

**ДВНЗ «Донецький національний технічний університет»**  
**Факультет машинобудування, електроінженерії та хімічних технологій**  
**Кафедра електричної інженерії**

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

|             |                      |
|-------------|----------------------|
| _____       | <b>О. КОЛЛАРОВ</b>   |
| (підпис)    | (ініціали, прізвище) |
| «___» _____ | 2022 р.              |

**Кваліфікаційна робота**  
**бакалавра**

на тему Модернізація обладнання електричної підстанції «Покровська-35» з  
метою підвищення надійності електропостачання

Виконав студент 4 курсу, групи ЕЛКЗ-18  
(шифр групи)  
спеціальності підготовки 141 «Електроенергетика, електротехніка та  
(шифр і назва спеціальності підготовки)  
та електромеханіка»

Гліб Шкір'ятов

(ім'я та прізвище)

(підпис)

Керівник зав. каф., к. т. н., доц., О. КОЛЛАРОВ

(посада, науковий ступінь, вчене звання, ініціали, прізвище)

(підпис)

Рецензент \_\_\_\_\_

(посада, науковий ступінь, вчене звання, ініціали, прізвище)

(підпис)

Нормоконтроль:

Засвідчую, що у цій випускній  
кваліфікаційній роботі немає  
запозичень з праць інших авторів  
без відповідних посилань.

О. ЛЮБИМЕНКО

Студент

(підпис)

(підпис)

(дата)

(дата)

ЛУЦЬК – 2022

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ДЕРЖАВНИЙ ВИЩИЙ НАВЧАЛЬНИЙ ЗАКЛАД  
«ДОНЕЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ»**

Факультет машинобудування, електроінженерії та хімічних технологій

**Кафедра електричної інженерії**

Освітній ступінь: бакалавр

Спеціальність: електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

**ЗАТВЕРДЖУЮ:**

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_ (О. КОЛЛАРОВ)

«    » \_\_\_\_\_ 2022 р.

**ЗАВДАННЯ  
НА ДИПЛОМНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

**Глібу ШКІР'ЯТОВУ**

(ім'я та прізвище)

1. Тема роботи: Модернізація обладнання електричної підстанції  
«Покровська-35» з метою підвищення надійності електропостачання.

керівник роботи Олександр КОЛЛАРОВ, канд. техн. наук, доцент  
(ім'я та прізвище, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навчального закладу від \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_

2. Строк подання студентом роботи 06 червня 2022 року

3. Вихідні дані до роботи: Графіки максимального навантаження підстанції;  
відомості про споживачів підстанції; відомості про трансформатори  
підстанції;

Підстанція має у своєму складі розподільчі пристрої як зі сторони високої  
напруги, так і низької; автоматичні вимикачі на вихідних лініях; захист від  
міжфазних і однофазних замикань на землю; роз'єднувачі.

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

1. Огляд шляхів підвищення надійності роботи підстанцій різного діапазону  
потужностей. Специфіка реалізації та очікувані результати запровадження.

2. Розрахунок і вибір усіх складових модернізованої електропідстанції.

3. Математичне моделювання роботи модернізованої підстанції на базі САПР.

4. Аналіз отриманих, під час математичного моделювання, результатів роботи модернізованої підстанції у порівнянні із існуючою установкою.

5. Питання охорони праці та безпечних умов роботи.

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

Вісім слайдів презентаційного матеріалу.

#### 6. Консультанти розділів роботи

| Розділ        | Ініціали, прізвище та посада консультанта | Підпис, дата   |                  |
|---------------|-------------------------------------------|----------------|------------------|
|               |                                           | завдання видав | завдання прийняв |
| Розділи 1 – 5 | О. КОЛЛАРОВ, зав. каф.                    |                |                  |
|               |                                           |                |                  |
|               |                                           |                |                  |
|               |                                           |                |                  |
| Нормоконтроль | О. ЛЮБИМЕНКО, доц. каф.                   |                |                  |

7. Дата видачі завдання 04 травня 2022 року

### КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

| № з/п | Назва етапів дипломної роботи | Строк виконання етапів роботи | Примітка |
|-------|-------------------------------|-------------------------------|----------|
| 1.    | Розділ 1                      | 04.05.22 – 08.05.22           |          |
| 2.    | Розділ 2                      | 09.05.22 – 16.05.22           |          |
| 3.    | Розділ 3                      | 17.05.22 – 29.05.22           |          |
| 4.    | Розділ 4                      | 30.05.22 – 03.06.22           |          |
| 5.    | Розділ 5                      | 04.06.22 – 05.06.22           |          |
| 6.    |                               |                               |          |
| 7.    |                               |                               |          |
| 8.    |                               |                               |          |
| 9.    |                               |                               |          |

Студент

(підпис)

Гліб ШКІР'ЯТОВ

(ім'я та прізвище)

Керівник роботи

(підпис)

Олександр КОЛЛАРОВ

(ім'я та прізвище)

## АНОТАЦІЯ

Шкір'ятов Г.А. Модернізація обладнання електричної підстанції «Покровська-35» з метою підвищення надійності електропостачання / Випускна кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня «бакалавр» за спеціальністю 141 «Електроенергетика електротехніка, та електромеханіка». – ДВНЗ

Об'єктом дослідження є електрична підстанція «Покровська - 35 кВ».

Мета дипломного проекту – вивчення можливості технічного переоснащення електричної підстанції Динасового заводу, та перебудова її у вузлову підстанцію «Покровська-35», з урахуванням збільшення потреб кінцевого споживача.

Метод дослідження – аналітичний розрахунок та математичне моделювання за допомогою пакета Simulink Matlab.

Розробка схеми електричної підстанції «Покровська-35» відбувалася в середі для креслення AutoCAD.

В процесі роботи були отримані значення струмів КЗ для силового обладнання. Результати математичного моделювання підтверджують результати розрахунків.

Ключові слова:

ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, ПІДСТАНЦІЯ, ПРИЄДНАННЯ, СПОЖИВАЧ,  
УСТАВКА ЗАХИСТУ, ВИМИКАЧ, ТЕРМІНАЛ, ОБЛАДНЕННЯ, РЕТРОФІТ,  
НАПРУГА, СТРУМ, НАВАНТАЖЕННЯ, ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЯ

## ЗМІСТ

|                                                                       |    |
|-----------------------------------------------------------------------|----|
| Умовні скорочення і позначення .....                                  | 6  |
| Вступ .....                                                           | 7  |
| 1 СИСТЕМА ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ В УКРАЇНІ .....                            | 8  |
| 1.1 Історія мережі. Об'єднана енергетична система.....                | 8  |
| 1.2 Сучасна електрична мережа України. Перспективи .....              | 12 |
| 1.3 Особливості живлення Покровського динасового заводу .....         | 16 |
| 2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПС «ПОКРОВСЬКА 35» .....             | 21 |
| 2.1 Побудова графіка навантаження та вибір трансформатора .....       | 21 |
| 2.2 Вибір головної електричної схеми підстанції «Покровська 35» ..... | 31 |
| 2.3 Розрахунок струмів КЗ.....                                        | 33 |
| 2.4 Вибір струмообмежуючих реакторів .....                            | 36 |
| 2.5 Вибір комутаційного обладнання: вимикачів, роз'єднувачів.....     | 36 |
| 2.6 Вибір трансформаторів струму .....                                | 40 |
| 3 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПС «ПОКРОВСЬКА 35» .....             | 43 |
| 3.1 Математична модель ПС «Покровська 35» .....                       | 43 |
| 3.2 Результати моделювання .....                                      | 51 |
| Висновки .....                                                        | 53 |
| Список використаних джерел .....                                      | 54 |
| Додаток А .....                                                       | 55 |

## УМОВНІ СКОРОЧЕННЯ І ПОЗНАЧЕННЯ

ENTSO-E – European network of transmission system operators for electricity

СЕС – сонячна електростанція;

ВЕС – повітряна електростанція;

АЕС – атомна електростанція;

ГЕС – гідроелектростанція;

ТЕС – теплова електростанція;

ОЕС – об'єднана енергетична система;

ДРЕС – державна районна електростанція;

РЕМ – регіональні електричні мережі;

ПС – електрична підстанція;

ВРП – відкритий розподільчий пристрій;

ЗПК – загальнопідстанційний пункт керування;

РП – розподільчий пристрій;

КРП – комплексний розподільчий пристрій;

ЛЕП – лінія електропередачі;

ККД – коефіцієнт корисної дії;

КЗ – коротке замикання

## ВСТУП

Метою цього дипломного проекту є дослідження можливості модернізації електричної підстанції Динасового заводу, та перебудова її у вузлову підстанцію «Покровська-35». Підстанція з'єднана двома лініями з відкритим розподільчим пристроєм сторони 35 кВ електричної підстанції «Покровська-110». На момент написання роботи, у зв'язку із загостренням бойових дій, на підстанції призупинена реконструкція. Динасовий завод працює не на повну потужність, не завантажене навіть застаріле обладнання. В умовах кризи воєнного часу, супутня інфраструктура, у тому числі і енергетична, справляється із задачею забезпечення підприємства, проте вбачається доцільним підготуватися до відбудови промисловості України. Динасова вогнестійка цегла, яка є основною продукцією заводу, застосовується при спорудженні мартенівських і скловарних печей.

Зруйновані металургійні комбінати Маріуполя, або пошкоджений Гостомельський склозавод, чи інші промислові підприємства, у найближчому майбутньому стануть замовниками покровської динасової цегли.

Зростання навантаження на підприємство може призвести до необхідності збільшення виробничої потужності.

Навантаження на підстанцію може збільшитися також, у зв'язку з перепідключенням частини приватних споживачів.

Після вибору первинного обладнання для підстанції буде розраховано струм КЗ. Розрахунок уставок захисту дозволить зберегти селективність мережі в разі аварійної ситуації. Це означає що у разі КЗ максимально швидко буде спрацьовувати найближчий до місця КЗ вимикач.

## 1 СИСТЕМА ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ В УКРАЇНІ

### 1.1 Історія мережі. Об'єднана енергетична система.

Оманлива ілюзія невід'ємності електричного струму від нашого повсякденного життя. Справжнє приборкання нової для людства стихії починається лише у ХІХ столітті, з задовільнення приватних потреб заможних містян в Європі. Індустріалізація прискорює процес поширення вуличного освітлення з використанням лампи розжарення. У цей час деякі промислові процеси відходять від безпосереднього використання пару. Розташування споживача починає віддалятися від генератора енергії, але перші електростанції ще не мають достатньої потужності, аби стати універсальним джерелом, і тому будуються з ціллю забезпечення певного підприємства.

Перша електростанція постійного струму загального користування у Києві почала діяти у грудні 1890 року. Консультантами будівництва виступили: начальник Київського залізничного училища І. Мацон, та професор фізики Київського університету Н. Шиллер, який мав учений ступінь з електротехніки. Станція давала струм для освітлення міського театру, Хрещатика і будинків приватних абонентів. Вона була розташована в кам'яному приміщенні на Театральній площі, де нині Народна опера України ім. Тараса Шевченка. Електростанція мала ізольовану котельню, машинне відділення та розподільчий пристрій. В котельні були змонтовані три парові котли, які споживали дрова. Вода поступала із міського водогону. Котли виробляли пару для трьох земнолежних двоциліндрових машин. Ці механізми приводили в рух динамомашини Сименса (рис.1.1). [1]

З того часу в Україні починають вводити в експлуатацію електростанції невеликої потужності в містах Катеринославі (нині Дніпро), Костянтинівці, Львові та Одесі. Передача електроенергії від таких електростанцій здійснювалася на низькій генераторній напрузі повітряними і кабельними лініями простих конструкцій. Проте у 1910 році на Донбасі вперше були встановлені силові

підвищувальні трансформатори і почато експлуатацію перших повітряних ліній електропередачі трифазного змінного струму напругою 22 кВ. [2]

До Першої світової війни система електричного струму не була стандартизована. Використовувався однофазний, трифазний і постійний струм. Кожен регіон України розвивався самостійно, під впливом економічних та географічних факторів. Наприклад на Донбасі виявилася тенденція побудови розгалуженої мережі ліній електропередачі з вузовими електростанціями невеликої потужності.

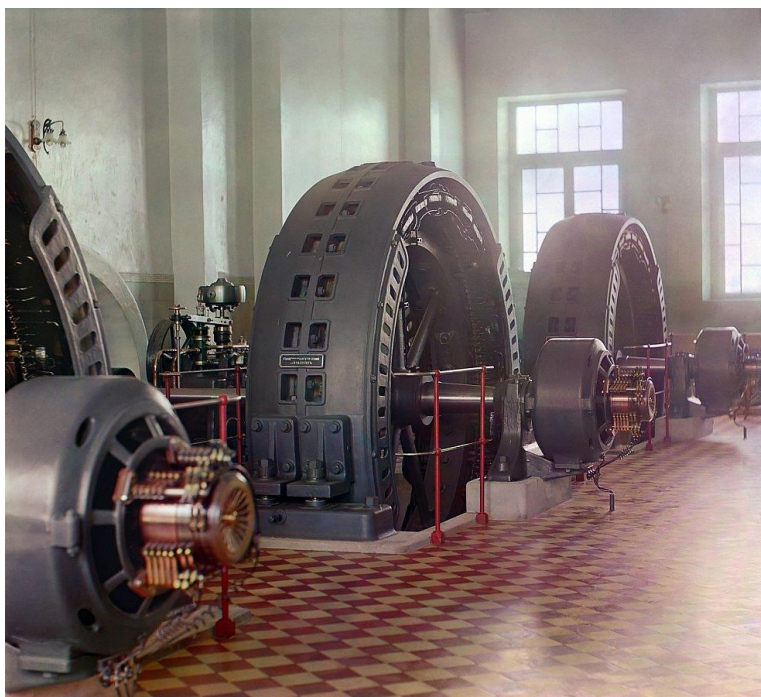


Рис. 1.1 – Динамомашини Сименса

Саме на Донбасі на початку ХХ століття впроваджувалися передові для України, а у багатьом і для всього світу, електроенергетичні технології. Це було зумовлено високою концентрацією промисловості, та зручним розташуванням корисних копалин.

Після громадянської війни, ціною величезних втрат, будувалися нові електростанції, електропідстанції, та лінії електропередачі. Так на весні 1927 року в другому котлі нової Штриївської ДРЕС, вперше відбулося промислове спалювання антрацитового штибу. Перший агрегат Зуївської ДРЕС було введено в експлуатацію у 1931 році (рис.1.2). Проектувалася електрична мережа змінного струму на найвищі

на той час рівні номінальної напруги 35 і 110 кВ. Проте більшість електростанцій Донбасу, а також всі електростанції інших регіонів України продовжували працювати ізольовано і неекономічно, здійснюючи електропостачання споживачів за простими радіальними схемами. [1]

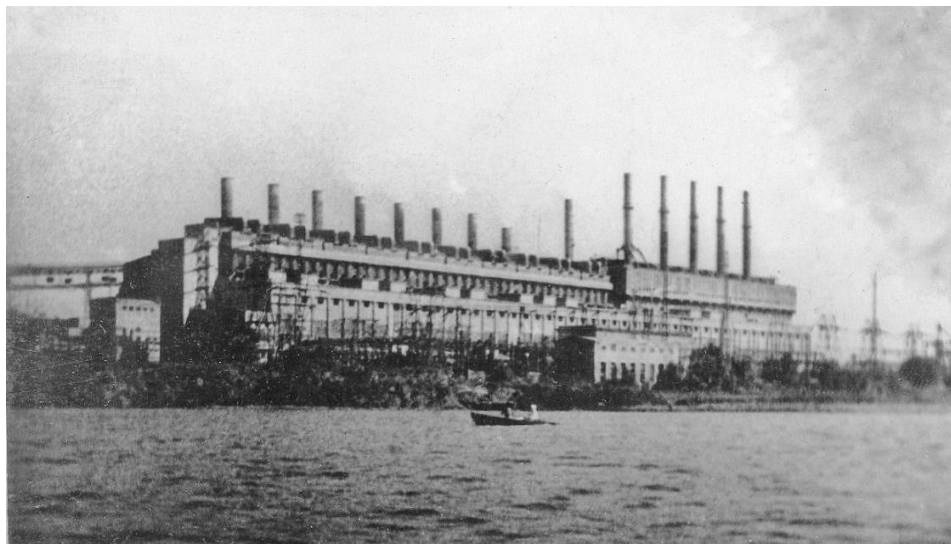


Рис 1.2 – Зуївська ДРЕС

Ускладнене, багатоетапне виробництво потребує більше енергії, а його призупинення може призвести до поломки обладнання, або навіть до техногенної катастрофи. Запобігти цьому може живлення від декількох незалежних джерел. Паралельна робота ряду електростанцій, на загальну мережу поставила перед інженерами і вченими-електротехніками України складні завдання забезпечення економічного розподілу навантажень між електростанціями, ефективного регулювання рівнів напруги в мережі, надійного блокування умов порушення стійкої роботи електричних станцій.

Централізована система електропостачання виявилася ефективнішою за розгалужену мережу. Кількість вузлів генерації зменшувалася, зростала потужність електростанцій та підстанцій. Забігаючи наперед слід зазначити, що проблематика цього протистояння актуалізувалася в ХХІ столітті.

У 1933 році на території України діяло 13 районних електростанцій із встановленою потужністю приблизно 1 мВт, коли загальна потужність усієї генерації України дорівнювала приблизно 1,5 мВт. Збільшувалася пропускна спроможність ліній електропередачі. З часом перестала використовуватись

номінальна напруга в 22 кВ. Вже у 1940 році, на Донбасі, була споруджена ЛЕП на 220 кВ, за напрямком Зуївка – Курахово. [1]

Тенденція масштабування електричної мережі не змінилася і після Другої світової війни. Навіть навпаки, невинна глобалізація призвела до того, що в наш час великі атомні, гідро та теплові електростанції щосекунди виробляють гігавати енергії в одному ритмі, за однієї частоти на цілих континентах.

Таблиця 1.1

Динаміка зростання протяжності ліній електропередач в Україні [2]

| Номінальна напруга<br>електропередачі, кВ | Довжина ліній електропередачі у різні роки, км |      |      |      |      |      |
|-------------------------------------------|------------------------------------------------|------|------|------|------|------|
|                                           | 1914                                           | 1928 | 1930 | 1932 | 1937 | 1940 |
| 22                                        | 14                                             | 242  | 418  | 427  | -    | -    |
| 35                                        | -                                              | 198  | 500  | 633  | 1463 | 2161 |
| 110                                       | -                                              | -    | 56   | 568  | 836  | 1242 |
| 154                                       | -                                              | -    | -    | 233  | 440  | 477  |
| 220                                       | -                                              | -    | -    | -    | -    | 241  |

Сучасні ЛЕП України працюють з напругою до 750 кВ. Загальна довжина ліній сягає 934 710 тисяч кілометрів. Сумарна потужність електростанцій перевищує 50 ГВт [5].

На території України працюють практично усі види сучасних електростанцій. Більша частина видобутку електроенергії приходить на екологічні АЕС та ГЕС. Хоча потрібно зазначити, що експлуатація АЕС пов'язана з ризиком виникнення техногенної катастрофи, такої як «Чорнобильська аварія», та на момент написання дипломного проекту цей ризик підвищено у зв'язку з вторгненням Росії, але професіоналізм українських спеціалістів, та надійність обладнання - визнані міжнародними організаціями [4].

Єдина енергетична система України сполучена з енергетичними системами усіх сусідніх країн, крім Росії та Білорусі. Від яких, на момент написання дипломного проекту, була відключена, у зв'язку із військовим вторгненням [5].

З операторами країн членів Європейського союзу співпраця лише поглиблюється, так 16 березня 2022 року об'єднана енергетична система України увійшла до ENTSO-E – європейської мережі операторів системи передачі електроенергії [6].

## 1.2 Сучасна електрична мережа України. Перспективи.

Єдина енергетична система охоплює всі регіони України (рис.1.3). Основу генеруючої потужності складають ТЕС, але більшість енергії виробляється на АЕС (таб 1.2) [5]. Це пов'язано з тим, що теплову електростанцію відносно легко зупинити, чи зменшити виробництво. ТЕС виконують регулюючу функцію – такі електростанції легко реагують на зміни споживання в мережі протягом доби.



Рисунок 1.3 – карта єдиної електричної мережі України

Споживання енергії АЕС близьке до проектної генерації, і практично не змінюється з часом. Застарілі реактори практично не модернізуються, а нові якщо і вводяться то замість вимкнених.

Таблиця 1.2

Порівняння потужності електростанцій, та виробленої на них енергії [5]

| Тип електростанції | Встановлена потужність, ГВт | Середньодобова генерація, ГВт/год |
|--------------------|-----------------------------|-----------------------------------|
| АЕС                | 13,84                       | 11,5                              |
| ТЕС                | 34,92                       | 6                                 |
| ГЕС                | 6,05                        | 1,1                               |
| СЕС та ВЕС         | 3,91                        | 0,7                               |
| Загалом            | 58,72                       | 19,3                              |

Потужність електростанцій України повністю забезпечує усі внутрішні потреби. Держава володіє великими запасами вугілля, придатного для спалювання в котлах ТЕС, зосередженими в Донецькому та Львівсько-Волинському вугільних басейнах, та експортує електричний струм, за деякими напрямками. Головний виклик української енергетики – залежність від іноземної сировини. В першу чергу від Російського газу для ТЕЦ, та обробленої уранової руди для АЕС.

Треба зазначити, що єдина енергетична система України знаходиться під постійною загрозою, у зв'язку з агресією Росії. В ході військових дій періодично пошкоджуються лінії електропередачі. З 2014 року на тимчасово непідконтрольних територіях опинились крупні ТЕС та СЕС. Під час загострення конфлікту в 2022 році під окупацію потрапила Запорізька АЕС [6].

Не зважаючи на все перераховане вище, завдяки професіоналізму українських енергетиків, промисловість та окремі споживачі продовжують отримувати електричний струм в необхідному обсязі.

Значну роль в перерозподілі живлення в централізованій системі відіграють вузлові підстанції, особливо в найвіддаленіших від електростанцій куточках України (рис. 1.4). Через застарілу технічну базу, та низьку автоматизацію мають місце високі втрати електроенергії при передачі. Реконструкції, як у селах, так і у крупних містах робляться з локальними цілями, докорінно не змінюючи систему.

Колись на Донбасі за найвищою напругою в 22 кВ вперше відбулася передача електричного струму на велику відстань. Тоді це була передова технологія. На сьогоднішньому етапі розвитку 20 кВ вважається напругою середнього класу, і майже не використовується. Але посмішка історії полягає в тому, що саме поетапний перехід на 20 кВ з повсюдно застосовуваних 6 кВ, є новою перспективою розвитку мережі.

В разі реконструкції для трансформаторів та комутаційного обладнання можна використовувати будівлі підстанцій 6 кВ. Існує можливість підібрати трансформатори на 20 кВ таким чином, щоб їх габарити були аналогічними трансформаторам 6 кВ. Ці фактори знижують вартість реконструкції. Схожа ситуація складається і при порівнянні шаф КРП – металеві шафи випускають уніфікованими для класів напруги 6, 10, 20 кВ. Відрізняються вони тільки начинкою.

Для поетапного переходу на напругу 20 кВ необхідно проводити модернізацію існуючих мереж 6 кВ, що відпрацювали свій нормативний термін. Подібна реконструкція дозволить у перспективі відійти від застарілої триступінчастої системи передачі енергії (110-35-6 кВ) до двоступінчастої (110-20 кВ).

Ще один перспективний напрям для модернізації електричних підстанцій – заміна застарілого релейного захисту на мікропроцесорні термінали. Реалізуючи в цифровому вигляді логіку відпрацювання аварійних ситуацій, комп'ютери мають більшу швидкодію ніж їх аналогові попередники, що зменшує наслідки для споживачів від різкого вмикання, або вимикання лінії. А можливість перепрограмування робить мікропроцесорні термінали більш гнучкими до змін у конфігурації обладнання.

Масове поширення мікропроцесорних терміналів, разом з розміщенням додаткових шаф телемеханіки, зробило би можливим дистанційне керування підстанціями. Що в перспективі може майже викреслити людський фактор, та підвищити надійність мережі.



Рисунок 1.4 – вузлова підстанція в селі Ліховка. Дніпровська область.

Розвиток, як духовний, так і технічний є спіраллю загвинченою в нескінченність, витки цієї спіралі повторюють друг друга знову і знову – так пояснює буття філософія, що викладається в університетах. Усього лише спроба систематизувати ідеї, які рухаються крізь історію; які родяться, еволюціонують, та з рештою, здається, вмирають – даючи простір новим смислам. Швидкість цього процесу зростає, особливо в епоху Постмодерну. Залишимо суперечки про напрямок руху людства політикам, та винесемо за рамки цієї дипломної роботи. Справді важливе питання, що повинне цікавити інженера – це висота чергового витка спіралі розвитку.

Технологія та культура співзалежні простори. Зароджуючись в епоху глобалізації, стаючи однією з причин глобалізації – енергетика сприяла формуванню єдиної техносфери людства. Опинившись сто років назад на перехресті, вчені та інженери-енергетики направили прогрес природним шляхом збільшення ефективності. Підіймались імперії, формувалися континентальні мережі електричного стуму.

Сьогодні вбачається зворотній процес: здешевлення сонячних панелей, та вітряків, зростання ККД цих генеруючих пристроїв – актуалізувало питання доцільності децентралізації системи постачання. На рівні приватних господарств автономність від регіональної мережі збільшується. Набуває популярності практика

заклювати з РЕМ договір на отримання від держави компенсації за рекуперацію енергії.

Звісно, мова не йде про неминуче руйнування попередніх здобутків. Паралельно технологічний розвиток спрощує дистанційне керування гігаватами потужності з єдиного центру, навіть з одного комп'ютера. Це може стати в нагоду в перехідну епоху, коли сонце та вітер ще не можуть дати стабільного живлення, і застарілі ТЕС підтримають систему, забезпечуючи резерв потужності.

Факти говорять самі за себе навіть на глобальному рівні: Україна, на момент написання дипломної роботи, вперше з середини ХХ століття відключена від енергосистеми Росії. Відновлення зв'язку у найближчому майбутньому малоймовірне, а якщо і станеться, за якоїсь причини, то довоєнного рівня інтеграції, в умовах незалежної країни, досягнути вже неможливо.

### 1.3 Особливості живлення Покровського динасового заводу

Динасовий завод випускає вогнетривкі матеріали, необхідні в будь-якому виробництві де, на якомусь з етапів, використовуються надвисокі температури. З Динасової цегли будують металургійні та склоробні пічки (рис.1.5).

Маріупольські металургійні та Гостомельський скляний заводи, одні з багатьох споживачів динасової продукції, були пошкоджені, чи навіть повністю зруйновані під час бойових дій. В умовах післявоєнного відновлення економіки країни Покровський динасовий завод зіткнеться з підняттям попиту на свою продукцію. Відповідно зросте споживання електричного струму, необхідного для енергоємного процесу випалення динасової цегли. Вбачається доцільним врахувати це в плані реконструкції Приазовської електричної мережі, до якої підключено підприємство. Сама реконструкція була запланована на 2021-2025 роки [!!].



Рис. 1.5 – Динасова цегла

Покровський Динасовий завод споживає електричний струм від власної підстанції з застарілим обладнанням. Два силові двообмотувальні трансформатори приймають напругу 35 кВ, та понижають до 6 кВ.

Ця підстанція в свою чергу підключена до підстанції «Покровська-110»

«Покровська-110 » електрична триступінчаста підстанція, з двома силовими трансформаторами (рис. 1.5). Має шість ліній по високій стороні, за якими може отримувати електричний струм за напругою 110 кВ; десять приєднань по середній стороні 35 кВ; одинадцять виводів за низькою стороною 6 кВ (рис. 1.6). Частина Приазовської електричної мережі «Донецькобленерго».



Рис. 1.6 – ВРП 110 підстанції «Покровська 110».

Підстанція виступає джерелом живлення для шахт Покровська, районів міста, та промислових підприємств. Раніше мала у своєму складі генератор реактивної потужності у зв'язку з небалансом у мережі, але у наш час така необхідність відпала.

Керування виводами підстанції відбувається завдяки вимикачам – спеціальним приладам, конструкція яких дозволяє розмикати високовольну лінію під навантаженням, з гасінням електричної дуги. Обладнання на знеструмленій лінії заземлюється, після чого робиться бачений розрив за допомогою роз'єднувачів.

«Покровська-110 » електрична триступінчаста підстанція, з двома силовими трансформаторами (рис. 1.5). Має шість ліній по високій стороні, за якими може отримувати електричний струм за напругою 110 кВ; десять приєднань по середній стороні 35 кВ; одинадцять виводів за низькою стороною 6 кВ (рис. 1.6). Частина Приазовської електричної мережі «Донецькобленерго».

Взаємодія з вимикачами допускається, як в ручному режимі, так і в дистанційному режиму з ЗПК (рис 1.7).

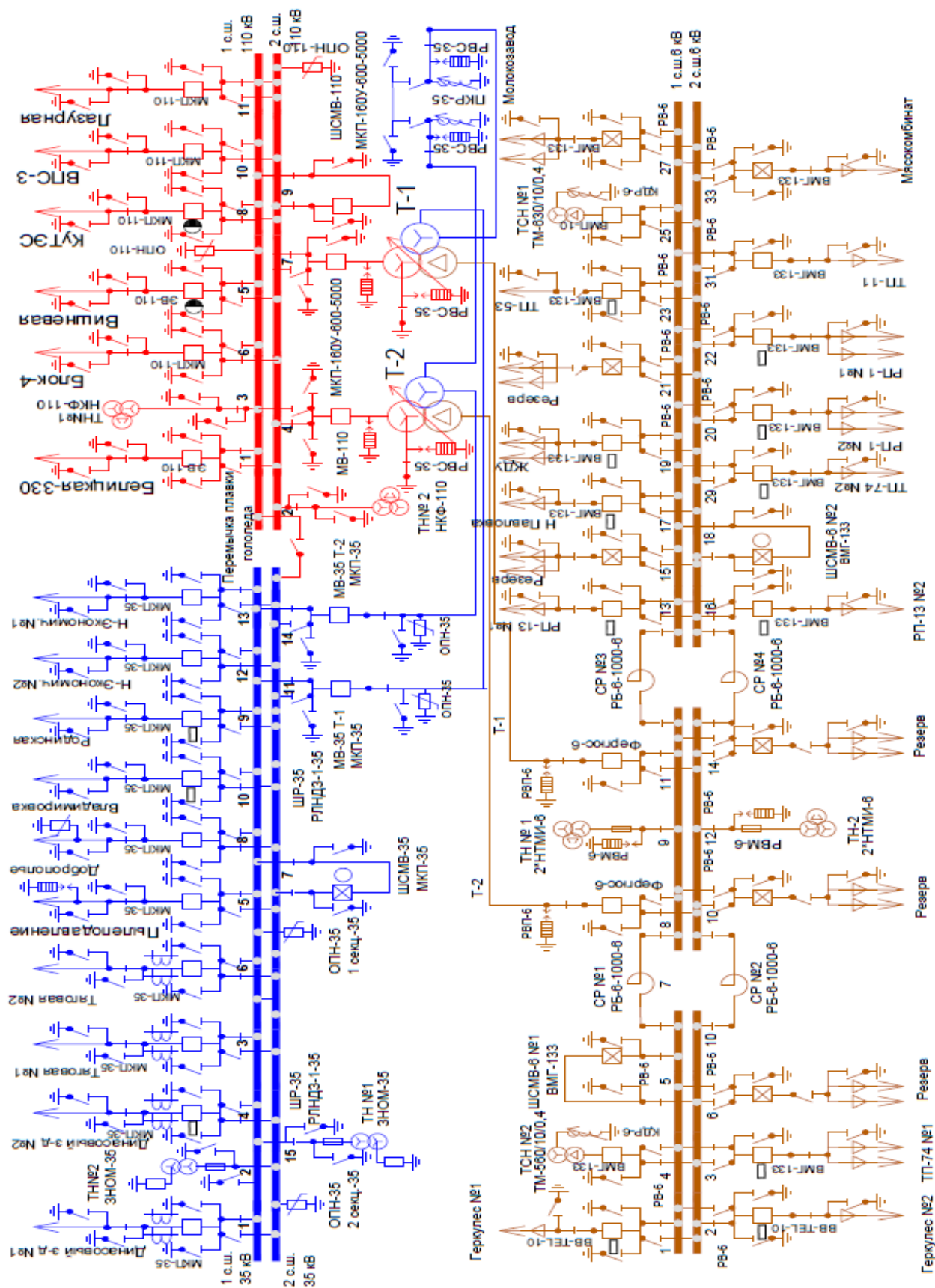


Рис 1.6 – однолінійна схема електричної підстанції «Покровська-110»



Рис. 1.7 – загальнопідстанційний пункт керування

Підстанція може споживати оперативний струм для кіл керування, захисту та сигналізації від акумуляторів, або безпосередньо з мережі, через трансформатор власних потреб (див. рис. 1.5).

На підстанції, за планом-графіком реконструкції Приазовської електричної мережі на 2021-2025 роки, проводилося технічне переоснащення ВРП-35, яке було призупинене у зв'язку з початком бойових дій.

Технічне переоснащення повинно було включати у себе такі технічні рішення: заміна вимикачів МВ-35 на вакуумні вимикачі; заміна вимірювальних трансформаторів струму і трансформаторів напруги на нові еквіваленти; заміна роз'єднувачів, на нові з автоматичним приводом; заміна шаф релейного захисту на шафи з мікропроцесорними терміналами [5].

В рамках дипломної роботи запропоновано замість власної підстанції Динасового заводу спроектувати підстанцію «Покровська 35». Яка би слугувала для живлення не тільки Динасового заводу, а ще й приватних користувачів. Передбачається розміщення підстанції «Покровська 35» на місці реально існуючої підстанції. На наступному етапі роботи можливо передбачити перехід підстанцій на перспективний рівень напруги 20 кВ, а також живлення від альтернативних джерел, наприклад від СЕС.

## 2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПС «ПОКРОВСЬКА 35»

### 2.1 Побудова графіка навантаження та вибір трансформатора

ПС «Покровська-35» приймає напругу 35 кВ на високій стороні, за двома приєднаннями «Динасовий з-д №1», «Динасовий з-д №2». Джерелом цієї напруги слугує ВРП-35 підстанції «Покровська-110»(рис.2.1).

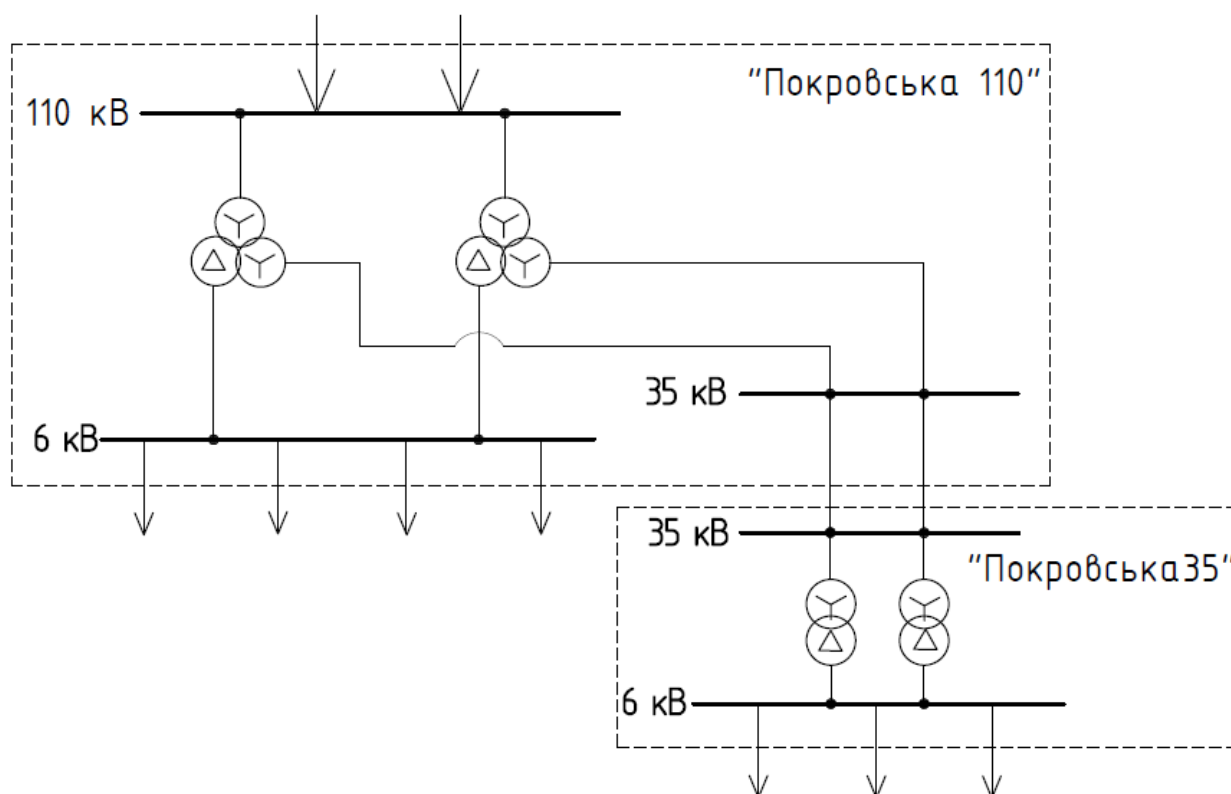


Рис 2.1 – спрощена схема з'єднання підстанції «Покровська 35» та підстанції «Покровська 110».

Лічильне обладнання ПС «Покровська-110» протягом доби фіксує споживання струму на виводах. Значення  $\cos \varphi$  вагається в діапазоні 0,92 – 0,96. Ці данні було покладено в основу цієї дипломної роботи. З урахуванням можливості підвищення споживання у зв'язку з зростанням попиту на продукцію Динасового заводу.

Було вирішено довільно збільшити загальне очікуване споживання підстанції у 1,5 рази. Таке приблизне припущення було зроблено у зв'язку з неможливістю зібрати більш докладні данні щодо наявного обладнання Динасового заводу, і його

завантаження. У майбутньому коефіцієнт на який буде збільшене очікуване споживання підстанції «Покровська 35» потребує уточнення.

Таблиця 2.1

Змінення споживання струму ПС «Покровська 35» за двома приєднаннями протягом доби

| Назва<br>приєднання | Споживання струму протягом доби, А |     |     |     |      |       |       |       |       |       |       |       |
|---------------------|------------------------------------|-----|-----|-----|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
|                     | 0-2                                | 2-4 | 4-6 | 6-8 | 8-10 | 10-12 | 12-14 | 14-16 | 16-18 | 18-20 | 20-22 | 22-24 |
| Динасовий<br>з-д №1 | 30                                 | 30  | 30  | 25  | 35   | 40    | 35    | 25    | 20    | 20    | 20    | 20    |
| Динасовий<br>з-д №2 | 4                                  | 5   | 5   | 5   | 5    | 15    | 20    | 15    | 3     | 5     | 20    | 15    |

Для того, щоб побудувати графік повного навантаження підстанції «Покровська 35» – знайдемо споживання повної, потужності протягом доби:

$$S_{(t)} = 1,73 \times I_{(t)з-д} \times U \times k_{\text{мод}},$$

де  $I_{(t)з-д}$  – сумарне загальне споживання лінійного струму на двох приєднаннях протягом двох годин,  $U$  – напруга мережі, ( $k_{\text{мод}}=1,5$ ) – коефіцієнт на який імовірно збільшиться навантаження підстанції «Покровська 35»

Знайдемо активну потужність підстанції для подальших розрахунків:

$$P_{(t)} = S_{(t)} \times \cos \varphi,$$

де  $\cos \varphi = 0,95$

Знайдемо реактивну потужність підстанції протягом доби:

$$Q_{(t)} = S_{(t)} \times \sin \varphi,$$

де  $\sin \varphi = 0,3$

Для зручності розрахунки були виконані в програмі Excel. Результати розрахунків (див. в таб.2.2).

Треба зазначити, що очікувана загальна потужність підстанції «Покровська 35» протягом доби, отримана без урахування втрат потужності на ЛЕП при передачі електричного струму від підстанції «Покровська 110». Відстань між реально існуючою підстанцією Динасового заводу та підстанцією «Покровська 110»

приблизно 800 метрів. У зв'язку з невеликої відстанню між реально існуючими підстанціями, та відносно високою напругою 35 кВ, втратами на ЛЕП вирішено знехтувати.

Таблиця 2.2

## Загальне навантаження підстанції «Покровська 35»

| Розраховані параметри   |      | Тривалість протягом доби |     |     |     |      |       |       |       |       |       |       |       |
|-------------------------|------|--------------------------|-----|-----|-----|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
|                         |      | 0-2                      | 2-4 | 4-6 | 6-8 | 8-10 | 10-12 | 12-14 | 14-16 | 16-18 | 18-20 | 20-22 | 22-24 |
| Активна потужність, Р   | МВт  | 2,8                      | 2,9 | 2,9 | 2,5 | 3,4  | 4,6   | 4,6   | 3,4   | 1,9   | 2,1   | 3,4   | 3,0   |
| Реактивна потужність, Q | МВАр | 0,9                      | 0,9 | 0,9 | 0,8 | 1,1  | 1,5   | 1,5   | 1,1   | 0,6   | 0,7   | 1,1   | 1,0   |
| Повна потужність, S     | МВА  | 3,0                      | 3,1 | 3,1 | 2,7 | 3,6  | 4,9   | 4,9   | 3,6   | 2,0   | 2,2   | 3,6   | 3,2   |

Виходячи з даних наведених у таблиці, було побудовано графік повного навантаження (рис.2.2).

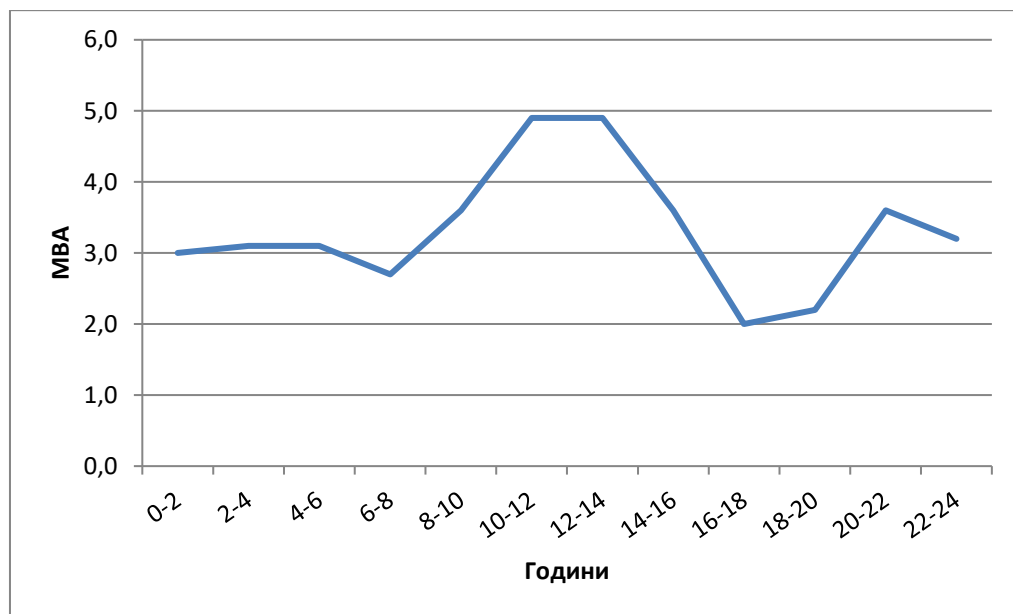


Рис. 2.2 – графік повного навантаження протягом доби

Підстанція живить електрообладнання Динасового заводу, наприклад електричні двигуни системи вентиляції – це споживачі I категорії. Необхідно передбачити два силових трансформатора.

Розрахункова потужність кожного з них визначається співвідношенням:

$$S_{\text{розр}} = \frac{S_{\text{max}}}{(n-1) \times k_{\text{нав}}} = \frac{4,9}{(2-1) \times 4} = 1,23 \text{ МВА},$$

де  $n$  – кількість встановлених трансформаторів;  $k_{\text{нав}}=4$  – коефіцієнт перенавантаження у аварійному режимі.

За величиною  $S_{\text{розр}}$  обираємо номінальну потужність трансформатора  $S_{\text{ном}}$ , за умови, що  $S_{\text{ном}} \geq S_{\text{розр}}$ .

Було обрано трансформатор ТМ-4000/35.

Таблиця 2.3

#### Параметри обраного трансформатора

| Тип        | $S_{\text{ном}}$ ,<br>МВА | Напруга обмоток |     | Втрати, кВт |       | $u_k, \%$ | $I_x, \%$ |
|------------|---------------------------|-----------------|-----|-------------|-------|-----------|-----------|
|            |                           | ВН              | НН  | $P_x$       | $P_k$ |           |           |
| ТМ-4000\35 | 4                         | 35              | 6,3 | 5,3         | 33,5  | 7,5       | 0,9       |

Це рішення є попереднім і потребує додаткової перевірки, тому що перевантаження трансформатора у аварійному режимі допускається тільки при виконанні певних умов.

При аварійному відключенні одного з трансформаторів другий, який залишився в роботі, дозволяє перенавантаження на 40 % за час не більше ніж 6 годин, якщо коефіцієнт попереднього 10-годинного навантаження не перевищує 0,93.

Для перевірки допустимості аварійного перенавантаження фактичний графік навантаження  $S_{(t)}$  перетворюється у двоступеневий еквівалентний (рис 2.3), для чого на ньому наноситься пряма, відповідна рівнянню:

$$S_{(t)} = S_{\text{ном}},$$

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

Верхня частина графіка над цією прямою є зоною перевантаження трансформатора з тривалістю  $t_1$ .

Знайдемо еквівалентне навантаження трансформатора на інтервалі часу  $t_1$ , як середньоквадратичне значення по формулі:

$$S_{E1} = \sqrt{\frac{\sum S_i^2 \times t_i}{t_1}} = \sqrt{\frac{345744}{14400}} = 4,9 \text{ МВА},$$

де  $S_i$  – навантаження автотрансформатора на різних ступенях графіка за час  $t_1$ .

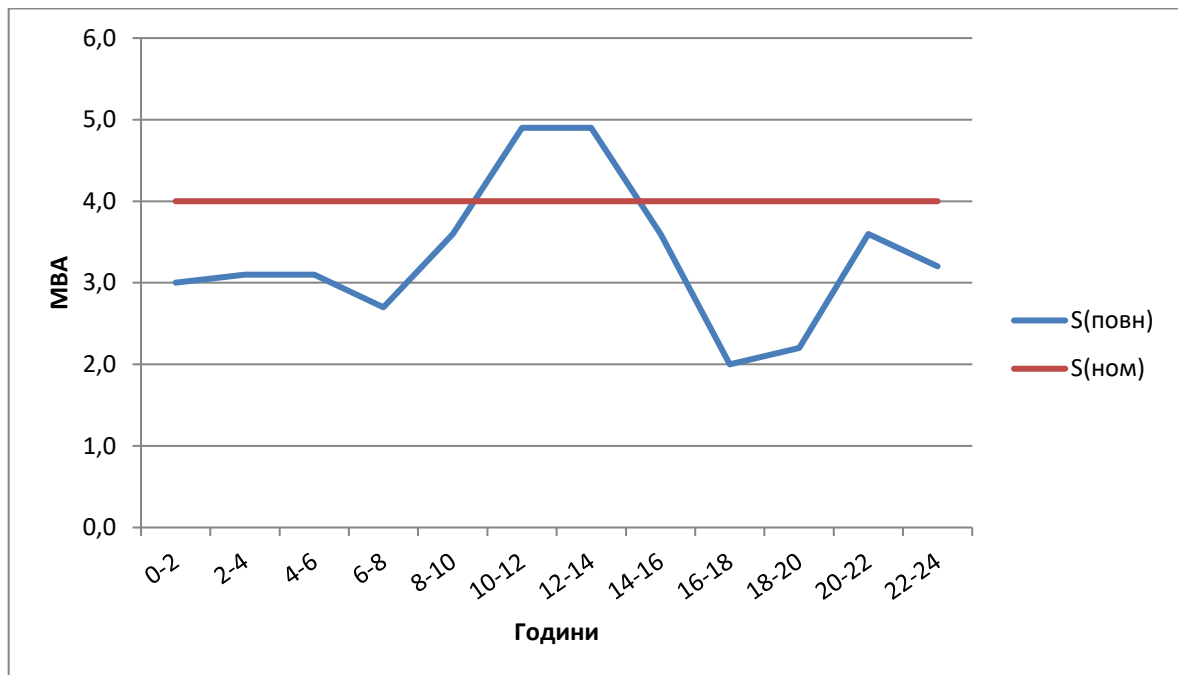


Рис 2.3 – Порівняння повного навантаження та потужності трансформатора

Далі був знайдений коефіцієнт перенавантаження  $k_1$ :

$$k_1 = \frac{S_{E1}}{S_{\text{ном}}} = \frac{4,9}{4} = 1,22$$

З урахуванням того, що графік порівняння повного навантаження та потужності трансформатора має один максимум, який перевищує  $S_{\text{ном}}$ , 10-годинна зона попереднього навантаження береться до початку перевантаження ( $t_2 = 10\text{г}$ ).

Виходячи з цього знайдем значення еквівалентного попереднього навантаження:

$$S_{E2} = \sqrt{\frac{\sum S_i^2 \times t_i}{t_2}} = \sqrt{\frac{345744}{36000}} = 3,09 \text{ МВА},$$

де  $S_i$  – навантаження автотрансформатора на різних ступенях графіка за час  $t_2$ .

Знайдемо значення коефіцієнта перенавантаження:

$$k_2 = \frac{S_{E2}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{3,09}{4} = 0,77$$

Таблиця 2.3

Результати розрахунку перенавантаження трансформатора

| Розрахункові параметри | Розрахункові значення | Допустимі значення |
|------------------------|-----------------------|--------------------|
| $k_2$                  | 1,22                  | 1,4                |
| $k_2$                  | 2Г                    | 6Г                 |
| $k_2$                  | 0,77                  | 0,93               |
| $k_2$                  | 10Г                   | 10Г                |

Вибраний трансформатор відповідає усім вимогам перенавантаження.

Користуючись визначеними параметрами трансформатора (див. таб 2.3) знайдемо [!]:

Фазну потужність:

$$S_{\phi \text{ НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{3} = \frac{4 \times 10^6}{3} = 1,33 \text{ МВА}$$

Фазну напругу:

$$U_{1\phi \text{ НОМ}} = \frac{U_{1\text{НОМ}}}{\sqrt{3}} = \frac{35 \times 10^3}{\sqrt{3}} = 20,2 \text{ кВ}$$

Фазний струм:

$$I_{1\phi \text{ НОМ}} = \frac{S_{\phi \text{ НОМ}}}{U_{1\phi \text{ НОМ}}} = \frac{1,33 \times 10^6}{20,2 \times 10^3} = 65,8 \text{ А}$$

Фазний струм холостого ходу:

$$I_{1\phi 0} = \frac{I_x \times I_{1\phi \text{ НОМ}}}{100} = \frac{0,9 \times 65,8}{100} = 0,59 \text{ Ом}$$

Наступні параметри встановлені з формул досвіду холостого ходу.

Повний опір намагнічування холостого ходу:

$$Z_0 = \frac{U_{1\phi \text{ НОМ}}}{I_{1\phi 0}} = \frac{20,2 \times 10^3}{0,59} = 34,23 \text{ кОм}$$

Повну потужність втрат холостого ходу на фазу:

$$P_{\phi 0} = \frac{P_0}{3} = \frac{5,3 \times 10^3}{3} = 1,76 \text{ кВт}$$

Коефіцієнт потужності холостого ходу:

$$\cos\varphi_0 = \frac{P_{\phi 0}}{U_{1\phi\text{ном}} \times I_{1\phi 0}} = \frac{1,76 \times 10^3}{20,2 \times 10^3 \times 0,59} = 0,14$$

Таблиця 2.3

Результати розрахунку перенавантаження трансформатора

| Розрахункові параметри | Розрахункові значення | Допустимі значення |
|------------------------|-----------------------|--------------------|
| $k_2$                  | 1,22                  | 1,4                |
| $k_2$                  | 2Г                    | 6Г                 |
| $k_2$                  | 0,77                  | 0,93               |
| $k_2$                  | 10Г                   | 10Г                |

Вибраний трансформатор відповідає усім вимогам перенавантаження.

Користуючись визначеними параметрами трансформатора (див. таб 2.3) знайдемо [!]:

Фазну потужність:

$$S_{\phi\text{ ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{3} = \frac{4 \times 10^6}{3} = 1,33 \text{ МВА}$$

Фазну напругу:

$$U_{1\phi\text{ ном}} = \frac{U_{1\text{ ном}}}{\sqrt{3}} = \frac{35 \times 10^3}{\sqrt{3}} = 20,2 \text{ кВ}$$

Фазний струм:

$$I_{1\phi\text{ ном}} = \frac{S_{\phi\text{ ном}}}{U_{1\phi\text{ ном}}} = \frac{1,33 \times 10^6}{20,2 \times 10^3} = 65,8 \text{ А}$$

Фазний струм холостого хода:

$$I_{1\phi 0} = \frac{I_x \times I_{1\phi\text{ ном}}}{100} = \frac{0,9 \times 65,8}{100} = 0,59 \text{ Ом}$$

Наступні параметри встановлені з формул досвіду холостого ходу.

Повний опір намагнічування холостого хода:

$$Z_0 = \frac{U_{1\phi\text{ ном}}}{I_{1\phi 0}} = \frac{20,2 \times 10^3}{0,59} = 34,23 \text{ кОм}$$

Повну потужність втрат холостого хода на фазу:

$$P_{\phi 0} = \frac{P_0}{3} = \frac{5,3 \times 10^3}{3} = 1,76 \text{ кВт}$$

Коефіцієнт потужності холостого ходу:

$$\cos\varphi_0 = \frac{P_{\phi 0}}{U_{1\phi\text{ном}} \times I_{1\phi 0}} = \frac{1,76 \times 10^3}{20,2 \times 10^3 \times 0,59} = 0,14$$

Активний опір намагнічування:

$$R_T = \frac{Z_0}{\cos\varphi_0} = \frac{34,23 \times 10^3}{0,14} = 244,5 \text{ кОм}$$

Індуктивний опір намагнічування:

$$X_T = \frac{Z_0}{\sin\varphi_0} = \frac{34,23 \times 10^3}{\sqrt{1 - 0,14^2}} = 34,57 \text{ кОм}$$

Наступні параметри встановлені з досвіду КЗ на виводах низької сторони силового трансформатора.

Фазна напруга КЗ:

$$U_{\text{кф}} = \frac{U_{1\phi\text{ном}} \times U_{\text{к}}}{100} = \frac{20,2 \times 7,5}{100} = 1,51 \text{ кВ}$$

Повний опір КЗ:

$$Z_{\text{к}} = \frac{U_{\text{кф}}}{I_{1\phi\text{ном}}} = \frac{1,51 \times 10^3}{65,8} = 22,94 \text{ Ом}$$

Потужність втрат КЗ на фазу:

$$P_{\text{кф}} = \frac{P_{\text{к}}}{3} = \frac{33,5 \times 10^3}{3} = 11,17 \text{ кВ}$$

Коефіцієнт потужності КЗ:

$$\cos\varphi_{\text{к}} = \frac{P_{\text{кф}}}{U_{\text{кф}} \times I_{1\phi\text{ном}}} = \frac{11,17 \times 10^3}{1,51 \times 10^3 \times 65,8} = 0,11$$

Активний опір КЗ:

$$R_{\text{к}} = Z_{\text{к}} \times \cos\varphi_{\text{к}} = 22,94 \times 0,11 = 2,52 \text{ Ом}$$

Індуктивний опір КЗ:

$$X_{\text{к}} = Z_{\text{к}} \times \sin\varphi_{\text{к}} = 22,94 \times \sqrt{1 - 0,11^2} = 22,8 \text{ Ом}$$

Далі знайдемо базисні величини для переводу іменованих одиниць в умовні.

Базове значення струму:

$$I_{\text{баз}} = I_{1\phi\text{ном}} = 65,8$$

Базове значення опору:

$$R_{\text{баз}} = \frac{U_{1\text{фном}}}{I_{\text{баз}}} = \frac{20,2 \times 10^3}{65,8} = 306,9 \text{ Ом}$$

Далі переведемо умовні одиниці в іменовані.

Активний опір намагнічування в у.о.:

$$R_{T(y.o.)} = \frac{R_T}{R_{\text{баз}}} = \frac{244,5 \times 10^3}{306,9} = 796$$

Індуктивний опір намагнічування в у.о.:

$$L_{T(y.o.)} = \frac{X_T}{R_{\text{баз}}} = \frac{34,57 \times 10^3}{306,9} = 112$$

Активний опір першої і другої обмотки в умовних одиницях:

$$R_{1(y.o.)} = R_{2(y.o.)} = \frac{1}{2} \times \frac{R_K}{R_{\text{баз}}} = \frac{2,52}{2 \times 306,9} = 0,0041$$

Індуктивний опір першої і другої обмотки в умовних одиницях:

$$L_{1(y.o.)} = L_{2(y.o.)} = \frac{1}{2} \times \frac{X_K}{R_{\text{баз}}} = \frac{22,8}{2 \times 306,9} = 0,037$$

Ці розрахунки знадобляться для побудови математичної моделі електричної мережі ПС «Покровська-35». В середі програмування MATLAB номінальні значення елементів мережі зручніше вводити в умовних одиницях.

Для живлення вторинних кіл підстанції використовується трансформатор власних потреб. Потужність цього трансформатора вибирається виходячи з навантаження власних потреб. Перевірка на допустимість аварійного перенавантаження не виконується.

Знайдемо загальну потужність споживання власних потреб:

$$S_{\text{вп}} = 0,002 \times S_{\text{max}} = 0,002 \times 4,9 \times 10^6 = 9,8 \text{ кВА}$$

Для надійності використовується два трансформатора власних потреб.

Знайдемо номінальну потужність одного трансформатора власних потреб:

$$S_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{ВП}}}{(n-1) \times 1,4} = \frac{9,8 \times 10^3}{1,4} = 7 \text{ кВА},$$

де  $n$  – кількість трансформаторів власних потреб.

Користуючись визначеними параметрами трансформатора (див. таб 2.3) знайдемо:

Активний опір:

$$R_T = \frac{\Delta P_K \times U_{\text{ВНОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{33,5 \times 10^3 \times (35 \times 10^3)^2}{(4 \times 10^6)^2} = 2,5 \text{ Ом}$$

$$R_{T \text{ екв}} = \frac{R_T}{n_T} = \frac{2,5}{2} = 1,25 \text{ Ом}$$

Падіння напруги в активному опорі:

$$U_{\text{ка}} = \frac{\Delta P_K}{S_{\text{НОМ}}} \times 100 = \frac{33,5}{10000} \times 100 = 0,83\%$$

Падіння напруги в реактивному опорі:

$$U_{\text{кр}} = \sqrt{U_K^2 - U_{\text{ка}}^2} = \sqrt{7,5^2 - 0,83^2} = 7,453\%$$

Індуктивний опір:

$$X_T = \frac{U_K \times U_{\text{ВНОМ}}^2}{100 \times S_{\text{НОМ}}} = \frac{7,5 \times (35 \times 10^3)^2}{100 \times 4 \times 10^6} = 22,96 \text{ Ом}$$

$$X_{T \text{ екв}} = \frac{X_T}{n_T} = \frac{22,96}{2} = 11,48 \text{ Ом}$$

Активну провідність:

$$G_T = \frac{\Delta P_K}{U_{\text{ВНОМ}}^2} = \frac{33,5 \times 10^3}{(35 \times 10^3)^2} = 0,95 \times 10^{-3} \text{ СМ}$$

$$G_{T \text{ екв}} = G_T \times n_T = 0,95 \times 10^{-3} \times 2 = 1,9 \times 10^{-3} \text{ СМ}$$

Втрати реактивної потужності в режимі холостого ходу:

$$\Delta Q_x = \frac{I_{x\%} \times S_{\text{НОМ}}}{100} = \frac{0,9 \times 4}{100} = 0,036 \text{ Мвар}$$

Реактивна провідність:

$$B_T = \frac{\Delta Q_x}{U_{\text{ВНОМ}}^2} = \frac{0,036 \times 10^6}{(35 \times 10^3)^2} = 1,02 \times 10^{-3} \text{ СМ}$$

## 2.2 Вибір головної електричної схеми підстанції «Покровська 35»

Головна схема електричного з'єднання підстанції – це сукупність з'єднань основного електричного обладнання: трансформаторів, шин, комутаційної апаратури, ліній та іншої первинної апаратури.

Вибір головної схеми є визначальним при проектуванні електричної частини підстанції, так як він визначає повний перелік елементів та зв'язок між ними. Обрана головна схема є вихідною при складанні принципів схем електричних з'єднань, схем власних потреб, схем вторинних з'єднань, монтажних схем.

На електричній підстанції Динасового заводу усі електричні з'єднання вже сформовані, але технічні рішення запропоновані у цій дипломній роботі вимагають модернізації з'єднань.

Підстанція «Покровська 35» буде постачати енергію споживачам I категорії – електричним приводам системи вентиляції пічок Динасового заводу, а також, частково, забезпечувати приватний сектор Покровська.

На напрузі 6 кВ в колі трансформатору власних потреб необхідно встановити реактор, який обмежує струм КЗ.

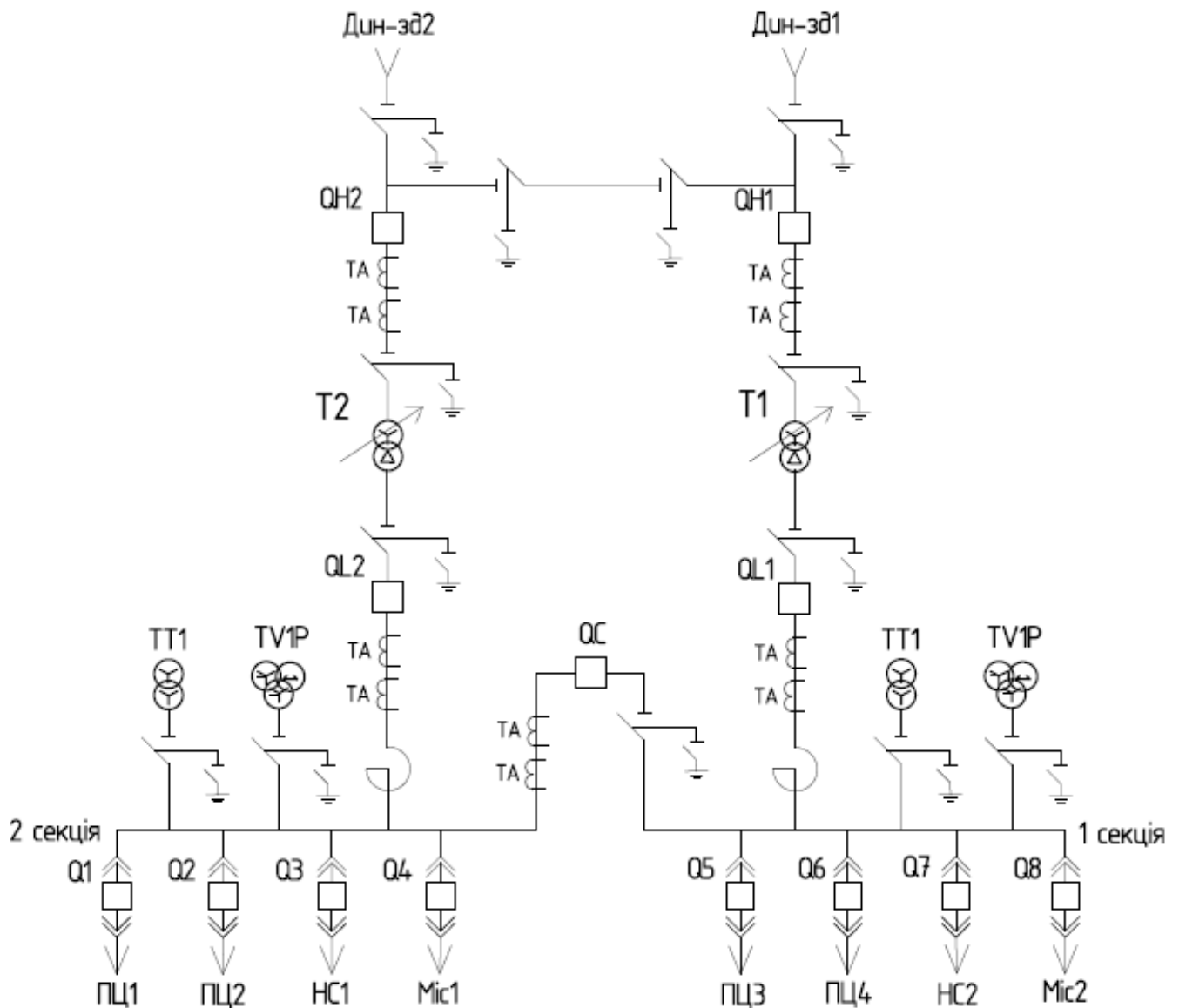
Загальний вигляд підстанції «Покровська 35» було сформовано з урахуванням реально існуючих приєднань (рис.2.4).

Треба зазначити, що розташування та потужність споживачів сторони 6 кВ потребує уточнення у майбутньому.

На однолінійній електричній схемі позначені усі основні первинні елементи ПС «Покровська 35». Через незначний вплив на величину струмів КЗ опорами трансформаторів струму, вимірювальних трансформаторів напруги, трансформаторів власних потреб можна знехтувати при складанні результуючого опору у точках КЗ для схеми заміщення.

Сторона 35 кВ виконана повітряними з'єднаннями, усе обладнання знаходиться на відкритій частині розподільчого пристрою. Вимірювальні трансформатори струму винесені, і встановлені послідовно з вимикачами.

Сторона 6кВ виконана кабелями та вмонтованим обладнанням.



T1, T2 – силові трансформатори з сторонами 35/6; ТА – трансформатори напруги; ТТ1 – трансформатори власних потреб; TVP – вимірювальні трансформатори напруги; QH – вимикачі сторони 35 кВ; QL – вимикачі сторони 6 кВ; QC – секційний вимикач сторони 6 кВ; Q – вимикачі приєднань сторони 6 кВ.

Рис 2.4 – Однолінійна електрична схема підстанції «Покровська 35»

Вимикачі по стороні 6 кВ – викатні.

Вторинне електричне коло на однолінійній схемі не позначено. Вимірювальні трансформатори напруги та трансформатори струму формують дані для захисту, та лічильного обладнання. Струм в цьому колі сягає суттєвих значень.

Трансформатори власних потреб забезпечують обігрів підстанції в зимовий період, та разом за акумуляторними батареями генерують оперативний струм.

### 2.3 Розрахунок струмів КЗ

Розрахунок струмів КЗ відбувається для двох точок. Перед силовими трансформаторами на стороні 35 кВ – точка К1; на шинах 6 кВ – точка К2 (рис.2.5).

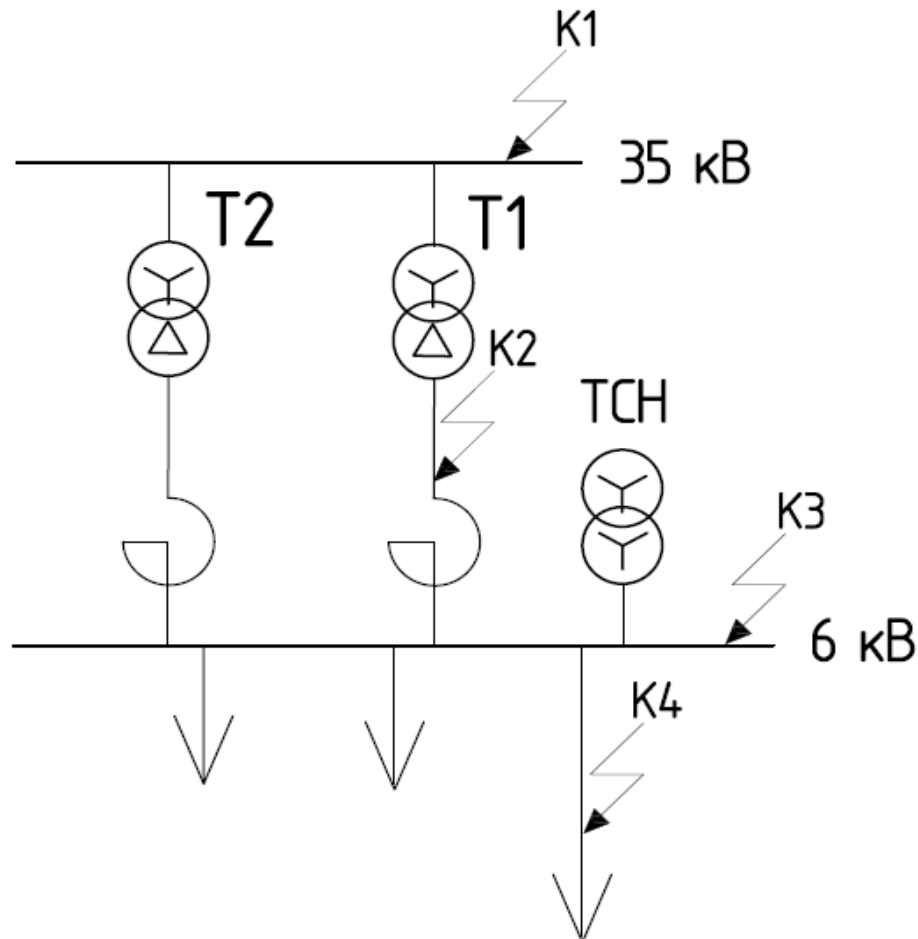


Рис. 2.5 – схема заміщення підстанції «Покровська 35» з точками КЗ

Розрахуємо струм в точках КЗ в іменованих одиницях. Номінальні характеристики силового трансформатора ПС «Покровська 110» відомі з проекту.

Таблиця 2.4

Параметри силового трансформатора ПС «Покровська 110»

| Тип                | $S_{\text{ном}},$<br>МВА | Напруга обмоток |    | Втрати, кВт |       | $u_k, \%$ | $I_x, \%$ |
|--------------------|--------------------------|-----------------|----|-------------|-------|-----------|-----------|
|                    |                          | ВН              | СН | $P_x$       | $P_k$ |           |           |
| ТДТН-<br>40000/110 | 40                       | 110             | 35 | 39          | 200   | 7,1       | 0,6       |

Знайдемо номінальний струм на виводах обмотки СН силового трансформатора ПС «Покровська 110» в іменованих одиницях:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{НОМ(СН)}}} = \frac{40 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 35 \times 10^3} = 624 \text{ А}$$

Знайдемо струм КЗ на виводах обмотки СН силового трансформатора ПС «Покровська 110» в іменованих одиницях:

$$I_{\text{к}} = \frac{I_{\text{н}} \times 100}{U_{\text{к}}} = \frac{624 \times 100}{7,1} = 8788 \text{ А}$$

Знайдемо напругу холостого ходу на виводах обмотки СН силового трансформатора в іменованих одиницях:

$$U_2 = \frac{S_{\text{НОМ}}}{I_{\text{НОМ}}} = \frac{40 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 624} = 38490 \text{ В}$$

Знайдемо повний опір системи в іменованих одиницях:

$$Z_{\text{Т}} = \frac{U_2}{\sqrt{3} \times I_{\text{к}}} = \frac{38490}{\sqrt{3} \times 8788} = 2,52 \text{ Ом}$$

Відомо що шини на підстанції, та ЛЕП виконані з проводу АС 185/29. По підстанції прокладено приблизно 0,1 км шин, відстань між підстанціями приблизно 1 км.

Знайдемо повний опір системи до місця КЗ(1):

$$Z_{\text{ПОВН}} = Z_{\text{Т}} + Z_{\text{ПТ}} = 2,52 + 0,484 = 3,004 \text{ Ом}$$

Знайдемо струм КЗ у точці КЗ(1) в іменованих одиницях:

$$I_{\text{к1}} = \frac{U_2}{\sqrt{3} \times Z_{\text{ПОВН}}} = \frac{38490}{7,1} = 7397 \text{ А}$$

При розрахунку струмів КЗ постійна часу системи приймається рівною  $T_{ac} = 0,05\text{с}$ .

Знаючи постійну часу системи, знайдемо коефіцієнт ударного струму:

$$K_y = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} = 1,82$$

Розрахуємо значення ударного струму у точці КЗ(1):

$$i_{y(1)} = \sqrt{2} \times K_y \times I_{\text{к(1)}} = \sqrt{2} \times 1,82 \times 7397 = 19 \text{ кА},$$

де  $I_{\text{к1}}$  – струм КЗ (1).

Знайдемо струм КЗ  $I_{\text{Пт}}$  від системи у точці КЗ(1):

$$I_{\text{Пт}(2)} = I_{\text{к}(1)} = 7,4 \text{ кА}$$

Знайдемо аперіодичну складову струму КЗ  $i_{\alpha\tau}$  у точці КЗ(1):

$$i_{\alpha\tau(2)} = \sqrt{2} \times I_{\text{к}(1)} \times e^{\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \times 7,4 \times 0,3 = 3,1 \text{ кА}$$

Знайдемо номінальний струм на виводах обмотки НН силового трансформатора ПС «Покровська 35» в іменованих одиницях:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{НОМ(НН)}}} = \frac{4 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 6 \times 10^3} = 384 \text{ А}$$

Знайдемо струм КЗ на виводах обмотки НН силового трансформатора ПС «Покровська 35» в іменованих одиницях:

$$I_{\text{к}} = \frac{I_{\text{н}} \times 100}{U_{\text{к}}} = \frac{384 \times 100}{7,5} = 5120 \text{ А}$$

Для запропонованої схеми електричної мережі струм КЗ одразу після силового трансформатора ПС «Покровська 35» і буде струмом КЗ (2)

Розрахуємо значення ударного струму у точці КЗ(2):

$$i_{y(2)} = \sqrt{2} \times K_y \times I_{\text{к}(2)} = \sqrt{2} \times 1,82 \times 5120 = 16,5 \text{ кА}$$

Знайдемо струм КЗ  $I_{\text{Пт}}$  від системи у точці КЗ(2):

$$I_{\text{Пт}(2)} = I_{\text{к}(2)} = 5,1 \text{ кА}$$

Знайдемо аперіодичну складову струму КЗ  $i_{\alpha\tau}$  у точці КЗ(2):

$$i_{\alpha\tau(2)} = \sqrt{2} \times I_{\text{к}(2)} \times e^{\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \times 5,1 \times 0,3 = 2,2 \text{ кА}$$

Таблиця 2.5

| Точки КЗ | Джерела струмів КЗ | Токи КЗ, кА     |       |                 |                  | $T_a$ | $\tau$ | Тип вимикача |
|----------|--------------------|-----------------|-------|-----------------|------------------|-------|--------|--------------|
|          |                    | $I_{\text{п0}}$ | $i_y$ | $I_{\text{пт}}$ | $i_{\alpha\tau}$ |       |        |              |
| 1        | 2                  | 3               | 4     | 5               | 6                | 7     | 8      | 9            |
| К1       | Система 1          | 7,4             | 19    | 7,4             | 3,1              | 0,05  | 0,06   | ВР35НС       |
| К2       | Система 2          | 5,1             | 16,5  | 5,1             | 2,2              | 0,05  | 0,06   | ВРС6         |

Значення для стовбців 6,8,9 були знайдені далі, по ходу розрахунків аналітичної частини дипломної роботи.

## 2.4 Вибір струмообмежуючих реакторів

Індуктивний опір реактора визначають за умовами обмеження струму КЗ до  $I_{\text{пот}} = 20 \text{ кА}$ . Розрахунок опору реактора зручно вести в іменованих одиницях.

Знайдемо результуючий опір кола КЗ сторони 6 кВ до установки реактора в іменованих одиницях:

$$X_{\text{рез}(6)} = \frac{U_6}{\sqrt{3} \times I_{\text{по}}} = \frac{6,3 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 600,8} = 6 \text{ Ом}$$

Знайдемо потрібний результуючий опір кола КЗ сторони 6 кВ в іменованих одиницях:

$$X_{\text{рез(пот)}} = \frac{U_6}{\sqrt{3} \times I_{\text{пот}}} = \frac{6,3 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 20 \times 10^3} = 0,181 \text{ Ом}$$

Знайдемо потрібну величину опору реактора:

$$X_{\text{реакт(пот)}} = X_{\text{рез(пот)}} - X_{\text{рез}(6)} = 0,181 - 6 = -5,819 \text{ Ом}$$

Результуючий опір кола КЗ по стороні 6 кВ задовольняє умовам обмеження струму КЗ без установки реактора.

## 2.5 Вибір комутаційного обладнання: вимикачів, роз'єднувачів

Вимикачі вибираються на всіх напругах, і на всіх вводах де вони встановлені. Встановлення ідентичних вимикачів спрощує експлуатацію ПС, та логістику при реконструкції. Тому у кожній схемі РП визначається вимикач, який має найбільш важкі розрахункові умови – сумарний струм КЗ.

При виборі вимикачів по тривало допустимому струму необхідно враховувати вірогідність його підвищення у різноманітних аварійних чи форсованих режимах. Так, наприклад, для приєднання трансформатора його струм у форсованому режимі зростає у 2 рази при відключенні другого. Так як вимикач не здібний до перенавантаження, то це підвищення струму слід заздалегідь запланувати. У закритих РП всіх напруг повинні встановлюватися повітряні, вакуумні, елегазові або малооб'ємні масляні вимикачі.

Роз'єднувачі та відокремлювачі (при їх наявності) вибирають по тим же умовам, що і вимикачі, за винятком вимикаючої здатності, так як вони не можуть розривати ланцюг струму.

Розрахунок вимикачів на термічну стійкість слід проводити за спрощеним виразом:

$$B_k = (I_{\text{п0}})^2 \times (t_{\text{рз}} + t_{\text{ов}} + T_{\alpha})$$

Значення  $B_k$  дає підвищену величину теплового імпульсу. Більш точний розрахунок  $B_k$  потребується тільки в тих випадках, коли апарат, вибраний по іншим умовам, не проходить по термічній стійкості, що для умов потужних підстанцій, де час дії релейного захисту практично для всіх приєднань не перевищує 0,1с, не має місця.

Час  $t_{\text{ов}}$  вибирається за каталожними даними і представляє повний час відключення вимикача з урахуванням гасіння дуги. У якості  $T_{\alpha}$  слід приймати найбільше її значення, тобто, для цієї дипломної роботи – постійну часу системи.

За розрахованим струмом КЗ було обрано вимикач ВРНС35-20/1600 Рівненського заводу високовольтної апаратури(рис.2.5).



Рис 2.5 – загальний вид вимикача ВРНС35-20/1600

РВЗ здійснює повний цикл виробництва обладнання високого, середнього та низького класу напруги. Цей український виробник постачає обладнання світового рівня.

Знайдемо величину теплового імпульсу для вимикача ВР35НС-20/1600:

$$B_k = 7397^2 \times (0,1 + 0,05 + 0,05) = 109 \text{ кА}^2$$

Таблиця 2.6

Порівняння розрахованих параметрів вимикача ВР35НС-20/1600 з каталожними для сторони 35 кВ

| Параметри                                                                           | Умови вибору                                                                                                        | Розрахункові параметри | Каталожні дані |
|-------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------|----------------|
| Номінальна напруга<br>кВ                                                            | $U_{\text{раб}} \leq U_{\text{ном}}$                                                                                | 35                     | 35             |
| Номінальний струм<br>кА                                                             | $I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$                                                                                | 0,2                    | 1,6            |
| Номінальний струм<br>відключення:<br>-симетричний, кА<br>-асиметричний, кА          | $I_{n\tau} \leq I_{\text{відкном}}$<br>$\sqrt{2I_{n\tau}} + i_{\alpha\tau} \leq I_{\text{відкном}} \times \sqrt{2}$ | 7,4<br>6,95            | 20<br>28,8     |
| Номінальний струм<br>динамічної стійкості:<br>-симетричний, кА<br>-асиметричний, кА | $I_{\text{по}} \leq I_{\text{дин}}$<br>$i_y \leq i_{\text{динном}}$                                                 | 7,4<br>19              | 20<br>52       |
| Термічна стійкість,<br>кА <sup>2</sup> с                                            | $B_k \leq I_T^2 \times t_T$                                                                                         | 109                    | 300            |

За чисто номінальними характеристиками є більш близькі до розрахованих величин вимикачі з номенклатури Рівненського заводу, але крім номінальних характеристик обладнання підібране також за умовою модернізації підстанції Динасового заводу без її перебудови.

За розрахованим струмом КЗ було обрано вимикач ВР6/1600 Рівненського заводу високовольтної апаратури(рис.2.6). Вимикачі цього типу пропонується розмістити на стороні 6 кВ, одразу після силових трансформаторів, та на всіх приєднаннях.

Знайдемо величину теплового імпульсу для вимикача ВР6/1600:

$$B_k = 5100^2 \times (0,1 + 0,05 + 0,05) = 52 \text{ кА}^2$$



Рис. 2.6 – Загальний вид вимикача ВР6/1600

Таблиця 2.7

Порівняння розрахованих параметрів вимикача ВР6/1600 з каталожними для сторони 6 кВ

| Параметри                                                                           | Умови вибору                                                                                                               | Розрахункові параметри | Каталожні дані |
|-------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------|----------------|
| Номінальна напруга<br>кВ                                                            | $U_{\text{раб}} \leq U_{\text{ном}}$                                                                                       | 6                      | 6              |
| Номінальний струм<br>кА                                                             | $I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$                                                                                       | 0,5                    | 1,6            |
| Номінальний струм<br>відключення:<br>-симетричний, кА<br>-асиметричний, кА          | $I_{\text{нт}} \leq I_{\text{відкном}}$<br>$\sqrt{2}I_{\text{нт}} + i_{\text{ат}} \leq I_{\text{відкном}} \times \sqrt{2}$ | 5,1<br>4,95            | 20<br>28,8     |
| Номінальний струм<br>динамічної стійкості:<br>-симетричний, кА<br>-асиметричний, кА | $I_{\text{по}} \leq I_{\text{дин}}$<br>$i_y \leq i_{\text{динном}}$                                                        | 5,1<br>16,5            | 20<br>52       |
| Термічна стійкість,<br>кА <sup>2</sup> с                                            | $B_k \leq I_T^2 \times t_T$                                                                                                | 52                     | 300            |

Роз'єднувачі обрані з номенклатури Ровенського високовольтного заводу. Для роз'єднувачів не має значення вимикаюча здатність, так як вони не можуть розривати ланцюг струму.

Таблиця 2.8

Порівняння розрахованих параметрів роз'єднувачів з каталожними для сторони 35 кВ

| Параметри                                                                           | Умови вибору                                                        | Розрахункові параметри | Каталожні дані |
|-------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------|------------------------|----------------|
| Номінальна напруга<br>кВ                                                            | $U_{\text{раб}} \leq U_{\text{ном}}$                                | 35                     | 35             |
| Номінальний струм<br>кА                                                             | $I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$                                | 0,5                    | 1,6            |
| Номінальний струм<br>динамічної стійкості:<br>-симетричний, кА<br>-асиметричний, кА | $I_{\text{по}} \leq I_{\text{дин}}$<br>$i_y \leq i_{\text{динном}}$ | 5,1<br>16,5            | 20<br>52       |
| Термічна стійкість,<br>кА <sup>2</sup> с                                            | $B_k \leq I_T^2 \times t_T$                                         | 52                     | 300            |

Для сторони 6 кВ роз'єднувачі не передбачені. Первинне обладнання для сторони 6 кВ вмонтоване. Вимикачі пропонується виконати викатними.

## 2.6 Вибір трансформаторів струму

Трансформатори струму разом з вимірювальними трансформаторами напруги необхідні для формування вторинного кола електричної мережі підстанції. Саме виміряні значення струму та напруги з цього електричного кола використовуються для захисту первинного обладнання підстанції.

Трансформатори струму вибирають для всіх напруг підстанції. В рамках цієї дипломної роботи були обрані винесені трансформатори струму типу CTSO 38L для сторони 35 кВ.

Трансформатор має три обмотки (0,5/10P/10P) з коефіцієнтом трансформації 600/5, ці обмотки використовуються для кіл захисту; і одну обмотку 0,2S з

коефіцієнтом трансформації 300/5, яка дозволяє отримувати більш точне значення струму використовується для лічильного обладнання.

Таблиця 2.7

## Умови вибору трансформатору струму типу CTSO 38

| Параметри                               | Умови вибору                            | Розрахункові параметри | Каталожні дані |
|-----------------------------------------|-----------------------------------------|------------------------|----------------|
| Номінальна напруга<br>кВ                | $U_{\text{раб}} \leq U_{\text{ном}}$    | 35                     | 35             |
| Номінальний струм<br>кА                 | $I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$    | 0,2                    | 0,6            |
| Динамічна стійкість<br>кА               | $I_{\text{нт}} \leq I_{\text{відкном}}$ | 7,4                    | 20             |
| Термічна стійкість<br>кА <sup>2</sup> с | $B_k \leq I_T^2 \times t_T$             | 7,4                    | 20             |
| Вторинне навантаження<br>Ом             | $B_k \leq I_T^2 \times t_T$             | 109                    | 300            |

Для сторони 6 кВ було обрано вмонтований трансформатор струму, типу ТОЛУ 10 (рис.2.9).



Рис 2.9 – трансформатор струму сторони 6 кВ

Таблиця 2.8

Умови вибору трансформатору струму типу ТОЛУ 10.

| Параметри                               | Умови вибору                            | Розрахункові параметри | Каталожні дані |
|-----------------------------------------|-----------------------------------------|------------------------|----------------|
| Номінальна напруга<br>кВ                | $U_{\text{раб}} \leq U_{\text{ном}}$    | 6                      | 6              |
| Номінальний струм<br>кА                 | $I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$    | 0,2                    | 1,6            |
| Динамічна стійкість<br>кА               | $I_{\text{нт}} \leq I_{\text{відкном}}$ | 7,4                    | 20             |
| Термічна стійкість<br>кА <sup>2</sup> с | $B_{\text{к}} \leq I_T^2 \times t_T$    | 7,4                    | 20             |
| Вторинне навантаження<br>Ом             | $B_{\text{к}} \leq I_T^2 \times t_T$    | 109                    | 300            |

### 3. МОДЕЛЮВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ПІДСТАНЦІЇ «ПОКРОВСЬКА 35»

#### 3.1 Математична модель ПС «Покровська 35»

Модель розроблена в середі MATLAB з урахуванням розрахунків наведених в попередніх розділах.

MatLab – одна з найстаріших, ретельно пророблених і провірених часом систем автоматизації математичних розрахунків, побудована на розширеному представленні і застосуванні матричних операцій. Звідси й пішла назва системи – MATrixLABoratory – матрична лабораторія. Matlab поставляється як комплекс Matlab + Simulink + Toolbox + Blockset, де розділами системи Toolbox і Blockset корпорація MathWorks називає пакети розширення для систем Matlab і Simulink, відповідно.

Однією із основних задач системи Matlab завжди було надання користувачам потужної мови програмування, орієнтованої на технічні і математичні розрахунки і здатної перевершити можливості традиційних мов програмування, котрі багато років використовувались для реалізації чисельних методів. При цьому особлива увага приділялась як підвищенню швидкості обчислень, так і адаптації системи до розв'язку самих різноманітних задач користувачів.

Програмування в MATLAB це ефективний спосіб вивчення складних електричних систем, та перехідних процесів в них. Без ризику для мережі та людини.

При створенні математичної моделі, для перевірки струмів КЗ, було використано готовий пакет блоків програми математичного моделювання MATLAB, для вивчення струмів трьохфазного КЗ (рис.2.1).



Для потреб даної дипломної роботи демонстраційна модель була перероблена так, щоб описувати електричну підстанцію «Покровська 35» в спрощеному вигляді. Були видалені блоки Series, та змінена схема живлення(рис.2.2).

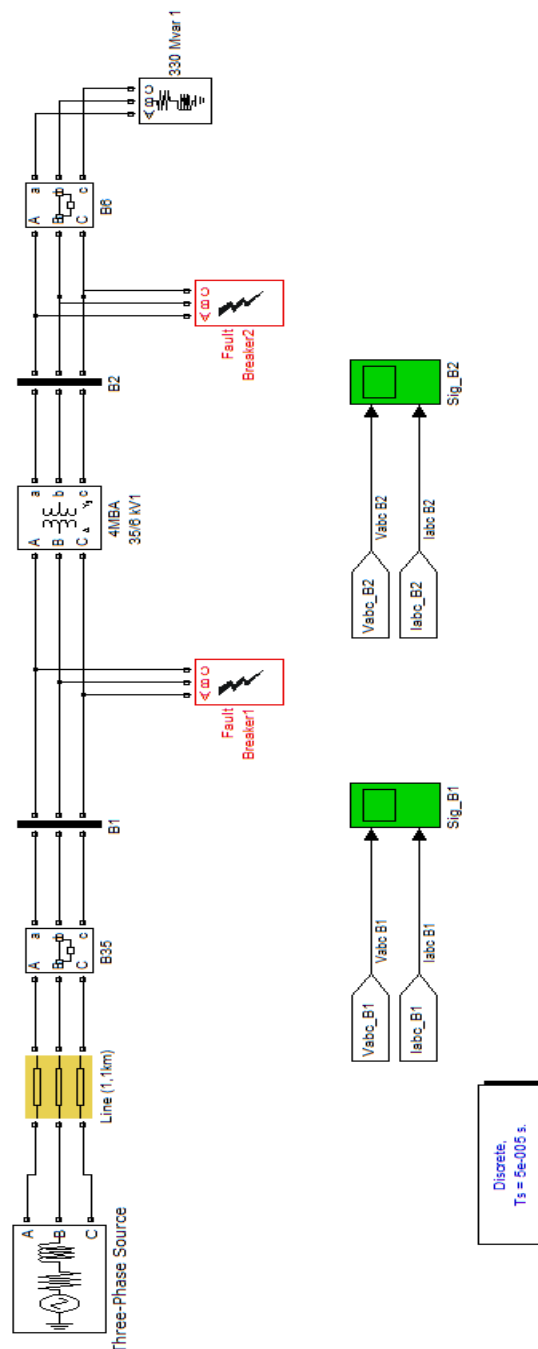


Рис 2.2 – спрощена схема живлення ПС «Покровська-35»

Блок *Three-Phase Source* слугує джерелом змінного трьохфазного струму нескінченної потужності (рис.3.1). Відповідно реальний еквівалент блока *Three-Phase Source* – це силовий трансформатор ПС «Покровська-110», а точніше виводи його середньої сторони – обмотки 35 кВ.

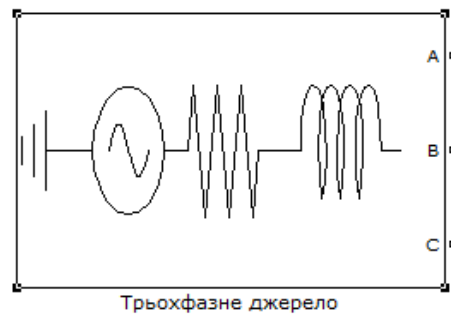


Рис.3.3 – загальний вигляд блока *Three-Phase Source*

Параметри для блока *Three-Phase Source* вводяться в іменованих одиницях. Виходячи з параметрів обмотки силового трансформатора електричної підстанції «Покровська-110», середньої сторони 35 кВ (рис3.4).

Рис 3.4 – параметри джерела струму

Меню рисунка 3.4 має наступні характеристики:

- Phase-to-phase rms voltage — лінійна напруга джерела;
- Phase angle of phase A (degree) — кут відхилення фази A;
- Frequency (Hz) — частота мережі;
- Internal connection — схема з'єднання обмоток;
- 3-phase short-circuit level at base voltage(VA) — потужність КЗ на виводах джерела;
- Base voltage (Vrms ph-ph) — базова напруга.

Цей блок доречно використовувати в моделі, тому що реальний генератор в аналізованій системі знаходиться на значній відстані від точок КЗ, і у разі виникнення аварійної ситуації в мережі ПС «Покровська-35» режим роботи генератора не зазнає значних змін. Між генератором та точкам КЗ знаходиться декілька силових трансформаторів.

Блок Line моделює активний, реактивний опір та втрати потужності на лінії електропередачі (рис.3.5).

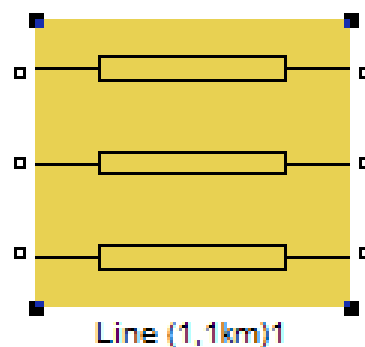


Рис 3.5 – загальний вигляд блоку Line.

Блок Three-Phase Breaker моделює трьохфазний вимикач (рис.3.6).

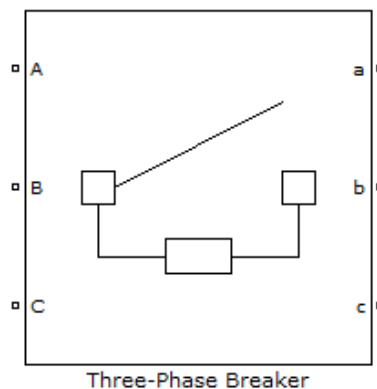


Рис 3.6 – загальний вигляд блоку Three-Phase Breaker

Сигнал на спрацювання блоку може задаватися дистанційно, для цього треба обрати пункт External control of switching times в меню блока, та подати 0 чи 1 на з'явившийся вхід. В рамках цієї дипломної роботи моделюється автоматичне включення через час (t).

Центральним елементом усієї моделі є блок Three-Phase Transformer. Він моделює роботу двоступеневого силового трансформатора електричної підстанції «Покровська-35» (рис.3.7).

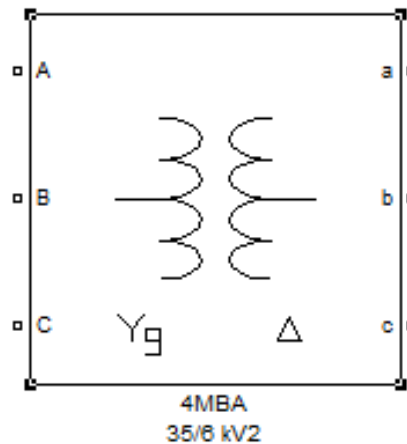


Рис 3.7 – загальний вигляд блоку Three-Phase Transformer

Параметри блока вказуються в умовних одиницях, відповідно до розрахунків наведених в попередніх розділах (рис.3.8).

Block Parameters: 4 MVA 35/6 kV

Three-Phase Transformer (Two Windings) (mask) (link)

This block implements a three-phase transformer by using three single-phase transformers. Set the winding connection to 'Yn' when you want to access the neutral point of the Wye.

Click the Apply or the OK button after a change to the Units popup to confirm the conversion of parameters.

Configuration Parameters Advanced

Units **pu**

Nominal power and frequency [ Pn(VA) , fn(Hz) ]

[ 4e6 , 50 ]

Winding 1 parameters [ V1 Ph-Ph(Vrms) , R1(pu) , L1(pu) ]

[ 37e3 , 0.0041 , 0.037 ]

Winding 2 parameters [ V2 Ph-Ph(Vrms) , R2(pu) , L2(pu) ]

[ 6.3e3 , 0.0041 , 0.037 ]

Magnetization resistance Rm (pu)

796

Magnetization inductance Lm (pu)

112

Saturation characteristic [ i1 , phi1 ; i2 , phi2 ; ... ] (pu)

[ 0,0 ; 0.0024,1.2 ; 1.0,1.52 ]

Initial fluxes [ phi0A , phi0B , phi0C ] (pu):

[ 0.8 , -0.8 , 0.7 ]

OK Cancel Help Apply

Рис 3.8 – меню блоку Three-Phase Transformer

Блок Three-phase series RLC load моделює активне та реактивне навантаження електричної мережі (рис.3.9).

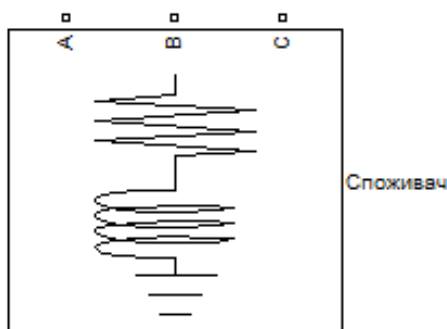


Рис 3.9 – загальний вид блока Three-phase series RLC load

Меню блока Three-phase series RLC load заповнюється відповідно до параметрів навантаження (рис.3.10).

Рис 3.10 – меню блока Three-phase series RLC load

Меню блока Three-phase series RLC load має наступні характеристики:

- Nominal phase-to-phase voltage — номінальна наруга мережі;
- Nominal frequency – номінальна частота мережі;
- Active power – активна потужність споживача.

Блок Three-Phase Fault імітує КЗ системи у вказаній точці (рис.3.11).

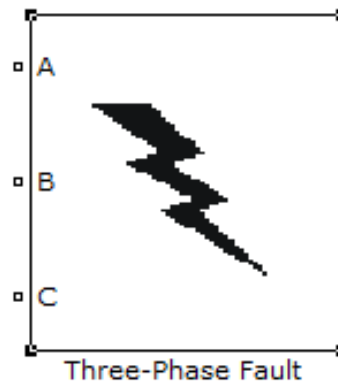


Рис 3.11 – загальний вид блока Three-Phase Fault

Блок Three-Phase Fault може імітувати КЗ буд'якої фази, або усі одразу. Як і для блока Three-Phase Breaker сигнал на відпрацювання КЗ може буди поданий логічною одиницею, але в рамках цієї дипломної роботи трифазне КЗ відбувається через фіксований час  $t_1=0,4\text{с}$  (рис3.12).

Block Parameters: Three-Phase Fault

Three-Phase Fault (mask) (link)

Use this block to program a fault (short-circuit) between any phase and the ground. You can define the fault timing directly from the dialog box or apply an external logical signal. If you check the 'External control' box, the external control input will appear.

Parameters

- ☒ Phase A Fault
- ☒ Phase B Fault
- ☒ Phase C Fault

Fault resistances  $R_{on}$  (ohms) :

0.001

- ☒ Ground Fault

Ground resistance  $R_g$  (ohms) :

0.001

- ☐ External control of fault timing :

Transition status [1,0,1 ...]:

[1]

Transition times (s):

[ 24/60]

Snubbers resistance  $R_p$  (ohms) :

1e6

Snubbers Capacitance  $C_p$  (Farad)

inf

Measurements: None

OK Cancel Help Apply

Рис 3.12 – меню блока Three-Phase Breaker.

## 3.2 Результати моделювання

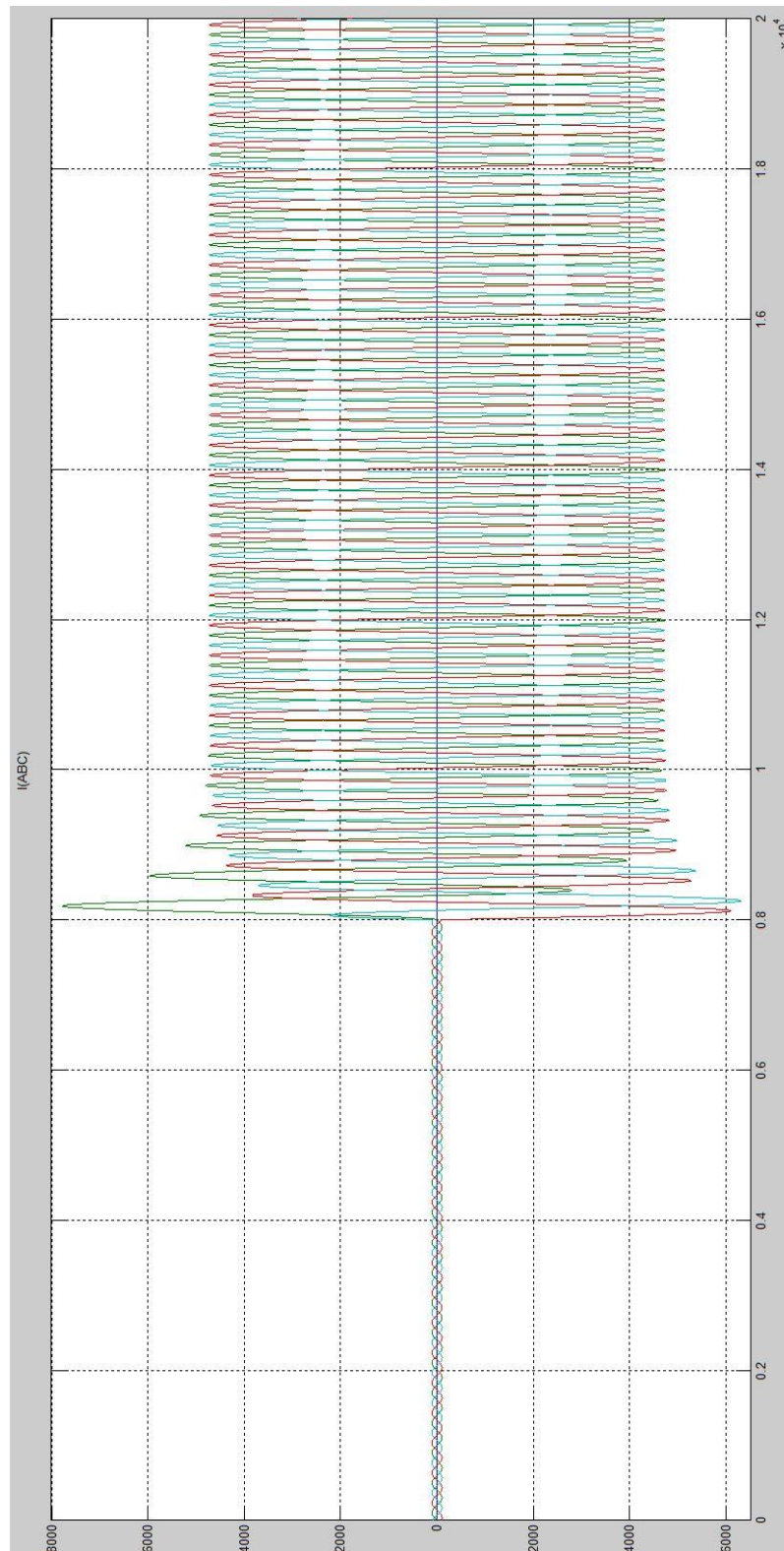


Рис 3.13 – Струм КЗ у точці КЗ(1).

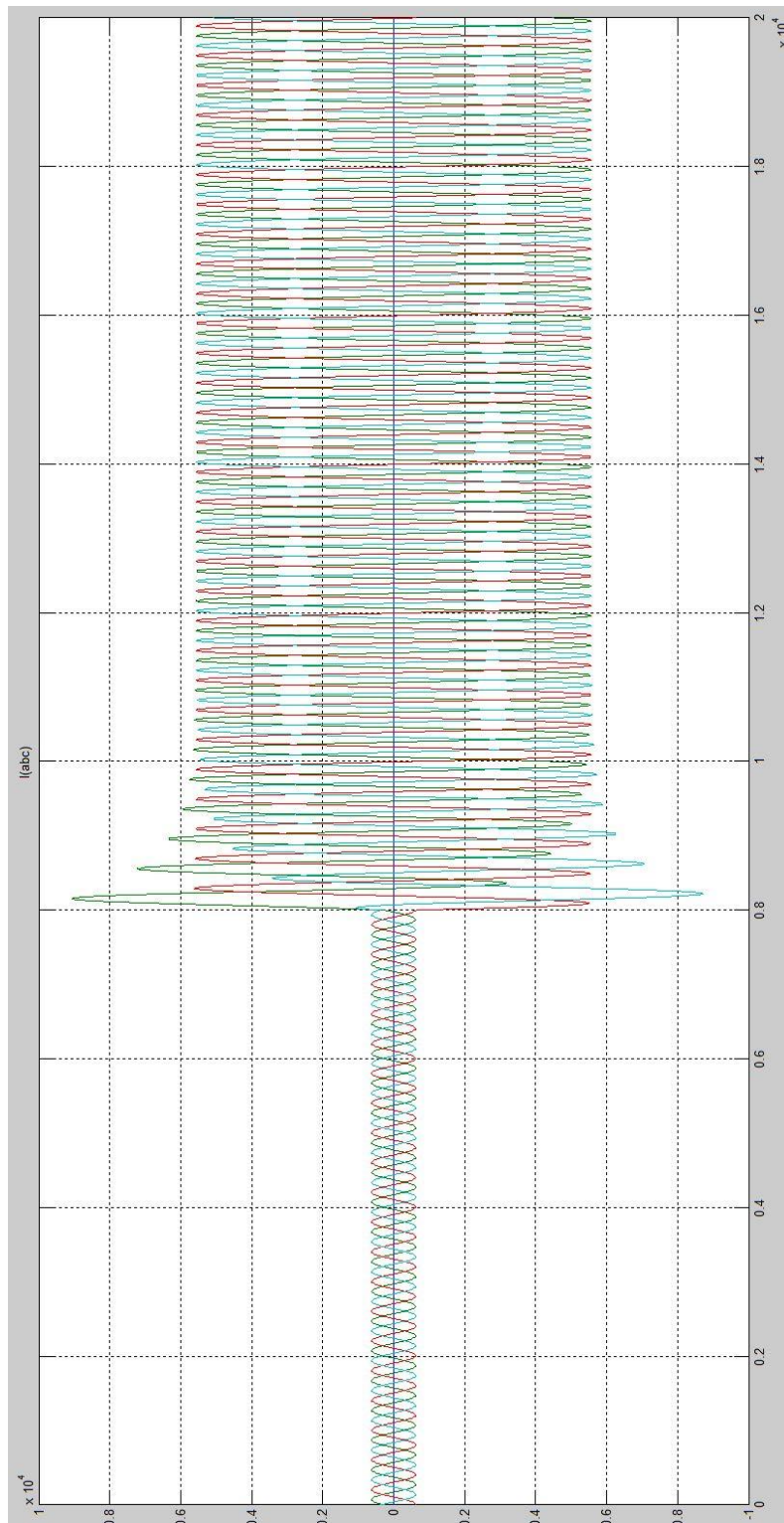


Рис 3.14 – Струм КЗ у точці КЗ(2)

Для обох точок КЗ відбувається на 0,8с.. Після перехідного процесу струм набуває нового значення, тому що джерело має нескінченну потужність.

## ВИСНОВКИ

Електрична підстанція Динасового заводу працює без дорікань, та забезпечує підприємство енергією відповідно навантаженню. Обладнання динасового заводу має незначну реактивну складову. Вузлова підстанція «Покровська-110» була обладнана синхронним компенсатором реактивної потужності, необхідність у якому відпала у наш час.

Виходячи з можливості збільшення навантаження на власну підстанцію Динасового заводу була спроектована електрична схема підстанції «Покровська-35», що повинна її замінити. Для нової підстанції були підібрані силові трансформатори, первинне обладнання, та розраховані струми КЗ, відповідно до яких були підібрані уставки захисту. Математичне моделювання підтвердило розрахунки.

Головна проблема районної мережі в застарілій схемі живлення. Вбачається доцільним спроектувати електричну підстанцію «Покровська-35» на базі власної підстанції динасового заводу. Це дасть змогу частково перерозподілити на підстанцію навантаження приватного сектору Покровська. В перспективі можливо не лише збільшити потужність силових трансформаторів підстанції, а і перевести весь район на схему живлення 110/20 кВ.

В перспективі необхідне уточнення даних о споживачах для потенційної підстанції «Покровська-35», уточнення уставок захисту, для збереження селективності районної мережі. Також необхідно передбачити можливість живлення від альтернативних джерел енергії.

В ході дипломної роботи на практиці були застосовані навички отримані протягом навчання, та практики. Були проаналізовані перехідні процеси при КЗ.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Від перших електростанцій і ліній електропередачі до об'єднаної енергетичної системи України. [Електронний ресурс] / С. Г. Плачкова, І. В. Васильович – Режим доступу: <https://web.archive.org/web/20170506111614/http://energetika.in.ua/ua/about-books>
2. Електрична частина електростанцій та підстанцій. Основне електрообладнання: навч. посіб. / Бардик Є. І, Лукаш М. П.: - К., 2011. – 217 с.
3. Проектування структурних схем електростанцій та підстанцій: навч. посіб. / М. С. Сегеда, В. Г. Гапанович. В. П. Олійник, К. Б. Покровський. – Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2017. -308 с.
4. Электрическая часть станций и подстанций / В. А. Васильев, И. П. Крючков, Е. Ф. Наяшкова, М. Н. Околович. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
5. Проектування електричної частини електричних станцій: навч. посіб. / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. – Вінниця : ВНТУ, 2009, - 194 с.

## ДОДАТОК А

### ОХОРОНА ПРАЦІ

Служба охорони праці. Згідно зі ст. 15 Закону «Про охорону праці» така служба обов'язково повинна бути створена на підприємстві з кількістю працюючих 50 і більше осіб у відповідності з Типовим положенням про службу охорони праці. Також має бути розроблено Положення про службу охорони праці цього підприємства, визначено структуру такої служби, її чисельність, основні завдання, функції та права її працівників. На підприємствах з кількістю працівників менше 50 чоловік функції служби охорони праці можуть виконувати в порядку сумісництва (суміщення) особи, які мають відповідну підготовку. А на підприємствах з кількістю працівників менше 20 для виконання функцій служби охорони праці можуть на договірних засадах залучатися сторонні фахівці, які мають не менше трьох років виробничого стажу і пройшли навчання з охорони праці.

Положення, інструкції та інші акти з охорони праці. Обов'язок роботодавця – затвердити документи, які передбачені ст. 13 Закону «Про охорону праці». Вони повинні встановлювати правила виконання робіт і поведінки працівників на території підприємства, у виробничих приміщеннях, на будівельних майданчиках і робочих місцях. Інструкції та інша документація з охорони праці розробляються на підставі положень законодавства з охорони праці, типових інструкцій та технологічної документації підприємства з урахуванням виду діяльності підприємства і конкретних умов праці на ньому, керівниками структурних підрозділів.

Інструктажі з питань охорони праці. Перед початком роботи нового працівника роботодавець згідно зі ст. 29 КЗпП зобов'язаний проінформувати його під розписку про умови праці, наявні на його робочому місці. У тому числі, про всі небезпечні чи шкідливі виробничі фактори, які ще не усунуто, та про можливі наслідки їх впливу на здоров'я працівника, а також про можливі пільги та компенсації за роботу в таких умовах. Крім того, при прийнятті на роботу всі

працівники повинні за рахунок роботодавця пройти вступний інструктаж, навчання, перевірку знань, первинний інструктаж на робочому місці, стажування і набуття навичок безпечних методів праці. Тільки після цього працівники допускаються до самостійної роботи. Вступний інструктаж проводить спеціаліст з охорони праці, а первинний – безпосередній керівник працівника. Надалі з працівниками повинні проводитися повторні інструктажі (раз на квартал при виконанні робіт підвищеної небезпеки або раз на півріччя), решту позапланові (при зміні правил охорони праці, зміни в обладнанні або при порушенні працівником правил охорони праці) та цільові інструктажі (зокрема, при разових роботах, не пов'язаних зі спеціальністю). Інформація про проведення інструктажів має вноситися до відповідного журналу, завірені підписом як того, кого інструктували, так і того, хто інструктував.

Навчання і перевірку знань з питань охорони праці. Згідно зі ст. 18 Закону «Про охорону праці» працівники, зайняті на роботах з підвищеною небезпекою або там, де є потреба у професійному доборі, повинні щороку проходити навчання і перевірку знань з питань охорони праці. Навчання з питань охорони праці таких працівників може проводитися як безпосередньо на підприємстві, так і іншим суб'єктом господарювання, що займаються таким навчанням. Перевірка знань працівників з питань охорони праці повинна здійснюватися відповідною комісією підприємства, склад якої затверджується керівником підприємства.

Проведення медичних оглядів. Згідно зі ст. 169 КЗпП роботодавець зобов'язаний за свої кошти організувати проведення попереднього (при прийнятті на роботу) та періодичних (протягом трудової діяльності) медоглядів працівників, зайнятих на важких роботах, роботах із шкідливими чи небезпечними умовами праці або таких, де є потреба у професійному доборі. Також він зобов'язаний проводити щорічний обов'язковий медогляд осіб віком до 21 року. Результати профмедогляду працівників у вигляді заключення фахівців про можливість допуску працівника до роботи заносяться в їх медичні довідки, які повинні зберігатися у роботодавця. Інформацію про організацію трудових медичних оглядів, а також

взірці відповідних бланків можна отримати на сайті Управління Держпраці у Тернопільській області: розділ «Діяльність», підрозділ «Медичні огляди».

Засобами індивідуального захисту. На роботах із шкідливими і небезпечними умовами праці, а також на роботах, пов'язаних із забрудненням або несприятливими температурними умовами, працівникам згідно зі ст. 164 КЗпП має безкоштовно видаватися спеціальний одяг, спеціальне взуття та інші засоби індивідуального захисту (ЗІЗ).

Атестація робочих місць. На підприємствах, де технологічний процес, використовуване обладнання, сировина та / або матеріали є потенційними джерелами шкідливих і небезпечних виробничих факторів, які можуть негативно впливати на стан здоров'я працюючих, повинна проводитись атестація робочих місць за умовами праці. Така атестація повинна проводитись атестаційною комісією, склад і повноваження якої визначаються наказом по підприємству в строки, передбачені колективним договором, але не рідше одного разу на 5 років. Порядок проведення такої атестації передбачений постановою КМУ від 01.08.1992 р. № 442. Відомості про результати атестації заносяться в картку умов праці.

Нещасні випадки. Згідно зі ст. 22 Закону «Про охорону праці» роботодавець зобов'язаний організувати розслідування та вести облік нещасних випадків, професійних захворювань і аварій у порядку, встановленому постановою КМУ від 30.11.2011 р. № 1232. За результатами такого розслідування роботодавець повинен затвердити акт за формою Н-5 та Н-1 (якщо він визнаний пов'язаним з виробництвом).

Для забезпечення надійної, безпечної, технічно-справної та раціональної експлуатації електроустановок, а саме розподільних установок та трансформаторних підстанцій необхідно дотримуватись наступних основних вимог.

Приміщення розподільних установок споживача, що мають обладнання, яке перебуває під напругою або на яке може бути подана напруга, та приміщення сторонніх організацій, які прилягають до цих приміщень, повинні бути ізольованими від останніх і мати окремий вихід, який замикається. Кабельні канали й наземні кабельні лотки ВРУ і ЗРУ повинні бути закриті негорючими плитами з

межею вогнестійкості відповідно до вимог ПУЕ та будівельних норм. Місця виходу кабелів з кабельних каналів, з поверхів і переходи між кабельними відсіками повинні бути ущільнені вогнетривким матеріалом. Для запобігання потраплянню у приміщення РУ тварин і птахів усі отвори і прорізи в зовнішніх стінах закривають сітками або ущільнюють.

Покриття підлоги приміщень підстанцій повинно бути таким, щоб виключалась можливість утворення цементного пилу. Щитові РУ та інше обладнання повинні бути пофарбовані у світлі тони.

Тунелі, підвали, канали необхідно утримувати в чистоті, а дренажні пристрої повинні забезпечувати безперешкодне відведення води. Маслоприймачі, гравійна підсипка, дренажі та масловідводи необхідно утримувати в справному стані. Гравійна підсипка в разі забруднення або замаслення повинна бути промита або замінена.

Струмовідні частини пускорегулювальних апаратів та апаратів захисту повинні бути захищені від випадкового торкання. У спеціальних приміщеннях (електромашинних, щитових тощо) допускається відкрите встановлення апаратів без захисних кожухів.

Відстань від струмовідних частин ВРУ до дерев, високого чагарнику має відповідати Правилам охорони електричних мереж.

Електрообладнання РУ усіх видів і напруг повинно задовольняти умови роботи як для номінальних режимів, так і для коротких замикань, перенапруг та перевантажень.

За температурою роз'ємних з'єднань шин у РУ повинен бути організований контроль відповідно до графіка, затвердженого особою, відповідальною за електрогосподарство.

Рівень масла в масляних вимикачах, вимірювальних трансформаторах і негерметичних вводах повинен залишатись у межах шкали маслопоказчиків за максимального і мінімального значень температур навколишнього повітря. У герметичних вводах контроль значень тиску масла проводять за показами манометрів.

Масло негерметичних вводів, вимірювальних трансформаторів зовнішнього розташування повинно бути захищеним від зволоження та окислення.

На всіх ключах, кнопках і ручках керування повинні бути написи, що вказують на операцію, для якої вони призначені («Увімкнути», «Вимкнути», «Зменшити», «Збільшити» тощо).

Вимикачі та їх приводи повинні мати покажчики вимкненого та увімкненого положень. На вимикачах з умонтованим приводом або з приводом, розташованим у безпосередній близькості від вимикача і не відділеним від нього суцільним непрозорим огороженням (стілкою), допускається встановлення одного покажчика — на вимикачі або на приводі. На вимикачах, зовнішні контакти яких чітко вказують на увімкнене положення, наявність покажчика на вимикачі та вмонтованому або не відгородженому стійкою приводі є необов'язковою.

Оперативні працівники повинні мати запас плавких каліброваних вставок. Застосування некаліброваних плавких вставок забороняється. Плавкі вставки повинні відповідати типу запобіжників.

Справність резервних елементів РУ (трансформаторів, вимикачів, шин тощо) необхідно регулярно перевіряти увімкненням під напругу в строки, встановлені виробничими інструкціями.

Обладнання РУ необхідно періодично очищувати від пилу та бруду.

РУ на напругу 1 кВ і вище повинні бути обладнані блокувальними пристроями, які унеможливають помилкові операції роз'єднувачами, відокремлювачами, короткозамикачами, викотними візками КРУ і заземлювальними ножами. Блокувальні пристрої, крім механічних, повинні бути постійно опломбовані. На робочому місці оперативного працівника має бути повний перелік блокувальних пристроїв, які повинні бути опломбовані. Опломбування блокувальних пристроїв проводиться працівниками служб РЗАіТ, які обслуговують ці пристрої.

На щоглових трансформаторних підстанціях, пунктах перемикачів та інших пристроях, що не мають огорожі, приводи роз'єднувачів і шафи щитків низької напруги повинні бути замкнені на замок.

Стационарні драбини біля площадки обслуговування повинні бути заблоковані з роз'єднувачами та замкнені на замок.

Для встановлення заземлення в РУ на напругу 1 кВ і вище необхідно, як правило, застосовувати стаціонарні заземлювальні ножі. У діючих електроустановках, у яких заземлювальні ножі не можуть бути встановлені за умовами компоновання або конструкції, заземлення здійснюється переносними заземлювачами.

На дверях і внутрішніх стінках камер ЗРУ, електрообладнанні ВРУ, лицьових і внутрішніх частинах КРУ зовнішньої та внутрішньої установки, збірках, а також на лицьовому і зворотному боках панелей щитів повинні бути нанесені написи, що вказують на призначення приєднань та їх диспетчерське найменування.

На дверях РУ, КРУ, збірок та щитів повинні бути вивішені чи нанесені попереджувальні плакати та знаки встановленого зразка.

З внутрішньої сторони збірок, щитів повинні бути вивішені однолінійні схеми електричних з'єднань.

Двері ЗРУ, ВРУ, КРУ, зовнішніх та внутрішніх збірок повинні бути закриті на замок. Ключі від приміщень повинні зберігатись у оперативних працівників або у працівників зі складу керівників і спеціалістів.

У РУ повинні зберігатися однолінійні первинні схеми електричних з'єднань, схеми нормального режиму, переносні заземлення, захисні засоби, первинні засоби пожежогасіння, а також протигази, респіратори і засоби для надання долікарської допомоги потерпілим від нещасних випадків. Зберігання сторонніх речей та запасних частин в приміщеннях РУ забороняється.

Поверхні тертя шарнірних з'єднань, підшипників і поверхонь механізмів вимикачів, роз'єднувачів, відокремлювачів, короткозамикачів та їх приводів необхідно змащувати низькотемпературними мастилами, а масляні демпфери вимикачів та інших апаратів — заповнювати маслом, температура замерзання якого повинна бути не менше ніж на 20 °С нижчою за мінімальну зимову температуру навколишнього повітря.

У повітряних вимикачах необхідно періодично перевіряти роботу вентиляції внутрішніх порожнин (для вимикачів, що мають покажчики). Періодичність перевірок повинна бути встановлена на підставі рекомендацій підприємств-виробників.

Перевірку дугогасильних камер вимикачів навантаги, установлення ступеня зносу газогенерувальних вкладишів та обгоряння нерухомих дугогасильних контактів здійснюють періодично в строк, установлений особою, відповідальною за електрогосподарство, залежно від частоти оперування вимикачами навантаги, згідно з вимогами підприємства-виробника.

Зливання води з баків масляних вимикачів необхідно здійснювати два рази на рік — весною з настанням плюсових температур і восени перед настанням мінусових температур.

Про всі помічені несправності повинні бути зроблені записи в журналі дефектів і неполадок обладнання, і, крім того, про несправності повинна бути повідомлена особа, відповідальна за електрогосподарство. Виявлені несправності необхідно усунути в найкоротший строк.