.della.net.pl/distance/?cities=27717%2C5404&utm>
2. В.С. Костишин, М.Й. Федорів. Електрична частина станцій та підстанцій : навч. посібник, Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2017. - 243 с.
3. В.М. Гаряжа, А.О. Карюк В. М. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (частина 1) Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. 149 с.3.
4. Правила устаткування електроустановок. Київ: 2023. 176 с.
5. Правила технічної експлуатації електростанцій та підстанцій: РД43.20.501-95, 2020. – 325 с
6. Пантелєєва І.В. Електрична частина станцій та підстанцій. Конспект лекцій для студентів спец. 141/ Укр. інж.-пед. акад. Харків: 2021. 81 с.
7. Пантелєєва І.В. Електрична частина станцій та підстанцій. Методичні вказівки для проведення практичних занять для студентів спеціальності 141 / Укр. інж.-пед. акад. Харків: УПА, 2021. 23 с.

					ЕТ та ЕЕ 052.001.000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		