

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний аграрний університет
Інженерно-технологічний факультет
Кафедра електроенергетики, електротехніки та електромеханіки

Допускається до захисту:
завідувач кафедри
д.т.н. проф. Матвійчук В.А.

(Підпис, вчене звання, прізвище, ініціали)
“ ____ ” листопада 2019 р.

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до магістерської кваліфікаційної роботи
спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

на тему:

**«Модернізація РТП 35\10 кВ із розробкою системи заземленої
нейтралі»**

Виконав: студент 2 курсу, групи ЕІ-18-1 маг з
галузі знань 14 «Електрична інженерія»

Андрієнко Юрій Михайлович

Керівник: д.т.н., професор

Матвійчук В. А. _____

« ____ » _____ 2019 р.

Вінниця, 2019 р.

Вінницький національний аграрний університет
 Інженерно-технологічний факультет
 Кафедра електроенергетики, електротехніки та електромеханіки
 Освітній ступінь - «магістр»
 Галузь знань 14 – «Електрична інженерія»
 Спеціальність 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ
 завідувач кафедри ЕЕЕ
 д.т.н., професор Матвійчук В.А.

«__» _____ 20__ р.

З А В Д А Н Н Я

НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТА

Андрієнка Юрія Михайловича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: **«Модернізація РТП 35/10 кВ із розробкою системи заземленої нейтралі»**

Керівник роботи: **Матвійчук Віктор Андрійович, д.т.н., проф.**
 (прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом ВНАУ від _____ 20__ року № _____.

2. Строк подання студентом роботи: _____ 2019 р.

3. Вихідні дані до роботи: Характеристика Барських розподільчих електричних мереж. Способи захисту від однофазних замикань на землю в розподільних мережах 6-10 кВ. Розрахункові дані електричної мережі і каталожні дані вимикачів. Основні технічні параметри ОПН. Переваги і недоліки мережі з ізольованою нейтраллю 10 кВ. Матвійчук В.А. Методичні вказівки по оформленню дипломних робіт магістра для студентів ОКР «Магістр» спеціальності 8.10010101 «Енергетика сільсько-господарського виробництва» та студентів ОС «Магістр» спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка і електромеханіка»/ Матвійчук В.А., Стаднік М.І., Рубаненко О.О. – Вінниця: ВНАУ, 2016. - 63 с.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити): Вступ. 1. Характеристика електричної мережі в зоні підстанції. 2. Вибір електричного обладнання розподільчих пристроїв підстанції. 3. Модернізація комірок розподільчого пристрою типу КРН-III-10. 4. Обґрунтування режиму роботи нейтралі електричної мережі 10 кВ. 5. Ефективність компенсації емнісних струмів в мережі 10 кВ. 6. Охорона праці на підстанції. Висновки.

5. Перелік презентаційного матеріалу: 1. Схема електрична з'єднань РТП 35/10 кВ. Вигляд елегазового бакового вимикача ВГБ-35. Схема електрична з'єднань і принципіальна привода ПЕМ-1 керування елегазовим вимикачем ВГБ-35. Модернізований комплектний розподільний пристрій типу КРН-III-10. Схема релейного захисту вводу 10 кВ на базі МРЗС-05. Схема заміщення мережі з ізольованою нейтраллю. Схема заміщення мережі з ізольованою нейтраллю при замиканні фази А на землю. Схема обмеження перенапруги в мережі 10 кВ.

6. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Прізвище, ініціали та посада Консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Основна частина	Матвійчук В.А., д.т.н., професор кафедри ЕСТА		

7. Дата видачі завдання « » __ __ 2019 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ	01.09.19	
2	Характеристика електричної мережі в зоні підстанції	05.09.19	
3	Вибір електричного обладнання розподільчих пристроїв підстанції	15.09.19	
4	Модернізація комірок розподільчого пристрою типу КРН–III-10	25.09.19	
5	Обґрунтування режиму роботи нейтралі електричної мережі 10 кВ	10.10.19	
6	Ефективність компенсації ємнісних струмів в мережі 10 кВ	25.10.19	
7	Охорона праці на підстанції	30.10.19	
8	Оформлення пояснювальної записки	05.11.19	
9	Підготовка доповіді і презентаційного матеріалу	15.11.19	

Студент _____
(підпис)

Андрієнко Ю. М.

Керівник роботи _____

Матвійчук В. А.

АНОТАЦІЯ

Модернізація РТП 35/10 кВ із розробкою системи заземленої нейтралі. Андрієнко Ю. М. - магістерська кваліфікаційна робота. Кафедра електроенергетики, електротехніки та електромеханіки. Вінниця, 2019.

Пояснювальна записка виконана на 96 аркушах друкованого тексту і містить 7 таблиць, 22 рисунки. При виконанні роботи було використано 34 літературних джерела.

Магістерська кваліфікаційна робота складається зі вступу, характеристики Барських розподільчих електричних мереж, аналізу способів захисту від однофазних замикань на землю в розподільних мережах 6-10 кВ, п'яти розділів основної частини, висновків, списку використаних джерел.

В магістерській кваліфікаційній роботі розглянута реконструкція РТП 35/10 кВ шляхом збільшення потужності силових трансформаторів, модернізації РП 35 і 10 кВ з перевіркою і вибором іншого електрообладнання РП підстанції. Розраховано релейний захист підстанції та обґрунтовано режим роботи ізольованої нейтралі 10 кВ з вибором заземлюючих компенсуючих пристроїв. Запропоновано технічне рішення по підвищенню надійності функціонування електроустаткування мереж 6 – 10 кВ при дугових з.з., суть якого полягає в автоматичному шунтуванні пошкодженої фази і переведенні мережі в режим штучного глухого з.з. Розраховано заземлюючий пристрій підстанції та її захист від атмосферних перенапруг.

ABSTRACT

Modernization of the 35 \ 10 kV RTP with the development of a grounded neutral system. Andrienko Yu. M. - master's qualification work. Department of Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics. Vinnitsa, 2019.

The explanatory note is made on 96 sheets of printed text and contains 7 tables, 22 figures. 34 literary sources were used in the work.

The master's qualification work consists of introduction, characteristics of Bar electrical distribution networks, analysis of methods of protection against single-phase earth fault in distribution networks 6-10 kV, five sections of the main part, conclusions, list of sources used.

The master's qualification work considered the reconstruction of the 35/10 kV RTP by increasing the power of power transformers, modernization of the 35 and 10 kV substations with verification and selection of other electrical equipment of the substation substation. The relay protection of the substation is calculated and the mode of operation of isolated 10 kV neutral with the choice of grounding compensating devices is substantiated. A technical solution is proposed to increase the reliability of the operation of the electrical equipment of the 6 - 10 kV networks at arc currents, the essence of which consists in automatic shunting of the damaged phase and transfer of the network to the artificial deaf mode. The substation grounding device and its protection against atmospheric overvoltages are calculated.

ЗМІСТ

Перелік умовних позначень.....	8
Вступ.....	9
Розділ 1. Характеристика електричної мережі в зоні підстанції.....	13
1.1. Коротка характеристика Барських розподільчих електричних мереж.....	13
1.2. Захист від однофазних замикань на землю в розподільних мережах 6-10 кВ.....	17
Висновки до розділу 1.....	20
Розділ 2. Вибір електричного обладнання розподільчих пристроїв підстанції.....	21
2.1. Перевірка шин і роз'єднувачів напругою 35 кВ.....	21
2. 2. Вибір вимикачів напругою 35 кВ.....	23
2.3. Перевірка шин і вибір вакуумних вимикачів на стороні напруги 10 кВ	26
2.4. Вибір трансформаторів струму і напруги	29
2.5. Вибір обмежувачів перенапруги.....	30
Висновки до розділу 2.....	35
Розділ 3. Модернізація комірок розподільчого пристрою типу КРН–ІІІ-10..	36
3.1. Загальні положення модернізації шаф комплектних розподільних пристроїв	36
3.2. Монтаж вимикача.....	38
3.3. Монтаж в шафах 10 кВ типу КРН-ІІІ-10.....	45
3.4. Налаштовування модернізованої шафи.....	46
Висновки до розділу 3.....	48

Розділ 4. Обґрунтування режиму роботи нейтралі електричної мережі 10 кВ.....	49
4.1. Характеристика замикання на землю в мережах з ізольованою нейтраллю.....	49
4.2. Методи виявлення однофазних замикань на землю.....	52
4.3. Розрахунок струмів і напруги у фазах мережі і напруги зміщення нейтралі.....	55
4.3.1. Розрахунок параметрів схеми заміщення мережі з ізольованою нейтраллю.....	55
4.3.2. Розрахунок нормального сталого режиму мережі.....	56
4.3.3. Сталій режим при замиканні $K^{(1)}$ фази А в мережі на землю...	58
4.3.4. Вибір ДГР і розрахунок залишкового струму.....	59
4.4. Управління режимом нейтралі 10 кВ при замиканні фази на землю.....	60
Порівняння результатів досліджень і висновки по розділу 4.....	66
Розділ 5. Ефективність компенсації ємнісних струмів в мережі 10 кВ.....	69
5.1. Аналіз аварійних ситуацій від замикань на землю.....	69
5.2. Переваги компенсації нейтралі мережі 10 кВ.....	72
5.3. Ефективність компенсації струмів замикання на землю.....	75
Висновки по розділу 5.....	77
Розділ 6. Охорона праці на підстанції	79
6.1. Захисні засоби на підстанції 35/10 кВ	79
6.2. Блискавкозахист трансформаторної підстанції 35/10 кВ	80
6.3. Розрахунок заземлюючих пристроїв	85
Висновки до розділу 6.....	89
Висновки.....	90
Список використаних джерел.....	92
Додатки.....	96

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ЕК	- енергетична компанія
РЕМ	- розподільчі електричні мережі
АСКОЕ	- автоматизована система контролю обліку електроенергії
ТП	- трансформаторна підстанція напругою 10/0,4 кВ
РТП	- районна трансформаторна підстанція напругою 35/10 кВ
ПЛ	- повітряна лінія електропередачі
РП	- розподільчий пристрій підстанції
з.з.	- замикання на землю
ТВП	- трансформатор власних потреб
ТН	- трансформатор напруги вимірювальний
ОЗЗ	- однофазні замикання на землю
МСЗ	- максимальний струмовий захист
ДЗЗ	- подвійне замикання на землю
ТС	- трансформатор струму
ТН	- трансформатор напруги
ОПН	- обмежувач перенапруги нелінійний
КРП	- комплектний розподільчий пристрій
к.з.	- коротке замикання
ДГР	- дугогасильні реактори
АШПФ	- автоматичне шунтування пошкодженої фази
ПВПФ	- пристрій вибору пошкодженої фази
ПТЕ	- правила технічної експлуатації

ВСТУП

Останнім часом в силу кризових явищ в економіці були припинені планові роботи зі спорудження нових електроустановок, на заміну тим, що прийшли у непридатність, а також з реконструкції діючих електромереж і їх технічного переоснащення. Це призвело до наростаючого погіршення технічного стану системи централізованого електропостачання, що в найближчій перспективі може створити важку ситуацію із забезпеченням сільських населених пунктів електроенергією. Суть погіршення технічного стану:

- не тривале використання встановленої потужності трансформаторів на розподільних і споживчих підстанціях через обвальний спад електроспоживання;
- виконання за спрощеними схемами (з використанням віддільників і короткозамикачів) багатьох розподільних підстанцій, значна вага одно трансформаторних та тупикових підстанцій;
- відсутність на більшій частині трансформаторів працюючих пристроїв регулювання напруги під навантаженням (РПН), а також обмежене застосування заземлюючих дугогасних пристроїв (ДГП) для автоматичної компенсації струмів короткого замикання на землю і обмеження перенапруг нейтралі електричної мережі; високий у цілому узагальнений коефіцієнт трансформації (УКТ);
- при реальних рівнях робочих навантажень в багатьох випадках відхилення напруги на затискачах електроприймачів значно перевищує допустимі величини;
- сумірність робочих і струмів короткого замикання на кінцевих ділянках протяжних ПЛ;
- відсутність на ПЛ, що проходять у третьому і більш високих районах кліматичних умов (РКУ) по ожеледі, технічних засобів, що запобігають руйнівному впливу ожеледі;

- незадовільна оснащеність фіксуючими приладами (індикаторами) визначення місць ушкодження (короткого замикання) повітряних ліній;
- використання на підстанціях застарілого, малонадійного і неекономічного електротехнічного устаткування з малим робочим ресурсом, що не відповідає сучасним вимогам: трансформаторів, вимикачів, роз'єднувачів, вентиляльних розрядників, комплектних розподільних пристроїв та ін;
- недостатній ступінь резервування елементів системи електропостачання споживачів; відповідальні споживачі не обладнані власними резервними джерелами електропостачання; у багатьох великих споживачів відсутнє двостороннє живлення, а при його наявності - недостатня оснащеність пристроями АВР;
- значна частка трансформаторів на розподільних і споживчих підстанціях має високу ступінь старіння і знос комплектуючих деталей і вузлів;
- незадовільна забезпеченість мереж напругою 35 кВ і нижче комутаційними апаратами, пристроями автоматичного відключення (локалізації) ушкоджених ділянок ліній, а також засобами диспетчерського, технологічного та оперативного зв'язку;
- використовувані пристрої релейного захисту та автоматики недосконалі, морально і фізично застарілі і вимагають значних витрат на налагодження і технічне обслуговування; відсутні чутливі захисти від однофазного короткого замикання в низьковольтних мережах; незначна кількість диспетчерських пунктів оснащена телемеханізованими щитами; не створені інтегровані автоматизовані системи керування підстанціями;
- використання на споживчих трансформаторних підстанціях апаратів з низьким комутаційним ресурсом, багато типів КТП мають конструктивні недоробки і технологічні дефекти; мала питома вага закритих двотрансформаторних споживчих підстанцій, без яких неможливе впровадження АВР;

- недостатня надійність блискавкозахисту, заснованого на використанні вентильних розрядників, відсутність апаратних засобів захисту від внутрішніх перенапруг;

- утруднене регулювання напруги і підтримки його в нормованих межах через різко перемінний характер добових і сезонних графіків навантажень сільських споживачів при їх загальній великій відстані від центрів живлення; зниження якості напруги на шинах електроприймачів;

- незадовільна оснащеність розподільних мереж пристроями автоматичного секціонування, телесигналізації і керування утрудняє одержання своєчасної і достовірної інформації про місце ушкодження, що збільшує час на відновлення електропостачання в після аварійному режимі;

На даний час ключовим питанням у сфері забезпечення сільських територій електроенергією стає відновлення працездатності розподільних мереж. Технічні і технологічні аспекти цієї проблеми можуть бути сформульовані досить чітко. Має бути якісне технічне відновлення розподільних мереж на базі їхньої корінної реконструкції і повномасштабного технічного переоснащення. Здійснюватися це має не лише з метою відновлення працездатності, але і для подолання технологічного відставання. Такі глобальні задачі неприпустимо здійснювати на базі існуючих у минулому проектних рішень зі збереженням колишніх мережевих параметрів. Відновлення можливе лише на концептуально новій конструкційно-технічній основі з урахуванням сучасних підходів до формування розподільної мережі підвищеної надійності. Тому необхідне вироблення нових ефективних схемних, проектних, конструктивних і компоновальних рішень, що враховують світовий досвід і передові технології.

Актуальність теми роботи обумовлена:

- зношеністю комутаційного обладнання та аварійністю в розподільчій мережі 10 кВ;

- недостатньою надійністю та чутливістю встановлених пристроїв контролю ізоляції;

- зміною режиму навантаження підстанції.

Об'єкт дослідження – трансформаторна підстанція 35/10 кВ та мережа з ізольованою нейтраллю 10 кВ.

Предмет дослідження – організаційні та технічні заходи щодо підвищення надійності роботи підстанції 35/10 кВ і розподільчої мережі шляхом обмеження струмів замикання на землю та управління режимом роботи ізольованої нейтралі.

Мета магістерської кваліфікаційної роботи - підвищення надійності роботи трансформаторної підстанції 35/10 кВ і електричної мережі 10 кВ

Для досягнення мети в роботі розв'язуються наступні задачі:

- а) аналіз перехідних процесів в електричній мережі;
- б) обґрунтування параметрів релейного захисту і автоматики підстанції;
- в) розрахунок режимів роботи ізольованої нейтралі розподільчої мережі;
- г) вибір засобів заземлення-компенсації нейтралі мережі 10 кВ.

Апробація результатів роботи. Результати магістерської кваліфікаційної роботи доповідалися та обговорювалися на семінарах кафедри електроенергетики, електротехніки та електромеханіки.

Структура та обсяг роботи. Робота складається зі вступу, шести розділів. Викладена на 96 аркушах друкованого тексту, містить 7 таблиць, 22 рисунки, використано 34 літературних джерела.

РОЗДІЛ 1. ХАРАКТЕРИСТИКА ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ В ЗОНІ ПІДСТАНЦІЇ

1.1. Коротка характеристика Барських розподільчих електричних мереж

Трансформаторні підстанції 10/0,4 кВ

Електропостачання ТП-10/0,4 кВ розподільчих мереж Барських РЕМ здійснюється від шин 10 кВ джерел живлення (ДЖ) ПС 110/35/10 кВ «Балки», ПС 35/10 кВ «Копайгород», ПС 35/10 кВ «Митки» та ПС-35/10 кВ «Верхівка».

Робота існуючих електричних мереж передбачена з ізольованою нейтраллю.

Недоліком системи з ізольованою нейтраллю є те, що при однофазних замиканнях на землю (найбільш розповсюджений вид пошкодження в електричних мережах 6-10 кВ) є ймовірність переходу однофазного КЗ у двохфазне або трифазне, що викликає відключення електроустановки. У кабельних лініях довготривала дія дуги між жилою і оболонкою кабелю приводить до руйнування та «старіння» ізоляції, і як результат до міжфазного КЗ.

У зоні діяльності Барських РЕМ розміщено – 209 ТП-10/0,4 кВ на балансі електричних мереж та 30 ТП-10/0,4 кВ, що знаходяться на балансі споживачів (загальна кількість ТП – 239 шт.).

Згідно СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005 за даними ПАТ «Вінницяобленерго» кількість обладнання що знаходиться в доброму стані становить – 40 % від загальної кількості, обладнання що потребує капітального ремонту та реконструкції – 60 % від загальної кількості (крім абонентських).

Доля зношеного обладнання (ТП), що експлуатується 1,5 - 2 нормативних терміни, щорічно збільшується і складає більше 90%.

Трансформаторні підстанції 110/35/10 кВ, 35/10 кВ

Живлення існуючих споживачів ТП-10/0,4 кВ Барських РЕМ здійснюється від шин 10 кВ ПС 110/35/10 кВ «Балки», ПС 35/10 кВ «Копайгород», ПС 35/10 кВ «Митки», ПС 35/10 кВ «Верхівка».

За даними ПАТ «Вінницяобленерго» термін експлуатації основних груп високовольтного обладнання цих підстанцій знаходиться в межах від 29 років (ПС 110/35/10 кВ «Балки») до 51 року (ПС 35/10 кВ «Копайгород») та 34 і 38 років – (відповідно ПС 35/10 кВ «Митки» та ПС 35/10 кВ «Верхівка»), тобто спостерігається тенденція старіння основних фондів. Крім того слід відмітити наступні виявленні недоліки:

- схема первинних з'єднань РУ 110 кВ ПС 110/35/10 кВ «Балки» із віддільниками і короткозамикачами у колах трансформаторів;
- роз'єднувачі 110 кВ без автоматичного приводу;
- усі силові трансформатори 35/10 кВ не обладнанні пристроями регулювання напруги під навантаженням;
- на підстанціях, що розглядаються на усіх напругах 110, 35, 10 кВ експлуатуються масляні вимикачі;
- низький рівень керованості всіх елементів мережі.

Пристрої релейного захисту, апаратури зв'язку та телемеханіки виконані на електромеханічній та напівпровідниковій базі, понад нормативний термін експлуатації яких призводить до відхилень захисних характеристик від нормованих.

Експлуатація високовольтного обладнання і пристроїв РЗА ускладнюється у зв'язку з припиненням випуску запасних частин до них.

Із усього наведеного вище, для оптимальних умов забезпечення надійного і безпечного постачання споживачам електроенергії належної якості необхідно подолати тенденцію старіння основних фондів РЕМ шляхом їх реконструкції та технічного переоснащення на нових принципах і новій технічній базі у відповідності з вимогами наведеними у СОБУ МЕВ ЕЕ 40.1-00100227-01:2016.

Основні номінальні параметри та характеристики джерел живлення Барських РЕМ вузла наведені в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1

Основні номінальні параметри та характеристики ПС 110 та 35 кВ

Назва об'єкта	Рік введення в експлуатацію	Кількість та потужність трансформаторів, МВА		Завантаження трансформаторів, МВА (%)	
		T1	T2	T1	T2
ПС 110/35/10 кВ «Балки»	1988	10,0	10,0	3,72 (37,2)	2,97 (29,7)
ПС 35/10 кВ «Копайгород»	1978	4,0	-	1,12 (28)	-
ПС 35/10 кВ «Митки»	1965	2,5	-	1,53 (61,2)	-
ПС 35/10 кВ «Верхівка»	1982	1,6	-	0,72 (45)	-

Технічний стан елементів розподільчих електричних мереж 10 кВ

Технічний стан елементів розподільчих електричних мереж наведено згідно інформації ПАТ «Вінницяобленерго» станом на 01.01.2019 р.

Сучасний стан розподільних та живлячих електричних мереж Барських РЕМ потребує значних покращень основних техніко-економічних характеристик та виконання різних видів робіт (реконструкції, модернізації чи технічного переоснащення), що обумовлено наступними причинами:

- висока ступінь фізичного і морального зношення електрообладнання (термін експлуатації сягає 45 років та більше);
- значні втрати електричної енергії (як чисто технічні, так і комерційні) до 15 %;
- низький рівень автоматизації об'єктів електричних мереж. У мережах 6-10 кВ низький рівень розвитку і інтеграції автоматизованих систем

оперативно-технологічного управління та моніторингу. Усі перемикання та переконфігурація схеми здійснюються вручну оперативним персоналом.

В табл. 1.2 приведені основні показники технічного стану елементів розподільчих електричних мереж 10 кВ Барських РЕМ.

Таблиця 1.2

Технічний стан елементів розподільчих електричних мереж 10 кВ Барських РЕМ

	Загальна кількість, км./шт.	Найменування показників (%)			
		добрий	підлягають:		
			капітальному у ремонту	Реконструкції	повній заміні (не придатні для подальшої експлуатації)
ПЛ 10 кВ	439,1	45,0	55,0	-	-
КЛ 10 кВ	-	-	-	-	-
ПЛ 0,4 кВ	661,387	16,8	58,25	15,75	9,2
КЛ 0,4 кВ	0,230	-	100,0	-	-
ЗТП-6(10)/0,4 кВ	14*	50,0	28,6	21,4	-
КТП-6(10)/0,4 кВ	195*	49,5	27,8	20,6	2,1
ЩТП-6(10)/0,4 кВ	-	-	-	-	-

* без абонентських ТП-10/0,4 кВ

Перераховані недоліки стану мережі 10 кВ знижують індекс середньої тривалості відключень (SAIDI) та індекс середньої частоти відключень у системі (SAIFI) міжнародних показників надійності електропостачання споживачів.

Застаріле обладнання, примітивні схеми і таке ж конструктивне виконання розподільчих мереж – це головні причини досить великих втрат електричної енергії, незадовільної надійності електропостачання, значних витрат на аварійно-відновлювальні роботи та на відшкодування збитків для

споживачів від аварійного недовідпуску електроенергії, низького рівня безпеки експлуатації електричної мережі.

Електричні мережі, їх схеми та обладнання у сучасному стані концептуально не адаптовані до вимог, що стоять перед сферою енергозабезпечення. За таких умов система електропостачання не задовольняє вимогам до надійності, якості, а головне, не приносить бажаних прибутків. Тому актуальним постає прийняття рішення щодо реконструкції і модернізації електричної системи розподілення. Реконструкція передбачає повну або часткову заміну обладнання ліній електропередач, заміну потужності силових трансформаторів, приводів, опор і таке інше і в цілому всієї системи. Модернізація – це впровадження в існуючу систему нового більш ефективного обладнання.

1.2. Захист від однофазних замикань на землю в розподільних мережах 6-10 кВ

Для того щоб система була стійкою необхідно усунути випадки раптового пробоя ізоляції через її зношення, що в подальшому призводить до виходу з ладу устаткування. Тому дуже важливо розробити захист, що здатний забезпечити постійний контроль ізоляції. Щоб досягти цього, слід переглянути стандарти систем захистів, нові методів управління роботою енергосистеми і вивчення нових захистів заснованих на мікропроцесорній техніці. Розглянемо існуючі різновиди захистів від ОЗЗ.

1.2.1. Захист нульової послідовності (ЗНП)

ЗНП здатний вимірювати напругу і працювати на відключення лінії з ОЗЗ лише тоді, коли одна лінія відходить від збірних шин. Даний має свої важливі відмінні якості - високочастотна складова в напругах нульової послідовності [1] практично не проявляється, що дає перевагу в її функціонуванні, зокрема, коли проявляється ОЗЗ, яке в подальшому проходить перемежованими і

переривчастими дугами. Також на спрацьовування захисту не впливає дугогасячий реактор.

1.2.2. Ненаправлені струмові захисти

У певних ситуаціях надійність захисту можна забезпечити, використовуючи ненаправлений захист нульової послідовності.

Струм, в результаті якого реагує ненаправлений захист потрібно підлаштовувати, враховуючи вплив ємнісного струму приєднання. У більшості випадків даний захист безпорадний на приєднанні з високим ємнісним струмом. Особливу увагу викликає ненаправлений захист НП на відносному вимірі. Цей захист здатний діяти в момент ОЗЗ при виникненні напруги НП, а також здатний порівняти струми НП захищеної ділянки. Даний захист не здатний нормально спрацьовувати при використанні в лінії дугогасного реактора або ж якщо мало приєднань до збірних шин.

1.2.3. Направлені захисти

Направлений захист має в експлуатації більший діапазон у порівнянні з ненаправленим захистом, він здатний спрацьовувати на напруги НП з гармонічними складовими струмів. Струми спрацьовування у спрямованого захисту приймаються набагато нижче, ніж у ненаправленого захисту завдяки тому, що він спочатку є відділеним від власних ємнісних струмів. В результаті спрямований захист виходить більш чутливим і ефективним.

На рис. 1.1 показана структурна схема направленого захисту типу ЗПП – 1М.

Направлений захист має велике сімейство пристроїв, до яких входять дистанційні захисти, що здатні спрацьовувати на провідності ланцюга НП і на їх окремих складових. Так само тут присутні пристрої, що реагують на напрям потужності і величину струму НП. У стадії вивчення перебувають захисти, що спрацьовують на інтервал вироблення миттєвих величин гармонічних складових напруги і струму НП.

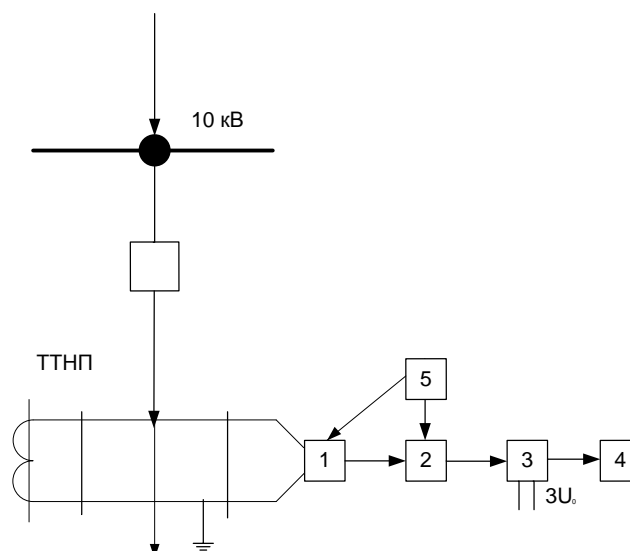


Рис. 1.1. Структурна схема направленої захисту типу ЗПП – 1М

Великою проблемою даного захисту є складність налаштування вставок. На практиці для того щоб виставити вставки необхідно на початку встановити мінімальні вставки. У разі якщо захист спрацює неправильно, то слід вставки округлити до того часу, поки захист не стане працювати стабільно.

Такий спосіб сильно знижує експлуатацію даного захисту і знижує його ефективність. Виробник захистів від ОЗЗ приводить максимальну чутливість захистів. Оскільки захист може сприймати струми ОЗЗ близько 0.2-0.3 А, то це призводить до обману експлуатаційників, бо не бере до уваги реальних умов роботи захисту. Проблема полягає в присутності небалансу реальної мережі, тобто в робочій системі існують сигнали, на які захист реагує як на ОЗЗ. Якщо не враховувати всі ці особливості, то захист не зможе працювати правильно.

При наявності в системі дугогасних реакторів (ДГР), застосування направлених і ненаправлених захистів є неефективним способом. Відмінний результат в даній ситуації дає застосування захистів, що здатні аналізувати прикладений струм з частотою, відмінною від промислової. Наприклад, можна привести підключення в нейтраль мережі, джерело струму в 25 герц і аналізувати струми з цієї ж частотою в захищених приєднаннях.

1.2.4. Абсолютний і відносний замір

Найпоширенішими захистами в системах 6-10 кВ, є струмовий захист абсолютного виміру, що працює на аналізі рівня вищих гармонік в струмах даної системи і зіставляє його з заданою вставкою. А захист відносного виміру, працює на зіставленні рівнів вищих гармонік в струмах НП всіх приєднаннях даного ланцюга.

Захист абсолютного виміру не є надійним в разі мінливості складу і рівня вищих гармонік в струмах НП, що є нормою для мереж 6-10 кВ працюючих підприємств.

Висновки до розділу 1

На базовому підприємстві має місце застаріле обладнання, примітивні схеми і таке ж конструктивне виконання розподільчих мереж. Все це призводить до великих втрат електричної енергії, незадовільної надійності електропостачання, значних витрат на аварійно-відновлювальні роботи та на відшкодування збитків для споживачів від аварійного недовідпуску електроенергії.

В розділі розглянуто та надана характеристика існуючих різновидів захистів від однофазних замикань на землю в розподільних мережах 6-10 кВ: захист нульової послідовності; ненаправлені струмові захисти; направлені захисти; струмові захисти абсолютного і відносного заміру.

РОЗДІЛ 2. ВИБІР ЕЛЕКТРИЧНОГО ОБЛАДНАННЯ РОЗПОДІЛЬЧИХ ПРИСТРОЇВ ПІДСТАНЦІЇ

2.1. Перевірка шин і роз'єднувачів напругою 35 кВ

Шини і роз'єднувачі належать до важливої лінійної арматури розподільчих підстанцій. Шини ВРП 35 кВ перевіримо за тривало-допустимим струмом [24]:

$$I_{\text{тр.доп.}} \geq I_{\text{р.мах}}, \quad (2.1)$$

де $I_{\text{тр.доп}}$ - тривало-допустимий струм для шин вибраного перерізу та виду, А;
 $I_{\text{р}}$ - максимальний робочий струм на стороні 35 кВ, А. Він визначається за формулою:

$$I_{\text{р.мах}} = \frac{1,4 \cdot 2 \cdot S_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}, \text{ А}, \quad (2.2)$$

де $S_{\text{н}}$ - номінальна потужність трансформатора, $S_{\text{н}} = 4000$ кВА;

$U_{\text{н}}$ - номінальна напруга, $U_{\text{н}} = 35$ кВ;

1,4 – коефіцієнт, що враховує 40% перевантаження трансформатора. Таким чином

$$I_{\text{р.мах}} = \frac{1,4 \cdot 2 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 184,8 \text{ А.}$$

Перевіряємо шини за економічною густиною струму:

$$F_{\text{р}} = \frac{I_{\text{р.мах}}}{J_{\text{ек}}}, \text{ мм}^2, \quad (2.3)$$

де $F_{\text{р}}$ - розрахунковий переріз шини, мм²;

$J_{\text{ек}}$ - економічна густина струму, А/мм²;

$I_{\text{р.мах}}$ - максимальний робочий струм, А.

$$F_p = \frac{1184.8}{1,3} = 142,1 \text{ мм}^2.$$

Гнучкі шини виконані проводом АС-95, оскільки такий варіант влаштовує за умовою перевірки шин на тривало-допустимий струм.

$$I_{p.\max} \leq I_{\text{тр.доп.}} \quad 2.4)$$

Тривало допустимий струм для АС-95 [24]:

$$I_{\text{тр.доп.}} = 375 \cdot \sqrt{\frac{70-35}{45}} = 330,7 \text{ А.}$$

Вибрані шини задовольняють умові, оскільки:

$$330,7 \text{ А} \geq 184,8 \text{ А.}$$

Перевіримо роз'єднувачі напругою 35 кВ. Вони служать для включення та відключення електричних кіл без навантаження і для створення їх видимого розриву.

При виборі та перевірці роз'єднувачів необхідно дотримуватися наступних умов:

- за номінальною напругою:

$$U_{н.р} \geq U_{н.уст.}, \quad 2.5)$$

де $U_{н.р.}$ - номінальна напруга роз'єднувача, кВ;

$U_{н.уст.}$ - номінальна напруга установки, кВ.

- за номінальним струмом роз'єднувача

$$I_{н.р.} \geq I_{п.\max}; \quad 2.6)$$

- за електродинамічною стійкістю:

$$i_y^{(3)} \leq i_{\max}; \quad 2.7)$$

де $i_y^{(3)}$ - ударний струм КЗ, в місці встановлення вимикача, кА; i_{\max} - амплітудне значення струму, гарантоване заводом-виробником, кА.

- за діючим значенням струму динамічної стійкості:

$$I_{ст} \leq I_{д.н}; \quad 2.8)$$

де $I_{ст}$ - діюче значення струму динамічної стійкості в місці встановлення роз'єднувачів, кА;

$I_{д.н.}$ - діюче значення граничного наскрізного струму КЗ, кА.

- за номінальним тепловим імпульсом:

$$B_k \leq I_{т.н.}^2 \cdot t_{т.н.} \quad \text{або} \quad I^{(3)2}_k \cdot t_k \leq I_{т.н.}^2 \cdot t_{т.н.} \quad 2.9)$$

де B_k - тепловий імпульс струму, що відповідає кількості теплоти, котра виділяється в апараті протягом короткого замикання;

$t_{т.н.}$ - номінальний час термічної стійкості вимикача при протіканні струму $I_{т.н.с.}$;

$I_{т.н.}$ - допустимий струм термічної стійкості вимикача протягом часу $t_{т.н.}$.

Дані про вибір і перевірку роз'єднувачів приведені в табл.2.1.

Таблиця 2.1

Умови вибору і результати перевірки роз'єднувача РЛНД-35/630

Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані
1. $U_{н.р.} \geq U_{н.уст.}$	35	35
2. $I_{н.р.} \geq I_{р.мах.}$		1000
3. $i^{(3)}_y \leq i_{мах}$		25
4. $I_{ст} \leq I_{д.н}$		25
5. $I^{(3)2}_k \cdot t_k \leq I_{т.н.}^2 \cdot t_{т.н.}$	$2,05^2 \cdot 1,5 = 6,3 \text{ кА}^2\text{с}$	400

Отже, встановлені в розподільчому пристрої 35 кВ роз'єднувачі типу РЛНД-35/630 з приводом ПРН-35 задовольняють умовам вибору.

2. 2. Вибір вимикачів напругою 35 кВ

В розподільчому пристрої підстанції 35 кВ працюють масляні вимикачі

типу ВТ-35 і С-35, що виробили свій ресурс і тому мають низьку надійність. У зв'язку з цим їх доцільно замінити на сучасні елегазові чи вакуумні вимикачі.

Умови вибору вимикачів відображені у виразах (2.5)...(2.9). Відмінність полягає лише у тому, що тепер відзначені в (2.5)...(2.9) параметри відносяться вже до вимикачів, а не роз'єднувачів.

Розрахунковим умовам мережі відповідає вимикач елегазовий баковий серії ВГБ-35-12,5/630 У1 з електромагнітним приводом, призначений для експлуатації в електричних мережах змінного струму частотою 50 і 60 Гц з номінальною напругою 35 кВ.

Вимикач є комплексним апаратом, що складається з власне вимикача, вбудованих трансформаторів струму і приводу, та має наступні технічні характеристики [24]:

- номінальна напруга - 35 кВ, найбільша напруга - 40,5 кВ;
- номінальний струм - 630 А, номінальний струм відключення - 12,5 кА;
- номінальний відносний зміст аперіодичної складової - 32%;
- струм КЗ: найбільший пік - 32 кА, трьох секундний струм термічної стійкості - 12,5 кА, струм ємності одиночної конденсаторної батареї, що відключається, не більш - 630 А;
- власний час відключення 0,04+0,005 с, повний час відключення 0,065-0,01с, мінімальна без струмова пауза при АПВ 0,3 с, власний час включення не більше 0,12 с;
- умови праці екстремальні: ожеледь при товщині кірки льоду до 20 мм і вітрі швидкістю до 15 м/с, а за відсутності ожеледі - при вітрі швидкістю до 40 м/с.

Номінальний надмірний тиск елегазу (тиск заповнення) при температурі 20°C становить 0,45 МПа, мінімальний робочий надмірний тиск при температурі 20°C становить 0,30 МПа. Надмірний тиск: сигналізація про витік елегазу при тиску 0,33 МПа, автоматична подача команди на відключення вимикача - при 0,3 МПа. Періодичність підживлення вимикача елегазом становить 15 років.

Випробувальна напруга промислової частоти: для внутрішньої ізоляції однохвилинна - 95 кВ; для зовнішньої ізоляції при плавному підйомі, сухорозрядна 105 кВ, під дощем - 85 кВ. Випробувальна напруга грозових імпульсів: повний імпульс 185 кВ, зрізаний імпульс 230 кВ.

Механічна зносостійкість 5000 циклів В-тп-О. Комутаційний ресурс: при 60-100% номінального струму відключення - 33 операції, при 30-60% номінального струму відключення - 70 операцій, при номінальному струмі - 2000 операцій.

Номінальна напруга електромагнітів управління: при живленні постійним струмом - 110; 220 В, при живленні змінним струмом - 220 В. Діапазон робочої напруги від номінального значення електромагнітів управління: що включає при живленні постійним або випрямленим струмом - 85-110 %, що відключає при живленні постійним струмом - 70-110 %, що відключає при живленні випрямленим струмом - 65-120 %.

Споживаний струм (не більше), для вмикаючих електромагнітів: при $U_{ном}=220$ В - 50 А, при $U_{ном}=110$ В - 100 А; для вимикаючих: при $U_{ном}=220$ В - 2,5 А, при $U_{ном}=110$ В - 5 А. Номінальний струм допоміжних кіл 10 А.

Струм відключення комутуючих контактів для зовнішніх допоміжних кіл при напрузі 110/220 В: змінного струму - 10/10 А, постійного струму - 2/1 А. Кількість вільних допоміжних контактів: замикаючих - 3 шт., розмикаючих - 3 шт.

Потужність пристроїв (не більше): вимикача виконання УХЛ1 - 0,8 кВт, приводу виконань: Т1 - 0,2 кВт, УХЛ1 - 0,8 кВт. Розривна потужність контактів сигналізатора тиску, не більш: постійного струму 10 Вт, змінного струму 20 В·А.

Комутований струм сигналізатора тиску 0,01-1,0 А. Напруга комутуваних кіл сигналізатора тиску не більше 220 В.

Для вимикачів із залежним живленням приводу діапазон робочої напруги змінного струму на затисках випрямляча 200-242 В. Потужність однофазного трансформатора для живлення випрямляча - не меншого 25 кВА. При цьому

забезпечується включення з посадкою на клямку на струми КЗ до 12,5 кА. Застосування індуктивних накопичувачів енергії не потрібне.

Для виключення впливу вібрації контактів сигналізатора тиску при включенні і відключенні вимикача в колі їх нормально закритих контактів має бути включене проміжне реле часу (наприклад, РП-256 або РП-18) з витримкою 0,4-0,6 с.

2.3. Перевірка шин і вибір вакуумних вимикачів на стороні напруги 10 кВ

Збірні шини розподільчих пристроїв 10 кВ виконують шинами прямокутного перерізу. Вибір шин РП-10 кВ виконується аналогічно вибору шин РП-35 кВ.

Вибір по економічній густині струму:

$$F_p = I_{p.\max} / J_{ск}, \text{ мм}^2,$$

де $I_{p.\max}$ – робочий максимальний струм, А;

$$F_p = 63,3 / 1,3 = 48,7 \text{ мм}^2.$$

За довідником приймаємо алюмінієві шини перерізом 50x5, тривало-допустимий струм для яких при одній на фазу становить $I_{т.д.} = 665 \text{ А}$ [24].

Перевіряємо вибрані шини за умовою тривало-допустимого струму:

$$I_{p.\max} \leq I_{т.д.}$$

$$I_{т.д.} = I_{т.д.}^1 \cdot \sqrt{\frac{70-35}{45}} = 665 \cdot \sqrt{\frac{70-35}{45}} = 586,5 \text{ А}.$$

Вибрані шини задовольняють умові тривало-допустимого струму, оскільки

$$63,3 \text{ А} < 586,5 \text{ А}$$

Перевіряємо шини на динамічну стійкість.

При цьому повинна виконуватись умова:

$$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{роз}}.$$

При КЗ між шинами виникають електродинамічні зусилля:

$$f^{(3)} = 1,76 \cdot K_{\phi-t}^{(3)2} \cdot 1,5 \cdot 10^{-1} / Q,$$

$$f^{(3)} = 1,76 \cdot 1 \cdot 654^2 \cdot l \cdot 10^{-1} / 0,25 = 48,2 \text{ Н.}$$

Момент опору для шин, розміщених в одній горизонтальній площині:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{0,05 \cdot 0,005^2}{6} = 2,08 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2,$$

де b, h – відповідно, ширина і товщина шини, м.

Розрахункова напруга при згині:

$$\sigma_{\text{роз}} = f^{(3)} \cdot l / (10W),$$

$$\sigma_{\text{роз}} = 48,2 \cdot 1,5 / (10 \cdot 2,08 \cdot 10^{-7}) = 34,7 \text{ МПа.}$$

$$\sigma_{\text{доп}} = 70 \text{ МПа;}$$

Шини марки АТ (50x5) механічно стійкі, так як $\sigma_{\text{роз}} \geq \sigma_{\text{доп}}$, тобто

$$34,7 \text{ МПа} \leq 70 \text{ МПа.}$$

Перевірку шин на термічну стійкість здійснюють визначенням мінімального перерізу і порівнянням його з вибраним.

Мінімальний переріз знаходиться по формулі:

$$F_{\text{min}} = 1/C \sqrt{B_k}, \text{ мм}^2,$$

де C – коефіцієнт, який для шин із алюмінію дорівнює $88 \text{ А}^2 \cdot \text{С} / \text{мм}^4$ [18]; B_k – тепловий імпульс,

$$B_k = I_{\text{кз}}^{(3)2} \cdot (t_{\text{вим}} + t_3), \text{ А}^2 \cdot \text{С}^2 / \text{мм}^2,$$

де $t_{\text{вим}}$ – час вимикання вимикача, с, $t_{\text{вим}} = 0,3$ с;

t_3 – час спрацювання захисту, с; $t_3 = 0,1$ с [24].

$$B_k = 184^2 \cdot (0,3 + 0,1) = 405142,4 \text{ А}^2 \cdot \text{С}^2 / \text{мм}^2,$$

тоді $F_{\text{min}} = 2,9 \text{ мм}^2$.

Встановлені на підстанції шини перерізом 50x5 задовольняють умові термічної стійкості, оскільки $F_{\text{шин}} = 20 \text{ мм}^2$ і відповідно до умови

$$20 \text{ мм}^2 > 2,9 \text{ мм}^2.$$

Враховуючи те, що в РП 10 кВ встановлені оливкові вимикачі типу ВМП-10, що виробили свій ресурс, то здійснюємо модернізацію комірок із заміною

цих вимикачів на вакуумні типу ВВ/TEL–10, вибір і перевірка яких виконується аналогічно вибору вимикачів на стороні 35 кВ. Розрахункові дані мережі і каталожні дані вимикачів напругою 10 кВ зведені у табл. 2.2.

Таблиця 2.2

Розрахункові дані мережі і каталожні дані вимикачів

Умови вибору	Розрахункові дані мережі	Каталожні дані вимикача ВВ/TEL - 10
$U_{н.в} \geq U_{н.уст}, \text{кВ}$	10	10
$I_{н.в} \geq I_{р.мах}, \text{А}$	323,32	630
$I_{н.в} \geq 1,1 \cdot I_{\infty}^{(3)}, \text{кА}$		20
$i_y^{(3)} \leq i_{мах}$		25
$I_{\infty}^{(3)} \cdot t_k \leq I_{т.н}^2 \cdot t_{т.н}$	$3,184^2 \cdot 1,5 = 15,2$	$10^2 \cdot 5 = 500$

Вибрані вимикачі типу ВВ/TEL–10-20/630 з вбудованими приводами адаптуються замість оливових вимикачів в комірки типу КРН-III-10.

Модернізований комплектний розподільний пристрій типу КРН-III-10 показано на рис. 2.1.

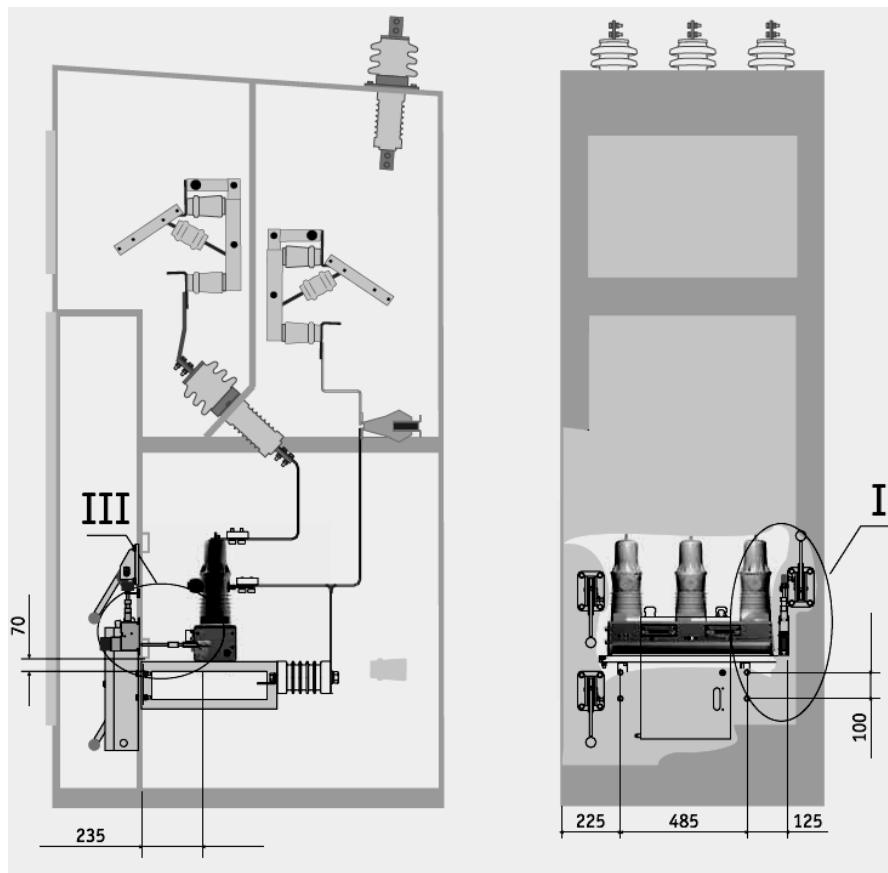


Рис. 2.1. Модернізований комплектний розподільний пристрій КРН-III-10

2.4. Вибір трансформаторів струму і напруги

Розрахункові струми відхідних ліній не перевищують первинні номінальні струми трансформаторів струму, що встановлені в комірках цих ліній, тому немає необхідності в заміні таких ТС при модернізації, за виключенням ТС ввідних та секційної комірок.

Так як потужність силових трансформаторів підстанції збільшується з 2500 кВА до 4000 кВА, то трансформатор струму секційного вимикача ТПЛ-10(150/5) замінюємо на більш потужний ТПЛ-10(250/5). Такі ж самі трансформатори струму приймаються для встановлення у ввідних комірках.

А оскільки ніяких змін в схемі підключення та переліку вимірювальних приладів трансформатора напруги не передбачається, то без заміни залишаються також трансформатори напруги НТМИ-10.

Виберемо трансформатор власних потреб РТП 35/10 кВ.

Його необхідність обумовлена тим, що на РТП невелика частина електроенергії використовується для власних потреб: оперативні кола, електричне освітлення, прилади обігрівання лічильників та приводів вимикачів. Як правило для цього використовуються масляні трансформатори серії ТМ із схемою з'єднання обмоток зірка-зірка та виведеною нейтральною точкою. Потужність, споживана трансформатором власних потреб, складає 1 % від загальної потужності трансформаторів на РТП.

$$S_{\text{твп}} = 0,01 \cdot \sum S_{\text{т}}, \text{ отже}$$

$$S_{\text{твп}} = 0,01 \cdot 8000 = 80 \text{ кВА.}$$

Приймаємо 2 трансформатори типу ТМ-40-10/0,4, які приєднуються до виходу 10 кВ трансформатора 35/10 кВ через запобіжники типу ПКТ-10.

Типова схема власних потреб наведена на рис. 2.2.

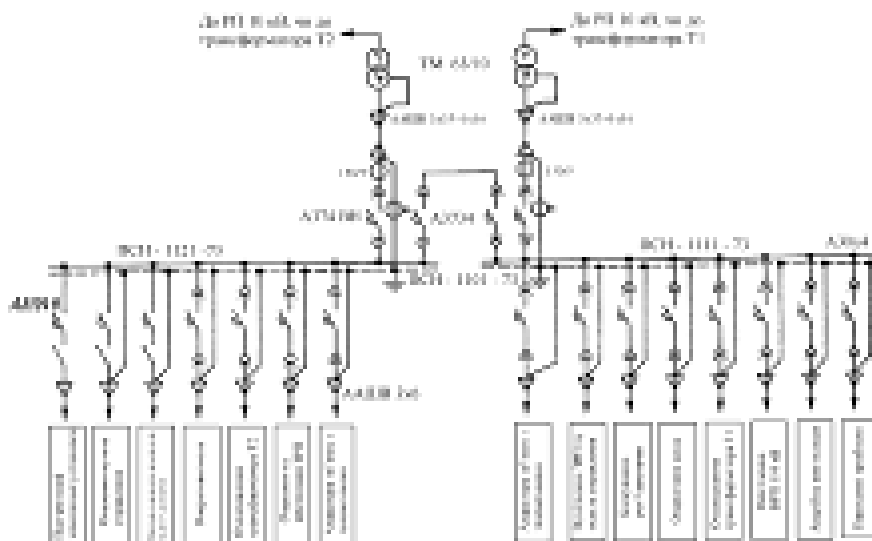


Рис. 2.2. – Типова схема власних потреб ПС

2.5. Вибір обмежувачів перенапруги

Для захисту електрообладнання у колі комутації вакуумними вимикачами ВВ/ТЕЛ-10, встановлюються обмежувачі перенапруги типу ОПН-РС(КР)/ТЕЛ.

При виготовленні обмежувачів використовуються нелінійні металооксидні варистори кращих світових виробників. Колонка варисторів міститься між металевими електродами і спресовується в оболонку зі спеціального атмосферостійкого полімерного матеріалу. Полімерний корпус забезпечує необхідні механічні й ізоляційні властивості обмежувача. ОПН/ТЕЛ є герметичним монолітним виробом, що надійно захищений від зовнішніх впливів у виконаннях УХЛ1 і УХЛ2, які призначені відповідно для зовнішнього та внутрішнього встановлення.

Термін служби ОПН складає 25 років, термін збереження 5 років.

Повітряна мережа 10 кВ має наступні вихідні параметри:

- найбільша робоча напруга мережі у місці встановлення ОПН -11,5 кВ;
- наявність у даній мережі ПЛ у ненаселеній місцевості;
- допустима тривалість однофазного з.з. (обмежень немає) - t=24 години;
- відсутнє автоматичне шунтування ушкодженої фази (АШФ);

- кратність внутрішніх перенапруг $K_{\max}=5$;
- струм однофазного з.з. (без урахування пристрою компенсації) - відсутні точні дані;
- протяжність повітряних ліній у мережі складає 150 км;
- установлення ОПН - зовнішнє (ступінь забрудненості атмосфери - IV);
- група вентильного розрядника (відповідного ОПН)—IV.

Вибір ОПН

1. Вибираємо обмежувач серії ОПН-РС/TEL, придатній для зовнішнього встановлення.

2. Для вибраного обмежувача [19] для $U_{HP}=11,5$ кВ та $K_0=1,1$ при $t=24$ години знаходимо $U_d=11,2$ кВ.

3. Згідно з [19] вибираємо ОПН-РС/TEL-10/11,5.

4. Приймаємо обмежувач ОПН-РС/TEL-10/11,5-УХЛ2 внутрішньої установки.

5. Для даного обмежувача залишкова напруга при $I_n=10$ кА (8/20 мкс) складає $U_3=35,8$ кВ, а при $I_n=5$ кА (8/20 мкс) відповідно $U_3=33,3$ кВ.

6. Відповідний вентильний розрядник IV групи забезпечує залишкову напругу при струмі 5 кА (8/20 мкс) $U_3=45$ кВ.

Отже, вибраний ОПН за значенням U_3 , відповідає вихідним параметрам.

7. Розрахунок енергії, яка виділяється в ОПН при внутрішніх перенапругах, визначаємо за повним струмом однофазного замикання на землю I_0 . Так як цей струм не зазначений, то використаємо наведену в [19] оцінку I_0/L : при $U_n=10$ кВ для повітряних ліній питомий струм замикання на землю складає 0,025 А/км. Для даної мережі протяжність ПЛ дорівнює 150 км, що відповідає струму:

$$I_0 = 0,025 \text{ А/км} \times 150 \text{ км} = 3,75 \text{ А.}$$

8. Відповідно до [19] визначаємо, що при $U_n=10$ кВ, $U_{н,р}=11,5$ кВ і струмі $I_0=3,75$ А виділяється при внутрішніх перенапругах енергія W .

9. За даними [19], енергія, що поглинається обмежувачем, сягає значення 41,4 кДж, тому можна прийняти обмежувач типу ОПН-РС/TEL-10/11,5-УХЛ1.

Вольт-часова характеристика ОПН це залежність кратності напруги $T=U/U_0$, яку може витримувати ОПН, від часу її впливу t . Ця характеристика дає змогу визначити допустимий проміжок часу t , протягом якого ОПН може бути під впливом напруги U частоти 50 Гц заданої кратності T .

Значення кратності напруги, що знаходяться нижче вольт-часової характеристики, є допустимими для даного типу ОПН. При виборі ОПН повинна використовуватись вольт-часова характеристика, що задана для обмежувача, який попередньо піддавався нормованим випробувальним навантаженням, визначеним МЕК 60099-4 відповідно до величини номінального розрядного струму і класу пропускнуої здатності (криві 2 на рис. 2.3).

Фазну ємність приєднання C_Φ , (нФ) визначають за погонною частковою ємністю C_{11} (нФ/км) на землю фази кабелю [19], що приєднує силовий трансформатор до вакуумного вимикача, за виразом

$$C_\Phi = C_{11} \cdot l / 1000,$$

де l - довжина кабелю, м.

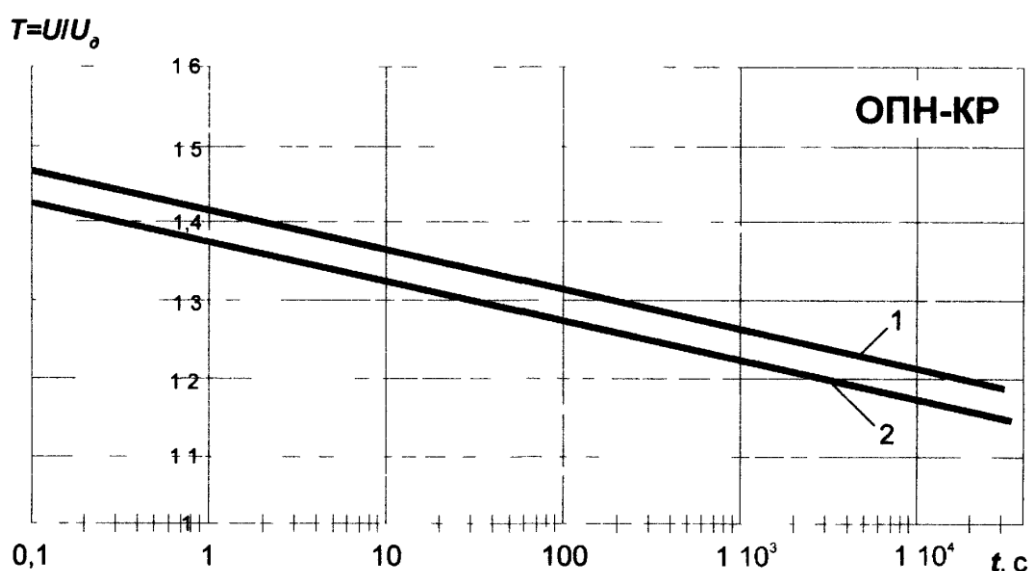


Рис.2.3. Вольт-часові характеристики ОПН-РС: 1- до навантаження; 2 - після навантаження енергією, що еквівалентна впливу одного імпульсу струму великої амплітуди (4/10 мкс)

Струм холостого ходу I_{XX} (А) визначають за паспортними даними силового трансформатора.

Вибір ОПН для обмеження внутрішніх перенапруг здійснюють за тривало допустимою робочою напругою, навантаженням енергією ВП та кліматичним виконанням.

Захисні характеристики ОПН/TEL приведені на рис. 2.4.

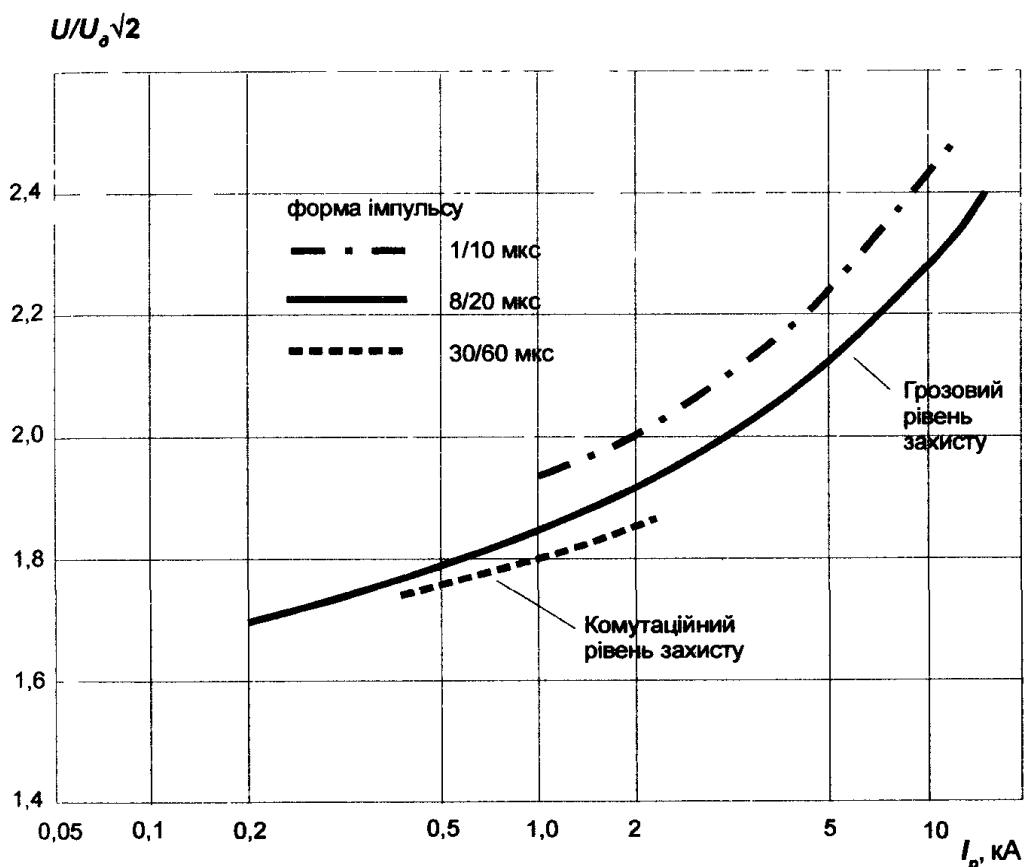


Рис. 2.4. Захисні характеристики ОПН/TEL

У випадку знаходження режимів електроустановок в зоні нижче наведених кривих, трансформатори необхідно захистити комплектом ОПН.

Бажане місце встановлення ОПН - приєднання до затискачів лінійних струмопроводів та баку трансформатора (оболонки кабелю).

Області безпечної роботи для силових трансформаторів з нормальною ізоляцією в приєднаннях з вакуумними вимикачами TEL представлені на рис. 2.5.

Отже, для захисту електрообладнання підстанції від атмосферних і

комутаційних перенапруг використовують нелінійні обмежувачі перенапруг ОПН-TEL 35/38,5 ХХЛ1 (замість розрядника РВС-35) на стороні 35 кВ і ОПН-РС/TEL 10/12,7 ХХЛ1 (замість розрядника РВО-10) на стороні 10 кВ (табл. 2.4).

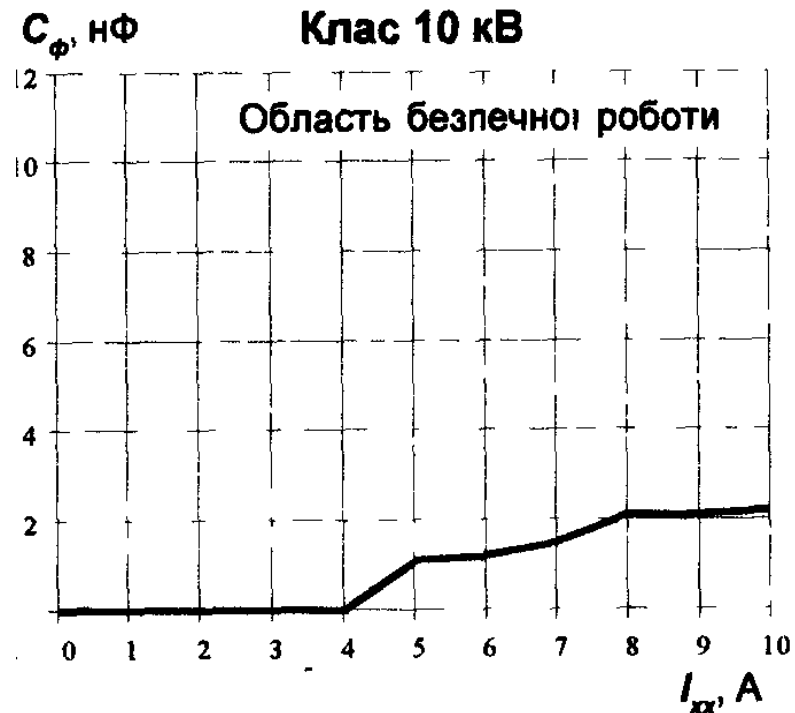


Рис. 2.5. Області безпечної роботи для силових трансформаторів з нормальною ізоляцією в приєднаннях з вакуумними вимикачами TEL

Таблиця 2.3

Основні технічні параметри ОПН

Параметри і технічні дані	ОПН-РС/TEL 10/12,7 ХХЛ1	ОПН-Т/TEL 35/38,5 ХХЛ1
Клас напруги мережі, кВ	10	35
Найбільша робоча допустима напруга, кВ		
Номінальний розрядний струм при імпульсі 8/20 мкс, кА		
Максимальна амплітуда імпульсу струму 4/10 мкс, кА	65	100

Висновки до розділу 2

Розділ присвячено вибору електричного обладнання розподільчих пристроїв підстанції. В рамках цього вибору здійснена перевірка, за тривало-допустимим струмом, шин і роз'єднувачів напругою 35 кВ. Перевірка засвідчила, що вибрані шини задовольняють умові. Задовольняють умовам вибору також встановлені в розподільчому пристрої 35 кВ роз'єднувачі типу РЛНД-35/630 з приводом ПРН-35.

При виборі вимикачів встановлено, що розрахунковим умовам мережі відповідає вимикач елегазовий баковий серії ВГБ-35-12,5/630 У1 з електромагнітним приводом, який призначений для експлуатації в електричних мережах змінного струму частотою 50 і 60 Гц з номінальною напругою 35 кВ.

Перевірка шин показала, що встановлені на підстанції шини перерізом 50x5 задовольняють умові термічної стійкості. При модернізації комірок здійснена заміна оливкових вимикачів типу ВМП-10 на вакуумні типу ВВ/TEL-10. Вибрані вимикачі з вбудованими приводами адаптуються замість оливкових вимикачів в комірки типу КРН-III-10. Для захисту електрообладнання у колі комутації вакуумними вимикачами ВВ/TEL-10, встановлюються обмежувачі перенапруги типу ОПН-РС(КР)/TEL. Для захисту електрообладнання підстанції від атмосферних і комутаційних перенапруг використано нелінійні обмежувачі перенапруг ОПН-TEL 35/38,5 ХХЛ1 на стороні 35 кВ і ОПН-РС/TEL 10/12,7 ХХЛ1 на стороні 10 кВ.

РОЗДІЛ 3. МОДЕРНІЗАЦІЯ КОМПРОК РОЗПОДІЛЬЧОГО ПРИСТРОЮ ТИПУ КРН–ІІІ-10

3.1. Загальні положення модернізації шаф комплектних розподільних пристроїв

Для модернізації шаф комплектних розподільних пристроїв типу КРН-ІІІ-10 впроваджується типовий комплект адаптації (ТКА) №16 вакуумних вимикачів серії ВВ/TEL для заміни морально застарілих і фізично зношених масляних вимикачів. Даний комплект адаптації передбачає максимальне збереження всіх наявних електромеханічних і електромагнітних блокувань і РЗА або монтаж додаткових блокувальних пристроїв, створених для КРП стаціонарного типу.

При проведенні всіх робіт необхідно керуватися правилами техніки безпеки.

Типовий комплект адаптації складається з набору вузлів і деталей призначених для:

- встановлення вимикача ВВ/TEL у модернізованих камерах;
- організації механічного й електричного блокувань;
- підключення вимикача до вторинних кіл;
- підключення вимикача до первинних кіл.

ТКА має варіанти виконання, що викликано розходженнями в конструкції осередків і способами організації взаємного блокування стану вимикача і положення роз'єднувачів головного кола.

Застосування ТКА для установки вимикача в осередках забезпечує довгострокову і надійну роботу вимикача і дозволяє:

- відмовитися від проведення зварювальних робіт, пов'язаних з перемонтажем осередків;

- проводити роботи з переустаткування осередку в найкоротший термін;
- проводити роботи на одному осередку без виведення з експлуатації сусідніх осередків.

У типовий комплект адаптації входять :

- елементи механічного кріплення вимикача на ребрах жорсткості камери;
- вузол аварійного ручного відключення вимикача;
- вузол взаємного блокування вимикача та приводів роз'єднувачів головного кола;
- пульт керування вимикачем;
- марковані джгути;
- клемна колодка;
- шини головного кола;
- набір кріплення для установки вимикача;
- набір кріплення для ошиновки вимикача.

Елементи механічного кріплення вимикача призначені для установки вимикача в камері чи на викатному елементі КРУ. Вони створюють тверду опорну конструкцію і виключають переміщення вимикача у результаті механічних і електродинамічних впливів.

Вузол аварійного ручного відключення вимикача зв'язаний з валом вимикача. Він призначений для аварійного відключення і використовується для організації блокувань, а також служить показчиком положення вимикача.

Вузол взаємного блокування вимикача і приводів роз'єднувачів головного кола здійснює механічне і дублююче електричне блокування включення вимикача запобігає помилковим діям персоналу при експлуатації осередку.

Пульт керування вимикачем містить органи керування і контролю стану вимикача. Розроблені марковані джгути виконані з кабелю з маркованими по всій довжині жилами. Кінці жил розроблені і пролуджені, тобто готові для приєднання до клем колодки розніманням вимикача і блоку керування.

Шини головного кола, у залежності від робочого струму, поставляються з міді марки М1 (для 1000А) чи алюмінію марки А6 (для 630А). Перетин шин 6х60 мм.

При проведенні монтажних робіт слід дотримуватися усіх вимог по організації допуску бригади, кваліфікації обслуговуючого персоналу, комплексу організаційних і технічних заходів, передбачених [10]. До робіт повинний допускатися кваліфікований персонал, ознайомлений з відзначеними вимогами.

Для запобігання передчасного виходу з ладу чи відмови вимикача, необхідно дотримуватися наступних вказівок [10]:

- вал вимикача не навантажувати масою більш 0,2 кг чи масою, що створює момент інерції більше ніж 3,5 кг ;
- шини головного кола при приєднанні до контактів вимикача не повинні створювати на останніх розтягующих зусиль.
- для струмів відключення понад 16 кА точку кріплення шин головного кола розташовувати не далі ніж 0,6м від точки кріплення шини на контакт вимикача;
- місця приєднання шин повинні бути зачищені і покриті шаром захисного змащення (якщо відсутні захисні гальванічні покриття).

Для запобігання виходу з ладу блоку керування вимикача слід користатися рекомендаціями на блок керування вимикачем, що викладені в посібнику з експлуатації. Сполучення керування вимикачем з колами РЗА повинне здійснюватися відповідно до рекомендованих схем.

3.2. Монтаж вимикача

Типові комплекти адаптації поставляються в індивідуальному пакуванні окремо від вимикача і пристроїв керування. Замовнику поставляється пакування з нанесеним маркуванням на який зазначений номер замовлення і тип осередку призначення ТКА. Усередині міститься опис, електрична схема

з'єднань (лише для організації кіл керування між пристроєм керування і вимикачем) і інструкція з монтажу, комплект деталей, вузлів, шин, джгутів і кріпильних виробів.

Перед початком монтажних робіт вміст пакування ТКА повинен бути звіреном з описом. Деталі, джгути і вузли не повинні мати механічних ушкоджень, слідів корозії і зовні мають відповідати своєму зображенню в описі.

Перед монтажем необхідно переконатися у правильності роботи блокувального пристрою. Необхідно розпакувати вимикач, блок живлення і блок керування. Зробити підготовку вимикача, блоку керування і блоку живлення до монтажу згідно з рекомендаціями [10].

Монтаж вимикача ВВ/TEL–10

Перед монтажем вимикача ВВ/TEL–10 необхідно демонтувати масляний вимикач, привод масляного вимикача, ділянки шин головного кола від масляного вимикача (при необхідності).

Основні вказівки щодо монтажу:

1. Підготовка вимикача до приєднання полягає в установці кутників. Для вимикача виконання - 47 і 43 (з виходом вала), необхідно попередньо зняти шарнірні вузли. Після установки кутників відновлюються шарнірні вузли .

2. Якщо до складу комплекту входить вузол подовження валу, необхідно шарнірний вузол установити на подовженому валу, для чого видаляється дінце вушка ножем. Установка вузла подовження вала необхідна, лише якщо кнопка ручного відключення вимикача виявляється зрушеною в горизонтальному напрямку щодо фіксатора шинного роз'єднувача головного кола, рис.3.1.

3. Установка вузла ручного відключення вимикача вимагає створення отвору діаметром 12–16мм у лицьовій обшивці камери (візка).

Отвір виконують таким чином, щоб кнопка ручного відключення вимикача знаходилася приблизно на одній лінії по вертикалі з фіксатором роз'єднувача РП–10, як показано на рис.3.2, і була можливість організувати взаємне

блокування виходу кнопки з фланця і розфіксацію фіксатора рукоятки привода роз'єднувача.

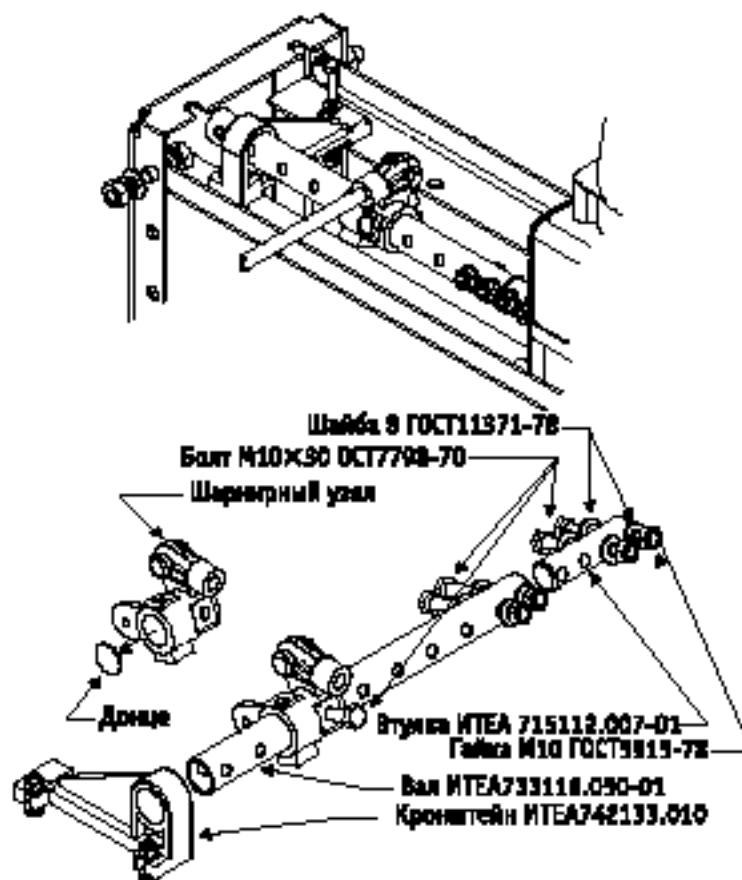


Рис. 3.1. Вузол подовження валу

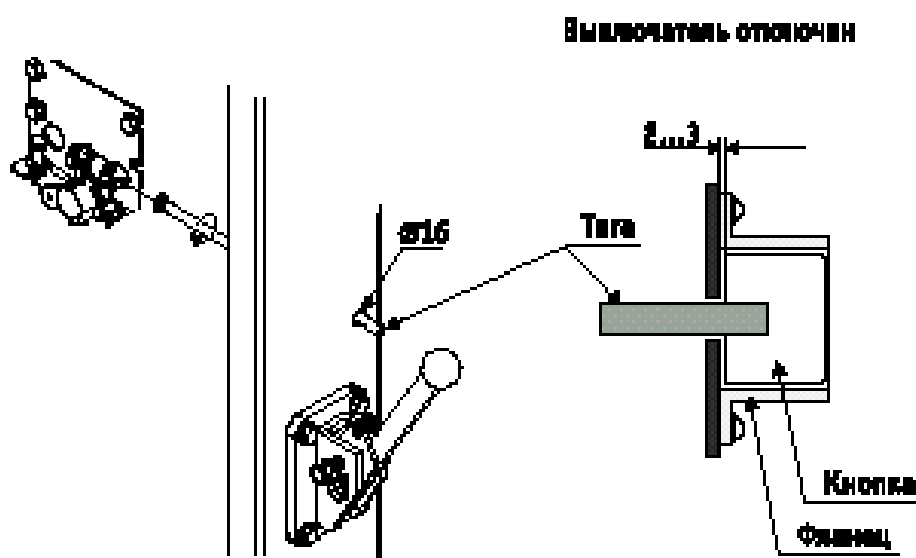
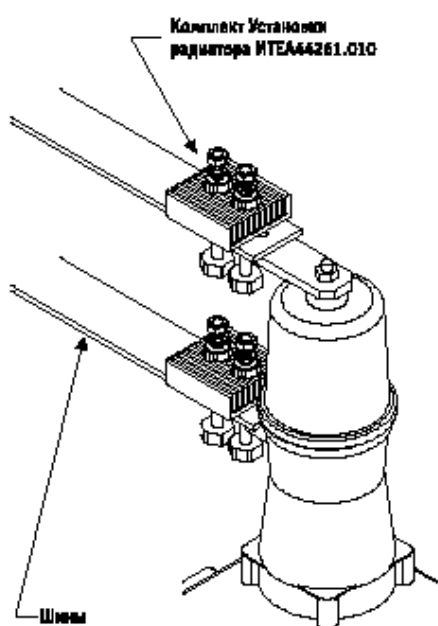


Рис. 3.2. Встановлення вузла ручного відключення

З рис. 3.2 видно місце встановлення кнопки аварійного ручного відключення вимикача (звичайне відключення вимикача відбувається за допомогою пристрою керування, кнопкою варто користуватися лише в аварійних ситуаціях). Для запобігання виходу з ладу вузла ручного відключення необхідно витримати зазор 2–3мм між кнопкою і стінкою камери, у положенні коли вимикач відключений.

4. Для нормальної роботи вимикача при номінальному струмі 1000А необхідна установка радіаторів на струмоведучих шинах у безпосередній близькості від корпусу вимикача. Радіатори виконані з алюмінієвого сплаву і вимагають нанесення захисного покриття (ЦИАТИМ) на робочу поверхню. Голівка болта захищена полімерною оболонкою, тому, при установці радіаторів затягування кріплення здійснюють гайкою. На рис.3.3 показана установка радіаторів для вимикачів на робочі струми 1000А.

5. Вимикач встановлюється в осередку на спеціальній опорній рамі, що складається з двох опор і 2-х (3-х) кутників. Рама збирається за допомогою болтів. Для запобігання самовільного відгвинчування гайок встановлюються пружинні шайби. Зборка опорної конструкції представлена на рис.3.4.



Болты М10Х30 ГОСТ7798-70
Гайки М10 ГОСТ5915-70
Шайбы \varnothing 10 ГОСТ11371-78
Шайбы \varnothing 10.65Г ГОСТ6402-70

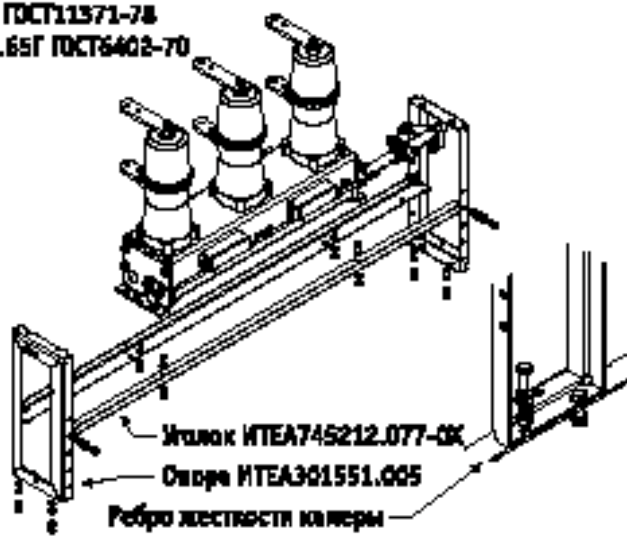


Рис. 3.3. Порядок встановлення радіаторів Рис. 3.4. Види опорної конструкції

6. Вузол взаємного блокування має різні виконання через розходження в конструкції осередків і способу блокування РП-10. На рис.3.5 представлений принцип організації блокування в камерах, де поворот рукоятки РП10 блокується спеціальним механічним замком (МБЗ).

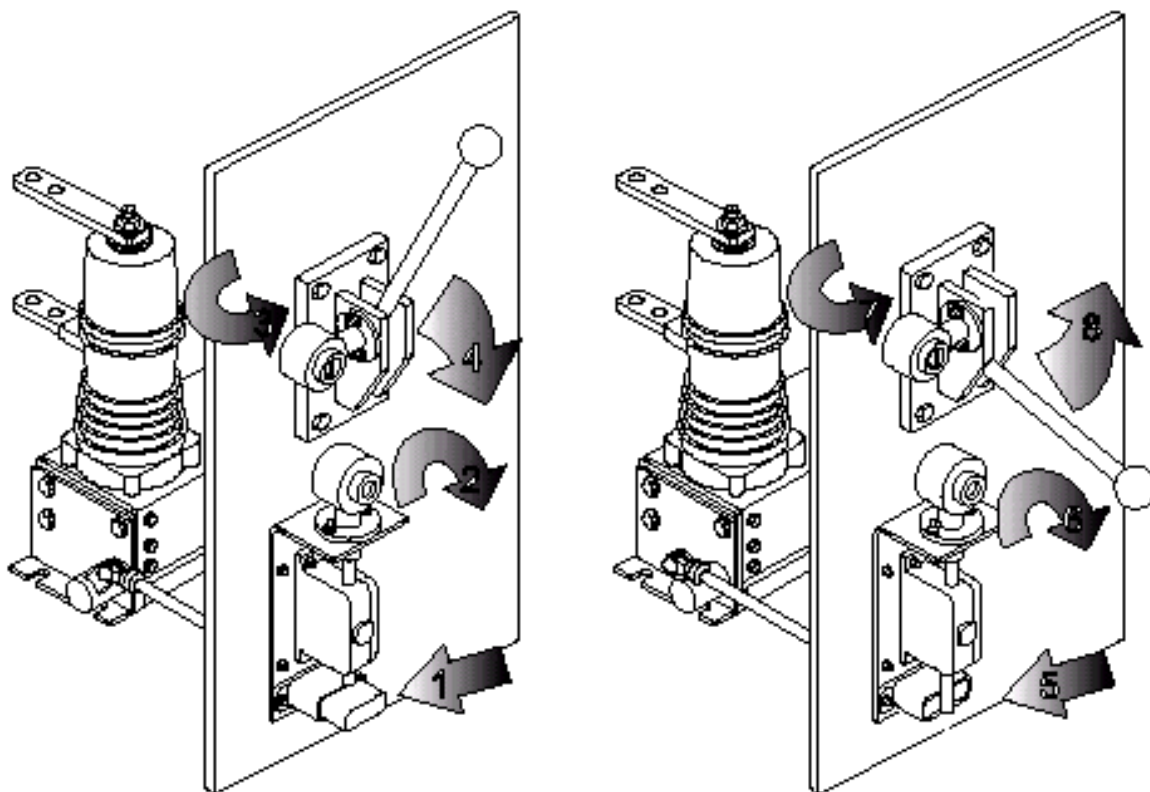


Рис. 3.5. Блокування в камерах пристроєм з замком ЗМБ

7. Заземлення вимикача здійснюється приєднанням мідного провідника перетином не менш 4 мм^2 . Для цього на корпусі вимикача передбачена гайка. Приєднання провідника здійснюється болтом М10 (рис.3.6).

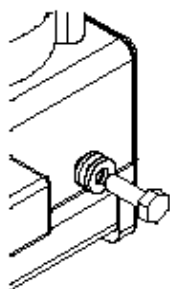


Рис. 3.6. Заземлення вимикача.

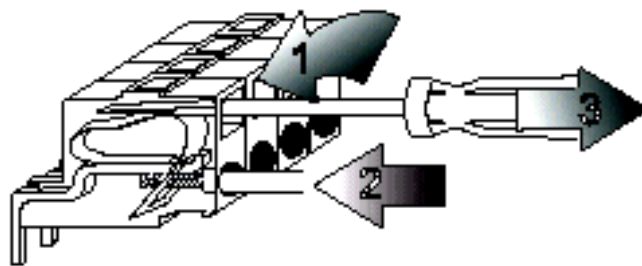


Рис. 3.7. Підключення джгутів.

8. Підключення кіл керування не вимагає пайки. Усі кола збираються із застосуванням спеціальних з'єднувачів фірми WAGO. Для підключення провідник необхідно зачистити від ізоляції на довжині 8–10мм. Підключення виконується за допомогою спеціальної викрутки (рис.3.7).

Для запобігання можливості оперування роз'єднувачами при включеному вимикачі головного кола, у КРП (КСО) раніше використовувалося блокування вимикача ВВ/TEL і привода роз'єднувача, що випадають, блінкерами, зв'язаними з приводом масляного вимикача.

Привод роз'єднувача РП–10 має фіксатор крайніх положень рукоятки. Блінкер, що випадав, унеможлиблював доступ до фіксатора при включеному вимикачі, а висунутий у проміжному положенні фіксатор рукоятки привода РП–10, не дозволяв включитися вимикачу.

У блокуванні TEL ці операції виконує блокувальний пристрій з фіксацією (блокатор). Блокатор є деяким механічним вузлом, який включає в себе кінцевий вимикач.

Дане блокування виконує функції:

- здійснює механічне й електричне блокування вимикача з приводами роз'єднувачів;
- не дозволяє оперувати рукояткою привода роз'єднувача при включеному ВВ;
- не дозволяє включити ВВ у проміжному положенні рукоятки ручного привода роз'єднувача.

Порядок роботи елементів блокування:

- відключити ВВ (у відсутності оперативної напруги відключити ВВ вручну, натиснувши на кнопку-показчик);
- звести блокатор (звільняючи доступ до фіксатора рукоятки ручного привода роз'єднувача);
- перевести рукоятку ручного привода роз'єднувача в необхідне положення (вкл. чи відкл.);

- розфіксувати блокатор. При цьому відбувається блокування фіксатора рукоятки ручного привода роз'єднувача (ВВ готовий до включення).

У проміжному положенні рукоятки РП-10 (проміжне положення ножів роз'єднувачів) включення вимикача неможливо, тому що неможливо повернути блокатор у вихідне положення.

Організація взаємного блокування вимикача ВВ/TEL-10 і привода роз'єднувача пристроєм блокувальним із замком ЗМБ

Для запобігання можливості оперування роз'єднувачами при включеному вимикачі головного кола, у КРП (КСО) використовується блокування із замком ЗМБ (рис.3.5).

Дане блокування виконує функції:

- здійснює механічне і електричне блокування вимикача з приводами роз'єднувачів;
- не дозволяє оперувати роз'єднувачами при включеному вимикачі;
- не дозволяє включити ВВ у проміжному положенні рукоятки ручного привода роз'єднувача.

Порядок роботи елементів блокування:

1. Відключити ВВ (у відсутності оперативної напруги відключити ВВ вручну, натиснувши на кнопку-показчик).
2. Звести блокатор поворотом ключа в замку МБЗ. Вийняти ключ.
3. Вставити ключ у ЗМБ на приводі роз'єднувача і поворотом ключа звільнити рукоятку привода роз'єднувача.
4. Перевести рукоятку ручного привода роз'єднувача в необхідне положення (вкл. чи відкл.).
5. Зафіксувати рукоятку роз'єднувача поворотом ключа в ЗМБ. Витягти ключ і вставити в ЗМБ на блокаторі. Повернути блокатор у вихідне положення поворотом ключа в замку.
6. ВВ готовий до включення.

3.3. Монтаж в шафах 10 кВ типу КРН-III-10

Комплектні розподільні пристрої зовнішньої установки КРН-III–10 і КРН-III–10 виготовляють у вигляді металевих шаф, розділених на наступні відсіки:

- елементів схеми головного кола;
- секції збірних шин;
- відсік керування.

Обшивка осередку укріплена приварюванням гнутих швелерів. Маломаляний вимикач встановлений на тильній стороні перегородки відсіку керування, що закривається дверима. Привод вимикача встановлений на цій же перегородці безпосередньо у відсіку керування.

Роз'єднувачі головного кола блокуються механічно приводом вимикача.

Для модернізації КРПЗ пропонується установка вимикача з комплектом ТКА №16. Установка вимикача здійснюється в наступній послідовності.

1. На перегородці відсіку керування встановлюють опори із установленим вимикачем. Опори кріплять до перегородки болтами М10х30.

2. Конструкція додатково зміцнюється установкою кутників на ребра жорсткості перегородки за допомогою болтів М10х45.

Опори стягаються з кутниками болтами М10х30.

3. Для виходу тяги виконується отвір в обшивці камери діаметром 16мм. Тяга вкручується в шарнірний вузол вимикача.

4. Встановлюється кнопка ручного відключення. При установці кнопки необхідно витримати зазор як мінімум 2мм для запобігання розбивання кнопки об обшивку при відключенні вимикача.

5. Установлюються вузол блокування. Важливо, щоб кнопка, що встановлена на тязі пристрою, цілком відкривала фіксатор РП–10 (вимикач заблокований). Другий кінець тяги пристрою повинний перекривати вихід кнопки ручного відключення вимикача після перших 5–9мм ходу тяги пристрою.

6. На вільному місці обшивки, поруч із кнопкою ручного відключення, має бути наклеєна пояснююча етикетка.

7. Приєднати до вимикача джгут. Вивести джгут на перегородку. Закріпити джгут.

8. У зручному для обслуговування місці установити клемну колодку, пульт керування, блок керування і систему живлення.

9. Зібрати схему, використовуючи джгути з комплекту.

3.4. Налаштовування модернізованої шафи

Перед введенням шафи в експлуатацію необхідно зробити ревізію КСО/КРП і встановленого устаткування. Для цього:

- ретельно оглянути прилади, електроустаткування головного і допоміжного кіл;

- очистити від забруднень елементи конструкції, електроустаткування, ізолятори і контактні деталі. Протерти їх шматтям, змоченим летучим розчинником, а потім насухо чистим обтиральним матеріалом, що не залишає ворсу;

- перевірити затягування болтових з'єднань встановленої конструкції і шин головного кола;

- перевірити вторинні кола на відповідність прикладеній схемі;

- перевірити надійність і цілісність з'єднань вторинних кіл;

- перевірити правильність роботи блокування;

- для шаф зі стаціонарно встановленим вимикачем дії блокування мають запобігати можливості включення вимикача в проміжному положенні ножів роз'єднувачів головного кола і можливість оперування роз'єднувачами при розблокованому стані вимикача;

- для шаф з вимикачем, встановленим на висувному елементі блокування, не допускається переміщення висувного елемента при включеному і

незаблокованому вимикачі і не допускається можливість включення вимикача в положеннях, проміжних між робочим і контрольним;

– для висувних елементів слід перевірити фіксацію висувного елемента в контрольному і робочому положенні, цілісність заземлення при переміщенні всередині шафи, співвісність і глибину заходу рознімних контактів головного кола, роботу шторного механізму, блокування заземлюючого роз'єднувача;

– виміряти опір кола заземлення вимикача. Опір не повинний перевищувати 0,1 Ом (ДСТ12.2.007.0) для переміщуваних елементів на всій ділянці, від контрольного до робочого положення;

– перевірити вимикач на виконання операцій «ВКЛ-ВІДКЛ» від кіл керування – 5...10 разів;

– перевірити вимикач на виконання операцій «Вкл. ручне ВІДКЛ» впливом на кнопку ручного відключення – 2...5 разів;

– перевірити правильність і однозначність спрацьовування механічного і електричного блокувань – 5...10 разів.

Для переміщуваних елементів додатково:

– перевірити вручну роботу шторного механізму, механізму фіксації, надійність заземлення на шляху переміщення з робочого положення в контрольне;

– перевірити настановні і приєднувальні розміри переміщуваного елемента;

– зробити пробні укочування переміщуваного елемента (укочування і фіксація повинні здійснюватись однією людиною з застосуванням засобів, передбачених в експлуатаційних документах на шафу).

Необхідно зробити близько 2...3 переміщень елемента між робочим і контрольним положенням. Перед введенням шафи в експлуатацію зробити пуско-налагоджувальне випробування шафи і комплектуючої апаратури відповідно до діючого нормативними документами.

Здачу і приймання модернізованої шафи робити відповідно до вимог [15].

Результати випробувань повинні бути оформлені протоколами згідно з ПТЕ.

Безпосередньо перед включенням шафи на високу напругу необхідно:

- зібрати схему головного кола, переконавшись в тому, що вимикач відключений;

- перевірити стан кола керування (готовність до включення вимикача).

Необхідно суворо дотримуватися послідовності робіт і обсягу їхнього виконання відповідно до рекомендацій, викладених в [10]. Необхідна кваліфікація персоналу і дотримання правил ПТЕ і ПТБ при виконанні робіт є обов'язковою умовою.

Висновки до розділу 3

В розділі висвітлено модернізацію шаф комплектних розподільних пристроїв типу КРН-III-10, при якій замість морально застарілих і фізично зношених масляних вимикачів впроваджується типовий комплект адаптації (ТКА) №16 вакуумних вимикачів серії ВВ/TEL з розкриттям порядку їх монтажу.

РОЗДІЛ 4. ОБГРУНТУВАННЯ РЕЖИМУ РОБОТИ НЕЙТРАЛІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 10 КВ

4.1. Характеристика замикання на землю в мережах з ізольованою нейтраллю

В електричних мережах напругою 10 кВ нейтраль ізольована від землі і переважне замикання однієї фази на землю є однофазним замиканням на землю (з.з.). Кількість таких з.з. становить до 80% усіх пошкоджень мережі.

При з.з., якщо перехідний опір в місці замикання дорівнює нулю, напруга пошкодженої фази відносно землі стає рівною нулю, а непошкоджених фаз - підвищується в $\sqrt{3}$ разів і стає рівною міжфазній (лінійній). Проводам ліній електропередач (повітряних і в більшій мірі кабельних) властива ємність по відношенню до землі, тому в місці з.з. протікає ємнісний струм $I_{з.з.}$. Сила цього струму може змінюватись від одиниць до десятків ампер. При певних умовах з.з. може призвести до досить негативних наслідків.

Кожній фазі трифазної мережі властива деяка ємність відносно землі, що рівномірно розподілена по довжині проводів. Ємності фазних проводів по відношенню до землі є приблизно однаковими ($C_A=C_B=C_C$), отже струми, що протікають через ємності, теж рівні:

$$I_A = I_B = I_C = \frac{U_\phi}{X_c}; \quad (4.1)$$

де U_ϕ – номінальна фазна напруга, В;

X_c – ємний опір фази, Ом.

В нормальному режимі роботи мережі сума векторів ємнісних струмів трьох фаз дорівнює нулю і струм в землі не проходить:

$$I_{з.з.} = I_A + I_B + I_C = 0.$$

Пояснювальна схема мережі з ізолюваною нейтраллю 10 кВ показана на рис. 4.1.

Векторна діаграма струмів і напруг фаз мережі 10 кВ до з.з. показана на рис. 4.2.

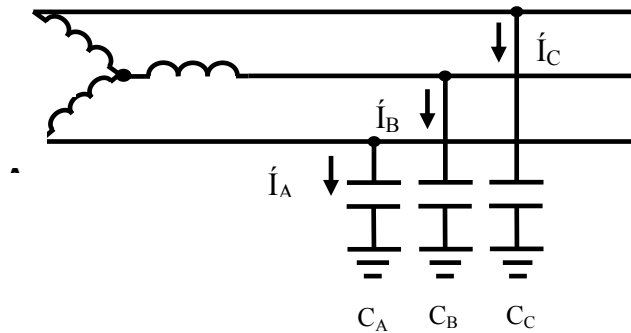


Рис. 4.1. Пояснювальна схема мережі з ізолюваною нейтраллю 10 кВ

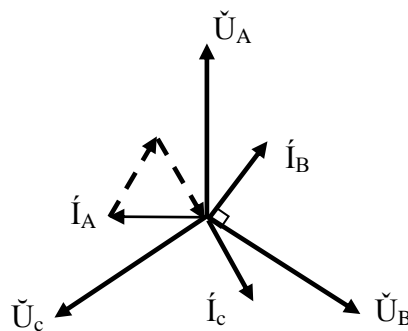


Рис. 4.2. Векторна діаграма струмів і напруг фаз мережі 10 кВ до з.з.

При замиканні однієї фази на землю (наприклад, фази А) напруга цієї фази відносно землі стає рівною нулю ($U_A=0$) і ємнісний струм фази А також буде рівний нулю ($I_A=0$).

Оскільки в нормальному режимі напруга фази А відносно землі була U_A , а при з.з. $U_A=0$, то можна вважати, що при з.з. в місці замикання прикладена напруга, рівна за величиною і протилежна за знаком напрузі U_A , тобто $-U_A$, під дією якої через ємності проходить струм $-I_A$.

В результаті напруги непошкоджених фаз зростають в $\sqrt{3}$ разів, тобто стають лінійними.

Струми через ємності непошкоджених фаз зростають також в $\sqrt{3}$ разів, у порівнянні зі струмами до з.з. Струм замикання на землю із векторної діаграми, представленої на рис. 4.3, буде:

$$I_{3.3} = \sqrt{(I'_B)^2 + I'_B I'_C + (I'_C)^2} = \sqrt{(\sqrt{3}I_A)^2 + \sqrt{3}I_A \cdot \sqrt{3}I_A + (\sqrt{3}I_A)^2} = 3I_A = 3 \frac{U_\phi}{X_{C_A}} = 3U_\phi \omega C_A \quad (4.2)$$

де $\omega = 2\pi f = 2\pi \cdot 50 = 314$, - кутова частота змінного струму при $f=50$ Гц;
 $C_A=C_B=C_C$ – ємність фазного проводу по відношенню до землі,

$$C_A=C_0 \cdot l, \quad (4.3)$$

де C_0 - питома ємність лінії (для повітряних ліній $C_0=5,4 \cdot 10^{-3}$ мкф/км);
 l – довжина лінії, км;

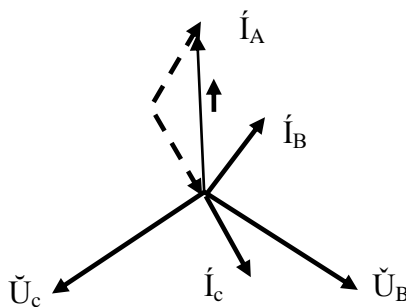


Рис.4.3. Векторна діаграма струмів і напруг після з.з. фази А.

Якщо підставити величини ω , C_0 у вираз для визначення $I_{3.3}$, то отримаємо простіші наближені формули, в мережах 6...35 кВ з ізолюваною нейтраллю.

Для ПЛ

$$I_{3.3} = \frac{U \cdot L_\Sigma}{350}; \quad (4.4)$$

де U – лінійна напруга мережі, кВ;

L_Σ – сумарна довжина лінії даної напруги, км.

Струми з.з. не повинні перевищувати допустимі ПТЕ станцій і мереж 20 А в лініях, напругою 10 кВ. В електричних мережах напругою 6...35 кВ, що мають залізобетонні чи металеві опори, $I_{з.з.} \leq 10\text{А}$.

Якщо струм $I_{з.з.}$ не перевищує вказані значення, то при з.з. немає потреби негайно відключити лінію і вона може працювати згідно ПТЕ електричних станцій і мереж (до двох годин), поки не буде визначена і відключена для ремонту пошкоджена ділянка. Підвищення фазних напруг в $\sqrt{3}$ раз не загрожує ізоляції мереж 6...35 кВ, що розрахована на лінійну напругу. Тривале існування цього замикання призводить до небажаних наслідків: виникають перешкоди для ліній зв'язку, створюється небезпека враження людей і тварин, що знаходяться поблизу місця з.з., що є недопустимим.

4.2. Методи виявлення однофазних замикань на землю

Для пошуку місця пошкодження на лініях (обривання проводів, замикання між проводами, замикання на землю) є прилади та методи, основані на вимірюванні величин розповсюдження електричних імпульсів (струмів перехідних процесів) по проводах лінії та на вимірювальних параметрах аварійного режиму (струмів вищих гармонік).

Для повідомлення обслуговуючого персоналу про наявність з.з. передбачається сигналізація, що виконана за допомогою реле напруги РН-53/60, яке вмикається на спеціальні обмотки трансформатора напруги (наприклад, НТМИ-10), з'єднані в розімкнений трикутник.

Якщо ізоляція мережі не пошкоджена, то до реле підводиться напруга, що не перевищує 3...5 В, тоді як при "металевому" з.з. до реле буде підведена напруга 100 В. Оскільки на реле приймається уставка 15 В, то воно буде надійно спрацьовувати не лише при "металевих" з.з., а й через перехідний опір. Цей вид сигналізації вважається неселективним, оскільки ним визначається

лише факт пошкодження в якійсь точці мережі її ізоляції по відношенню до землі.

Найбільш простою схемою контролю ізоляції є схема вмикання трьох вольтметрів (PV) на фазні напруги.

При отриманні сигналу на підстанції не можна зразу визначити електричне коло, на якому сталось з.з., оскільки всі лінії, що відходять, мають між собою електричний зв'язок на шинах.

Черговий персонал після сигналу про наявність з.з. має негайно провести наступні заходи по визначенню місця пошкодження:

- визначається лінія, на якій виникло з.з., шляхом почергового короткочасного відключення під'єднаних ліній і з включенням їх у роботу від АПВ або вручну;

- для пошуку ліній, що мають замикання на землю без відключення, застосовують прилади “Гармоніка”, “Волна”, “Поиск”;

- проводяться заходи по визначенню місця пошкодження на самій лінії (обхід лінії, пошук з.з. за допомогою пристроїв типу “Гармоніка”), що значно скорочує час і затрати праці на ці заходи.

Принцип дії відзначених пристроїв наступний. Напруженість магнітного поля під проводами ПЛ залежить від струмів, що протікають в проводах. Струми включають складові прямої, зворотної та нульової послідовності промислової частоти і вищих гармонік. При відсутності з.з. струми основної частоти і вищих гармонік включають складові прямої і зворотної послідовності і незначну долю складових нульової послідовності.

При з.з. зростають складові нульової послідовності. Пропорційно окремим складовим струмам зростають і напруженості магнітного поля. По збільшенню напруженості поля, викликаного нульовими складовими вищих гармонік, можна судити про наявність струму пошкодження, який протікає до місця з.з. На непошкоджених відгалуженнях нульові складові малі.

Прилад “Гармоніка” забезпечує вимірювання магнітного поля, викликаного нульовою складовою 11-ї гармоніки, частота якої 550 Гц і котра

має найбільшу кратність зростання при з.з. у порівнянні з іншими гармоніками (зростає майже в 30 разів).

Якщо, рухаючись від підстанції на відстані 5-10 метрів від осі траси лінії, послідовно виконуючи вимірювання у місцях розгалуження, то максимальні покази приладу будуть вказувати шлях протікання струмів з.з. від підстанції до місця з.з.

На багатьох підстанціях застосовуються пристрої з розподільним фільтром типу РФ і УСЗ (в стаціонарному виконанні УСЗ/2, в переносному - УСЗ-2/1). Дані пристрої реагують на вищі гармоніки $3I_0$, рівень яких пропорційний ємнісному струму лінії і в пошкодженій лінії завжди вищий, ніж у непошкодженій.

Якщо пристрої на підстанції відсутні, або не дають бажаного результату, то пошук пошкоджених ліній проводиться шляхом переводу окремих приєднань з однієї системи (секції) шин на другу, або шляхом розмикання лінії в раніше передбачених місцях.

Для зменшення часу пошуку місць з.з. в шафах КРПЗ, які використовуються для секціонування мереж 10 кВ, встановлюється захист від з.з. з дією на сигнал. По одержаному сигналу можна визначити, що пошкодження ізоляції сталося на ділянці лінії за секціонуючим вимикачем.

Одночасно з пошуком місця пошкодження в лінії повинні проводитись огляди працюючих реакторів та трансформаторів, до чиїх нейтралей вони підключені. Це пояснюється тим, що тривалість безперервної роботи реакторів під струмом нормується заздалегідь для окремих відгалужень: від двох до восьми годин. Якщо пошук з.з. затягується, персонал повинен вести спостереження за температурою верхніх шарів масла в баку реактора, записуючи покази термометра через кожні 30 хв. Максимальне підвищення температури верхніх шарів масла до 100°C при цьому не допускається. Якщо реактори стоять на підстанціях, що обслуговуються ОВБ, то після знаходження і відключення пошкоджених ліній проводиться огляд реакторів і записуються

покази термометрів. Після чого повертаються у попереднє положення усі вказівні реле і сигнальні пристрої.

4.3. Розрахунок струмів і напруги у фазах мережі і напруги зміщення нейтралі

4.3.1. Розрахунок параметрів схеми заміщення мережі з ізольованою нейтраллю

Схема заміщення мережі з ізольованою нейтраллю показана на рис. 4.4.

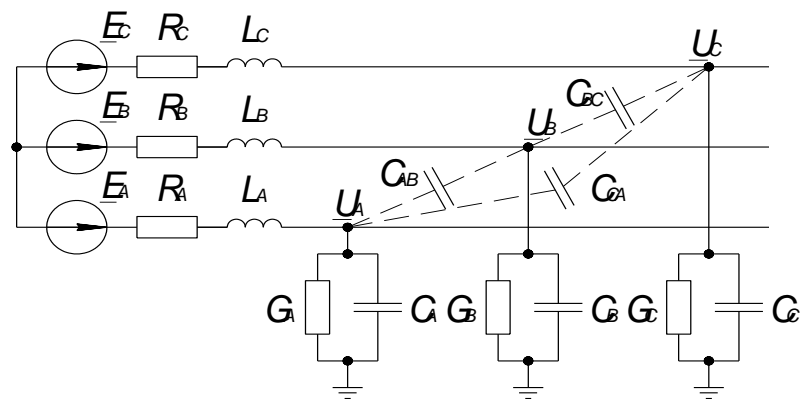


Рис.4.4. Схема заміщення мережі з ізольованою нейтраллю

Індуктивний опір мережі:

$$X=0.35Z \quad (4.5)$$

$$Z= U_N^2/S_k + U_N/\Gamma^{(1)}e^{-t/T_a} \quad (4.6)$$

де $U_{ном.с}=10$ кВ – номінальна напруга мережі, кВ;

$\Gamma^{(1)}=30$ А – струм однофазного з.з.;

$T_a = 0,2$ с – постійна часу затухання аперіодичної складової струму к.з.;

$S_k=380$ МВА – потужність короткого замикання енергосистеми.

За результатами визначення сумарної індуктивності мережі і її активного опору, визначаємо ємність фаз мережі відносно землі.

$$I^{(1)} = 3 \cdot \omega \cdot C_{\phi} \cdot \frac{U_{\text{ном.С}}}{\sqrt{3}}. \quad (4.7)$$

Значення активної провідності для кабельних ліній складає відносно землі

$$G = (1,5 \div 4)\% \cdot \omega C_{\phi} = 0,025 \cdot 314 \cdot 5,516 \cdot 10^{-6} = 4,330 \cdot 10^{-5} \text{ См}.$$

4.3.2. Розрахунок нормального сталого режиму мережі.

а) з ізольованою нейтраллю (див. рис.4.4).

Враховуємо, що електрична мережа підключена до енергосистеми з симетричною зіркою фазної напруги:

$$\underline{E}_A = E_{\phi} = \frac{10}{\sqrt{3}} = 5,78 \text{ кВ};$$

$$\underline{E}_B = a^2 E_{\phi} = \left(-\frac{1}{2} - j \frac{\sqrt{3}}{2} \right) \cdot \frac{10}{\sqrt{3}} = -2,89 - j5 \text{ кВ};$$

$$\underline{E}_C = a E_{\phi} = \left(-\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2} \right) \cdot \frac{10}{\sqrt{3}} = -2,89 + j5 \text{ кВ}.$$

Напруга зміщення нейтралі:

$$\underline{U}_N = -\frac{C_A + a^2 C_B + a C_C}{C_A + C_B + C_C} \cdot E_{\phi} = \alpha \cdot E_{\phi}, \quad (4.8)$$

де $\alpha = -\frac{C_A + a^2 C_B + a C_C}{C_A + C_B + C_C}$ – коефіцієнт асиметрії мережі.

Оскільки значення ємностей відносно землі рівні $C_A = C_B = C_C$, то $\underline{U}_N = 0$.

Напруга фаз мережі:

$$\underline{U}_A = \underline{E}_A + \underline{U}_N = (1 - \alpha) \cdot E_{\phi} = 5,78 \text{ кВ};$$

Під впливом фазної напруги через ємності фаз потечуть зарядні струми (струм активної провідності малий, тому їм нехтуємо):

$$\underline{I}_{C,A} = j\omega \cdot C_A \cdot \underline{U}_A = j \cdot 314 \cdot 5,516 \cdot 10^{-6} \cdot 5,78 = j10 \text{ A};$$

б) з компенсованою нейтраллю.

Схема заміщення мережі з компенсованою нейтраллю показана на рис. 4.5. Дана схема в трилінійному виконанні відрізняється від схеми заміщення мережі з ізольованою нейтраллю включенням між нейтральною точкою і землею ДГР – високо омного індуктивного опору з високою добротністю.

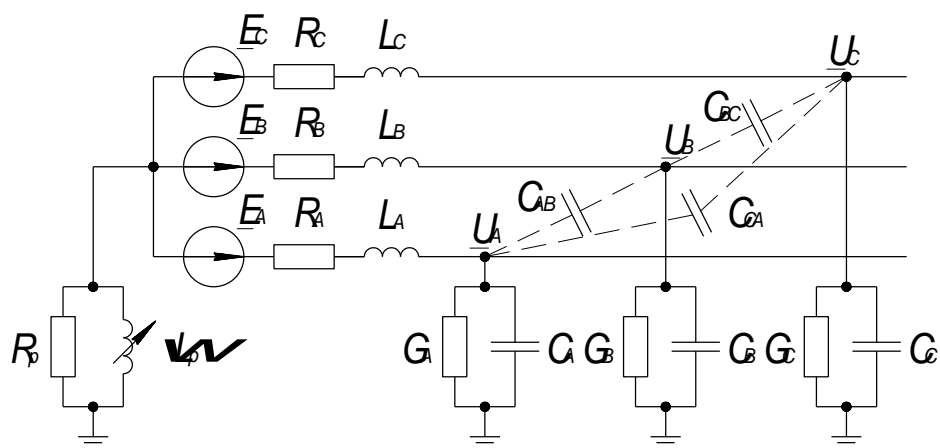


Рис.4.5. Схема заміщення мережі з компенсованою нейтраллю

ДГР призначений для компенсації струму ємності при замиканні фази на землю. Тому індуктивний опір ДГР відповідає опорю ємності мережі:

$$\omega L_p = [\omega(C_A + C_B + C_C)]^{-1} = (3\omega C)^{-1}; \quad (4.9)$$

$$L_p = (3\omega^2 C)^{-1}, \quad (4.10)$$

якщо рівні ємності фаз відносно землі $C_A = C_B = C_C$.

При неврахуванні активної провідності $\left(3G + \frac{1}{R_p}\right)$ вираження для

потенціалу нейтралі обчислюється за формулою:

$$\underline{U}_N = -\frac{C_A + a^2 C_B + a C_C}{C_A + C_B + C_C - \frac{1}{\omega^2 L_p}} \cdot E_\phi. \quad (4.11)$$

Для випадку рівності ємностей фаз зміщення нейтралі відносно землі відсутнє ($\underline{U}_N = 0$) і мережа поводить себе так, ніби нейтраль мережі ізольована.

4.3.3. Сталий режим при замиканні $K^{(1)}$ фази А в мережі на землю
а) з ізольованою нейтраллю.

Схема заміщення мережі з ізольованою нейтраллю при замиканні фази А на землю показана на рис. 4.6.

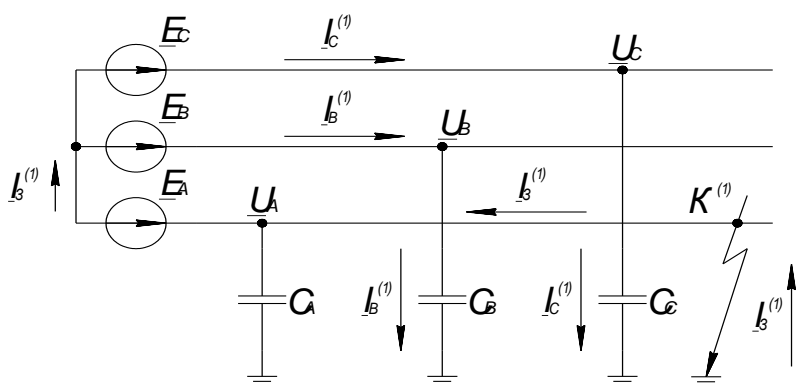


Рис.4.6. Схема заміщення мережі з ізольованою нейтраллю при замиканні фази А на землю

При металевому замиканні фази на землю, пошкоджена фаза приймає потенціал землі, тому напруга пошкодженої фази відносно землі дорівнює нулю:

$$\underline{U}_A = 0 \Rightarrow \underline{U}_N^{(1)} = -\underline{E}_A = -5,78 \text{ кВ}.$$

У схемі заміщення (рис. 4.6) потенціал пошкодженої фази дорівнює нулю ($\underline{U}_A = 0$), Ємність фази А шунтована ($C_A = 0$) і в цій ємності струм дорівнює нулю $I_{C,A} = 0$.

Струм через ємності неушкоджених фаз протікає під впливом відповідної фазної напруги і через місце замикання повертається в мережу (див. рис. 4.6):

$$\begin{aligned}\underline{I}_{C,B}^{(1)} &= j\omega \cdot C_B \cdot \underline{U}_B^{(1)} = j\omega \cdot C_B \cdot (a^2 - 1) \cdot E_\phi = \\ &= j \cdot 314 \cdot 5,516 \cdot 10^{-6} \cdot (-8,660 - j5) \cdot 10^3 = 8,660 - j15 \text{ A};\end{aligned}$$

Сумарна складова ємності струму замикання рівна

$$\underline{I}_{3,C}^{(1)} = -(\underline{I}_{C,B}^{(1)} + \underline{I}_{C,C}^{(1)}) = j\omega \cdot 3C \cdot E_\phi = -(8,660 - j15 - 8,660 - j15) = j30 \text{ A}.$$

Сумарна активна складова струму замикання рівна

$$\underline{I}_{3,G}^{(1)} = -(\underline{I}_{G,B}^{(1)} + \underline{I}_{G,C}^{(1)}) = 3G \cdot E_\phi = -(-0,375 - j0,217 - 0,375 + j0,217) = 0,750 \text{ A}$$

б) з компенсованою нейтраллю.

При металевому замиканні на неушкоджених фазах мережі діє лінійна напруга джерела, в нейтральній точці потенціал рівний ЕРС пошкодженої фази, а напруга пошкодженої фази дорівнює нулю. Усе відбувається точно так, як і в мережі з ізольованою нейтраллю. Проте в місці ушкодження з'являється додатковий індуктивний струм, обумовлений напругою на нейтралі

$$\underline{U}_N^{(1)} = -\underline{E}_\phi = -5,774 \text{ кВ}$$

і індуктивно-активною провідністю ДГР

$$\underline{I}_N^{(1)} = -\underline{U}_N^{(1)} \cdot \left(\frac{1}{R_p} - j \frac{1}{\omega L_p} \right).$$

При резонансному налаштуванні ДГР індуктивний струм ДГР рівний за величиною, але протилежний по знаку до ємнісного струму замикання на землю.

4.3.4. Вибір ДГР і розрахунок залишкового струму

Потужність ДГР вибирається за величиною повного струму ємності замикання на землю і підраховується по формулі

$$S_{ДГР} = 1,25 \cdot I_{C\Sigma}^{(1)} \cdot U_\phi,$$

де 1,25 – коефіцієнт, що враховує розвиток мережі на найближчі 5 років.

Відповідно [6] вибираємо однофазний дугогасильний реактор із ступінчастим регулюванням струму типу РЗДСОМ-380/10У1 на номінальну напругу 10 кВ, з типовою потужністю $S_{\text{тип}}=380$ кВА і граничними струмами ДГР $25 \div 50$ А.

Встановимо регулювальні відпаювання в положення II і визначимо струм ДГР при цьому положенні перемикача:

$$I_{L,p} = I_{\min} + (N - 1) \cdot 0,125 \cdot I_{\max} = 25 + (2 - 1) \cdot 0,125 \cdot 50 = 31,250 \text{ А.}$$

Цей струм буде більше струму $I_{C\Sigma}^{(1)} = 30$ А.

Коефіцієнт розладу ДГР визначається по формулі

$$V = \frac{I_{C\Sigma}^{(1)} - I_{L,p}}{I_{C\Sigma}^{(1)}} \cdot 100\% = \frac{30 - 31,250}{30} \cdot 100\% = -4,167\% ,$$

що менше допустимої величини розладу, яка дорівнює 5 %, як відзначено в [7].

Залишковий струм з.з. 1,98 А, що менше допустимого залишкового струму 5 А [7] і складає 6,59 % від ємнісного струму замикання на землю.

4.4. Управління режимом нейтралі 10 кВ при замиканні фази на землю

Для підвищення надійності функціонування електроустановки мереж 10 кВ при дугових замиканнях фази на землю пропонується технічне рішення. Суть його полягає в автоматичному шунтуванні пошкодженої фази і переводі мережі в режим штучного глухого замикання на землю.

В умовах технічного стану електричних мереж власних потреб електростанцій, який постійно погіршується, через хронічну відсутність засобів на своєчасну заміну і якісний ремонт електроустановки з тривалим терміном експлуатації, на передній план постає проблема підтримки на достатньому експлуатаційному рівні надійності енергопостачання споживачів. З досвіду експлуатації, за останні роки питома пошкоджуваність електроустановки зросла у декілька разів і для ряду електромереж вона складає 120 - 140 одиниць

на кожні 100 км кабельної мережі. Однофазні замикання на землю складають 75 - 90% від загального числа порушень нормальної роботи мережі.

Нині електричні мережі 6 - 10 кВ працюють з ізольованою або заземленою через дугогасильний реактор нейтраллю. Як відомо, в таких мережах замикання фази на землю не є к.з. і не вимагає негайного відключення і, відповідно, не викликає утруднень в живленні споживачів. Перевагою такого режиму нейтралі перед мережами вищої напруги є їх працездатність при тривалих замиканнях на землю. Ця властивість повинна підтримуватися усіма існуючими заходами і засобами, оскільки дозволяє експлуатаційному персоналу визначити, виділити і захистити місце ушкодження ізоляції, а також створити тимчасову схему електроживлення без їх знеструмлення. Перевагою повністю ізольованої нейтралі мережі є також простота реалізації такого режиму, оскільки при цьому відпадає необхідність в спеціальних пристроях для заземлення нейтралі. Проте досвід експлуатації показує, що при однофазних дугових замиканнях на землю, які є найбільш поширеним видом ушкоджень в мережах з ізольованою нейтраллю, виникають значні перенапруження. Це призводить до пробивів ізоляції кабелів і електродвигунів в інших точках мережі і виникнення багатомісних ушкоджень, які переходять в багатифазні к.з. Мережі власних потреб електростанцій України працюють в режимі з ізольованою нейтраллю і тому поява однофазних замикань завжди таїть в собі небезпеку з непередбачуваними наслідками.

В умовах відсутності нині надійних засобів захисту мереж 10 кВ від наслідків однофазних замикань на землю, ведеться пошук ефективного вирішення проблеми підвищення надійності роботи електроустановок, що полягає в оптимізації і управлінні режимом нейтралі мережі для забезпечення максимального обмеження амплітуди і тривалості усіх можливих в експлуатації підвищень напруги і зниження теплових втрат в місці пробиву ізоляції. Тому останнім часом розроблені відомчі циркуляри, які приписують переведення мереж власних потреб електростанцій, з режиму з ізольованою нейтраллю в режим з частковим заземленням через струмообмежувальний резистор, що

встановлюється в нейтралі спеціального приєднувального трансформатора. При виникненні дугового замикання в мережі з ізольованою нейтраллю і згасанні дуги у момент переходу через "нуль" високочастотної складової струму замикання на землю, заряджені ємності мережі не мають шляху розряду, що і є причиною виникнення при повторних запаленнях дуги перенапружень величиною до $(3,5 - 4) \cdot U_{\phi}$. Включення ж резистора в нейтраль розряджає ємність мережі, що запобігає процесу накопичення зарядів на ній і можливості появи великих перенапружень.

По задумах розробників циркуляра, заземлення нейтралі мережі через резистор величиною 100 Ом повинно було б поліпшити умови роботи електроустановки власних потреб електростанцій і понизити вірогідність виникнення дугових замикань на землю. Це мало відбуватися за рахунок глибокого обмеження в межах $(2,2 - 2,4) \cdot U_{\phi}$ дугових перенапружень, а також шляхом підвищення надійності і селективності спрацьовування релейного захисту від замикань на землю, виконаною на реле РТЗ-51 (РТЗ-50, РТ-40/0,2), що забезпечує швидке відключення пошкодженого приєднання.

Проте досвід експлуатації показав, що впровадження цього заходу, з одного боку, не привело до помітного підвищення надійності роботи мереж 10 кВ, а з іншого призвело до установки додаткового устаткування і виконання різного роду зв'язків і блокувань, що ускладнило експлуатацію. На підставі досвіду експлуатації мереж власних потреб електростанцій, де положення циркуляра вже реалізовані, було встановлено, що пропонувані циркуляром заходи не мали належного наукового обґрунтування і для технічної реалізації не були до кінця продумані. Зокрема, за даними в мережах з невеликим струмом замикання (у межах до 3 А) рекомендована схема приєднання заземлюючого резистора не забезпечує необхідного рівня обмеження перенапружень через різке зростання величини внутрішнього опору приєднувального трансформатора при таких високих частотах перехідних процесів в підзарядних і розрядних контурах вказаних мереж у режимі дугових замикань фази на землю.

Проведені дослідження засвідчили, що залежно від конкретних умов (ємності мережі, опору дуги, величини пробивної напруги) можуть мати місце багатократні пробої, так звані клювки, дугового проміжку (від 2 до 15) протягом одного періоду промислової частоти. У цих умовах вживані для захисту від замикань на землю електромеханічні реле можуть не встигати спрацювати і знаходяться в такому стані протягом декількох секунд навіть при відносно великих струмах замикання на землю. При цьому тривало діючі, хоч і невеликі перенапруження, можуть привести, в умовах ослабленої ізоляції, до переходу однофазних замикань в багатфазні к.з. Крім того, у деяких випадках (за умовами безпеки, або необхідності пошуку місця замикання на землю) забороняється відключення приєднань з однофазними замиканнями на землю. При однофазних замиканнях на цих приєднаннях з витримкою часу порядку 0,5 с повинні відключатися приєднувальний трансформатор із заземлюючим резистором (через низьку термостійкість бетелових резисторів) і мережа переводиться в режим з ізольованою нейтраллю.

Проте місце замикання зберігається, де може тривалий час горіти переміжаюча дуга. Усунення цього недоліку вимагає виконання складних блокувань і додаткових зв'язків між секціями, що сильно ускладнює його впровадження. Тому замість циркуляра були розроблені і введені вказівки, які менш категоричні відносно вимог. Вони дозволяють в кожній електромережі, з урахуванням конкретних параметрів схеми, проводити додаткові дослідження і на цій основі приймати рішення, заздалегідь узгоджені з проектними організаціями по захисту мереж 10 кВ власних потреб від наслідків дугових замикань на землю. Тож у цьому розділі розглядається принципово новий спосіб, спрямований на підвищення надійності роботи мереж 10 кВ в режимах дугових замикань на землю.

Основна ідея пропонованого способу полягає в автоматичному шунтуванні пошкодженої фази однополюсними пофазно керованими вакуумними вимикачами і таким чином переведенні мережі в режим штучного глухого замикання на землю, з досить тривалим часом роботи, що допускається ПУЕ і

дозволяє обслуговуючому персоналу вжити необхідні заходи. При виконанні пошукових перемикачів однофазний замикач пошкодженої фази залишається включеним, що унеможливорює появи небезпечних перенапружень при комутаціях.

За наявності вимикачів автоматичного шунтування пошкодженої фази (АШПФ) у разі виникнення однофазного замикання на трансформаторах відповідальних установок, де захист діє лише на сигнал, або ж при відмові захисту на інших приєднаннях, пристрій вибору пошкодженої фази (ПВПФ) подає команду на включення однополюсного шунтуючого вимикача пошкодженої фази. Це відбувається з витримкою часу, порядку 0,25 с, досить відлаштованою від часу дії захистів відхідних приєднань.

За цей час в мережі можуть виникати перенапруження, пов'язані з горінням дуги. Зниження цих перенапружень можна здійснювати шляхом використання оксидно-цинкових нелінійних обмежувачів перенапружень типу ОПН. Такі обмежувачі різко знижують свій опір при збільшенні прикладеної до них напруги вище порогового значення. Завдяки цьому вони мають хороші захисні характеристики. Проте через малу термічну стійкість вони не знайшли широкого застосування в мережах власних потреб електростанцій.

Тому в цьому розділі запропоновано для обмеження перенапружень застосовувати вказані ОПН лише на час, що не перевищує час спрацьовування пристрою АШПФ. Це досягається за рахунок того, що підключені паралельно однофазним замикачам ОПН зібрані в зірку, а її нульова точка приєднана до землі через однополюсний замикач такого ж типу, як і замикач АШПФ. У нормальному режимі цей замикач, на відміну від замикачів АШПФ, знаходиться завжди у включеному положенні і тому ОПН знаходяться в робочому стані і здатні обмежити перенапруження відразу з моменту виникнення однофазного дугового замикання на землю. Після включення АШПФ і створення глухого замикання на землю замикач кола ОПН відключається і переводить два послідовно сполучені ОПН на підключення до лінійної напруги.

Схема, що реалізовує таке технічне рішення приведена на рис. 4.7. До складу схеми входять: вимикач Q, три нелінійні обмежувачі напруги ОПН, схема автоматичного шунтування пошкодженої фази АШПФ, однополюсний заземлювач КМо, пристрій вибору пошкодженої фази ПВПФ, трансформатор ТСЗК із заземлюючим резистором R.

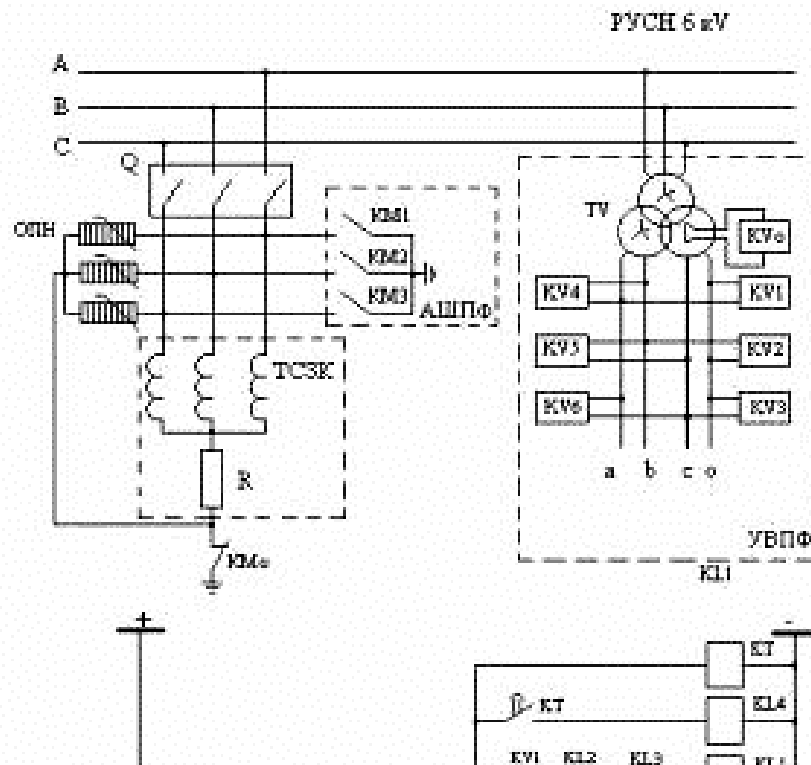


Рис. 4.7. Схема обмеження перенапружень.

Вимикач Q, служить для оперативного введення-виведення схеми з роботи і для захисту від коротких міжфазних замикань, що можуть виникнути як в нормальному режимі так і при однофазних замиканнях на землю. Три нелінійних оксидно-цинкових обмежувачі перенапружень ОПН, підключені до відповідних фаз мережі і зібрані за схемою зірки. Нульова точка зірки ОПН заземлена через однополюсний вимикач КМо.

У нормальному режимі роботи мережі цей вимикач знаходиться у включеному положенні. Паралельно ОПН до полюсів вимикача Q може бути підключений спеціальний трансформатор ТСЗК із заземлюючим резистором R

в нейтралі, якщо виникає необхідність збільшити струм для підвищення чутливості релейного захисту. Реле напруги KV_0 , включене на напругу $3U_0$, а також реле часу КТ і проміжні реле $KL1 - KL4$. Реле KV_0 реагує на появу напруги $3U_0$ при однофазних замиканнях на землю і є пусковим органом ПВПФ. Реле $KV4 - KV6$ призначені для блокування дії схеми при подвійних замиканнях на землю і при відключенні трансформатора ТВ. Реле $KV1 - KV3$ служать для вибору пошкодженої фази. Реле часу КТ забезпечує налаштування АШПФ від швидкодіючого струмового захисту нульової послідовності приєднань власних потреб. Виконавчими елементами ПВПФ є проміжні реле $KL1 - KL4$.

Таким чином, у разі виникнення резонансних перенапружень при дугових замиканнях на землю, вони будуть обмежені, в перший момент, з допомогою ОПН, а після шунтування пошкодженої фази, зникнуть, у зв'язку з переходом дугового замикання в металеве. Завдяки відключенню від землі нульової точки зірки ОПН за допомогою КМо, вони переводяться в полегшений режим, оскільки один з них зашунтований, а два інших будуть сполучені послідовно і включені на лінійну напругу. Це забезпечує збереження термічної стійкості ОПН і запобігає переходу однофазних замикань в міжфазні короткі замикання. Режим мережі 10 кВ з металевим замиканням фази через шунтуючий вимикач АШПВ допустимий по ПУЕ протягом декількох годин, достатніх для ухвалення рішень оперативним персоналом.

Після усунення з.з. в мережі 10 кВ необхідно схему шунтування пошкодженої фази повернути в початкове положення. Для цього ключем управління слід спочатку відключити вимикач КМ ушкодженої фази, а після включити вимикач КМо, що заземляє нульову точку ОПН.

Порівняння результатів досліджень і висновки до розділу 4

Переваги і недоліки мереж з різними режимами роботи нейтралі розглядаються з точки зору надійності, економічності, зручності експлуатації, безпеці і виконання пристроїв релейного захисту.

Переваги мережі з ізольованою нейтраллю:

1. Економічна, оскільки для свого виконання не вимагає спеціального заземлюючого контуру.
2. Простота виконання мережі і зручність в експлуатації.
3. Якщо мережа має однакові ємності фаз відносно землі, то відсутня напруга зміщення нейтралі, отже зірка фазної напруги симетрична.
4. При замиканні однієї фази на землю, зберігається незмінним трикутник лінійної напруги і безперебійність електропостачання споживачів.

Недоліки мережі з ізольованою нейтраллю:

1. При замиканні однієї фази на землю, напруга на неушкоджених фазах зростає до лінійної, отже ізоляція мережі має бути розрахована на лінійну напругу.
2. При замиканні однієї фази на землю може виникнути що переважаються дугове замикання, яке призводить до перенапружень і до складних видів коротких замикань в мережі.
3. Труднощі, пов'язані з пошуком місця ушкодження можуть привести до тривалого відключення лінії.
4. У наслідку можливих появ ферорезонансних процесів можуть ушкодитися і вийти з ладу трансформатори напруги.
5. Виникають труднощі виконання селективного релейного захисту.

Переваги мережі з компенсованою нейтраллю:

1. При замиканні однієї фази на землю не виникає перенапруги, за рахунок того, що ємнісний струм компенсується і не виникає переміжної дуги.
2. У мережі не буде повторних замикань.
3. Замикання однієї фази на землю не є аварією, а вважається нормальним режимом роботи мережі.
4. Відсутні ферорезонансні перенапруження.
5. Знижуються витрати, пов'язані з усуненням ушкодження.
6. До мінімуму зведена напруга кроку і дотику.

Недоліки мережі з компенсованою нейтраллю:

1. У нормальному режимі роботи мережі у разі асиметрії фаз відносно землі може виникнути резонанс напруги.
2. При неповній компенсації в режимі замикання однієї фази на землю може виникнути биття напруги.
3. Для створення мережі з компенсованою нейтраллю потрібно спеціальні ДГР, спеціальний трансформатор для установки ДГР і спеціальні заземлюючі пристрої.

Резистивне заземлення нейтралі і вживаний релейний захист не запобігають ушкодження електроустановки в умовах нестійкого горіння дуги.

Запропоновано технічне рішення по підвищенню надійності функціонування електроустановки мереж 6 – 10 кВ при дугових з.з. що не має недоліків, властивих відомим способам. Суть технічного рішення полягає в автоматичному шунтуванні пошкодженої фази і перекладу мережі в режим штучного глухого з.з.

В схемі пристрою вибору пошкодженої фази розроблені основні реле напруги і проміжні реле, що серійно випускаються. Як пусковий орган пристрою ПВПФ прийнято реле напруги, що реагує на напругу нульової послідовності. Остання навіть при ізольованій нейтралі і замиканнях має досить велику величину середнього значення за період.

РОЗДІЛ 5. ЕФЕКТИВНІСТЬ КОМПЕНСАЦІЇ ЄМНІСНИХ СТРУМІВ В МЕРЕЖІ 10 КВ

5.1. Аналіз аварійних ситуацій від замикань на землю

Ферорезонансні процеси в мережах. Пошкоджувальність трансформаторів напруги типу НТМИ-6(10), ЗНОЛ-6(10), ЗНОМ-35 пов'язана з їх термічною нестійкістю при надструмах в первинних обмотках, що виникають при ферорезонансних процесах в мережах 6-35 кВ з малими струмами ємностей. Впровадження компенсації ємнісного струму в даних мережах різко зменшує вірогідність виникнення ферорезонансних процесів в трансформаторах напруги. Це пояснюється тим, що ДГР мають нижчі опори нульовій послідовності, чим трансформатори напруги з підключеною до землі нейтральною точкою, що приводить до швидшого стікання заряду в землю при дугових замиканнях на землю.

Для захисту ТН старих типів від ферорезонансних процесів приблизно впродовж останніх 30 років застосовуються резистори. На сьогодні вітчизняною промисловістю налагоджено випуск антирезонансних ТН відповідно до ГОСТ 1983-2001.

Причиною виникнення ферорезонансу в мережах є співвідношення ємності мережі і індуктивності ТН. Так що ферорезонанс виникає після відключення замикання на землю (металевого або дугового) при включеній і відключеній батареї конденсаторів. Низька міцність ізоляції заземлювальних виводів трансформаторів ЗНОЛ-10 не дозволила встановити захисні резистори 3-5 кОм в їх коло. Тому в мережі 10 кВ були встановлені дугогасильні пристрої типу ТАДТМ-30/10. Проведені дослідження показали відсутність яких-небудь ферорезонансних процесів при самих різних режимах роботи мережі.

Що стосується перенапружень при комутаціях вакуумними вимикачами, то даний вид перенапруги взагалі не має ніякого відношення до режиму заземлення нейтралі.

Реактор або резистор. Заземлюючі дуги в мережах 6-35 кВ можна розділити на дві категорії:

- дуги, що відкрито горять (що розтягуються), до яких відносяться дуги, які виникають в результаті перекриття лінійної ізоляції по поверхні;
- закриті (що не розтягуються) дуги, це дуги, які виникають в кінцевих і сполучних муфтах, усередині кабелів, а також при щілистих дефектах введень і ізоляторів.

Режим роботи із заземленням нейтралі мережі через резистор знайшов застосування в мережах власних потреб (ВП) електростанцій і розподільчих мережах. Характерною особливістю цих мереж є невеликий рівень ємнісних струмів ОЗЗ (3-5 А).

При заземленні нейтралі через резистор застосовується, як правило, низько омний опір, що створює активний струм ОЗЗ приблизно 35-45 А, який є достатнім для роботи захисту. У розподільних мережах резистор для заземлення нейтралі вибирається виходячи з умови, що при дугових з.з. в перехідному процесі буде відсутня високочастотна складова, тобто буде тільки одна аперіодична складова. В свій час, для мереж з малим ємнісним струмом були розроблені пристрої компенсації ємнісного струму типу ТАДТМ, що є трансформатором і ДГР в одному баку. Для розподільчих мереж був розроблений ТАДТМ-30/10.

Резистивне заземлення нейтралі привело до збільшення числа відключень (у тому числі і до збільшення групових відключень). В той час як повна компенсація струму замикання на землю, крім основних переваг, дозволяла оперативному персоналу при замиканнях на землю завжди проводити необхідні перемикання без збитку для технологічних процесів.

В Україні на даний час в мережах з малим ємнісним струмом впроваджено ряд ТАДТМ-30/10, тоді як впровадження резистивного заземлення нейтралі є досить обмеженим.

У мережах 6-35 кВ з ПЛ на залізобетонних і металевих опорах при струмах замикання на землю більше 10 А може відбуватися висихання ґрунту і

збільшення опору заземлення опор з пошкодженою ізоляцією і, як наслідок, різке збільшення крокової напруги і напруги дотику поблизу місця з.з. Тому впровадження компенсації ємнісного струму в таких мережах просто необхідне. А уникнути значного зсуву нейтралі можна шляхом зменшення не симетрії ємностей фаз відносно землі. Це робиться простою транспозицією (зміною чергування) фаз по всій довжині лінії. Звідси випливає висновок, що для мереж з малим ємнісним струмом є різний досвід роботи з різним заземленням нейтралі, який треба враховувати проектним організаціям при розробці нових проектів.

При цьому, недоліки компенсації струму ємності дещо перебільшені, оскільки:

- виникнення значних перенапружень при дугових з.з. може і має бути виключено шляхом автоматичного підстроювання ДГР в резонанс з ємністю мережі;

- впровадження резонансної настройки знижує перенапруження на непошкоджених фазах при дугових з.з. до безпечних для ізоляції значень $(2,2-2,4) \cdot U_{\phi}$, що саме знижує вірогідність появи багатомісних пошкоджень і переходу однофазних замикань в двофазні;

- резонансна настройка також зменшує струм в місці замикання і знижує небезпеку враження струмом;

- на даний час існує безліч захистів для мереж з компенсацією ємнісного струму, заснованих не на визначенні абсолютного значення струму замикання, а на використанні інших його характеристик (гармонійних складових, фазового кута між струмом і напругою нульової послідовності), типа УС32/2, ЗЗН, ЗЗП, УЗС-01, ІМФ-10Т, УЦЗ-05.

- ряд сучасних мікропроцесорних комплектів протиаварійної автоматики (УЗА-10А(В).2, ТЭМП2501-1(3) Х, «Сириус», МТЗ-610) як одну з функцій мають також функцію захисту від з.з.;

- складність виявлення місця пошкодження (особливо так званих «запливаючих пробоїв» в кабельних мережах) взагалі не можна віднести до

проблеми режиму нейтралі. Це швидше за все проблема методів і пристроїв для відшукування місць пошкодження.

Робота ОПН. Дослідження роботи обмежувачів перевищення напруги при дугових з.з. показують, що в мережах з компенсацією ємнісного струму при резонансній настройці ДГР для обмежувачів створюються якраз більш комфортні умови роботи. Так, якщо в мережі з ізольованою нейтраллю дугові пробої можуть відбуватися кожен напів період (на позитивній і негативній напівхвилі 50 Гц), а рівень перенапруги може досягати $3,2 \cdot U_{\phi}$, то в мережі з резонансною настройкою повторні пробої виникають приблизно один раз в 10 періодів, а рівень перенапруги знижується до $(2,2 - 2,4) \cdot U_{\phi}$.

Це свідчить про те, що сумарна поглинена обмежувачем перевищення напруги енергія у випадку дугових замикань при резонансній настройці буде на два порядки менше, ніж в мережі з ізольованою нейтраллю (ступенем розладу компенсації більше 5%). Тобто в мережі з компенсацією ємнісного струму і резонансною настройкою ДГР можна застосовувати ОПН з глибшим рівнем обмеження перенапруги (найбільшою тривало допустимою робочою напругою).

5.2. Переваги компенсації нейтралі мережі 10 кВ

На основі приведеного вище можна стверджувати, що настроєна в резонанс компенсація ємнісного струму має наступні переваги:

- знижує перенапруги при дугових з.з. до безпечних для ізоляції значень $(2,2-2,4) \cdot U_{\phi}$;
- зменшує струм в місці з.з. до мінімального значення (у межі до активної складової і струму вищих гармонік);
- забезпечує надійне гасіння заземлюючих дуг;
- знижує швидкість відновлення напруги на пошкодженій фазі;
- запобігає розвитку ферорезонансних процесів;

- знижує небезпеку від розтікання струму в землі;
- полегшує вимоги до заземлюючих пристроїв.

Помилковою є думка, що потужність ДГР завжди вибиралася з урахуванням перспективного розвитку на найближчі 10 років, а за відсутності таких даних потужність ДГР вибиралася із запасом 25%.

Вимірювання ж струму ємності, згідно п. 5.11.8 ПТЕ, повинні проводитися при значних режимах мережі, але не рідше як 1 раз в 6 років. При експлуатації у разі недостатньої потужності встановлених ДГР завжди ухвалюється рішення про установку додаткових ДГР. Часто таку заміну планують при реконструкціях підстанцій, під час яких проводиться заміна силових трансформаторів на більш потужні, адже збільшення числа підключених до ПС ліній незмінно веде до збільшення споживаної потужності. У новому виданні ПТЕ вимоги до настройки ДГР посилені, і сьогодні допускається робота з перекомпенсацією не більше 5%. Це пов'язано з тим, що раніше вітчизняна промисловість випускала в основному ступінчасті ДГР типу ЗРОМ або РЗДСОМ. На даний час промисловістю освоєний випуск плавно регульованих (плунжерних і з підмагнічуванням) ДГР і проблема точного налаштування компенсації в резонанс повністю зникла.

Два реактори замість одного. Перед експлуатуючими організаціями актуальним є питання, як поступити із старими ступінчастими реакторами. Враховуючи їх малий знос, у порівнянні з силовими трансформаторами, вони можуть працювати і далі. Тому було розроблене технічне рішення, яке полягає у підключенні паралельно ступінчастому ДГР плавно регульованого реактора малої потужності.

Так, для мережі 10 кВ з межами зміни ємнісного струму від 30 до 70 А добре підійшла комбінація дугогасильних реакторів: РЗДСОМ-380/10 + РЗДПОМ-190/10. Ступінчастий реактор працює при цьому на якомусь конкретному режимі, а плавнорегульований реактор відстежує всі поточні зміни ємнісного струму.

Межі регулювання дугогасильного реактора РЗДСОМ-380/10 - 25-50 А, а реактора РЗДПОМ-190/10 - 5-25 А. Це дозволяє здійснювати точне налаштування в резонанс при будь-яких режимах роботи мережі. При цьому вартість «додаткового» ДГР малої потужності приблизно в 2-3 рази менше вартості нового плавно регульованого реактора. Враховуючи те, що трансформатори для підключення ДГР зазвичай не використовуються для власних потреб, а потужність їх вибирається з деяким запасом, у багатьох випадках вони підходять по потужності для підключення двох ДГР.

Згідно попередніх ПТЕ було можливим налаштування з перекомпенсацією, при якій реактивна складова струму з.з. допускалася до 5 А, що відповідало 5% розкомпенсації для 100 А ємнісного струму мережі. Оскільки майже половина мереж 6-35 кВ - це мережі із ємнісним струмом 50-100 А, то дозвіл працювати з розкомпенсацією в 5 А для цих мереж призводив до того, що втрачалися всі позитивні сторони резонансного налаштування компенсації.

Застосування плавно регульованих реакторів з автоматичними регуляторами дозволяє вирішити відзначену проблему повністю. Проте слід зазначити, що багато автоматичних регуляторів, що експлуатуються в енергосистемах, на сьогоднішній день фізично і морально застаріли. Відповідно до вимог часу необхідно впроваджувати автоматичні регулятори на основі мікропроцесорної техніки (типа МІРК) з функціями збору, зберігання і передачі інформації про замикання на землю, налаштування ДГР і т.п.

Розрахунок опору заземлення. В п.1.7.96 нового ПУЕ опір заземлюючого пристрою для мереж напругою вище 1 кВ розраховується по формулі $R_0=250/I$. При цьому за розрахунковий струм I в мережах без компенсації ємнісних струмів приймається струм з.з., а в мережах з компенсацією ємнісних струмів - струм, що рівний 125% номінального струму найбільш потужного реактора.

Вимоги до заземлюючих пристроїв електроустановок напругою вище 1 кВ для мереж із заземленням нейтралі через резистор взагалі відсутні. Тому необхідно трактувати термін «мережі без компенсації ємнісних струмів» як мережі з ізолюваною нейтраллю і з резистивним заземленням нейтралі.

Активно-індуктивне заземлення нейтралі - це заземлення через ДГР, і при дугових замиканнях на землю виявляються всі позитивні сторони компенсації ємнісних струмів. При металевому з.з. паралельно ДГР підключається резистор на якийсь час, достатній для спрацьовування захисту від з.з. Даний тип заземлення нейтралі найлегше впровадити в діючих мережах, оскільки він не вимагає значних витрат з реконструкції підстанцій.

5.3. Ефективність компенсації струмів замикання на землю

Впровадження компенсації ємнісних струмів ОЗЗ в розподільних мережах 10 кВ дозволяє успішно вирішувати комплекс техніко-економічних і соціальних завдань. Техніко-економічний ефект досягається за рахунок запобігання пошкодженням електроустаткування і підвищення надійності роботи мережі при виникненні ОЗЗ та зниження недовідпущення електроенергії споживачам. Соціальний ефект зумовлений скороченням ручної праці при ремонті електроустановок та поліпшенням умов електробезпеки. Сумарний струм ОЗЗ розподільних мереж 10 кВ ПАТ «Вінницяенерго» складає близько 3500 А, з яких приблизно 50% підлягає компенсації відповідно до ПТЕ (1977 р.).

Максимальний струм ОЗЗ окремих вузлів в нормальних режимах не перевищує 100 А, проте в ремонтних режимах може сягати 170 А. У подібних умовах досягнути задовільної якості компенсації струмів ОЗЗ за допомогою ДГР типу ЗРОМ неможливо. Тому підприємством Укренергоремонт був освоєний випуск плунжерних дугогасильних реакторів типа РДМР по розробках Укренерго. На даний час в мережах облenerго встановлено 67 таких ДГР в усіх вузлах, де необхідна компенсація струмів ОЗЗ, з яких постійно включено в роботу 75-80 %.

У зв'язку з частими змінами конфігурації мережі і перекладом більшості підстанцій на обслуговування без постійного чергового персоналу переваги плунжерних ДГР можуть бути повною мірою реалізовані тільки при автоматичній настройці компенсації (АНК) мережі. В даний час в мережах

обленерго встановлено 60 пристроїв АНК типу БАНК. В процесі експлуатації цих пристроїв були виявлені ряд недоліків, які разом з відсутністю ремонтної бази і запасних частин привели до виходу з ладу 30...40% пристроїв.

Хоча система компенсації струмів ОЗЗ далека від ідеальної, проте вона дозволяє істотно підвищити надійність роботи електричних мереж.

З аналізу статистичних даних добре видно ефективність впровадження пристроїв АНК, оскільки вони дозволяють підвищити показники надійності мережі у декілька разів в порівнянні з ручною настройкою компенсації.

Для запобігання виникненню ферорезонансних процесів в мережах із струмами ОЗЗ менше 10 А, які часто приводять до пошкодження трансформаторів напруги контролю ізоляції (ТНК.И), було запропоновано здійснити компенсацію струмів ОЗЗ за допомогою малопотужного трифазного ДГР [11]. За розробленими технічними умовами підприємство ВАТ «Запоріжтрансформатор» освоїло випуск таких пристроїв типу ТАДТМ-30/10. На даний час в ряді вузлів розподільних мереж ПАТ «Вінницяобленерго» знаходиться в експлуатації пристрої, сумарне напрацювання яких складає 20 років.

Ємнісний струм ОЗЗ у вузлах, де встановлені ТАДТМ, не перевищує 4 А, а ступінь розладу компенсації, залежно від режиму мережі, може сягати 50%.

Аналіз даних показує, що вірогідність розвитку ОЗЗ в міжфазні практично однакова в мережах з ТАДТМ і без них.

В основному це обумовлено наявністю дефектних ізоляторів, для пробою яких достатньо підвищення напруги до лінійної при ОЗЗ, а також порівняно великою величиною залишкового струму в місці ОЗЗ через значний розлад ступеня компенсації мережі. Випадків пошкодження ТНКИ внаслідок розвитку ферорезонансних процесів при ОЗЗ в мережах з ТАДТМ не зафіксовано, хоча до їх установки практично кожне десяте ОЗЗ супроводжувалося пошкодженням ТНКИ. Як показав аналіз двох пошкоджених ТНКИ, їх пошкодження обумовлене дефектами виготовлення і недоліками експлуатації, а не ферорезонансними явищами.

Для оцінки ефективності ТАДТМ Укренерго були проведені дослідження внутрішніх перенапруг в мережі ВП одного з блоків 500 МВт в режимі металевого і переміжного ОЗЗ, а також при відключенні двофазних з.з. [22].

Компенсація струмів ОЗЗ здійснювалася дугогасильними трансформаторами ТАДТМ-25/6. У дослідах з дуговими ОЗЗ за відсутності ТАДТМ зафіксовано виникнення стійкого ферорезонансного процесу, при якому повторні запалення заземлюючої дуги виникали регулярно приблизно через 0,02 с, і з такою ж періодичністю виникали перенапруги до $2,63 \cdot U_{\phi}$. При цьому в нейтралях обмотки ВН ТНКИ протікав уніполярний струм з амплітудою до 2,3 А. Такий процес може тривати до повного теплового руйнування обмоток ВН ТНКИ.

При підключеному до мережі ТАДТМ не було зафіксовано більше п'яти повторних запалень дуги, а максимальні перенапруги склали лише $2,31 U_{\phi}$, ферорезонанс був повністю відсутній, струми в нейтралях ВН ТНКИ були рівні нулю..

Умови роботи електродвигунів за досліджуваний період істотно не змінилися, хоч і була проведена велика робота по покращенню культури їх експлуатації. Помітне покращення показників надійності ізоляції електродвигунів, при порівняно невеликому зниженні рівня перенапружень (близько 15%) після установки ТАДТМ, пояснюється очевидно тим, що кратність випробувальної напруги їх ізоляції при ремонтах складає по відношенню до фазної напруги всього 2,7, тобто практично не перевищує рівень перенапружень за відсутності ТАДТМ, тим більше з урахуванням неминучого зниження запасів електричної міцності ізоляції у період між ремонтами.

Висновки по розділу 5

1. Для різних режимів нейтралі необхідно окреслити межі їх застосування.
2. Для визначення переваг того або іншого режиму заземлення нейтралі необхідно зібрати достовірний статистичний матеріал про рівні перенапруги

при дугових замиканнях на землю. Для цієї мети підійшли б сучасні мікропроцесорні реєстратори подій.

3. У мережах з компенсацією ємнісного струму замикання на землю необхідно застосовувати плавнорегульовані реактори з мікропроцесорними автоматичними регуляторами.

4. Пункт 1.7.96 нового видання ПУЕ необхідно доповнити вимогами до заземлюючих пристроїв мереж напругою вище 1 кВ з резистивним заземленням нейтралі. Необхідно розглянути можливість застосування активно-індуктивного способу заземлення нейтралі.

5. Впровадження пристроїв автоматичної настройки компенсації струмів однофазного замикання на землю технічно і економічно виправдано. Необхідне подальше вдосконалення апаратури і систем компенсації струмів ОЗЗ в мережах 6-10 кВ різного призначення.

РОЗДІЛ 6. ОХОРОНА ПРАЦІ НА ПІДСТАНЦІЇ

6.1. Захисні засоби на підстанції 35/10 кВ

Вибір захисних засобів виконується відповідно до чинних «Норм комплектування засобами захисту» та їх номенклатурою, в залежності від кількості розподільних пристроїв, споживчих ТП тощо.

Для безпечної експлуатації РТП 35/10 кВ вона комплектується захисними засобами відповідно до норм комплектації. Перелік захисних засобів наведено в табл. 6.1.

Таблиця 6.1

Захисні засоби підстанції 35/10 кВ

	Найменування захисних пристроїв	Тип	ГОСТ чи ТУ	Одиниця виміру	К-сть
ВРП-35 кВ					
1.	Ізолююча штанга 35 кВ	ШОУ-35	ТУ34-1633-75	шт.	2
2.	Показник напруги 35 кВ	УВНБ	ТУ34-31-10408-82	шт.	2
3.	Захисні окуляри	С-2	ГОСТ12.4013-75	шт.	2
4.	Шланговий протигаз	ПШ-1	ТУ616.2053-76	шт.	2
5.	Діелектричні рукавички		ТУ38-106389-79	пар	2
6.	Діелектричні боти		ГОСТ-13385-78	пар	2
7.	Переносне заземлення 35 кВ	ШПЗ-3541	ТУ16-538232-74	шт.	2
КРПЗ-10 кВ					
8.	Переносне заземлення 10 кВ	ШПЗ-1041	ТУ16-538232-74	шт.	2
9.	Захисні окуляри	С-2	ГОСТ12.4013-75	шт.	2
10.	Тимчасова огорожа			шт.	2
11.	Ізолююча штанга 10 кВ	ШОУ-15	ТУ34-1633-75	шт.	2
12.	Показник напруги 10 кВ	ПНВ-2	ТУ34-31-10408-82	шт.	2
ОВБ					
13.	Показник напруги 0,4 кВ	УНН-1	ТУ34-31-10130-80	шт.	2
14.	Діелектричні рукавички		ТУ38-106389-79	пар	2
15.	Діелектричні боти		ГОСТ-13385-78	пар	2
16.	Захисна каска	А	ГОСТ12.4091-80	шт.	
17.	Переносне заземлення 0,4 кВ		ТУ34-3820-77	шт.	2
18.	Плакати і знаки безпеки		ГОСТ12.4026-76	комплект	2

Захисні засоби передбачається зберігати в шафі експлуатаційного і протипожежного інвентарю із забезпеченням їх справності і захисту від пошкоджень, забруднень та зволоження.

Для надання першої медичної допомоги персонал оперативних бригад комплектується медичними аптечками.

Захисні засоби слід застосовувати в суху погоду. Використовувати їх на відкритому повітрі під час дощу, снігу, туману, мряки не дозволяється. Для цього існують спеціальні захисні засоби. Не допускаються до застосування як непридатні захисні засоби, строк використання яких, що вказаний в штампі, вийшов. Перед використанням захисні засоби очищають від пилу, оглядають, перевіряють на відсутність зовнішніх пошкоджень.

6.2. Блискавкозахист трансформаторної підстанції 35/10 кВ

На ізоляцію електроустаткування діють перенапруження від грозових розрядів, що відносяться до зовнішніх перенапружень. У електричному відношенні удар блискавкою вважається додатковим джерелом струму, оскільки він є електричним розрядом між хмарою і землею або між хмарами. У хмарах накопичуються потужні розряди висхідних повітряних потоків і інтенсивної конденсації в них водяної пари. У міру концентрації зарядів збільшується напруженість електричного поля, і коли вона досягає критичного значення (20-25 кВ/см залежно від висоти хмари над землею) відбувається грозовий розряд.

Блискавка може розрядитися через опір електроустановки або ударити поблизу об'єкту, що захищається. У цьому випадку виникає індуковане перенапруження, від якого також має бути передбачений захист. Зокрема на повітряних лініях 35 кВ, виконаних із використанням залізобетонних і металевих опор, в районах з частими і сильними грозами повинні передбачатися грозозахисні триси і розрядники.

Відкриті струмопроводи 10 кВ також мають бути захищеними від прямих ударів блискавки за допомогою громовідводів, що стоять окремо на відстані не менше 5 м від струмопроводу, або за допомогою тросів, підвішених на окремих опорах струмопроводів. Заземлення грозо приймаючих пристроїв виконується відособленими заземлювачами, які не мають з'єднання із заземлюючими контурами опор струмопроводу. На шинах підстанції, до яких підключені струмопроводи, встановлюють вентиляльні розрядники.

Громовідвід складається із наступних основних конструктивних елементів: грозо приймача; конструкції, що утримує струмопроводи; заземлювача. Грозоприймач безпосередньо сприймає прямий удар блискавки, який по струмопроводу йде на землю. Заземлювач служить для зниження потенціалу елементів громовідводу. Несуча конструкція може бути виконана у вигляді дерев'яної, металевої чи залізобетонної опори. За типом приймачів струмопроводи бувають стержневі і тросові, такі дроти, що є горизонтально підвішені і сполучені струмопроводом із заземлювачами.

Тросові громовідводи застосовують для захисту струмопроводів і гнучких зв'язків ВРП підстанції, а також для захисту повітряних ліній на підході до підстанції довжиною 1-3 км.

Будівлі електростанцій і підстанцій відносяться до об'єктів першої категорії по пристрою грозозахисту. Для об'єктів першої категорії захисна зона відноситься до типу А.

Габарити підстанції: довжина $A=35$ м, ширина $B=30$ м, висота $h=4,5$ м. Приймаємо виконання захисту двома металевими громовідводами стержневого типу, що стоять окремо, заввишки 20 м, відстань між громовідводами $L=32$ м.

Зона захисту подвійного стержневого громовідводу показана на рис. 6.1.

Для подвійного стержневого громовідводу визначаємо його параметри.

Визначаємо висоту вершини конуса h_0 , м, стержневого громовідводу:

$$h_0 = 0,85 \cdot h, \quad (6.1)$$

де h - повна висота стержневого громовідводу, м

$$h_0 = 0,85 \cdot 20 = 17 \text{ м.}$$

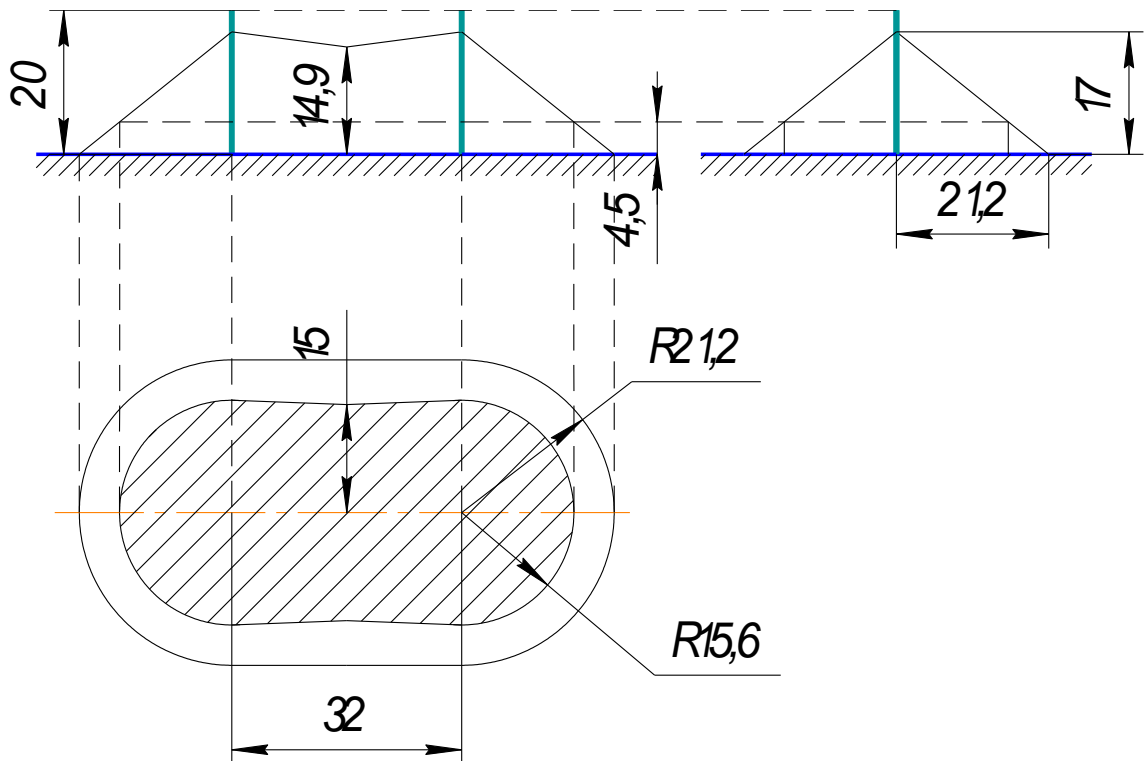


Рис. 6.1. Зона захисту подвійного стержневого громовідводу

Визначаємо висоту середньої частини h_c , м, подвійного стержневого громовідводу

$$h_c = h_0 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h)(L - h), \quad (6.2)$$

де L - відстань між двома стержневими громовідводами.

$$h_c = 17 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 20)(32 - 20) = 14,9 \text{ м.}$$

Знаходимо радіус захисту на висоті r_x , спорудження, що захищається, м:

$$r_x = (1,1 - 0,002h)(h - \frac{h_x}{0,85}), \quad (6.3)$$

де h_x - висота споруди, що захищається, м.

$$r_x = (1,1 - 0,002 \cdot 20)(20 - \frac{4,5}{0,85}) = 15,6 \text{ м.}$$

Розраховуємо радіус захисту на рівні землі r_0 , м:

$$r_0 = (1,1 - 0,002h)h, \quad (6.4)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 20)20 = 21,2 \text{ м.}$$

Визначуваний радіус середньої частини зони подвійного стержневого громовідводу на висоті r_{cx} об'єкту, що захищається, м:

$$r_{cx} = r_0 \frac{h_c - h_x}{h_c}. \quad (6.5)$$

Радіус середньої частини зони подвійного стержневого громовідводу на рівні землі в даному випадку рівний $r_c = r_0 = 21,2$ м.

Визначаємо висоту стержневого грозоприймача h_m , м:

$$h_m = h - h_0, \quad (6.6)$$

$$h_m = 20 - 17 = 3 \text{ м.}$$

Знаходимо активну висоту громовідводу h_a , м:

$$h_a = h - h_x, \quad (6.7)$$

$$h_a = 20 - 4,5 = 15,5 \text{ м.}$$

Розраховуємо кут захисту α , град (між вертикаллю і похилою ділянкою):

$$\alpha = \arctg \frac{r_0}{h_0}, \quad (6.8)$$

$$\alpha = \arctg \frac{21,2}{17} = 51,3^\circ.$$

Визначаємо габаритні розміри об'єкту, що захищається, в зоні грозозахисту.

Ширина $B=30$ м, висота $h=4,5$ м. Знаходимо кут ϕ , град:

$$\phi = \arcsin \frac{B}{2r_x}, \quad (6.9)$$

$$\phi = \arcsin \frac{30}{2 \cdot 15,6} = 74^\circ.$$

Визначаємо максимально можливу довжину об'єкту A_{\max} , м, при якій він знаходиться в зоні грозозахисту:

$$A_{\max} = L + 2r_x \cos \varphi, \quad (6.10)$$

$$A_{\max} = 32 + 2 \cdot 15,6 \cdot 0,3 = 41,4 \text{ м.}$$

Оскільки, $A < A_{\max}$ (35 м < 41,4 м, рис. 6.2) і усі інші параметри грозозахисту підходять для цих габаритів підстанції, то вона знаходиться в зоні грозозахисту.

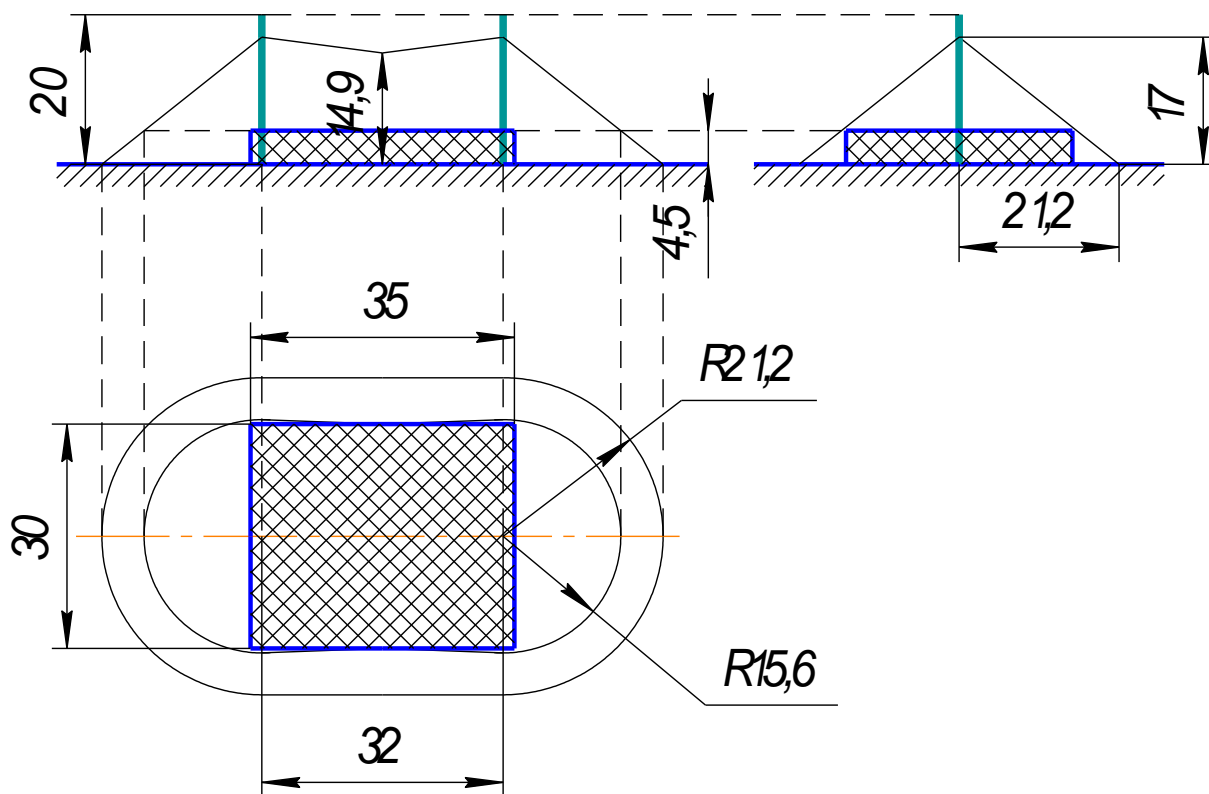


Рис. 6.2. Зона захисту подвійного стержневого громовідводу і підстанції

Таким чином, в даній магістерській кваліфікаційній роботі застосовуємо для грозозахисту два стержневі громовідводи заввишки 20 м.

6.3. Розрахунок заземлюючих пристроїв

Природними заземлювачами є водопровідні і інші металеві трубопроводи (окрім трубопроводів горючих або вибухових рідин і газів, а також трубопроводів, покритих ізоляцією від корозії), металеві і залізобетонні конструкції будівель і споруд, що мають надійне з'єднання із землею.

Для штучних заземлювачів застосовують: для вертикального заглиблення в землю сталеві стержні діаметром 12-16 мм, кутова сталь з товщиною стінки не менше 4 мм або сталеві труби (некондиційні) з товщиною стінки не менше 3,5 мм; для горизонтального укладання - сталеві смуги товщиною не менше 4 мм або круглу сталь діаметром 6 мм.

У залежності від розташування заземлювачів відносно заземленого електроустаткування, розрізняють виносне і контурне заземлення. При контурному (застосовується зазвичай у ВРП) заземлювачі розташовують навколо заземлюваного устаткування, поблизу від нього.

Залежно від напруги і виду приєднання нейтралі опір заземлюючого пристрою може бути не більше 0,5 Ом в електроустановках напругою вище 1000 В з глухозаземленою нейтраллю, а в електроустановках напругою вище 1000 В з ізолюваною нейтраллю опір R_3 , Ом, повинен задовольняти умові:

$$R_3 \leq \frac{U_3}{I_3}, \quad (6.11)$$

де $U_3 = 250$ В, якщо заземлюючий пристрій використовується лише для установок напругою вище 1000 В; $U_3 = 125$ В, якщо заземлюючий пристрій одночасно використовується і для установок напругою до 1000 В; I_3 - розрахунковий струм з.з., А.

Для заземлювача вибираємо стержневі електроди.

Питомий опір ґрунту, Ом·м

$$\rho = \rho_{\text{вим}} \Psi, \quad (6.12)$$

де $\rho_{\text{вим}}$ - виміряне значення питомого опору ґрунту, Ом·м [10];

ψ - коефіцієнт підвищення питомого опору [10].

Опір одиночного заземлювача R_0 , Ом:

$$R_0 = 0,00227 \cdot \rho. \quad (6.13)$$

Струм однофазного замикання на землю I_3 , А:

$$I_3 = \frac{U \cdot (35 \cdot I_k + I_n)}{350}, \quad (6.14)$$

де U - номінальна напруга, кВ;

I_n - протяжність ПЛ, км;

I_k - протяжність КЛ, км. Отже

$$I_3 = \frac{35(35 \cdot 0 + 25)}{350} = 2,5 \text{ А}.$$

Опір заземлюючого пристрою R_3 , Ом, за умови, що він є загальним для напруги 35 кВ, 10 кВ і 0,4кВ згідно (6.11):

$$R_3 = \frac{U_3}{I_3}.$$

Вибираємо $R_3=4$ Ом згідно ПУЕ для напруги 0,4кВ.

Число n , шт, електродів:

$$n = \frac{R_0}{\eta \cdot R_3}, \quad (6.15)$$

де η - коефіцієнт екранування [8].

6.4. Пожежна безпека при експлуатації трансформатора 35/10 кВ

Горючими речовинами та матеріалами в трансформаторах є:

- трансформаторне масло;

- прокладки: маслостійкі гумові, клінгеритові, пробкові - для герметизації

трансформатора;

- ізоляція обмоток трансформатора, проводів до газового реле;
- хлорвінілові трубки (для захисту проводів до газового реле від роз'їдання останніх маслом);
- силікагель в фільтрах;
- дерев'яні планки (для внутрішнього монтажу осердя);
- бакелітовий лак (покривають прокладку між газовим реле та маслопроводом).

Пожежі маслонаповнених трансформаторів можливі внаслідок:

- викидів масла і його парів при коротких замиканнях в середині трансформатора і не спрацюванні газового захисту;
- іскрових розрядів статичної електризації при наливанні або зливанні трансформаторного масла, засипанні силікагелю;
- прямого удару блискавки;
- користування відкритим вогнем при монтажі та ремонті трансформатора (пайка, зварювання);
- паління біля трансформаторів, займання промасленого одягу робітників під час паління;
- займання навколишніх предметів: дахів будівель, дерев, кущів.

Для запобігання пожеж слід проводити наступні профілактичні заходи:

- до проведення вогневих робіт допускаються особи, які знають “Інструкцію о мерах пожарной безопасности при проведении огневых работ” та засвоїли програму протипожежного техмінімуму;
- профілактичні випробування, ремонти, огляди обладнання трансформатора для запобігання майбутніх аварій у встановлені терміни;
- встановлення громовідводів (ПУЕ вимагає відкриті підстанції 110 кВ захищати від прямих ударів блискавки за допомогою стержньових або тросових громовідводів, що розташовуються поблизу захищеного трансформатора; громовідводи заземлюються, заземлення;

- встановлення вихлопної труби під кутом, для того щоб при викидах струменя масло не потрапило на виводи трансформатора, встановлення загороджувального щита навпроти отвору труби;

- систематичне прибирання території підстанції: на території відкритої підстанції не допускається наявність дерев, кущів; періодично скошують траву на відкритих ділянках території;

- встановлення знаків пожежної безпеки;

- спорудження масло збірної ями під трансформатором для локалізації площі пожежі (її габарити повинні виступати за габарити трансформатора на 1,5 м згідно п. 4.2.70 [12]; об'єм масло збірника повинен бути розрахований на одночасний прийом 100% масла, що міститься в трансформаторі);

- вздовж усіх трансформаторів слід передбачити проїзд шириною не менше 3 м, або пожежний під'їзд до кожного з них;

- фундамент масло наповненого трансформатора виконується з негорючого матеріалу.

У випадку появи пожежі трансформатора його, в першу чергу, відключають від системи електропостачання: вогнегасники, не залежно від вогнегасного заряду, при гасінні електроустановок під напругою використовувати не дозволяється.

Оскільки в трансформаторі є трансформаторне масло та осердя, займання яких і є основною причиною пожежі, то приведемо найбільш доцільні засоби їх гасіння. Трансформаторне масло доцільно гасити:

- при великих проливах повітряно-механічною піною, порошком, ПСБ-3;
- в приміщеннях об'ємним гасінням CO₂, хладонами 114B2 і 12B1;
- невеликі осередки пожежі з використанням ПСБ, CO₂;

Водою гасити масло не допустимо, оскільки воно може впливати на її поверхню, збільшуючи площу пожежі.

Осердя трансформатора (обмотки) доцільно гасити порошком ПГС-М, об'ємним гасінням аргоном.

Комплектація протипожежного щита приведена в табл. 6.2.

Таблиця 6.2

Комплектація протипожежного щита

№п\п	Найменування	Кількість	Місце знаходження
1	Вогнегасники вуглекислотні	2 шт.	Протипожежний щит
2	Багор	2 шт.	Протипожежний щит
3	Лопата	2 шт.	Протипожежний щит
4	Кирка	2 шт.	Протипожежний щит
5	Лом	1 шт.	Протипожежний щит
6	Відро	2 шт.	Протипожежний щит
7	Вогнегасник хімічний ОХП –10	1 шт.	Протипожежний щит
8	Ящик з піском	2 шт.	Біля трансформатора

Висновки до розділу 6

Система охорони праці на підстанції передбачає вибір захисних засобів у залежності від кількості розподільних пристроїв, споживчих ТП та ін. Проведено розрахунок захисту від блискавок з визначенням зони захисту подвійного стержневого громовідводу. Розраховано заземлюючий пристрій, в якості якого вибрано стержневі електроди. Розкриті правила пожежної безпеки при експлуатації трансформатора 35/10 кВ та приведена комплектація протипожежного щита.

ВИСНОВКИ

1. При розрахунковому навантаженні потужністю 7130 кВА існуюча підстанція з двома трансформаторами потужністю 2500 кВА не забезпечує пропускну здатність, тому прийнято рішення про збільшення потужності трансформаторів (2х4000 кВА) на РТП, а також заміну обладнання, яке не відповідає новим розрахунковим умовам.

2. Реконструйована підстанція живиться ПЛ 35 кВ довжиною 8,5 км і з проводом АС-95, пропускну здатність якої задовольняє розрахунковим умовам.

3. Оскільки в ВРП 35 кВ підстанції «Бар» працюють масляні вимикачі типу ВТ-35 і С-35, що виробили свій ресурс і мають низьку надійність, їх замінюємо на сучасні елегазові вимикачі ВГБЭ-35.

4. Для захисту електрообладнання у колі комутації вакуумними вимикачами ВВ/TEL-10, встановлюються обмежувачі перенапруги типу ОПН-РС(КР)/TEL. Для захисту електрообладнання підстанції від атмосферних і комутаційних перенапруг використано нелінійні обмежувачі перенапруг ОПН-TEL 35/38,5 ХХЛ1 на стороні 35 кВ і ОПН-РС/TEL 10/12,7 ХХЛ1 на стороні 10 кВ.

5. Розрахункові струми відхідних ліній не перевищують первинні номінальні струми трансформаторів струму, встановлених в комірках цих ліній, тому немає необхідності в заміні таких ТС, за виключенням ТС ввідних та секційної комірок.

Оскільки потужність силових трансформаторів підстанції збільшується з 2500 кВА до 4000 кВА, то трансформатор струму секційного вимикача ТПЛ-10(150/5) замінюємо на ТПЛ-10 (250/5). Такі ж ТС приймаються для встановлення у ввідних комірках.

Без заміни залишається і трансформатори напруги НТМИ-10, оскільки ніяких змін в схемі підключення та переліку вимірювальних приладів цього трансформатора не передбачається.

6. Вибрано однофазний дугогасильний реактор із ступінчастим регулюванням струму типу РЗДСОМ-380/10У1 на номінальну напругу 10 кВ, з типовою потужністю $S_{\text{тип}}=380$ кВА і граничними струмами ДГР $25 \div 50$ А.

Залишковий струм з.з. рівний 1,98 А, що менше допустимого залишкового струму 5 А і складає 6,59 % від ємнісного струму замикання на землю.

7. Обґрунтовано вимоги до заземлюючих пристроїв мереж напругою вище 1 кВ з резистивним заземленням нейтралі і розглянута можливість застосування активно-індуктивного способу заземлення нейтралі.

8. Впровадження пристроїв автоматичної настройки компенсації струмів однофазного замикання на землю технічно і економічно виправдано. Необхідне подальше вдосконалення апаратури і систем компенсації струмів ОЗЗ в мережах 10 кВ різного призначення.

9. Запропоновано технічне рішення по підвищенню надійності функціонування електроустаткування мереж 6 – 10 кВ при дугових з.з., що не має недоліків, властивих відомим способам. Суть технічного рішення полягає в автоматичному шунтуванні пошкодженої фази і переведенні мережі в режим штучного глухого з.з.

В схемі пристрою вибору пошкодженої фази розроблено основні реле напруги і проміжні реле, що серійно випускаються. Як пусковий орган пристрою УВПФ прийнято реле напруги, яке реагує на напругу нульової послідовності. Остання навіть при ізольованій нейтралі і замиканнях має досить суттєву величину середнього значення за період.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Матвійчук В.А. Методичні вказівки по оформленню дипломних робіт магістра для студентів ОКР «Магістр» спеціальності 8.10010101 «Енергетика сільсько-господарського виробництва» та студентів ОС «Магістр» спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка і електромеханіка»/ Матвійчук В.А., Стаднік М.І., Рубаненко О.О. – Вінниця: ВНАУ, 2016. - 63 с.
2. Матвійчук В.А. Технології наукових досліджень. Навч. посібник / Матвійчук В.А., Лежнюк П.Д., Рубаненко О.Є. - Вінниця: ВНАУ, Л 49 2015. - 190 с.
3. Матвійчук В.А. Визначення якості функціонування ділянки із зниженим опором ізоляції мережі оперативного постійного струму за допомогою нейро-нечіткого моделювання/ В.А. Матвійчук, О.Є. Рубаненко, О.О. Рубаненко //Вісник Хмельницького національного університету. – 2015 – №3. – С. 187-195.
4. Матвійчук В.А. Аналіз режимів роботи мікроелектромереж і методів керування ними / В.А. Матвійчук, О.О. Рубаненко, В.В. Явдик // Збірник наукових праць ВНАУ: Серія техніка, енергетика, транспорт АПК– 2016. № 4 (96). – С. 133-136.
5. Абрамович Б., Кабанов С., Сергеев А., Полищук В. Перенапряжения и электромагнитная совместимость оборудования электрических сетей 6-35 кВ // Новости Электротехники. - 2002. - N 5(17).
6. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 С.
7. Правила устройства электроустановок. - Х.: Издательство «Индустрия», 2007. - 416 С.
8. Бургсдорф В.В., Якобс А.И. Заземляющие устройства электроустановок.- М.: Энергоатомиздат, 1987 .- 400 С.
9. ГКД 340.000.002-97. Визначення економічної ефективності капітальних

вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні мережі.-К.: Міненерго України, 1997.-54 с.

10. ГKD341.004.001-94. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 6-750 кВ. - К.: Минэнерго Украины, 1994.

11. ГОСТ 27514-87. Короткі замикання в електроустановках. Методи розрахунку в електроустановках змінного струму напругою понад 1 кВ.

12. Енергозбереження – пріоритетний напрямок державної політики України / Ковалко М.П., Денисюк С.П.; Відпов.ред. Шидловський А.К.- Київ: УЕЗ, 1998.-506 С.

13. Зихерман М.Х. Об антирезонансных трансформаторах напряжения 6-10-35 кВ // Энергетик. - 2003. - N 10.

14. Калетнік Г.М. Практична реалізація державної політики у сфері вищої освіти та положень нового закону "про вищу освіту" в концептуальних засадах підготовки фахівців на базі ННВК "Всеукраїнський науково-навчальний консорціум" / Г.М. Калетнік, І.В. Гунько, Є.А. Кіреєва // Економіка. Фінанси. Менеджмент: актуальні питання науки і практики, 2016, № 9 С.7-19.

15. Козирський В.В. Електропостачання агропромислового комплексу: підруч./ Козирський В.В., Каплун В.В., Волошин С.М. –К.: Аграрна освіта, 2011.448 С.

16. Лихачев Ф.А. Замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью и компенсацией емкостных токов. - М.: Энергия, 1971.

17. Модернизация комплектных распределительных устройств прежних лет выпуска. Инструкция по монтажу АРТА.674.540 ИМ. Севастополь, "Таврида Электрик", 2003.-29 С.

18. Назаров В.В. Защита электрических сетей от однофазных замыканий. — К.: Либідь, 1992. — 124 С.

19. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 6-750 кВ: ГKD341.004.001-94.-К.: Міненерго України, 1994.

20. Ограничители перенапряжений нелинейные типа ОПН-ВВ/TEL-27(35). Технические условия ТУ У25123867.
21. Охрана труда в электроустановках /Под ред. Б.А. Князевского. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 336 С.
22. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник. – 3-е изд.-М.:”Академия”, 2006. - 448 С.
23. Способы заземления нейтрали электрических сетей 3 -35 кВ / Б.С.Стогний, В.В. Масляник, В.В. Назаров и др. // Энергетика и электрификация. – 2002. - №2. -С.23-27.
24. Справочник по проектированию электроснабжения/ Под ред. Л.Е.Федорова, Ю.Г.Барыбина и др.- М.: Энергоатомиздат, 1990.-576 С.
25. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий: Проектирование и расчет/ А.С.Овчаренко и др.- К.: Техніка, 1985.-279 С.
26. Стаднік М.І. Оптимізація функціональної структури системи автоматизації однорідних об'єктів науковий журнал Вісник Хмельницького національного університету серія: Технічні науки. Стор. 62 - 66 Хмельницький, 2016, № 3 (237).
27. Реле напряжения, перекоса и последовательности фаз РНПП-301 [Электронный ресурс].- Режим доступа: <http://lib.chipdip.ru/259/DOC000259107.pdf>
28. Типовая инструкция по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6-35 кВ (ТИ 34-70-070-87). - М.: СПО Союзтехэнерго, 1988.
29. Титенков С. Четыре режима заземления нейтрали // Новости Электротехники. - 2003. - N 5(23).
30. Трансформаторы тока / [Афанасьев В.В., Адоньев Н.М., Кибель В.М. и др.] ; под. ред. В.В. Афанасьева.– М.-Л.: Госэнергоиздат, 1989. – 320 с.
31. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография.– СПб.: ПЭИПК, 2003.- 4-е изд., перераб. и доп.-350 С., ил.

32. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений РД 34.21.122-87.-М.: Энергоатомиздат, 1989.-56с.

33. Жидецький В.Ц. Основи охорони праці. Підручник — Львів: УАД, 2006 – 336 с.

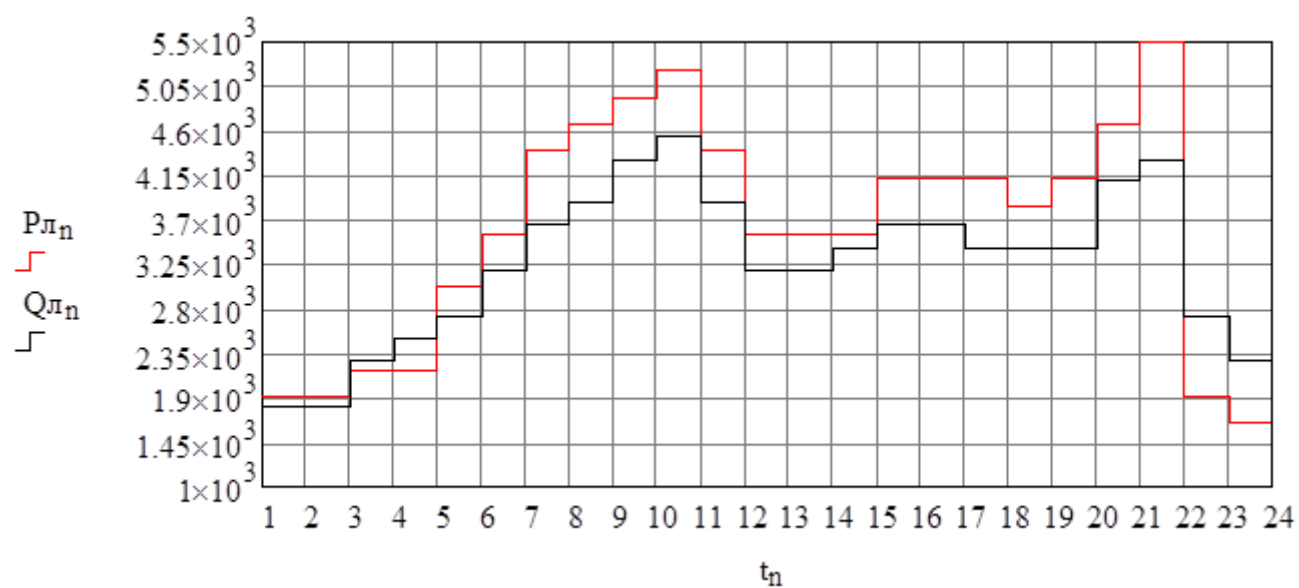
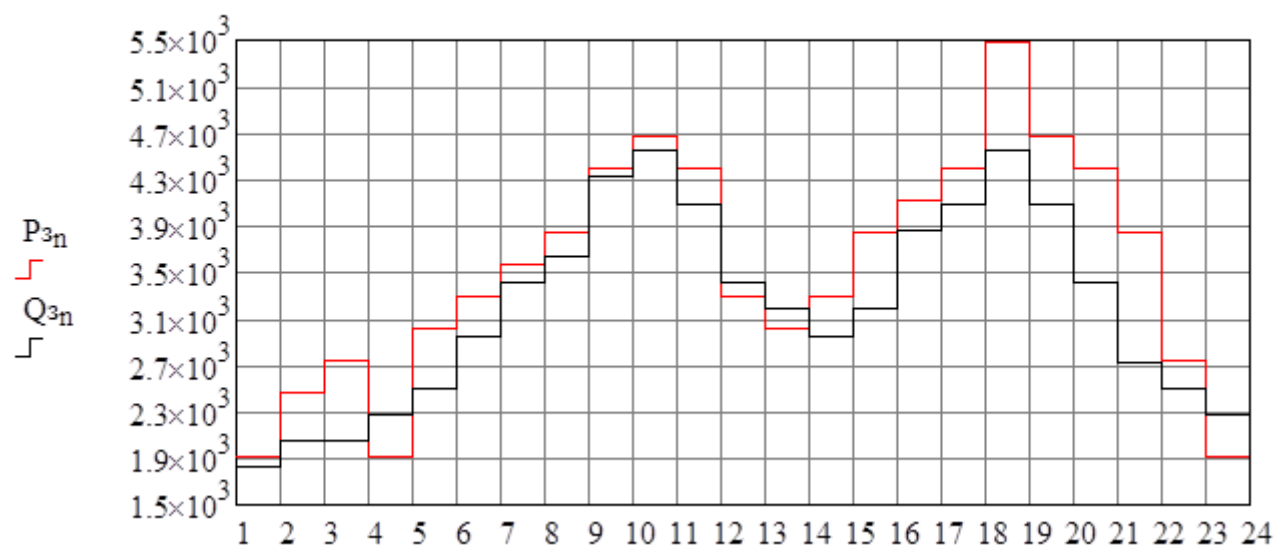
34. Rubanenko O.O. DETERMINATION OF OPTIMAL TRANSFORMATION RATIOS OF POWER SYSTEM TRANSFORMERS IN CONDITIONS OF INCOMPLETE INFORMATION REGARDING THE VALUES OF DIAGNOSTIC PARAMETERS (p. 66-79) / O.Rubanenco, O. Kazmiruk, V. Bandura, V. Matijchuk, O. Rubanenco// Східно-Європейський журнал передових технологій, 4/3 (88) 2017, 66-79. DOI: 10.15587 / 1729-4061.2017.108945.

ДОДАТКИ

Карта обліку використання стандартів в магістерській кваліфікаційній роботі

Етапи застосування стандартів при виконанні магістерської роботи	ДСТУ, гармонізовані стандарти, стандарти IES, ISO		
	Назва стандарту ДСТУ	Назва міжнародного стандарту (ISO, EN, IES та ін.)	Джерело посилання
Опис об'єкта дослідження	Процеси передачі і розподілу електроенергії в елементах трансформаторної підстанції 35/10 кВ. ГKD341.004.001-94. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 6-750 кВ. - К.: Минэнерго Украины, 1994.	IEC 61558-1-2001	www.normativ.ua www. document.ua
Норматив щодо графічних зображень	ГОСТ 2.105-95 Единая система конструкторской документации. Общие требования к текстовым документам ГОСТ-21.611-88 Изображения условные графические электрооборудования и проводок на планах. ГОСТ 2.710-81 Буквенные обозначения элементов в электрических схемах.		www.normativ.ua www. document.ua
Вибір технічних засобів (регулятори електричні)	ДСТУ-Н IEC Guide 111:2007. Електрообладнання підстанцій високої напруги високовольтне. Загальні рекомендації щодо стандартів на вироби (IEC Guide 111:2004, IDT).	IEC Guide 111:2007	www.normativ.ua www. document.ua
ДСТУ IEC 61558-1-2001	Безпечність силових трансформаторів, силових блоків живлення й аналогічних пристроїв. Ч. 1 Загальні вимоги та випробування (IEC 61558-1:1997, IDT).		
ДСТУ IEC/TR 60909-	Струми короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Ч. 4 : Приклади		

4:2008 ;	обчислення сили струму короткого замикання (IEC/TR 60909-4:2000,IDT).
ГОСТ 14209-69.	Трансформаторы (и автотрансформаторы) силовые масляные. Нагрузочная способность.- М.: Гос. ком. СССР по стандартам, 1985.- 30 с.
ДСТУ Б В.2.5-38:2008.	Інженерне обладнання будинків і споруд ; Улаштування блискавкозахисту будівель і споруд (IEC 62305:2006, NEQ).
ДСТУ ISO 13601-2001.	Системи енергетичні технічні. Структура для аналізу. Сектори постачання та споживання енергопродукту (ISO 13601:1998, IDS)



Добові графіки навантаження ТП-35/10 к В «Бар» в зимовий і літній період