

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Інститут (факультет) ННІТІ ім. акад. І.С. Гулого
Кафедра Електропостачання та енергоменеджменту

«До захисту в ЕК»

«До захисту допущено»

Директор інституту (декан факультету)

Завідувач кафедри

_____ Блаженко С.І.
(підпис) (прізвище та ініціали)

_____ Балюта С.М.
(підпис) (прізвище та ініціали)

«___» _____ 2020 р.

«___» _____ 2020 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня бакалавра

з спеціальності 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка"

(шифр та назва напрямку підготовки (спеціальності))

освітня програма «Електротехніка та електротехнології»

на тему: Проект модернізації трансформаторної підстанції 35/10 кВ ПрАТ «Житомиробленерго» та розробка заходів щодо зменшення наслідків від однофазних замикань на землю в мережі підстанції

Виконав: студент 4 курсу, групи ЕЛ-4-4

_____ Левкович Віталій Валерійович
(прізвище ім'я та по батькові)

_____ (підпис)

Керівник Омельчук Анатолій Олександрович

(прізвище та ініціали)

_____ (підпис)

Консультанти

_____ Сірик А.О.
(прізвище та ініціали)

_____ (підпис)

_____ (прізвище та ініціали)

_____ (підпис)

Рецензент

_____ Шевченко В.В.
(прізвище та ініціали)

_____ (підпис)

Засвідчую, що в цій дипломній роботі немає запозичень із праць інших авторів без відповідних посилань.

Студент _____
(підпис)

Київ – 2020 р.

Національний університет харчових технологій

Інститут Навчально-науковий інженерно-технічний інститут ім акад І.С. Гулого

Кафедра Електропостачання та енергоменеджменту

Освітній ступень бакалавр

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітня програма «Електротехніка та електротехнології»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕПЕМ

/Балюта С.М./

« 08 » квітня 2020 р.

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційний (дипломний) проект (роботу) студентіві

Левковичу Віталію Валерійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи): Проект модернізації трансформаторної підстанції 35/10 кВ ПрАТ «Житомиробленерго» та розробка заходів щодо зменшення наслідків від однофазних замикань на землю в мережі підстанції

керівник проекту (роботи): доцент Омельчук Анатолій Олександрович

затверджені наказом вищого навчального закладу від « 08 » 04. 2020 р. № 260- кс

2. Строк подання студентом проекту (роботи) 03 червня 2020 року

3. Вихідні дані до проекту (роботи): розрахункова потужність приєднаних ЛЕП 10 кВ, добові графіки навантаження підстанції 35/10 кВ «Брусилів», схема електрична лінійна підстанції, характеристика електрообладнання підстанції

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

Загальна характеристика підстанції. Вибір електричного обладнання трансформаторної підстанції 35/10 кВ. Режими заземлення нейтралі в мережах 6-35 кВ і релейний захист від однофазних замикань на землю. Релейний захист трансформаторної підстанції 35/10 кВ «Брусилів». Охорона праці

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

Однолінійна схема підстанції 35/10 кВ «Брусилів» після реконструкції.

Схеми заземлення нейтралі силового трансформатора

Релейний захист підстанції 35/10 кВ «Брусилів».

Блискавкозахист підстанції 35/10 кВ «Брусилів

6. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
	Доц. каф. ЕБтаОП Сірик А.О.		

7. Дата видачі завдання _____ 8 квітня 2020 року _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Пор. №	Назва етапів виконання проекту (роботи)	Термін виконання етапів проекту (роботи)	Примітка
1	Отримання завдання на дипломне проектування	08.04.2020 р	
2	Загальна характеристика підстанції.		
3	Вибір електричного обладнання трансформаторної підстанції 35/10 кВ		
4	Режими заземлення нейтралі в мережах 6-35 кВ і релейний захист від однофазних замикань на землю.		
5	Релейний захист трансформаторної підстанції 35/10 кВ «Брусилів»		
6	Охорона праці		
7	Оформлення графічної частини проекту		
8	Оформлення пояснювальної записки проекту		
9	Подача роботи на перевірку на плагіат	03.06.2020 р.	

Студент

_____ (підпис)

_____ (прізвище та ініціали)

Керівник проекту

_____ (підпис)

_____ (прізвище та ініціали)

Анотація

Левкович В.В. Проект модернізації трансформаторної підстанції 35/10 кВ ПрАТ «Житомиробленерго» та розробка заходів щодо зменшення наслідків від однофазних замикань на землю в мережі підстанції. Дипломний проект на здобуття ступеня бакалавра за спеціальністю 141 “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”. Національний університет харчових технологій. – 2020.

Пояснювальна записка складається зі вступу, п'яти розділів та списку використаних джерел. Загальний обсяг пояснювальної записки становить 83 стор.

Виконано розрахунки щодо модернізації підстанції 35/10 кВ із збільшенням потужності, заміни електрообладнання, модернізації системи релейного захисту та запровадження захисту від дугових замикань на землю. Зниження повного навантаження підстанції внаслідок КРП в зимовий період в різні години доби становить 18...24,5%. Застосування в мережах 6-35 кВ сучасного устаткування заземлення нейтралі (дугогасильних реакторів з шунтуючими низьковольтними резисторами і високовольтних резисторів заземлення нейтралі) дозволяє істотно підвищити надійність роботи мереж, автоматизувати процес пошуку пошкодженого фідера і понизити аварійність при однофазних замиканнях на землю. Розраховано заземлення та блискавкозахист підстанції 35/10 кВ.

ПІДСТАНЦІЯ; КОРОТКІ ЗАМИКАННЯ; ВИСОКОВОЛЬТНЕ ОБЛАДНАННЯ; РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ.

Аннотация

Левкович В.В. Проект модернизации трансформаторной подстанции 35/10 кВ ЗАО «Житомироблэнерго» и разработка мероприятий по уменьшению последствий от однофазных замыканий на землю в сети подстанции. Дипломный проект на соискание степени бакалавра по специальности 141 "Электроэнергетика, электротехника и электромеханика". Национальный университет пищевых технологий. - 2020.

Пояснительная записка состоит из введения, пяти глав и списка использованной литературы. Общий объем пояснительной записки составляет 83 стр.

Выполнены расчеты по модернизации подстанции 35/10 кВ с увеличением мощности, замены электрооборудования, модернизации системы релейной защиты и внедрение защиты от дуговых замыканий на землю. Снижение полной нагрузки подстанции в результате КРП в зимний период в разное время суток составляет 18 ... 24,5%. Применение в сетях 6-35 кВ современного оборудования заземления нейтрали (дугогасящих реакторов с шунтирующими низковольтными резисторы и высоковольтных резисторов заземления нейтрали) позволяет существенно повысить надежность работы сетей, автоматизировать процесс поиска поврежденного фидера и снизить аварийность при однофазных замыканиях на землю. Рассчитано заземления и молниезащиты подстанции 35/10 кВ.

**ПОДСТАНЦИЯ; КОРОТКИЕ ЗАМЫКАНИЯ; ВЫСОКОВОЛЬТНОЕ
ОБОРУДОВАНИЕ; РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА.**

Summary

Levkovich V.V. Project of modernization of 35/10 kV transformer substation of PJSC "Zhytomyroblenergo" and development of measures to reduce the consequences of single-phase earth faults in the substation network. Diploma project for a bachelor's degree in specialty 141 "Electrical Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics". National University of Food Technology. - 2020.

The explanatory note consists of an introduction, five chapters and a list of sources used. The total volume of the explanatory note is 83 pages.

Calculations were made for the modernization of the 35/10 kV substation with an increase in capacity, replacement of electrical equipment, modernization of the relay protection system and introduction of protection against arc short circuits to ground. The reduction of the full load of the substation due to the PRC in the winter at different times of the day is 18... 24.5%. The use of modern neutral grounding equipment in 6-35 kV networks (arc-quenching reactors with shunt low-voltage resistors and high-voltage neutral grounding resistors) allows to significantly increase the reliability of networks, automate the process of finding a damaged feeder and reduce accidents in single-phase earth faults. Grounding and lightning protection of 35/10 kV substation are calculated.

SUBSTATION; SHORT CIRCUITS; HIGH VOLTAGE EQUIPMENT;
RELAY PROTECTION.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	9
РОЗДІЛ 1 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПІДСТАНЦІЇ.....	11
1.1. Приєднання підстанції до електричної системи	11
1.2. Характеристика навантажень відхідних ліній 10 кВ.....	12
1.3. Обґрунтування реконструкції підстанції.....	13
1.4. Розрахунок власних потреб підстанції.....	17
РОЗДІЛ 2 ВИБІР ЕЛЕКТРИЧНОГО ОБЛАДНАННЯ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ 35/10 КВ	20
2.1. Розрахунок струмів короткого замикання.....	20
2.2. Вибір електричної апаратури.....	23
РОЗДІЛ 3 ЗАЗЕМЛЕННЯ НЕЙТРАЛІ В МЕРЕЖАХ 6-35 КВ І РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ВІД ОДНОФАЗНИХ ЗАМИКАНЬ НА ЗЕМЛЮ.....	40
3.1. Загальні положення.....	40
3.2. Режим ізольованої нейтралі.....	44
3.3. Режим заземлення нейтралі в сети 6-35 кВ через дугогасящий реактор.....	46
3.4. Режим заземлення нейтралі в мережі 6-35 кВ через резистор (резистивне заземлення нейтралі).....	51
РОЗДІЛ 4 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ 35/10 КВ «БРУСИЛІВ».....	60
4.1. Розрахунок МСЗ захисту силового трансформатора ТМН-2500-35/10.....	60
4.2. Розрахунок струмової відсічки трансформатора.....	62
4.3. Розрахунок релейного захисту силового трансформатора від перевантаження	63
4.4. Розрахунки диференційного захисту силового трансформатора.....	64
4.5. Розрахунок облаштувань автоматики встановлених на підстанції	68
4.6. Захист трансформатора власних потреб.....	70
РОЗДІЛ 5 ОХОРОНА ПРАЦІ	71
5.1. Обґрунтування рішення щодо розміщення електротехнічного	

обладнання.....	71
5.2. Організаційні та технічні заходи з охорони праці	72
5.3. Практичний розрахунок.....	77
ВИСНОВКИ.....	80
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	81

ВСТУП

Нині у зв'язку з поступовим відновленням та нарощуванням харчової галузі та її переробних підприємств, будівництвом нових промислових об'єктів та переобладнанням на нові сучасні технології зростає електроспоживання та одиничні потужності електроспоживачів. Але розосередженість цих споживачів на значній території, мала щільність комунально-побутових споживачів визначають малу щільність електричних навантажень і значну протяжність електричних мереж.

Енергопостачальні організації постійно проводять технічні заходи по підвищенню надійності роботи устаткування і зменшенню аварійності в напрямках: вдосконалення схем електропостачання, скорочення протяжності ліній розподільних мереж 10 кВ і 35 кВ, будівництво ПЛ для резервування підстанцій.

Основою системи електропостачання є електричні мережі напругою 0.38- 110 кВ, від яких забезпечуються електроенергією переробні підприємства харчової промисловості, господарства АПК, включаючи комунально-побутові, об'єкти меліорації і водного господарства, а також промислові підприємства і адміністративно-громадські організації.

Трансформаторні підстанції 35-110 кВ, що застосовуються для електропостачання районів з переважаючим агропромисловим розвитком, мають один або два трансформатори напругою 35/10 кВ, потужністю 630-6300 кВ·А; 110/10 кВ - 2500-10000 кВ·А; 110/35/10 кВ - 6300-80000 кВ·А. Місце розміщення підстанції вибирається поблизу центру електричних навантажень, автомобільних доріг і залізничних станцій. Підстанція (ПС) повинна розташовуватися, як правило, на непридатних для використання земель; на незаселеній або зайнятій рослинністю території; по можливості поза зонами інтенсивних природних і

					ДП 2020 141			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив		Левкович В.В.			Вступ	Літера	Аркуш	Аркушів
Перевірів		Омельчук А.О.						
Рецензент						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого		
Н. контр.								
Затвердив		Балюта С.М.						

промислових забруднень.

Важливою вимогою при розміщенні трансформаторних підстанцій є забезпечення зручних заходів повітряних ліній електропередачі живлення ПС.

Раціональне проектування мережевих ПС усіх типів і категорій і, зокрема, раціональна і економічна побудова головних електричних схем, вибір параметрів устаткування і апаратури, а також оптимальне їх розставляння є складним і відповідальним завданням.

Темою дипломного проекту є модернізація існуючої перевантаженої трансформаторної підстанції 35/10 кВ з розосередженими споживачами електроенергії на значній території, котрими є промислові підприємства, переробні підприємства та населені пункти Брусилівського р-ну Житомирської обл. Реконструкція дозволить збільшити пропускну здатність мережі підстанції, забезпечити резервування розподільчої мережі суміжних районних підстанцій тощо.

Актуальність теми дипломного проектування обумовлена критичним перевантаженням трансформаторної підстанції 35/10 кВ при подальшому зростанні електричного навантаження споживачів району, вичерпаним ресурсом електричного, особливо комутаційного обладнання підстанції, незадовільною роботою встановлених пристроїв релейного захисту підстанції та перебоями в електропостачанні через часті однофазні замикання в розподільчій мережі 35 і 10 кВ.

Метою дипломного проекту є підвищення ефективності електропостачання споживачів трансформаторної підстанції 35/10 кВ.

Для цього в дипломному проекті розв'язуються наступні задачі:

- а) дослідження добових графіків електричного навантаження підстанції 35/10 кВ;
- б) розробка заходів щодо зниження наслідків однофазних замикань на землю;
- в) вдосконалення системи релейного захисту підстанції 35/10 кВ.

					ДП 2020 141	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 1

ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПІДСТАНЦІЇ

1.1. Приєднання підстанції до електричної системи

Модернізована трансформаторна підстанція по своєму призначенню є районною понижуючою. Підстанція включена в розтин лінії напругою 35 кВ. Така підстанція вважається прохідною.

Типове схемне рішення для прохідної підстанції на стороні вищої напруги - міст з вимикачами в ланцюгах трансформаторів. Ця схема забезпечує надійне електропостачання споживачів підстанції, а також надійність перетікань потужності через робочу перемичку. Схema враховує перспективу розвитку електричних мереж і можливість розширення РП - 35 кВ, шляхом приєднання додаткової лінії до РП- 35 кВ. В цьому полягає її перевага перед схемою містка з віддільниками і короткозамикачами в ланцюгах трансформаторів. Головна схема електричних з'єднань представлена на рис.1.1.

На підстанції передбачена установка одного двохобмоткового силового трансформатора 35/10 кВ. Розрахунок і техніко-економічне обґрунтування вибору наведене в п.1.3.

Вибір захисної і комутаційної апаратури цих класів напруги наведений в розділі 3.

Захист від грозових і комутаційних перенапружень здійснюється за допомогою встановлюваних ОПН. Від прямих ударів блискавки - блискавковідводами.

Величина струму короткого замикання на шинах 35 кВ в режимі максимуму енергосистеми складає 3,02 кА, в режимі мінімуму 2,04 кА.

					ДП 2020 141			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив		Левкович В.В.			Загальна характеристика підстанції	Літера	Аркуш	Аркушів
Перевірив		Омельчук А.О.						
Рецензент								
Н. контр.								
Затвердив		Балюта С.М.						
						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого		

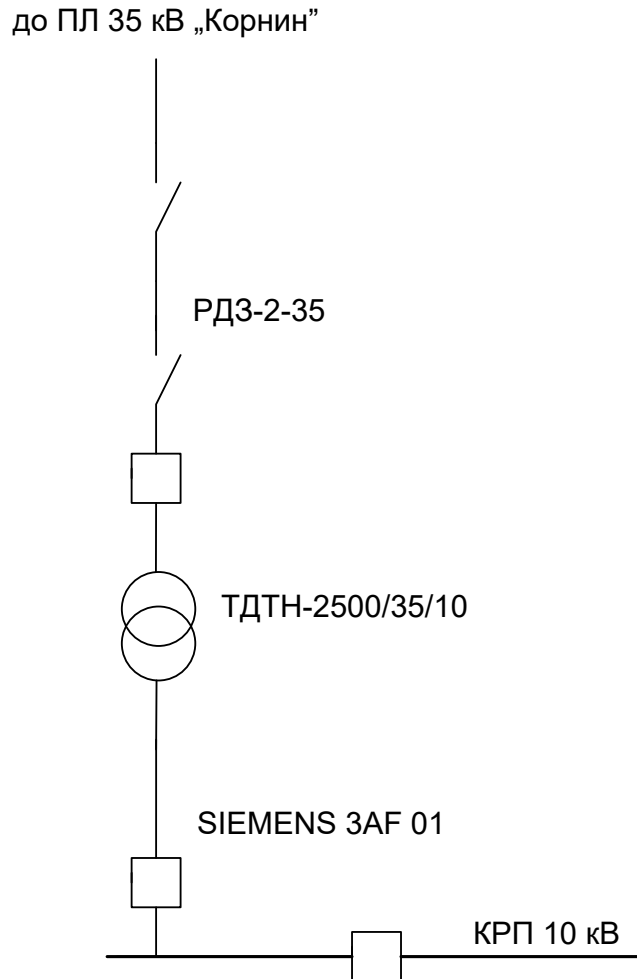


Рис. 1.1. Головна схема підстанції 35/10 кВ «Брусилів».

1.2. Характеристика навантажень відхідних ліній 10 кВ

Параметри повітряних ліній, що відходять, представлені в табл.1.1

При визначенні розрахункової потужності підстанції слід врахувати потужність трансформаторів власних потреб (ТВП), які зазвичай приєднуються до збірних шин НН, а також коефіцієнт перспективи зростання навантажень на 5-10 років ($K_{10}=1.25$).

Параметрів відхідних ліній 10 кВ

Найменування приєднання	U _н , кВ	Тип дроту	L, км	P, кВт
Власні потреби	10	АВБбШв- 70		120
Промбаза	10	АС- 50	6,3	126
Мікрорайон	10	АС- 50	10,7	125
Слободка	10	АС- 50	15,8	225
Старицьке	10	АС- 50	11,2	125
Завод	10	АС- 50	19,7	125
Брусилів	10	АС- 50	11,9	225
Соловіївка	10	АС- 50	13,4	125
				1276

Розрахункову потужність підстанції визначимо по формулі:

$$S_{\text{розр.п/с}} = (S_{\text{розр}} + S_{\text{ВП}}) \cdot K_{10}, \quad (1.1)$$

де $S_{\text{розр}} = P_{\text{ср}} / \cos\varphi$ - розрахункова потужність навантаження підстанції, МВА;

$S_{\text{ВП}}$ - потужність ТВП, МВ·А.

Заздалегідь вибираємо потужність власних потреб підстанції по табл. 5.2 [2],
 $S_{\text{ВП}} = 160$ кВА.

Повна розрахункова потужність підстанції буде рівна :

$$S_{\text{розр.п/с}} = (1376 / 0,8 + 160) \cdot 1,25 = 2350 \text{ кВА.}$$

1.3. Обґрунтування реконструкції підстанції

Районна трансформаторна підстанція «Брусилів» 35/10 кВ побудована в

1958 році. Вона відноситься до ПАТ «Житомиробленерго» і обслуговується оперативним персоналом Брусилівського РЕМ. Нині підстанція знаходиться в сильно зношеному стані. Будівля підстанції знаходиться в напівзруйнованому стані. Обгороджування зруйноване і не відповідає нормам і правилам. Освітлення підстанції знаходиться в жалюгідному стані. Усі світильники не відповідають нормам протипожежної безпеки. На підстанції відсутня яка-небудь сигналізація і захист. Усі операції пов'язані з оперативними перемиканнями робляться тільки вручну. Знос усього устаткування складає близько 83%. Трансформатор на підстанції встановлений потужністю 1600 кВА, яка бракує у зв'язку з розширенням виробництва (Промбаза). Трансформатор власних потреб встановлений недостатньої потужності (25 кВА).

Щоб виключити ці недоліки і проводиться реконструкція цієї підстанції : замінюється трансформатор 35/10 кВ на потужніший, замінюється ТВП, встановлюється релейний захист для забезпечення надійної роботи підстанції. У випадках аварійного відключення проектованої підстанції передбачається резервування шин 10 кВ від ПЛ - 10 кВ тягової підстанції. Ця лінія в нормальному режимі роботи підстанції відключена і є чисто резервною.

1.3.1. Вибір силових трансформаторів.

Вибір силових трансформаторів полягає у визначенні їх числа, типу і номінальної потужності, а також в техніко-економічному обґрунтуванні прийнятого варіанту.

Оскільки від підстанції живляться споживачі 3 категорії і живлення від системи є тільки з боку вищої напруги, то досить встановити один трансформатор.

Розглянемо установку для однострансформаторної підстанції 35/10 кВ два варіанти трифазних двообмоткових трансформаторів.

Для двохтрансформаторної підстанції:

$$S_{тр} > (0,65-0,7) \cdot S_p = 0,7 \cdot 2350 = 1645 \text{ кВА};$$

1) 1×ТДТН - 2500/35/10,

2) 2×ТДТН - 1600/35/10,

Перевіряємо можливість роботи в аварійному режимі .

Коефіцієнт перевантаження в аварійному режимі:

$$K_{п.ав}^{(1)} = S_p / S_{ном(1)} = 2350 / 2500 = 0,94 < 1,4 ;$$

$$K_{п.ав}^{(2)} = S_p / S_{ном(2)} = 2350 / 1600 = 1,47 > 1,4.$$

Виконаємо техніко-економічний розрахунок для першого і другого варіантів.
Технічні дані трансформаторів в табл.1.2.

Таблиця 1.2

Технічних даних трансформаторів

Тип тр-ра	S _н , мВА	U _{ном} , кВ		ΔP _х , кВт	ΔP _к , кВт	U _к , %	I _{хх} , %	Ціна
		ВН	НН					
ТДТН-1600	1,6	35	11	2,9	16,5	6.5	1,3	1500
ТДТН- 2500	2,5	35	11	4,1	25	6.5	1,0	1823

1.3.2. Техніко-економічний розрахунок трансформаторів.

$$Z_{\Sigma} = E \cdot K_{н.тр.} + B_{втр.тр.} + B_{обсл.,рем.,ам.} \quad (1.2)$$

де E – номінальна норма дисконту, прирівнена до відсоткової ставки за кредит згідно курсу НБУ $E = 0,2 \div 0,3$;

$K_{н.тр.}$ – повні капітальні витрати з урахуванням вартості трансформаторів, грн;

$B_{втр.тр.}$ – вартість втрат в трансформаторі, грн./рік;

$B_{обсл.,рем.,ам.}$ – витрати на обслуговування ремонт і амортизацію, грн./рік.

$$K_{н.тр.} = C_{тр.} \cdot I \cdot (1 + \delta_T + \delta_c + \delta_M), \quad (1.3)$$

де $C_{тр.}$ - ціна трансформаторів $C_{тр.1} = 1515,354$ тис.грн, $C_{тр.2} = 1350,462$ тис. грн (ціни 2017 року);

I – індекс цін устаткування ($I = 1$ на 2016г);

$\delta_T = 0,05$ – коефіцієнт, що враховує транспортно-заготівельні витрати, пов'язані з придбанням устаткування;

$\delta_c = 0,13$ – коефіцієнт враховує витрати на будівельні роботи;

$\delta_M = 0,15$ – коефіцієнт враховує витрати на монтаж і наладку устаткування.

$$K_{н.тр.1} = 1515,354 \cdot 1 \cdot (1 + 0,05 + 0,13 + 0,15) = 2015 \text{ тис. грн.};$$

$$B_{втр.тр.} = C_0 \cdot (N_{тр.} \cdot \Delta P_{xx} \cdot T_T + (\frac{S_p}{S_{н.тр.}})^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau_n \cdot \frac{1}{N_{тр.}}), \quad (1.4)$$

де C_0 - вартість 1кВт/год електроенергії $C_0 = 2,18 \frac{грн}{кВт \cdot год}$ (на 2017 рік);

T_T – річне число годин роботи трансформатора $T = 8760$ год;

ΔP_{xx} – втрати неробочого ходу $\Delta P_{xx1} = 2.8$ кВт $\Delta P_{xx2} = 3.9$ кВт;

$\Delta P_{кз}$ – втрати короткого замикання $\Delta P_{кз1} = 18.0$ кВт $\Delta P_{кз2} = 25.0$ кВт;

τ_n – час максимальних втрат $\tau = 2700$ год;

S_p - розрахункова потужність 2350 кВА.

$$B_{втр.тр.1} = 2,18 \cdot (2 \cdot 2,8 \cdot 8760 + (\frac{2350}{1600})^2 \cdot 18 \cdot 2700 \cdot \frac{1}{2}) = 334,7 \text{ тис.грн,}$$

$$B_{\text{обсл.,рем.,ам.}} = (H_a + H_{\text{обсл}} + H_{\text{рем}}) \cdot K_{\text{н.тр.}}, \quad (1.5)$$

де $H_a=3,5\%$ - норма амортизаційних відрахувань;

$H_{\text{обсл.}} = 2,9\%$ - норма обслуговування устаткування;

$H_{\text{рем.}} = 1,0\%$ - норма ремонту устаткування.

$$B_{\text{обсл.,рем.,ам.1}} = (0,035 + 0,029 + 0,01) \cdot 2015 = 149,11 \text{ тис.грн},$$

$$Z_{\Sigma} = 0,25 \cdot 2015 + 334,7 + 149,11 = 987,2 \text{ грн},$$

Варіант з одним трансформатором потужністю $S_{\text{н.тр.}} = 2500$ кВА на основі техніко-економічного розрахунку виявився вигідніший його і приймаємо за основною в подальших розрахунках.

1.4. Розрахунок власних потреб підстанції

Склад споживачів власних потреб підстанції залежить від типу підстанції, потужності трансформаторів, наявності синхронних компенсаторів, типу устаткування.

Потужність споживачів власних потреб невелика, тому вони приєднуються до мережі 380/220В, яка отримує живлення від знижувальних трансформаторів 10/0.4кВ, які називаються трансформаторами власних потреб (ТВП).

Споживачами власних потреб є електродвигуни обдування трансформаторів, обігрів приводів вимикачів, шаф КРПЗ, освітлення підстанції і інші споживачі.

Найбільш відповідальними споживачами власних потреб є оперативні кола, система зв'язку і телемеханіки, система охолодження трансформаторів, аварійне

освітлення підстанції.

Для живлення оперативних кіл може застосовуватися змінний і постійний струм. Постійний оперативний струм застосовується на підстанціях 110-220кВ з числом масляних вимикачів три і більше. Для живлення оперативних кіл постійним струмом передбачається установка акумуляторної батареї і зарядно-підзарядного агрегату типу ВАЗП. Потужність ТВП вибирається по навантаженнях власних потреб з урахуванням коефіцієнта завантаження і одночасності [9, с.475]:

$$S_{\text{розр}} = K_c \cdot \sqrt{P_{\text{уст}}^2 + Q_{\text{уст}}^2}, \quad (1.6)$$

де $S_{\text{розр}}$ - розрахункова потужність споживачів власних потреб, кВА;

$P_{\text{уст}}$, $Q_{\text{уст}}$ - встановлені активна і реактивна потужності підстанції, кВт, кВАр.

$K_c=0,8$ - коефіцієнт попиту, коефіцієнт завантаження і одночасності.

Потужність ТВП при числі трансформаторів рівному двом вибирається по умові:

$$S_{\text{ТВП}} \geq S_{\text{розр}} / K_{\text{П}}, \quad (1.7)$$

де $K_{\text{П}}=1,4$ - коефіцієнт допустимого аварійного навантаження.

Визначаємо основні навантаження власних потреб підстанції і зводимо в табл.1.3.

Розрахункова потужність споживачів власних потреб :

$$S_{\text{розр}} = 0,8 \sqrt{188,9^2 + 1,48^2} = 151,12 \text{кВА.}$$

Потужність трансформаторів власних потреб :

$$S_{\text{ТВП}} = S_{\text{розр}} / K_{\text{П}} = 151,12 / 1,4 = 107,95 \text{кВА.}$$

Вибираємо трансформатори типу ТМ - 160/10, $S_{\text{ном}}=160\text{кВА}$.

Навантаження власних потреб підстанції

Вид споживача	$P_{уст.од.}$, кВт	$\cos\varphi$	$Q_{уст. од.}$, кВАр	К-ть	$P_{уст.}$, кВт	$Q_{уст.}$, кВАр
Охолодження трансформатора ТДТН- 2500	1,2	0,85	0,74	2	2,2	1,48
Підігрівання вимикачів 35 кВ і їх приводів	1,5	1	0	3	4,2	0
- Вимикач Siemens	1,5	1	0	7	12,5	0
Підігрівання шаф КРПЗ	1	1	0	22	22	0
Підігрівання приводів роз'єднувачів	1	1	0	50	52	0
Освітлення ВРП-35кВ	2	1	0	1	2	0
Оперативні кола блокування	0,5	1	0	-	0,2	0
Зарядно-підзарядний агрегат	16	1	0	2	22	0
Освітлення, опалювання ОПУ	65	1	0	-	62	0
Разом					128,9	1,48

РОЗДІЛ 2

ВИБІР ЕЛЕКТРИЧНОГО ОБЛАДНАННЯ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ 35/10 КВ

2.1. Розрахунок струмів короткого замикання

Вихідними даними для розрахунку струмів к.з. є потужність к.з. системи і параметри приєднаної мережі. Розрахунок струмів к.з. необхідний для вибору та перевірки вибраної апаратури на термічну та динамічну стійкість, перевірки чутливості релейного захисту і для узгодження характеристик релейного захисту лінії 10 кВ з характеристиками запобіжників ТП-10/0,4 кВ. Розрахункова схема електричної мережі та схема заміщення приведені на рис.2.1. Оскільки струми к.з. розраховуємо у мережі різних напруг, то зручніше це робити методом відносних одиниць. Розрахунок виконуємо для трьох точок мережі:

- к1 – на шинах 35 кВ РТП;
- к2 – на шинах 10 кВ РТП;
- к3 – на шинах 10 кВ найвіддаленішої ТП-10/0,4 кВ.

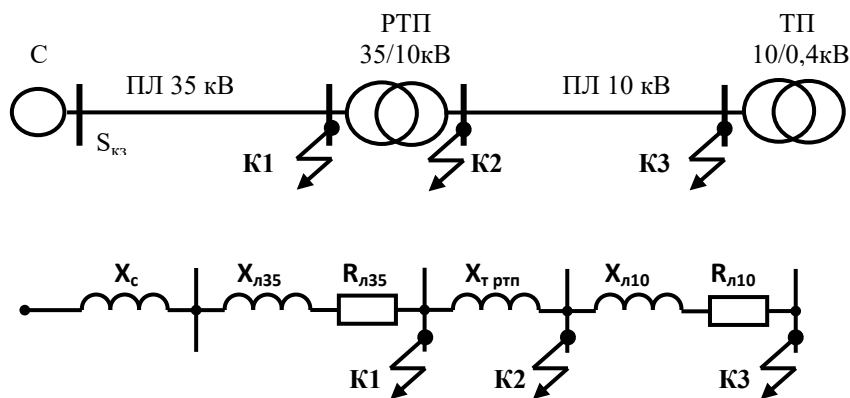


Рис.3.1. Електрична схема мережі та схема заміщення.

ДП 2020 141				
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата
Розробив		Левкович В.В.		
Перевірив		Омельчук А.О.		
Рецензент				
Н. контр.				
Затвердив		Балюта С.М.		
Вибір електричного обладнання трансформаторної підстанції 35/10 кВ				
		Літера	Аркуш	Аркушів
ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого				

2.1.1. Розрахунок опорів елементів схеми заміщення.

Опір системи визначаємо по формулі

$$X_C = \frac{S_{\bar{o}}}{S_{кз}}, \quad (2.1)$$

де $S_{\bar{o}} = 100$ мВА – базисна потужність;

$S_{кз} = 78$ мВА – потужність к.з. системи.

Індуктивний опір лінії живлення

$$X_l = X_0 \cdot L_l \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_l^2}, \quad (2.2)$$

де $X_0 = 0,4$ Ом/км – питомий індуктивний опір лінії напругою 35 та 10 кВ;

L_l – довжина лінії до даної точки, км (дивись вихідні дані);

U_l – номінальна напруга лінії, кВ.

Активний опір лінії живлення

$$R_l = R_0 \cdot L_l \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_l^2}, \quad (2.3)$$

де R_0 – питомий активний опір лінії, Ом/км.

Індуктивний опір силових трансформаторів на РТП

$$Z_{ТРТП} = X_{ТРТП} = U_{кз} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{100 \cdot S_{НРТП} \cdot N}, \quad (2.4)$$

де $S_{НРТП} = 2500$ кВА – номінальна потужність трансформатора;

$U_{кз} = 6,5$ % - напруга к.з. силового трансформатора;

$N = 1$ – кількість трансформаторів.

Повний опір електричної мережі до точки к.з.

$$Z_{\kappa} = \sqrt{(X_c + X_l + X_{TPTT})^2 + R_l^2}. \quad (2.5)$$

Дані, отримані в результаті розрахунків заносимо в табл.2.1.

2.1.2. Розрахунок струмів короткого замикання.

Базисний струм розраховуємо за формулою

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_l} \quad (2.6)$$

Усталене значення трифазного струму к.з.

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{I_{\bar{o}}}{Z_{\kappa}}. \quad (2.7)$$

Ударне значення струму к.з.

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\kappa}^{(3)}, \quad (2.8)$$

де K_y – ударний коефіцієнт, який залежить від затухання аперіодичної складової струму к.з.: при к.з. на шинах 10 і 35 кВ підстанції 35/10 кВ $K_y = 1,5$; при к.з. в розподільних мережах напругою 10 кВ $K_y = 1$.

Двофазний струм к.з.

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)}. \quad (2.9)$$

Діюче значення ударного струму к.з.

$$I_y = I_{\kappa}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2}. \quad (2.10)$$

Результати розрахунків заносимо в табл.2.1.

Таблиця 2.1

Розрахунок струмів короткого замикання

Точка схеми	Опір до розрахункової точки Z_K , в.о.	Базисний струм к.з. I_0 , кА	Трифазний струм к.з. $I_K^{(3)}$, кА	Ударний струм к.з. i_y , кА	Двофазний струм к.з. $I_K^{(2)}$, кА	Діюче значення ударного струму к.з. I_y , кА
К1	1,60	1,25	1,23	2,28	0,29	1,26
К2	1,62	5,27	3,26	7,20	3,20	4,26
К3	3,60	5,27	1,20	3,20	1,28	1,26

2.2. Вибір електричної апаратури

2.2.1. Вибір електричної апаратури розподільчого пристрою 10 кВ.

Розрахунок та вибір електричних шин.

Переріз шин вибираємо по допустимому робочому струму так, щоб він був більший або рівний максимальному робочому струму. Для вибору шин розрахуємо максимальний робочий струм

$$I_{p \max} = \frac{1,4 \cdot S_H}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{1,4 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 10} = 202 \text{ A} \quad (2.11)$$

Відповідно до ПВЕ для даного струму при умові тривалого режиму роботи підходять шини розміром $F = (25 \times 3) = 75 \text{ мм}^2$, для котрих тривало-допустимий струм $I_{don} = 215 \text{ A}$. Цей тривало-допустимий струм розраховано для максимальної робочої температури $\theta_o = 25 \text{ }^\circ\text{C}$. Нехай максимальна середньорічна температура за останні 25 років складає $\theta_{max} = 30 \text{ }^\circ\text{C}$. Перерахуємо тривало-допустимий струм шин

на максимальну температуру по формулі

$$I'_{\text{дон}} = I_{\text{дон}} \cdot \sqrt{\frac{\theta_{\text{дон}} - \theta_{\text{max}}}{\theta_{\text{дон}} - \theta_o}} = 215 \text{ A}, \quad (2.12)$$

де $\theta_{\text{дон}}=70^\circ\text{C}$ – тривало-допустиме значення температури для алюмінієвих шин.

Як видно, умова по допустимому струму (по допустимій температурі нагріву) виконується

$$I'_{\text{дон}} = 241 \text{ A} < I_{p.\text{max}} = 202 \text{ A},$$

отже умова виконується, шини за умов нагрівання вибрано правильно.

Перевіримо вибрані шини на термічну стійкість аналітичним способом.

Тепловий імпульс, що характеризує кількість тепла, яка виділяється за час дії струму к.з.

$$B_{\kappa} = (I_{\kappa}^{(3)})^2 \cdot t_{\kappa} = 3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (2.13)$$

де $I_{\kappa}^{(3)}=3,56 \text{ кА}$ – усталене значення струму к.з. на шинах (табл.3.1, т. К2).

t_{κ} – приведений час, що відповідає повному струму к.з.

$$t_{\kappa} = t_{\epsilon} + t_{pz} + T_a = \text{с}, \quad (2.14)$$

де $t_{\epsilon}=0,02 \text{ с}$ – час спрацювання вимикача;

$t_{pz}=1,5 \text{ с}$ – час спрацювання релейного захисту;

$T_a=0,185 \text{ с}$ – постійна часу затухання аперіодичної складової струму к.з.

Мінімальний допустимий переріз, при якому шини не нагріються вище значення допустимої нетривалої температури під час проходження струму к.з., яка для алюмінію становить 200°C , визначаємо за наступною формулою

$$F_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C} = \frac{\sqrt{21,6}}{88} = 52,8 \text{ мм}^2, \quad (2.15)$$

$$F_{\min} = 52,8 \text{ мм}^2 < F_{\text{факт}} = 75 \text{ мм}^2.$$

Фактичний переріз більший за мінімально-допустимий, отже за умовою термічної стійкості шини вибрані правильно.

Перевіримо на електродинамічну стійкість вибрані шини за значенням максимального (ударного) струму к. з., який проходить по шинах при трифазному к.з. на шинах. Шини вибрані правильно, якщо фактичне розрахункове напруження при к. з. $\sigma_{\text{розр.}}$ менше або рівне допустимому, яке для алюмінієвих шин рівне $\sigma_{\text{дон}}=70 \text{ МПа}$, тобто коли виконується умова

$$\sigma_{\text{дон}} \geq \sigma_{\text{розр.}} \quad (2.16)$$

Електродинамічне зусилля, від дії струму к. з.

$$f = 1,76 \cdot \left(\frac{l}{a}\right) \cdot 10^{-7} \cdot i_y^2 = H, \quad (2.17)$$

де $i_y^2 = 7,5 \text{ кА}$ – ударний струм к. з. при замиканні на шинах (табл. 2.1);

$l = 2,0 \text{ м}$ – відстань між точками кріплення шинопроводу по осі;

$a = 0,25 \text{ м}$ – відстань між осями шинопроводу.

Момент опору шин прямокутної форми при горизонтальному розташуванні

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \text{м}^3, \quad (2.18)$$

де $b = 0,003 \text{ м}$ – товщина шини;

$h = 0,025 \text{ м}$ – висота шини.

Визначаємо розрахункове механічне напруження в шинах при протіканні струму к.з.

$$\sigma_{\text{розр.}} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W} = \text{МПа} \quad (2.19)$$

Як видно з розрахунків, умова (2.16) виконується

$$\sigma_{\text{дон}} = 70 \text{ МПа} < \sigma_{\text{розр.}} = 41,8 \text{ МПа}$$

Отже, за умовою динамічної стійкості вибираємо шини перерізом $(25 \times 3) \text{ мм}^2$.

Вибір вимикачів.

Вимикачі вибираємо за номінальними струмом та напругою, роду встановлення і перевіряємо на електродинамічну, термічну стійкість та відключаючу здатність при струмах к.з. Для комірки РП-10 вводу трансформатора 10 кВ вибираємо вимикач вакуумний ВВ/TEL-10-12,5/630-У2. Перевірку проводимо в табличній формі (табл.2.2).

Таблиця 2.2

Вибір та перевірка вимикача вводу 10 кВ

Параметр	Умова вибору	Розрахункові дані (робочі)	Паспортні дані
Номінальна напруга	$U_n \geq U_p$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$
Номінальний струм	$I_n \geq I_{p \text{ max}}$	$I_{p \text{ max}} = \text{А}$	$I_n = 630 \text{ А}$
Допустимий струм вимик.	$I_{\text{д. вим}} \geq I_{\text{р. вим}}$	$I_{\text{р. вим}} \text{ кА}$	$I_{\text{д. вим}} = 12,5 \text{ кА}$
Струм динамічної стійкості	$i_{\text{max}} \geq i_y$	$i_y = \text{кА}$	$i_{\text{max}} = 32 \text{ кА}$
Струм термічної стійкості	$I_t^2 \cdot t_n \geq (I_k^{(3)})^2 \cdot t_k$	$(I_k^{(3)})^2 \cdot t_k$	$I_t^2 \cdot t_n =$ $= 12,5^2 \cdot 3 = 450 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибір захисту від перенапруги.

Обмежувачі перенапруги вибирають для обмеження грозових індукованих та комутаційних перенапруг, щоб уникнути пробоя ізоляції електроустановок.

Для сільських електромереж умови вибору ОПН є наступними:

1) Найбільша допустима напруга на обмежувачі повинна бути більше або рівною максимальній робочій напрузі мережі

$$U_{\text{нд}} \geq U_{\text{max}} \quad (2.20)$$

В мережах з ізольованою нейтраллю, або з компенсацією ємнісних струмів за

максимальну робочу напругу приймається лінійна напруга мережі і для даного випадку становить 10 кВ.

2) Максимальна напруга, що витримує ОПН протягом часу t повинна бути більшою рівня тимчасової перенапруги

$$T \cdot U_{нд} \geq U_{пер} \quad (2.21)$$

де $U_{пер}$ – рівень квазістаціонарних перенапруг,

T – допустима кратність перевищення напруги.

Для визначення рівня квазістаціонарних перенапруг користуються графіками імовірності дугових перенапруг та залежності дугових перенапруг від співвідношення активної складової струму замикання до ємнісної, які приведені у методиці вибору ОПН [13].

Для систем електропостачання сільського господарства приймаються наступні вихідні дані для визначення $U_{пер}$: імовірність появи внутрішніх перенапруг – 10%; відношення активної складової струму замикання до ємнісної складає 0,5.

Відповідно до зазначених графіків величина внутрішніх перенапруг для мережі 10 кВ може складати

$$U_{пер} = 2,6 \cdot U_{ф} = 2,6 \cdot 5,78 = 15 \text{ кВ.}$$

Допустима кратність перевищення напруги визначається

$$T = \frac{U_{пер}}{U_{нд}} \quad (2.22)$$

і для найбільших допустимих напруг ОПН $U_{нд} = 10,5; 11,5; 12; 12,7$ в класі напруги 10 кВ становить відповідно $T=15/10,5=1,4$; $T=15/11,5=1,3$; $T=15/12=1,25$; $T=15/12,7=1,18$.

Найбільша тривалість внутрішніх перенапруг у системах електропостачання с.г. складає $t=(1...2)$ с. Згідно графіка залежності допустимої кратності перевищення напруги від допустимого часу прикладення напруги, який

приведено у вище зазначеній методиці, умову (2.21) задовольняють всі типи обмежувачів виробництва Таврида Електрик і лише ОПН-КР задовольнить умови при $U_{нд}$ не менше 11,5.

Згідно призначенню вибираємо для захисту повітряних ліній та силового трансформатора (електрообладнання з нормальною ізоляцією) обмежувачі типу **ОПН-РС**, а для захисту ТН (з полегшеною ізоляцією) – **ОПН-КС** для яких найбільша допустима напруга становить $U_{нд}=10,5$ кВ.

3) Як відзначалося ОПН призначені для обмеження грозових перенапруг. В реальних умовах ОПН неможливо розташувати безпосередньо поблизу обладнання, яке підлягає захисту. Наявність відстані між ОПН та обладнанням спричиняє підвищення напруги на обладнанні у порівнянні із залишковою напругою на ОПН. У зв'язку з цим рівень обмеження повинен бути на 20 – 25 % нижче випробувальної напруги повного або зрізаного грозового імпульсу. Отже обмежувач повинен забезпечувати необхідний захисний координаційний інтервал по грозовим впливам $A_{зр}$:

$$A_{зр} = \frac{U_{випр} - U_{зал}}{U_{випр}} \geq (0,2 \dots 0,25) \quad (2.23)$$

де $U_{випр}$ – значення випробувального грозового імпульсу при випробуванні ізоляції обладнання, для класу напруги 10 кВ приймається 80 кВ;

$U_{зал}$ – залишкова напруга на ОПН при номінальному розрядному струмі, для ОПН-КС – 33 кВ ($U_{нд} = 11,5$ кВ); для ОПН-РС – 42,8 кВ ($U_{нд} = 12,7$ кВ);

(0,2...0,3) – координаційний інтервал.

Отже для ОПН-КС $A_{зр} = (80-33)/33=1,42 > (0,2 \dots 0,25)$ – умова виконується;

для ОПН-РС $A_{зр} = (80-42,8)/42,8=0,87 > (0,2 \dots 0,25)$ – умова виконується.

4) У зв'язку з тим, що ОПН призначені ще й для обмеження комутаційних перенапруг, необхідно скоординувати його захисні характеристики при впливах комутаційних перенапруг з допустимим рівнем впливу на ізоляцію. Випробування ізоляції на вплив внутрішніх перенапруг в мережах 6 – 35 кВ проводяться прикладанням напруги промислової частоти на протязі 1 хвилини. В той же час

комутаційні перенапруги мають імпульсний характер, як і залишкові напруги на ОПН.

Отже ОПН повинен забезпечувати захисний координаційний інтервал по внутрішнім перенапругам $A_{вн}$

$$A_{вн} = \frac{U_{випр} - U_{зал}}{U_{випр}} \geq (0,15 \dots 0,25), \quad (2.24)$$

де $U_{випр} = U_{дон}$ - для приведення у відповідність захисних характеристик ОПН та випробувальної напруги обладнання в розрахунку координаційного інтервалу рекомендується використовувати не значення випробувальної напруги, а значення допустимої напруги: для електрообладнання 6 – 35 кВ з нормальною ізоляцією (силовий трансформатор, ЛЕП);

$U_{дон} = 57,9$ кВ; для електрообладнання з полегшеною ізоляцією, наприклад для ТН $U_{дон} = 39,7$ кВ.

Для ОПН-КС $A_{вн} = (39,7 - 33) / 33 = 0,2$ - (0,15...0,25) – умова виконується;

5) Струм к.з. мережі не повинен перевищувати струм вибухобезпеки ОПН

$$I_n \geq I_k^{(3)}$$

де $I_k^{(3)} = 3,56$ кА – струм к. з. на шинах 10 кВ;

I_n – номінальний вибухобезпечний струм ОПН.

Для ОПН-КС $I_n = 5$ кА $> I_k^{(3)} = 3,56$ кА ,

Вибір трансформаторів струму (ТС).

Клас точності ТС, до яких приєднують лічильники комерційного обліку електроенергії не повинен перевищувати 0,5. Для приєднання релейних пристроїв достатніми є класи точності 3 і 5 (в деяких випадках – 10).

Щоб забезпечити задану точність вимірювання, навантаження вторинної

обмотки трансформатора S_2 , не повинно перевищувати номінальне значення вторинної потужності трансформатора $S_{н2}$.

Навантаження ТС знаходимо по формулі

$$S_2 = S_{np} + I_{н2}^2 \cdot (R_{пров.} + R_{конт.}), \quad (2.25)$$

де S_{np} – сумарна потужність послідовно ввімкнених у вторинне коло ТС приладів (лічильників, амперметрів), ВА;

$I_{н2} = 5$ А – номінальний вторинний струм;

$R_{пров.}$ – опір з'єднувальних проводів, Ом;

$R_{конт.} = 0,1$ Ом – опір контактів.

Допустимий опір проводів обчислюємо, умовно вважаючи $S_2 = S_{н2}$

$$R'_{пров.} = \frac{S_{н2} - S_{np} - I_{н2}^2 \cdot R_{конт.}}{I_{н2}^2} \text{ Ом}. \quad (2.26)$$

Отже, необхідний мінімальний переріз з'єднувальних проводів

$$F'_{пров.} = \frac{\rho \cdot L}{R'_{пров.}} \text{ мм}^2 \quad (2.27)$$

де $\rho = 0,03125$ (Ом·мм²)/м – питомий опір алюмінієвих проводів;

$L = 3$ м – довжина з'єднувальних проводів.

Приймаємо переріз проводів $F = 2,5$ мм² і перераховуємо їх опір

$$R_{пров.} = \frac{\rho \cdot L}{F_{пров.}} = \frac{0,03125 \cdot 3}{2,5} = 0,0375 \text{ Ом} \quad (2.28)$$

По формулі (2.25) обчислюємо навантаження вторинної обмотки ТН

Перевірка ТС, вибраного для встановлення в комірці вводу трансформатора 10 кВ приведена в табл.2.3.

Перевірка трансформатора струму вводу 10 кВ

Параметр	Умова вибору	Паспортні дані	Розрахункові (робочі) дані
Номінальна напруга	$U_n \geq U_p$	$U_n = 10$ кВ	$U_p = 10$ кВ
Номінальний первинний струм	$I_{n1} \geq I_{p \max}$	$I_{n1} = 150$ А	$I_{p \max}$ А
Номінальний вторинний струм	$I_{n2} = 5$ А	$I_{n2} = 5$ А	
Клас точності	Відповідно приладам	0,5/P	
Номінальна вторинна потужність	$S_{n2} \geq S_2$	$S_{n2} = 10$ ВА	$S_2 = 6,44$ ВА
Кратність струму термічної стійкості	$(K_t \cdot I_{n1})^2 \geq (I_k^{(3)})^2 \cdot t_k$	$(K_t \cdot I_{n1})^2 =$ кА ² ·с	$(I_k^{(3)})^2 \cdot t_k$
Кратність струму динамічної стійкості	$\sqrt{2} \cdot I_{n1} \cdot K_\theta \geq i_y$	$\sqrt{2} \cdot I_{n1} \cdot K_\theta =$ кА	$i_y, 5$ кА

Для встановлення в комірці вводу 10 кВ вибираємо ТС типу **ТПЛ-10-0,5/P**, $I_{n1}=300$ А.

Аналогічно вибираємо ТС для комірки РП-10 кВ лінія «Брусилів». Для цього розрахуємо максимальний робочий струм

$$I_{p \max} = \frac{S_{Л1}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{406}{\sqrt{3} \cdot 10} = 24,5 \text{ А},$$

де $S_{\text{«Брусилів»}} = 424$ кВА – потужність, що споживається по лінії 10 кВ «Брусилів» (табл. 2.4)

Приймаємо трансформатор **ТПЛ-10-0,5/P**

Перевірка трансформатора струму лінії «Брусилів»

Параметр	Умова вибору	Паспортні дані	Розрахункові (робочі) дані
Номінальна напруга	$U_n \geq U_p$	$U_n = 10$ кВ	$U_p = 10$ кВ
Номінальний первинний струм	$I_{n1} \geq I_{p\ max}$	$I_{n1} = 30$ А	$I_{p\ max} = 24,5$ А
Номінальний вторинний струм	$I_{n2} = 5$ А	$I_{n2} = 5$ А.	
Клас точності	Відповідно приладам	0,5/P	
Номінальна вторинна потужність	$S_{n2} \geq S_2$	$S_{n2} = 10$ ВА	S_2 ВА
Кратність струму термічної стійкості	$(K_t \cdot I_{n1})^2 \geq (I_k^{(3)})^2 \cdot t_k$	$(K_t \cdot I_{n1})^2 =$ кА ² ·с	$(I_k^{(3)})^2 \cdot t_k$ кА ² ·с
Кратність струму динамічної стійкості	$\sqrt{2} \cdot I_{n1} \cdot K_\delta \geq i_y$	$\sqrt{2} \cdot I_{n1} \cdot K_\delta =$ кА	i_y кА

Вибір трансформаторів напруги.

Трансформатори напруги використовують для зниження напруги на приладах і реле до 100 В. Вибираються ТН за номінальною напругою первинного кола, типом і схемою з'єднання обмоток і класом їх точності.

Щоб забезпечити роботу вибраного ТН в заданому класі точності, треба перевірити дійсне навантаження його вторинних обмоток

$$S_{n2} \geq S_2.$$

Умовно вважаємо, що повна потужність всіх приладів, приєднаних до вторинних кіл трансформатора складає $S_2=100$ ВА. Тому вибираємо ТН типу **НАМИ-10** з номінальною потужністю вторинної обмотки $S_{n2}=120$ ВА та класом точності 0,5. Для вибору і перевірки ТН приведена табл.2.5.

Захист ТН від струмів к.з. здійснюється плавкими запобіжниками типу ПКТН, які мають струмообмежувальний ефект. Тому ТН не перевіряється за умов термічної та динамічної стійкості.

Таблиця 2.5

Перевірка і вибір трансформатора напруги

Параметр	Умова вибору	Паспортні дані	Розрахункові (робочі) дані
Номінальна первинна напруга	$U_{н1} \geq U_p$	$U_{н1} = 10$ кВ	$U_p = 10$ кВ
Номінальна потужність	$S_{н2} \geq S_2$	$S_{н2} = 10$ ВА	$S_2 = 6,44$ ВА
Клас точності		0,5	

Вибір трансформаторів власних потреб.

Трансформатори власних потреб (ТВП) забезпечують живлення в першу чергу приводи комутуючих апаратів, блоки живлення релейного захисту, обігрів пристроїв, обдув силових трансформаторів а також освітлення і обігрів ЗРП та інших приміщень. Споживачі першої черги живлення складають 65% від загальної споживаної потужності.

Розрахункова споживана потужність для ТВП становить

$$S_p = 0,01 \cdot S_{н1} = 0,01 \cdot 2500 = 25 \text{ кВА} \quad (2.29)$$

де $S_{н1} = 2500$ кВА – потужність силового трансформатора.

ТВП вибирається за умови, що він зможе живити споживачів першої черги живлення без перевантаження, тобто

$$S_n \geq 0,65 \cdot S_p \quad (2.30)$$

Вибираємо трансформатор **ТМ-25/10** номінальною потужністю $S_n = 25$ кВА напругою 10/0,4 кВ.

2.2.2. Вибір електричної апаратури розподільчого пристрою 35 кВ.

Вибір вимикачів.

Вимикачі 35 кВ вибираються аналогічно вимикачам 10 кВ згідно п. 2.2.1.

Знайдемо максимальний робочий струм вимикача по формулі (5.1)

$$I_{p \max} = \frac{1,4 \cdot S_H}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{1,4 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 35} = 58 \text{ A}$$

Для вибору та перевірки приведена табл.2.6.

Таблиця 2.6

Вибір та перевірка вимикача 35 кВ

Параметр	Умова вибору	Розрахункові дані (робочі)	Паспортні дані
Номінальна напруга	$U_n \geq U_p$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_n = 35 \text{ кВ}$
Номінальний струм	$I_n \geq I_{p \max}$	$I_{p \max} = 58 \text{ А}$	$I_n = 1000 \text{ А}$
Допустимий струм вимик.	$I_{d. \text{вим}} \geq I_{p. \text{вим}}$	$I_{p. \text{вим}} = 1,03 \text{ кА}$	$I_{d. \text{вим}} = 20 \text{ кА}$
Струм динамічної стійкості	$i_{\max} \geq i_y$	$i \text{ кА}$	$i_{\max} = 50 \text{ кА}$
Струм термічної стійкості	$I_t^2 \cdot t_n \geq (I_k^{(3)})^2 \cdot t_k$	$(I_k^{(3)})^2 \cdot t_k \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_t^2 \cdot t_n =$ $= 20^2 \cdot 3 =$ $= 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибираємо на стороні 35 кВ вакуумні вимикачі серії ВБЗЕ–35 виробництва Рівненського заводу високовольтної апаратури (РЗВА).

Вакуумні вимикачі зовнішньої установки ВБЗЕ-35, з електромагнітним приводом, призначені для комутації електричних кіл з напругою 35 кВ.

Вибір роз'єднувачів.

Вибір роз'єднувачів виконується аналогічно вибору вимикача, тільки не враховується допустимий струм вимикання. Вибираємо роз'єднувач РНДЗ(1а)-35-

Вибір роз'єднувача 35 кВ

Параметр	Умова вибору	Розрахункові дані (робочі)	Паспортні дані
Номінальна напруга	$U_n \geq U_p$	$U_p=35$ кВ	$U_n= 35$ В
Номінальний струм	$I_n \geq I_{p \max}$	$I_{p \max}$ А	$I_n= 1000$ А
Струм динамічної стійкості	$i_{\max} \geq i_y$	i_y кА	$i_{\max}= 63$ кА
Струм термічної стійкості	$I_t^2 \cdot t_n \geq (I_k^{(3)})^2 \cdot t_k$	$(I_k^{(3)})^2 \cdot t_k$ кА ² ·с	$I_t^2 \cdot t_n = 25^2 \cdot 3 =$ $=1875$ кА ² ·с

Розрахунок та вибір електричних шин.

Відповідно до ПУЕ для даного робочого струму (п.2.2.1) при умові тривалого режиму роботи в якості шин підходить провід А-16, для якого тривало-допустимий струм $I_{\text{дон}}=105$ А. Але за вихідними даними лінія 35 кВ виконана проводом АС-70. Тому в якості шин приймаємо провід АС-70, для якого тривало-допустимий струм $I_{\text{дон}}=248$ А. Цей тривало-допустимий струм розраховано для максимальної робочої температури $\theta_o=25$ °С. Максимальна середньорічна температура за останні 25 років складає $\theta_{\max}=30$ °С. Перерахуємо тривало-допустимий струм на максимальну температуру по формулі

$$I'_{\text{дон}} = I_{\text{дон}} \cdot \sqrt{\frac{\theta_{\text{дон}} - \theta_{\max}}{\theta_{\text{дон}} - \theta_o}},$$

де $\theta_{\text{дон}}=70$ °С – тривало-допустиме значення температури для алюмінієвих шин.

Як видно, умова по допустимому струму виконується

$$I'_{\text{дон}} = 234 \text{ А} > I_{p.\max} = 58 \text{ А}.$$

Перевіримо вибрані шини на термічну стійкість аналітичним способом.

Тепловий імпульс, що характеризує кількість тепла, яка виділяється за час дії струму к.з.

$$B_{\kappa} = (I_{\kappa}^{(3)})^2 \cdot t_{\kappa} \cdot A^2 \cdot c$$

де $I_{\kappa}^{(3)} = 1,03$ кА – усталене значення струму к.з. на шинах (табл.4.1, т. К1).

t_{κ} – приведений час, що відповідає повному струму к.з.

$$t_{\kappa} = t_{\epsilon} + t_{pz} + T_a = 0,1 + 1,5 + 0,185 = 1,785 \text{ c}, \quad (2.31)$$

де $t_{\epsilon} = 0,1$ c – час спрацювання вимикача;

$t_{pz} = 1,5$ c – час спрацювання релейного захисту;

$T_a = 0,185$ c – постійна часу затухання аперіодичної складової струму к.з.

Мінімальний допустимий переріз, при якому шини не нагріються вище значення допустимої нетривалої температури під час проходження струму к.з., яка для алюмінію становить 200°C , визначаємо за наступною формулою

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C} \text{ мм}^2, \quad (2.32)$$

Фактичний переріз більший за мінімально-допустимий, отже за умовою термічної стійкості шини вибрані правильно.

Вибір обмежувачів перенапруги (розрядників).

Обмежувачі перенапруги на клас напруги 35 кВ вибирають аналогічно 10 кВ, як приведено в п.2.2.1.

1) Найбільша допустима напруга на обмежувачі повинна бути більше або рівною максимальній робочій напрузі мережі

$$U_{нд} \geq U_{\max}, \quad (2.33)$$

В мережах з ізольованою нейтраллю, або з компенсацією ємнісних струмів за максимальну робочу напругу приймається лінійна напруга мережі і для даного випадку становить 35 кВ.

2) Максимальна напруга, що витримує ОПН протягом часу t повинна бути більшою рівня тимчасової перенапруги

$$T \cdot U_{нд} \geq U_{пер}, \quad (2.34)$$

де $U_{пер}$ – рівень квазістаціонарних перенапруг;

T – допустима кратність перевищення напруги.

Для визначення рівня квазістаціонарних перенапруг користуються графіками імовірності дугових перенапруг та залежності дугових перенапруг від співвідношення активної складової струму замикання до ємнісної, які приведені у методиці вибору ОПН.

Для систем електропостачання сільського господарства приймаються наступні вихідні дані для визначення $U_{пер}$: імовірність появи внутрішніх перенапруг – 10%; відношення активної складової струму замикання до ємнісної складає 0,5.

Відповідно до зазначених графіків величина внутрішніх перенапруг для мережі 10 кВ може складати

$$U_{пер} = 2,6 \cdot U_{ф} = 2,6 \cdot 20,2 = 52,54 \text{ кВ.}$$

Допустима кратність перевищення напруги визначається по формулі

$$T = \frac{U_{пер}}{U_{нд}}, \quad (2.35)$$

і для найбільших допустимих напруг ОПН $U_{нд} = 38,5; 40,5; 42$ кВ в класі напруги 35 кВ становить відповідно $T=52,54/38,5=1,365$; $T=52,54/40,5=1,3$; $T=52,54/42=1,25$.

Найбільша тривалість внутрішніх перенапруг у системах електропостачання с.-г. складає $t = (1...2)$ с. Обмежувачі напруги типу ОПН-У для мереж 35 кВ, згідно графіка залежності допустимої кратності перевищення напруги від допустимого часу прикладення напруги, який приведено у [12] задовольняють умову (2.21) при будь-якій $U_{нд}$.

Отже для захисту обладнання на стороні 35 кВ вибираємо обмежувачі типу **ОПН-У** з найбільшою допустимою напругою $U_{нд} = 38,5$ кВ.

3) Як відзначалося ОПН призначені для обмеження грозових перенапруг. В реальних умовах ОПН неможливо розташувати безпосередньо поблизу обладнання, яке підлягає захисту. Наявність відстані між ОПН та обладнанням спричиняє підвищення напруги на обладнанні у порівнянні із залишковою напругою на ОПН. У зв'язку з цим рівень обмеження повинен бути на 20 – 25 % нижче випробувальної напруги повного або зрізаного грозового імпульсу. Отже обмежувач повинен забезпечувати необхідний захисний координаційний інтервал по грозовим впливам $A_{сп}$ – формула (2.23)

$$A_{сп} = \frac{U_{випр} - U_{зал}}{U_{випр}} \geq (0,2...0,25), \quad (2.36)$$

де $U_{випр}$ – значення випробувального грозового імпульсу при випробуванні ізоляції обладнання, для класу напруги 35 кВ приймається 200 кВ;

$U_{зал}$ – залишкова напруга на ОПН при номінальному розрядному струмі, для ОПН-У – 122 кВ ($U_{нд} = 38,5$ кВ);

(0,2...0,3) – координаційний інтервал.

Отже для ОПН-У

$$A_{сп} = (200-122)/122=0,64 > (0,2...0,25) – \text{умова виконується.}$$

4) В зв'язку з тим, що ОПН призначений ще й для обмеження комутаційних перенапруг, необхідно скоординувати його захисні характеристики при впливах комутаційних перенапруг з допустимим рівнем впливу на ізоляцію. Випробування ізоляції на вплив внутрішніх перенапруг в мережах 6 – 35 кВ проводяться прикладанням напруги промислової частоти на протязі 1 хвилини. В той же час комутаційні перенапруги мають імпульсний характер, як і залишкові напруги на ОПН.

Отже ОПН повинен забезпечувати захисний координаційний інтервал по внутрішнім перенапругам $A_{вн}$

$$A_{\text{вн}} = \frac{U_{\text{випр}} - U_{\text{зал}}}{U_{\text{випр}}} \geq (0,15 \dots 0,25), \quad (2.37)$$

де $U_{\text{випр}} = U_{\text{дон}}$ - для приведення у відповідність захисних характеристик ОПН та випробувальної напруги обладнання в розрахунку координаційного інтервалу рекомендується використовувати не значення випробувальної напруги, а значення допустимої напруги для електрообладнання 35 кВ $U_{\text{дон}} = 140,6$ кВ.

Для ОПН-У

$$A_{\text{вн}} = (140,6 - 122) / 122 = 0,15 \in (0,15 \dots 0,25) - \text{умова виконується.}$$

5) Струм к.з. мережі не повинен перевищувати струм вибухобезпеки ОПН

$$I_n = 10 \text{ кА} > I_k^{(3)} = 1,03 \text{ кА} \quad (2.38)$$

де $I_k^{(3)} = 1,03$ кА – струм к. з. на шинах 35 кВ;

$I_n = 10$ кА – номінальний вибухобезпечний струм ОПН-У.

РОЗДІЛ 3

ЗАЗЕМЛЕННЯ НЕЙТРАЛІ В МЕРЕЖАХ 6-35 кВ І РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ВІД ОДНОФАЗНИХ ЗАМИКАНЬ НА ЗЕМЛЮ

3.1. Загальні положення

Вибір режиму заземлення нейтралі в мережі 6-35 кВ (або по-іншому способу заземлення нейтралі) є виключно важливим питанням при проектуванні і експлуатації (реконструкції). Режим заземлення нейтралі в мережі 6-35 кВ визначає:

- струм в місці пошкодження і перенапруження на неушкоджених фазах при однофазному замиканні;
- схему побудови релейного захисту від замикань на землю;
- рівень ізоляції електроустаткування;
- вибір ОПН для захисту від перенапружень;
- безперебійність електропостачання;
- допустимий опір контуру заземлення підстанції;
- безпека персоналу і електроустаткування при однофазних замиканнях.

Таким чином, вочевидь, що режим заземлення нейтралі в мережі 6-35 кВ впливає на значне число технічних рішень, які реалізуються в конкретній мережі.

У мережах середньої напруги (з номінальною напругою до 69 кВ по зарубіжній класифікації) застосовуються чотири режими заземлення нейтралі (рис.3.1).

Тобто всього в світі в мережах середньої напруги (до 69 кВ) у відмінності від мереж високої напруги (110 кВ і вище) використовуються чотири можливі варіанти заземлення нейтральної точки мережі, а саме:

					ДП 2020 141			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив		Левкович В.В.			Заземлення нейтралі в мережах 6-35 кВ і релейний захист від однофазних замикань на землю	Літера	Аркуш	Аркушів
Перевірив		Омельчук А.О.						
Рецензент						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого		
Н. контр.								
Затвердив		Балюта С.М.						

- ізолювана (незаземлена);
- заземлена через дугогасильний реактор;
- заземлена через резистор (низькоомний або високоомний);
- глухозаземлена.

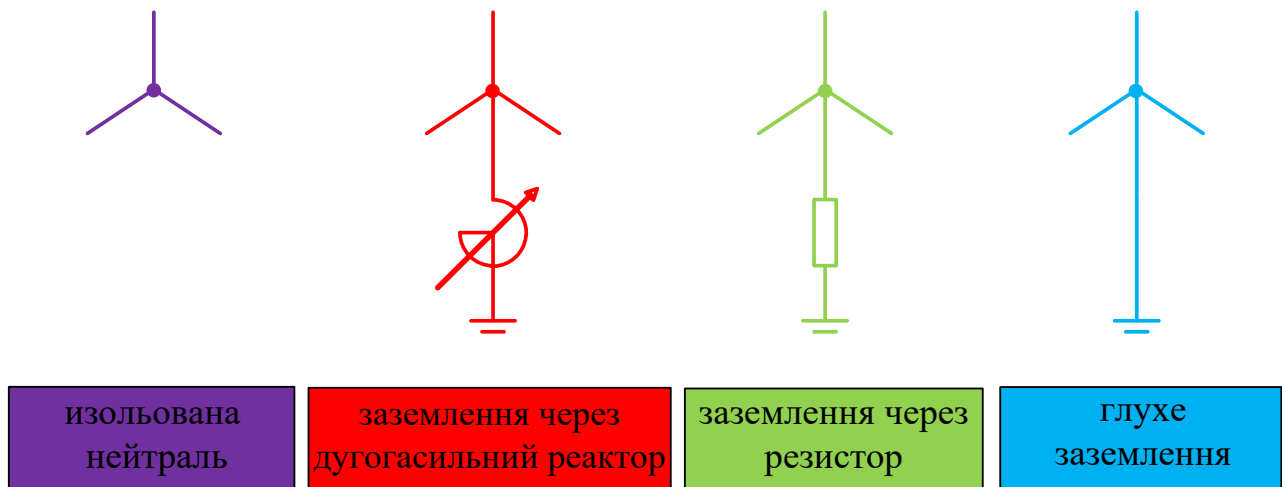


Рис.3.1. Режими заземлення нейтралі мереж середньої напруги.

Окрім вказаних чотирьох режимів заземлення нейтралі в світі застосовується також комбінація (паралельне включення) дугогасильного реактора і резистора. Наприклад, така комбінація зустрічається в повітряних мережах 20 кВ Німеччині, де дугогасильний реактор забезпечує гасіння короточасних однофазних перекриттів ізоляції на землю, а низькоомний резистор підключається до нейтралі мережі паралельно реактору лише короточасно спеціальним однофазним силовим вимикачем. Резистор в такій схемі служить для селективного визначення фідера із стійким однофазним замиканням на землю.

Якщо поглянути на світову практику експлуатації мереж середньої напруги (табл.3.1), то добре видно, що у відмінності від України, де використовується режим ізолюваної нейтралі (приблизно 80% мереж 6-35 кВ) і режим заземлення через дугогасильний реактор (приблизно 20% мереж 6-35 кВ), в інших країнах найчастіше застосовується заземлення нейтралі через резистор або дугогасильний реактор.

Режим заземлення нейтралі через резистор порівняно новий і

використовується в Україні в обмеженому числі мереж 6-35 кВ. Вперше режим резистивного заземлення нейтралі використовувався в Україні в кар'єрних мережах 6 кВ в 1978-1983 р. [16] і мережах 6 кВ власних потреб блокових електростанцій приблизно 1987 р. [3]. Проте, не дивлячись на отриманий позитивний досвід, розвитку використання резистивного заземлення нейтралі сталося. Ймовірно, це було пов'язано з відсутністю в основному нормативному документі ПУЕ дозволу на використання режиму резистивного заземлення нейтралі.

Таблиця 3.1

Режим заземлення нейтралі в мережах середньої напруги 3-69 кВ в різних країнах світу

Країна	Спосіб заземлення нейтралі			
	Ізольована	Заземлена через реактор	Заземлена через резистор	Глухозаземлена
Росія	+	+		
Австралія			+	+
Канада			+	+
США			+	+
Іспанія		+	+	+
Португалія			+	
Франція		+	+	
Японія			+	
Германія		+	+	
Австрія		+	+	
Бельгія			+	
Великобританія			+	+
Швейцарія		+	+	
Фінляндія	+	+	+	
Італія		+	+	
Чехія		+	+	
Словакія		+	+	
Швеція		+	+	
Норвегія		+	+	

В даний час в Україні в мережах 6-35 кВ нормативними документами ПУЕ дозволено до вживання лише три режими заземлення нейтралі. Пункт 1.2.16 ПУЕ, введених в дію з 1 січня 2003 р. свідчить:

«...робота електричних мереж напругою 3-35 кВ може передбачатися як з ізольованою нейтраллю, так і з нейтраллю, заземленою через дугогасильний реактор або резистор».

Таким чином, в мережах 6-35 кВ в Україні дозволені всі режими заземлення нейтралі окрім глухого заземлення.

Чіткого визначення і рекомендацій в яких випадках в мережах 6-35 кВ повинен використовуватися той або інший режим заземлення нейтралі в ПУЕ, на жаль, немає. У тому ж пункті 1.2.16 лише вказані граничні ємнісні струми, починаючи з яких повинна застосовуватися компенсація ємнісного струму:

«Компенсація ємнісного струму замикання на землю повинна застосовуватися при значеннях цього струму в нормальних режимах:

- у мережах напругою 3-20 кВ, що мають залізобетонні і металеві опори на повітряних лініях електропередачі, і у всіх мережах напругою 35 кВ - більше 10 А;
- у мережах, що не мають залізобетонних і металевих опор на повітряних лініях електропередачі:
 - більше 30 А при напрузі 3-6 кВ;
 - більше 20 А при напрузі 10 кВ;
 - більше 15 А при напрузі 15-20 кВ;
 - у схемах генераторної напруги 6-20 кВ блоків генератор-трансформатор - більш 5А».

Відсутність рекомендацій по використанню режиму нейтралі в мережах 6-35 кВ в ПУЕ швидше за все пов'язано із складністю формування таких рекомендацій для великої різноманітності мереж 6-35 кВ (сільських, міських, мереж промислових підприємств і ін.) і необхідності обліку при цьому багатьох умов.

З інших нормативних документів, що стосуються режиму заземлення нейтралі можна відзначити також РД 34.20.179 (ТІ 34-70-070-87) «Типова

інструкція по компенсації ємнісного струму замикання на землю в електричних мережах 6-35 кВ». Це документ, що стосується виключно компенсації ємнісного струму замикання на землю за допомогою дугогасильних реакторів (котушок). Інші режими заземлення нейтралі в нім не розглядаються.

У частині існуючих нормативних документів слід зазначити окремий пункт 5.11.8 в останній редакції «Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж», присвячений режиму заземлення нейтралі, який свідчить: «...В мережах власних потреб 6 кВ блокових електростанцій допускається режим роботи із заземленням нейтралі мережі через резистор».

3.2.Режим ізольованої нейтралі

Режим ізольованої нейтралі використовується в Україні досить давно і переважна більшість мереж 6-35 кВ (приблизно 80%) працює саме з цим режимом заземлення нейтралі.

На рис.3.2 приведена типова двохтрансформаторна підстанція з ізольованою нейтраллю на стороні 6-10 кВ.

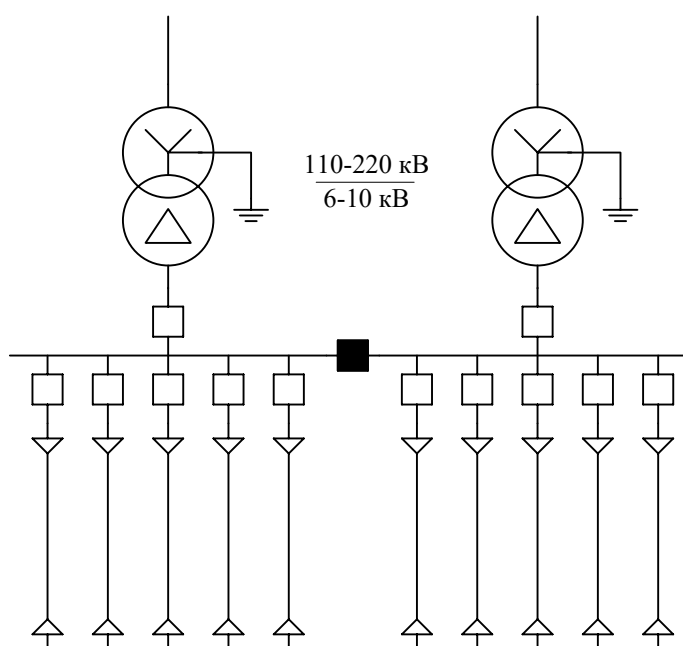


Рис.3.2. Понижуюча підстанція з ізольованою нейтраллю на стороні 6-10 кВ.

Як видно з рис.3.2, в цьому випадку нейтральна точка в мережі 6-10 кВ фізично відсутній, оскільки обмотки силових трансформаторів на стороні 6-10 кВ сполучені в трикутник. У мережах 35 кВ з ізольованою нейтраллю нейтральна точка фізично присутня, оскільки обмотки трансформаторів 35 кВ в більшості випадків сполучені в зірку з виведенням нейтральної крапки через окремий прохідний ізолятор на кришку баку трансформатора.

Багатолітній досвід експлуатації мереж з ізольованою нейтраллю, накопичений не лише в Україні, але і у всьому світі дозволяє говорити про істотні недоліки режиму ізольованої нейтралі в мережах 6-35 кВ, таких як:

- дугові перенапруження і пробої ізоляції на спочатку неушкоджених фідерах при однофазних замиканнях на землю в мережі;
- можливість виникнення багатомісних пошкоджень ізоляції (одночасне пошкодження ізоляції декількох фідерів) при однофазних замиканнях на землю;
- пошкодження трансформаторів напруги (НТМІ, ЗНОЛ, ЗНОМ) при замиканнях на землю;
- складність виявлення місця пошкодження (місця замикання);
- неправильна робота релейних захистів від однофазних замикань на землю;
- небезпека електроураження персоналу і сторонніх осіб при тривалому існуванні замикання на землю в мережі.

У зв'язку з наявністю такої кількості недоліків режим ізольованої нейтралі в мережах 6-35 кВ був виключений в переважній більшості країн Європи, Північної і Південної Америки, Австралії і інших країнах ще в 40-50-х роках минулого століття.

У мережах середньої напруги 3-69 кВ країн Європи, Північної і Південної Америки, Австралії режим ізольованої нейтралі застосовується у край рідко (у виняткових випадках). В основному мережі середньої напруги 3-69 кВ цих країн працюють з нейтраллю заземленою через резистор або дугогасильний реактор.

Однією з країн, в яких є значне число мереж з ізольованою нейтраллю є Фінляндія. Там вказаний режим використовується виключно в повітряних

мережах 20 кВ і його вживання істотно відрізняється від вітчизняної практики експлуатації. Зокрема за наявності режиму ізольованої нейтралі в мережі 20 кВ захисту від замикань на землю діють на миттєве відключення пошкодженої повітряної лінії. При відмові у відключенні вимикача лінії, що відходить, з витримкою часу 0,5 секунд відключається вимикач введення на секцію. Режим ізольованої нейтралі в повітряних мережах 20 кВ Фінляндії застосовується виключно для підвищення чутливості захистів від замикань на землю, оскільки опір ґрунту на більшій частині території цієї країни в 20-50 разів вище, ніж середньоєвропейське. При такому високому питомому опорі ґрунту заземлення нейтралі (глухе або через резистор) не збільшує струм в пошкодженому фідері, оскільки він в основному визначається опором ґрунту. Вживання ізольованої нейтралі в даному випадку є вимушеною мірою і причина такого технічного рішення не забезпечення надійності електропостачання, а підвищення чутливості захистів від замикань на землю і безпеки людей.

3.3. Режим заземлення нейтралі в мережі 6-35 кВ через дугогасильний реактор

На рис.3.3 приведена типова двохтрансформаторна підстанція з нейтраллю на стороні 6-10 кВ заземленою через дугогасильний реактор.

У цьому режимі на секцію шин 6-10 кВ через спеціально виділене вічко підключається трансформатор виведення нейтралі (із з'єднанням обмоток Y-0/D або Z-0) і дугогасильний реактор.

При однофазному замиканні на землю в мережі дугогасильний реактор створює в місці пошкодження індуктивну складову струму, рівну ємкісною. При цьому сумарний струм в місці пошкодження стає рівним практично нулю і перше виникле в мережі однофазне замикання на землю можна не відключати.

Режим із заземленням нейтралі через дугогасильний реактор (катушку) також досить давно використовується в Україні в мережах з великими ємкісними

струмами (міських мережах, мережах промислових підприємств).

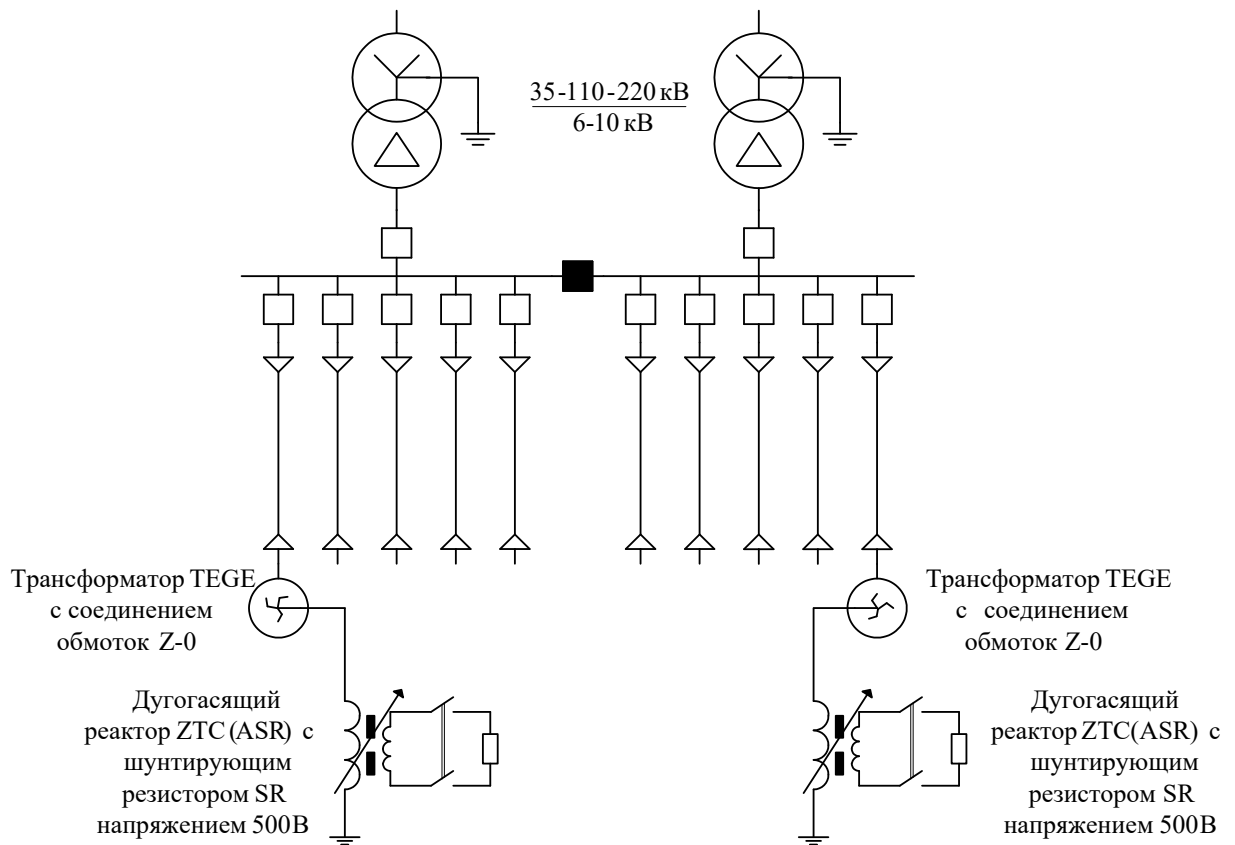


Рис.3.3. Понижуюча підстанція з нейтраллю на стороні 6-10 кВ заземленою через дугогасильний реактор.

У мережах середньої напруги 3-69 кВ європейських країн (Німеччина, Чехія, Швейцарія, Австрія, Франція, Італія, Румунія, Польща, Фінляндія, Швеція, Норвегія і ін.) широко використовується заземлення нейтралі через дугогасильний реактор з шунтуючим низьковольтним резистором (див. рис.3.3). Низьковольтний шунтуючий резистор напругою 500В підключається через спеціальний контактор у вторинну силову обмотку 500 В дугогасильного реактора. Таке технічне рішення має наступні переваги:

- відсутність необхідності в негайному відключенні однофазного замикання на землю і відповідно споживача;
- малий залишковий струм в місці пошкодження (не більш 1-2А);
- самоліквідація однофазних замикань (особливо на повітряних лініях);
- можливість організації селективного релейного захисту, що

автоматично діє, від однофазних замикань на землю;

- виключення пошкоджень вимірювальних ТН із-за ферорезонансних процесів.

Структурна схема технічного рішення по заземленню нейтралі мережі 6-10 кВ через дугогасильний реактор з шунтуючим низьковольтним резистором приведена на рис.3.4

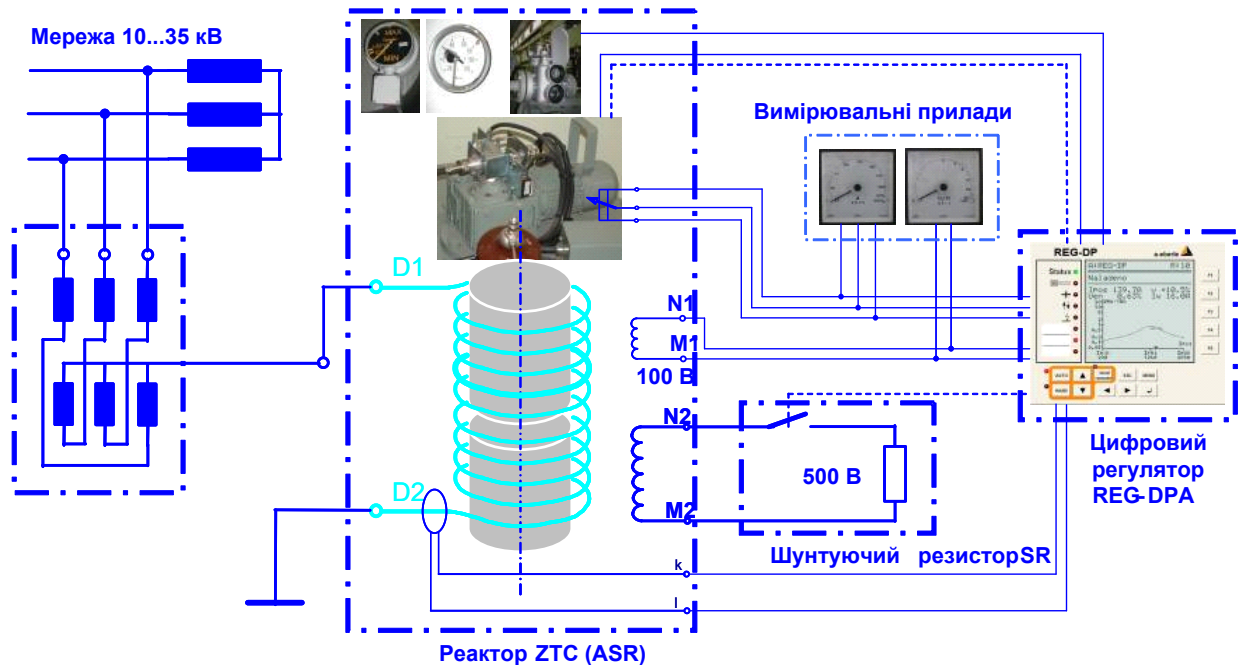


Рис.3.4. Структурна схема технічного рішення по заземленню нейтралі мережі 6-10 кВ через дугогасильний реактор.

У існуючих російських мережах 6-35 кВ із заземленням нейтралі через дугогасильні реактори старої конструкції з ручним регулювання і реактори з підмагнічуванням, але без шунтуючого резистора існує проблема організації селективного захисту від однофазних замикань на землю. У цих мережах не можуть використовуватися як прості струмові захисту від замикань на землю (код ANSI 51G), так і направлені захисту (код ANSI 67N). Перші у зв'язку з тим, що дугогасильний реактор компенсує струм однофазного замикання (струм $3I_0$) в пошкодженому приєднанні практично до нуля. Другі у зв'язку із збігом напрямку струму $3I_0$ в пошкодженому і неушкоджених фідерах по напрямку. У пошкодженому фідері в напрямку «від шин» тече індуктивний струм $3I_0$ по

використання дугогасильних реакторів наступна. До моменту виникнення однофазного замикання дугогасильний реактор налагоджений в резонанс, а шунтуючий резистор відключений. У початковій стадії замикання дуга зазвичай нестійка і виникають повторні запалення і гасіння. При цьому реактор діє, як дугогасильний пристрій і дозволяє не відключати пошкоджений фідер.

В тому випадку, якщо замикання перейшло в стійке, з певною витримкою часу, що задається в регулювальнику REG-DPA реактора, підключається шунтуючий резистор (на якийсь час від 1 до 3 секунд). Цифровий регулювальник REG-DPA реактора дає команду на включення контактора шунтуючого резистора напругою 500В, який підключається до вторинної силової обмотки реактора 500В (рис.3.5). Підключення шунтуючого резистора на 1-3 секунди створює лише в пошкодженому фідері активний струм ЗІО, величина якого визначається опором резистора і може складати від 5 до 50А. Цього струму вистачає для селективного спрацьовування навіть звичайного струмового захисту від замикань на землю пошкодженого приєднання. Уставка простих струмових захистів (код ANSI 51G) від замикань на землю по струму ЗІО на фідерах вибирається, виходячи з власного ємнісного струму приєднання (або сумарного струму приєднання і живленого їм РП). Для сучасних цифрових захистів з фільтрацією вхідного сигналу можна рекомендувати уставку на рівні 1,5 власних ємнісних струму приєднання. Уставка за часом захистів від замикань на землю при дії на сигнал може прийматися в діапазоні від 0 до 0,5 сек залежно від необхідності налагодження від перехідних процесів.

У нормальному режимі низьковольтний шунтуючий резистор SR дугогасильного реактора відключений і не впливає на точність налаштування компенсації. Резистор підключається лише на якийсь час, потрібне для спрацьовування захистів від замикань на землю (1-3 сек). Термічна стійкість резистора, як правило, від 6 до 60 сек. Підключення шунтуючого резистора регулювальник REG-DPA реактора може виконувати як за фактом переходу замикання в стійке, так і просто через певну витримку часу (наприклад, через 5 з після виникнення переміжного замикання). Якщо замикання протягом витримки

часу не перейшло в стійке, то підключення шунтуючого резистора збільшує активну складову в місці пошкодження, тим самим, сприяючи стабілізації дуги (переходу замикання в стійке). Якщо замикання самоусунулося за час менше 5 з, резистор не підключається і мережа продовжує працювати в нормальному режимі.

У проектній практиці і експлуатації потужність дугогасильного реактора вибирається виходячи з ємнісного струму мережі і перспективи розвитку мережі. У РД 34.20.179 (ТІ 34-70-070-87) потужність дугогасильних реакторів рекомендується вибирати по формулі:

$$Q_p = 1,25 \cdot \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}} \cdot I_C, \quad (3.1)$$

де 1,25 – коефіцієнт, що враховує можливий розвиток мережі;

$U_{ном}$ - номінальна напруга мережі;

I_C - сумарний ємнісний струм мережі (включаючи ємнісні струми РП, при їх живленні від підстанції де встановлюються дугогасильні реактори).

Потужність трансформатора для підключення дугогасильного реактора вибирається рівній або більшій потужності реактора.

3.4. Режим заземлення нейтралі в мережі 6-35 кВ через резистор (резистивне заземлення нейтралі)

На рис.3.6 приведена типова двохтрансформаторна підстанція з нейтраллю на стороні 6-10 кВ заземленою через високовольтний резистор.

У цьому режимі на секцію шин 6-10 кВ через спеціально виділена комірka підключається трансформатор виведення нейтралі (із з'єднанням обмоток Y-0/D або Z-0), в нейтраль якого включається резистор.

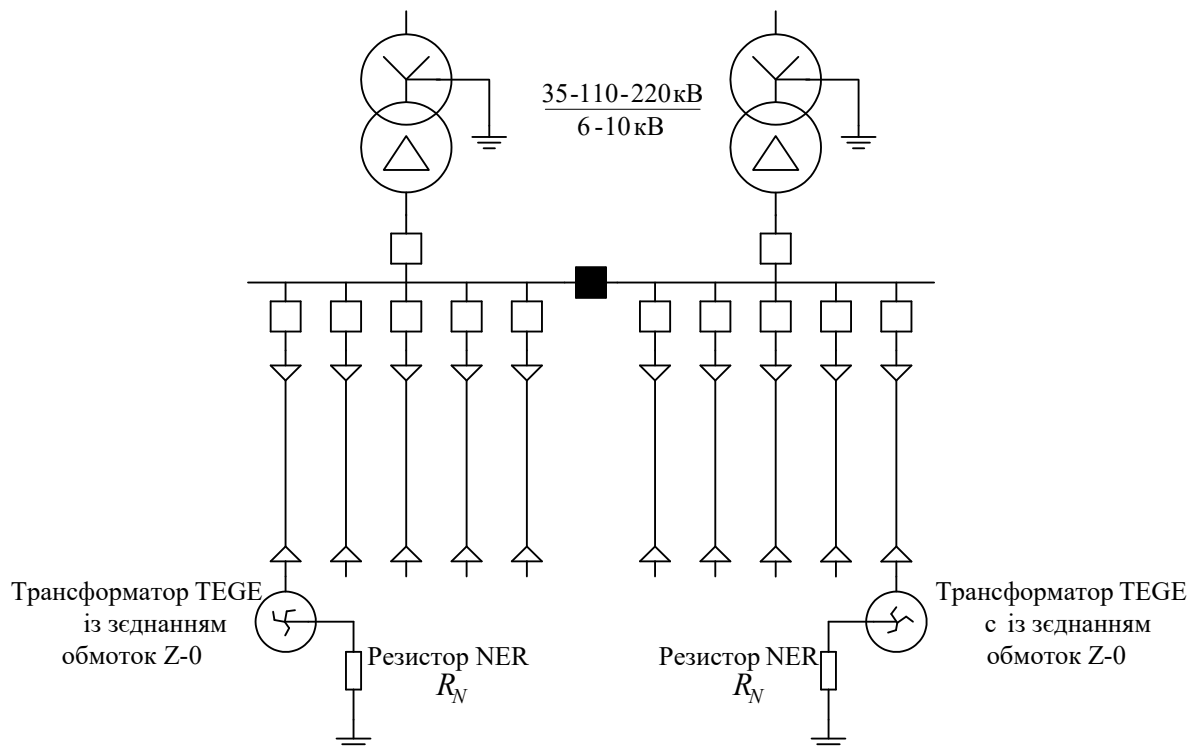


Рис.3.6. Знижувача підстанція з нейтраллю на стороні 6-10 кВ заземленою через резистор.

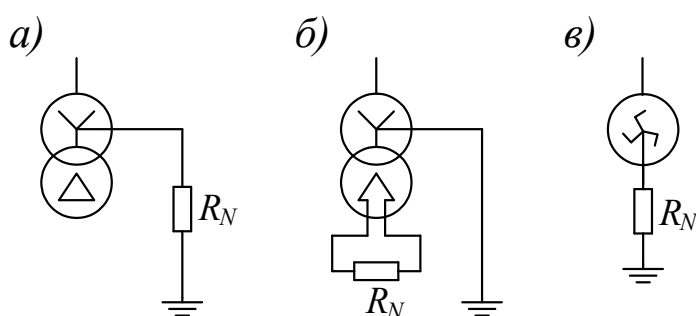


Рис.3.7. Варіанти включення резистора в мережу.

На рис.3.7 приведені можливі варіанти включення резистора в мережу. Як правило, для реалізації резистивного заземлення нейтралі використовують варіанти рис.3.7,а і 3.7,в. Варіант рис.3.7,б досить рідкий і вимагає для своєї реалізації спеціального трансформатора.

Всі режими заземлення нейтралі через резистор (або по-іншому резистивне заземлення нейтралі) можна розділити на дві великі групи з позиції створюваного активного струму:

- **високоомне резистивне заземлення нейтралі** - це заземлення нейтралі

через резистор, при якому сумарний струм в місці замикання (активний струм резистора плюс ємнісний струм мережі) не перевищує 10А. Як правило, однофазне замикання на землю при такому режимі заземлення нейтралі можна не відключати і захисту від замикань на землю діють на сигнал.

- **низькоомне резистивне заземлення нейтралі** - це заземлення нейтралі через резистор, при якому сумарний струм в місці замикання (активний струм резистора плюс ємнісний струм мережі) перевищує 10А. Як правило, сумарний струм однофазного замикання при цьому режимі заземлення нейтралі істотно перевищує 10А, а саме досягає десятків і сотень ампер, що вимагає дії захистів від замикань на землю на відключення без витримки часу (або малою витримкою).

Вказане ділення на високоомне і низькоомне резистивне заземлення у вітчизняних документах не виконане. Чіткий кордон між цими двома підвидами резистивного заземлення нейтралі дана в зарубіжних нормативних документах, зокрема в IEEE Std 142-1991 «Recommended practice for grounding of industrial and commercial power systems».

Високоомне резистивне заземлення нейтралі може виконуватися лише в мережах з ємнісним струмом I_C не більше 5-7 А при цьому активний струм I_R , що створюється резистором, має бути більше ємнісного струму мережі:

$$I_C \leq 5 \div 7 \text{ А}$$

$$I_C \leq I_R$$

При високоомному резистивному заземленні нейтралі сумарний струм в місці пошкодження складається з ємнісного струму мережі і активного струму, створюваного резистором заземлення нейтралі:

$$I_{\text{зам}} = \sqrt{I_C^2 + I_R^2}, \quad (3.1)$$

Вказані активний і ємнісний струм підсумовуються векторний і зрушені один відносно одного на 90° (рис.3.8).

При рівності активного струму, що створюється резистором, і ємнісного

струму мережі сумарний струм в місці пошкодження збільшується всього в $\sqrt{2}$ раз. Так при ємкісному струмі мережі величиною 5 А і активному струмі 5 А, створюваному резистором, сумарний струм в місці пошкодження складе всього 7А.

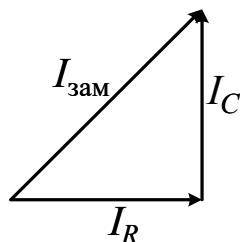


Рис.3.8. Векторна діаграма струмів при однофазному замиканні в мережі з резистивним заземленням нейтралі.

Низькоомне заземлення нейтралі може виконуватися в мережах з будь-яким ємкісним струмом, при цьому активний струм I_R , що створюється резистором, також має бути більше ємнісного струму мережі. Як правило, активний струм, що створюється резистором, перевищує ємнісний струм мережі не менше чим в 2 рази.

Зазвичай, струм, що створюється резистором при низькоомному резистивному заземленні нейтралі, лежить в межах $I_R = 20 \div 2000$ А.

Вибір струму, що створюється резистором, при низькоомному заземленні нейтралі є розумним компромісом між двома протилежними завданнями: підвищенням чутливості захистів від замикань на землю за рахунок збільшення струму однофазного замикання і обмеженням струму в місці пошкодження (однофазного замикання) для зниження об'єму руйнування устаткування.

Такі істотні переваги мереж з резистивним заземленням нейтралі як відсутність перенапружень при однофазних замиканнях на землю, виключення ферорезонансних процесів насичення трансформаторів напруги і можливість організації селективного релейного захисту від замикань на землю зумовили широке використання цього режиму в зарубіжних країнах.

Переваги і недоліки мереж з нейтраллю, заземленою через резистор

Переваги	Недоліки
<ol style="list-style-type: none">1. Відсутність необхідності в негайному відключенні однофазного замикання на землю (лише для високоомного заземлення нейтралі);2. Відсутність дугових перенапружень;3. Проста реалізація релейного захисту;4. Виключення пошкоджень вимірювальних ТН із-за ферорезонансних процесів;5. Зменшення вірогідності поразки персоналу і сторонніх осіб (при низькоомному заземленні нейтралі і швидкому відключенні)	<ol style="list-style-type: none">1. Збільшення струму в місці пошкодження (лише для низькоомного заземлення нейтралі);2. Необхідність відключення однофазних замикань (лише для низькоомного заземлення нейтралі);

Властиві режиму резистивного заземлення нейтралі недоліки (збільшення струму в місці пошкодження і необхідність відключення замикань) долаються за рахунок швидкого відключення пошкодженого фідера і організації резервного живлення споживачів.

Як приклад сприятливого впливу резистивного заземлення нейтралі можна навести приклад підстанції «Коростишів» ПАТ «Жітоміробленерго». У 2014 році на цій підстанції сталися три пошкодження трансформаторів напруги з литою ізоляцією при однофазних замиканнях на землю. Осцилограма одного з таких аварійних процесів записана цифровим блоком релейного захисту приведена на рис.3.9.

На осцилограмі рис.3.9 період часу I відповідає нормальному режиму роботи мережі, період II - стійкому замиканню на землю, період III - дуговому замиканню на землю, період IV - зникненню однофазного замикання на землю і збудженню ферорезонансного процесу в мережі (ферорезонанс на вимірювальних трансформаторах напруги чітко фіксується по виникненню на нейтралі субгармоніки напруги з частотою 25 Гц).

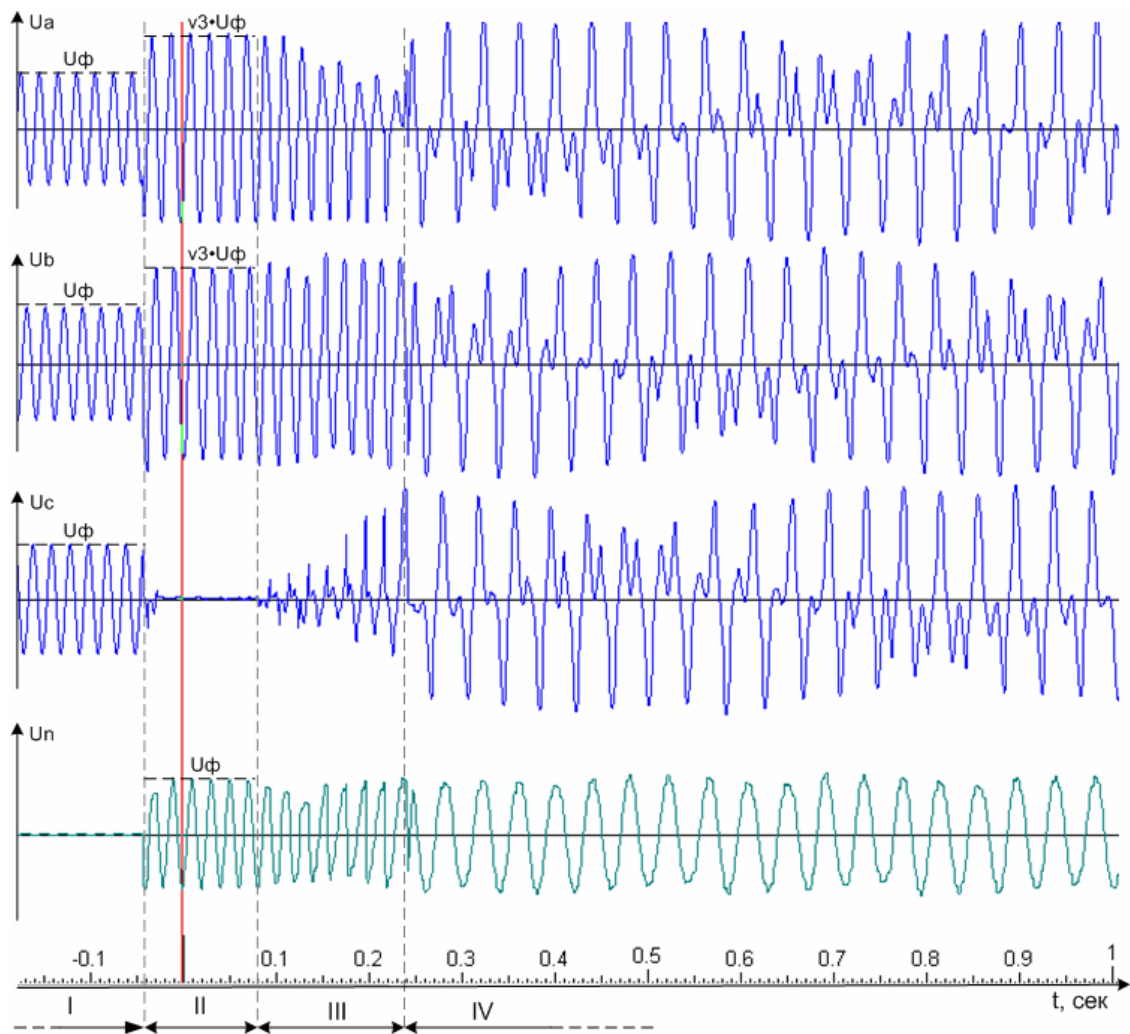


Рис.3.9 Перехідний процес в мережі 35 кВ ПС «Коростишів» (однофазне замикання з подальшим виникненням ферорезонансу).

При збудженні ферорезонансного процесу в мережі відбувалося насичення трансформаторів напруги, підвищення їх струму істотно вище номінального і термічне пошкодження з вибухом і коротким замиканням у комірці 35 кВ КРП внутрішньої установки.

Ємнісний струм мережі 35 кВ на секціях підстанції «Коростишів» по розрахунках складає всього 3-4А, тому для виключення ферорезонансних явищ було використано технічне рішення по заземленню нейтралі секцій 35 кВ через високоомні резистори.

Після заземлення нейтралі на секціях 35 кВ підстанції через резистори NER-3000-182-40,5 (активний опір 3000 Ом, тривало допустимий струм 7,8 А)

пошкодження трансформаторів напруги припинилися. Проведений в мережі 35 кВ фахівцями «Житомиробленерго» експеримент показав, що після зникнення однофазного замикання на землю ферорезонансний процес в мережі з резистивним заземленням нейтралі не виникає.

Організація релейного захисту від замикань на землю в мережах з високоомним і низькоомним заземленням нейтралі може відрізнитися.

Як правило, в мережах з високоомним заземленням нейтралі захисту від замикань на землю діють на сигнал. При цьому можуть використовуватися як прості струмові захисту (код ANSI 51G) при істотному перевищенні активним струмом ємнісного, так і направлені захисту при значних власних ємнісних струмах приєднань. Захист від замикань на землю з дією на відключення в мережах з високоомним резистивним заземленням нейтралі може застосовуватися, але необхідності в негайному відключенні однофазного замикання в таких мережах немає.

У мережах з низькоомним заземленням нейтралі захисту від замикань на землю повинні діяти на відключення пошкодженого фідера з мінімально можливою витримкою часу. Однофазне замикання при низькоомному резистивному заземленні нейтралі повинне відключатися також швидко, як і двофазне або трифазне КЗ.

Приклад організації селективного релейного захисту від замикань на землю в мережі 6-10 кВ з низькоомним резистивним заземленням нейтралі показаний на рис.3.10.

При значному струмі ОЗЗ (порядку сотні ампер), що створюється резистором, можуть використовуватися прості струмові захисту (код ANSI 51G). Уставка по струму струмових захистів від замикань на землю відбудовується від власного ємнісного струму приєднань. Як правило, при вживанні сучасних цифрових захистів з вхідною фільтрацією сигналу уставка по струму може прийматися на рівні 1,5 власних ємнісних струму приєднання.

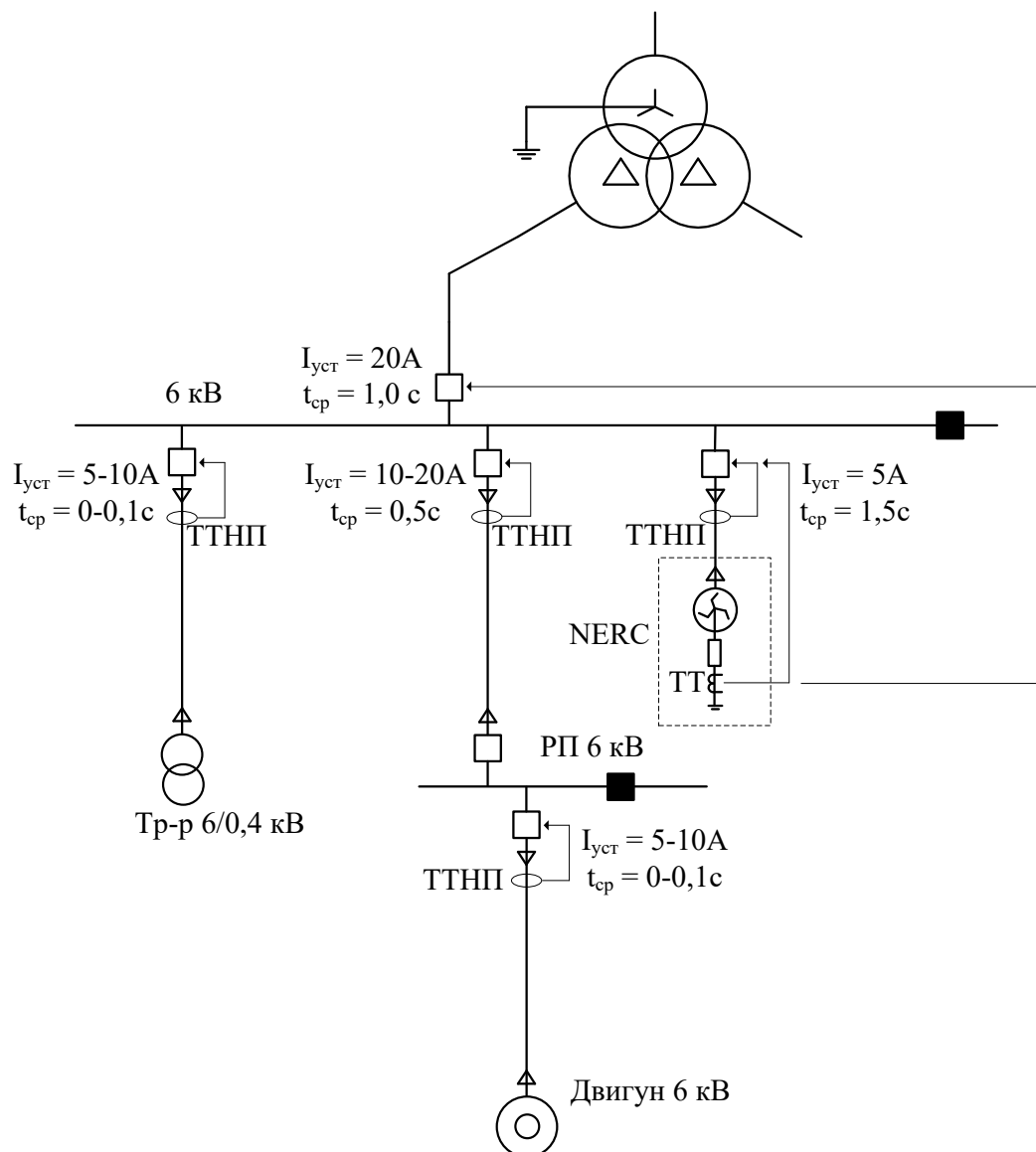


Рис.3.10. Варіант релейного захисту від замикань на землю в мережі 6-10 кВ з низькоомним резистивним заземленням нейтралі (активний струм резистора 100-400А).

Уставки за часом вибираються за ступінчастим принципом з наростанням у міру наближення до шин підстанції і рівнем порядку 0,5 сек. На тупикових приєднаннях уставка за часом дорівнює нулю. При відмові у дії захисту або вимикача приєднання, що відходить від шин підстанції, резервування відмови здійснюється відключенням вимикача вводу (аналогічно резервуванню при відмовах у відключенні міжфазних к.з.). Резервування у відключенні вимикача введення здійснюється відключенням приєднання з резистором. Тобто резистор відключається останнім, як виняткова міра.

Грунтуючись на викладеному вище, можна зробити висновок про те, що в мережах 6-35 кВ найбільш сприятливими з точки зору експлуатації є режим заземлення нейтралі через дугогасильний реактор з низьковольтним шунтуючим резистором і режим заземлення через резистор (високоомний або низькоомний). Режим ізольованої нейтралі має бути повністю виключений з практики експлуатації.

Висновки.

1. Вибір режиму заземлення нейтралі в мережах 6-35 кВ є виключно важливим питанням при експлуатації і проектуванні мережі.
2. Від вибору режиму заземлення нейтралі залежить рівень аварійності в мережі, правильна робота захистів від замикань на землю, автоматизація пошуку пошкодженого фідера і наслідку від виникнення однофазних замикань на землю.
3. Вживання в мережах 6-35 кВ сучасного устаткування заземлення нейтралі (дугогасильних реакторів з шунтуючими низьковольтними резисторами і високовольтних резисторів заземлення нейтралі) дозволяє істотно підвищити надійність роботи мереж, автоматизувати процес пошуку пошкодженого фідера і понизити аварійність при однофазних замиканнях на землю.

РОЗДІЛ 4
РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ 35/10 КВ
«БРУСИЛІВ»

4.1. Розрахунок МСЗ силового трансформатора ТМН-2500-35/10

Розрахунок максимального струмового захисту трансформатора виконуємо з використанням мікроелектронного пристрою максимального струмового захисту трансформаторів МРЗС-05. Схема та необхідні данні наведені на листі графічної частини. МСЗ для трансформатора 35/10 кВ виконаний по схемі трикутника.

МСЗ діє з двома витримками часу. З меншою витримкою часу він відключає струми короткого замикання на шинах низької напруги і резервує відмови захистів ліній 10 кВ. З більшою витримкою часу він спрацьовує при к.з. в трансформаторі і діє на включення вимикача.

Пристрій МРЗС-05 забезпечує: двофазний максимальний струмовий захист; двофазну струмову відсічку з витримкою часу 50 мс; роботу в схемі з шунтуванням - дешунтуванням кола управління до 150 А; індикацію роботи пристрою.

Розраховуємо струм спрацьовування захисту на стороні живлення за виразом із умови узгодження по чутливості з захистом вводу 10 кВ:

$$I_{с.з.} = 1,45 \cdot 220,4 \cdot \frac{10}{25} = 206,7 \text{ А}$$

- з умови узгодження основних реле захисту і електромагніта (УАТ) для схеми з дешунтуванням:

					ДП 2020 141				
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата					
Розробив	Левкович В.В.				Релейний захист трансформаторної підстанції 35/10 кВ «Брусилів»		Літера	Аркуш	Аркушів
Перевірив	Омельчук А.О.								
Рецензент							ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого		
Н. контр.									
Затвердив	Балюта С.М.								

$$I_{c.з.} = (1,4 \cdot 5 + 0,6) \cdot \frac{200/5}{\sqrt{3}} = 63,6A$$

Струм спрацьовування реле

$$I_{c.p} = \frac{206,7 \cdot \sqrt{3}}{200/5} = 2,8A$$

Приймаємо уставку $I_y = 8,8A$

Коефіцієнт чутливості при двофазному КЗ. за трансформатором визначаємо з урахуванням розрахункового струму к.з. і групи з'єднання обмоток силового трансформатора (табл.1):

$$k_{\text{ч}} = \frac{1,5 \cdot 270 \cdot \frac{10}{25}}{\frac{200}{5} \cdot 2,8} = 1,2 > 1,5$$

Час спрацьовування МСЗ трансформатора на відключення вимикача вводу 10 кВ дорівнює:

$$t_{c.з.(МСЗ)} = 1,3 + 0,5 = 1,8c$$

Час спрацьовування захисту на включення вимикача дорівнює:

$$t_{c.з.(QN)} = 1,2 + 0,5 = 1,3c$$

Перевіряємо можливість застосування схеми з дешунтуванням електромагніту YAT:

- за умовою узгодження чутливості в основних реле захисту з YAT вимикача (при двох YAT у приводі):

$$U_{2m} = \frac{k_n \cdot I_{c.YAT}}{k_{(2)cxYAT}} (Z_{н.розр.} + Z_{2m}), \quad (4.1)$$

де k_n - коефіцієнт надійності, $k_n = 1,2 \dots 1,5$;

$k_{(2)cxYAT}$ - коефіцієнт схеми, $k_{(2)cxYAT} = 1,5$;

$Z_{н.розр.}$ - розрахункове навантаження, Ом.

$$U_{2m} = \frac{1,4 \cdot 5}{1,5} (2 + 2 \cdot 0,35) = 20V$$

Перевіряємо умову для трансформаторів ТВТ-35-/P-300У2, обмотки яких з'єднані послідовно при $I_H = 0,5$ А за виразом:

$$I_{c.з} \geq \frac{k_{cx.p}^{(2)}}{k_{cx.p}^{(3)}} \left(k_H \cdot \frac{I_{c.YAT}}{k_{cx.YAT}^{(2)}} + I_{ном} \right) k_{m.c.}, \quad (4.2)$$

де k_H - коефіцієнт надійності, що враховує неточність роботи реле УАТ.

$$k_H = 1,2 - 1,4;$$

$k_{cx.p}^{(3)}$ - коефіцієнт схеми при симетричному режимі, $k_{cx.p}^{(3)} = \sqrt{3}$;

$k_{cx.p}^{(2)}$ - коефіцієнт схеми для реле при розрахунковому двохфазному к. з.,
 $k_{cx.p}^{(2)} = 1,5$;

$I_{p \max}^{(2)}$ - найбільший струм, що проходить по реле при аналізованому виді к. з.,

$I_{p \max}^{(2)} = 2590A$; $k_{cx.YAT}^{(2)}$ - коефіцієнт схеми для УАТ при цьому ж виді к. з., $k_{cx.YAT}^{(2)}$;

$$I_{c.з} = 206,7 > \frac{1,5}{\sqrt{2}} \left(1,2 \cdot \frac{2}{1,5} + 0,5 \right) \frac{200}{5} = 34,1A$$

Надійність роботи електромагніта після його дешунтування забезпечується.

4.2. Розрахунок струмової відсічки трансформатора

Струм спрацьовування відсічки вибираємо з умов:

- відстроювання від максимального струму к. з. за трансформатором:

$$I_{c.в.} = 1,15 \cdot \sqrt{2} \cdot 2220 \cdot \frac{10}{25} = 146,1A$$

- з умови відстроювання від кидків струму намагнічування трансформатора

$$I_{c.в.} = 5 \cdot 202,3 = 1011,5A$$

Кратність спрацювання відсічки пристрою МРЗС-05 визначаємо по найбільшому значенню $I_{с.в.} = 1546,1A$

$$k_{відс} = \frac{I_{с.в.}}{I_{с.з.}} = \frac{1246,1}{206,7} = 2,0$$

Приймаємо кратність спрацювання відсічки $k_{відс} = 5$.

Коефіцієнт чутливості відсічки визначаємо за струмом мінімального к. з. у місці установки пристрою захисту за виразом :

$$k_{ч} = \frac{250}{546,1} = 146$$

Оскільки чутливість відсічки не відповідає нормативним значенням $k_{ч} = 1,46 < k_{ч.норм.} = 2$, а час спрацювання МСЗ перевищує 0,5 с, необхідно застосувати захист від перевантаження і диференційний захист трансформатора.

4.3. Розрахунок релейного захисту силового трансформатора від перевантаження

Релейний захист силового трансформатора ТМН-2500-35/10 від перевантаження встановлюємо з боку живлення. Захист виконуємо з використанням однофазного реле типу РС40М, яке включаємо на струм середньої фази "В".

Струм спрацювання захисту від перевантаження:

$$I_{с.з.} = \frac{2,15}{0,25} \cdot 20,3 \cdot \frac{10}{25} = 28,2A$$

Визначаємо струм спрацювання реле із урахуванням коефіцієнта трансформації ТС типу ТВТ-35-/Р-300У2 $k_{м.с.} = 30$.

$$I_{c.p.} = \frac{72,2 \cdot \sqrt{1}}{\frac{200}{5}} = 226A$$

Приймаємо уставку реле струму $I_y = 2,3A$

Час спрацювання захисту

$$t_{c.з.} = t_{c.мсз} + \Delta t = 1,8 + 0,1 = 1,9c$$

4.4. Розрахунки диференційного захисту силового трансформатора

Приймаємо дворелейну схему дифзахисту. Для компенсації кутового здигу для сторони трансформатора, де його обмотки з'єднані в трикутник, вибираємо схему з'єднання ТС в зірку, тоді коефіцієнт схеми $k_{cx} = 1$. Для сторони, де обмотки трансформатора з'єднані в зірку, вибираємо схему з'єднання ТС в трикутник, тоді коефіцієнт схеми $k_{cx} = \sqrt{3}$.

Визначаємо первинні і вторинні номінальні струми для всіх сторін трансформатора, який захищається. Результати розрахунків наводимо у табл.4.1.

Приймаємо плече з більшим вторинним струмом за основне і підключаємо до робочої обмотки реле.

Визначаємо номінальний струм трансформатора для сторони ВН при крайньому від'ємному положенні пристрою РПН

$$I'_H = \frac{2500}{\sqrt{1} \cdot 15 \cdot (1 - 0,09)} = 15,4A$$

Розраховуємо струм спрацювання дифзахисту:

- за умови відстроюванню від кидка струму намагнічування при вмиканні ненавантаженого трансформатора під напругу

$$I_{c.з.} = 1,5 \cdot 45,4 = 68,1A,$$

Результати розрахунків номінальних струмів трансформатора

Найменування величини	Чисельні значення для сторін	
	35 кВ	10 кВ
Первинний номінальний струм $I_{1н}$, А	$\frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 35} = 41,3$	$\frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 10} = 144,5$
Коефіцієнт трансформації ТС	$\frac{300}{5}$	$\frac{300}{5}$
Схема з'єднання ТС	Δ	Y
Вторинні струми у плечах захисту, I_2 , А		

- за умовою відстроювання від розрахункового максимального струму небалансу $I_{нб.розр.}$ при перехідних режимах зовнішніх к. з. з урахуванням впливу НТС. Спочатку розраховуємо струм спрацьовування без урахування складового струму небалансу від неточного вирівнювання на комутаторі реле

$$I_{с.з.(35кВ)} = 1,3 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,09) \cdot 2720 \cdot \frac{10}{35} = 192,0 \text{ А}$$

$$I_{с.з.(10кВ)} = 192,0 \cdot \frac{25}{10} = 272,0 \text{ А}$$

Струм спрацьовування реле основної сторони (10 кВ) складає

$$I_{ср.розр.} = \frac{I_{сз(10кВ)} \cdot k_{сх}^{(3)}}{k_{т.с.}} = \frac{272,0 \cdot 1}{200/5} = 122 \text{ А}$$

Приймаємо реле дифзахисту типу РСТ-15, виконаного на інтегральних мікросхемах з живленням від джерела постійного оперативного струму.

Визначаємо розрахункове число витків основної сторони

$$\omega_{осн.розр.} = \omega_{роб.розр10кВ} = \frac{F_{с.р.}}{I_{с.р.осн}} = \frac{100}{11,2} = 8,9$$

Приймаємо найближче значення $\omega_{осн.уст.} = 9$ витків.

Трансформатори струму 35 кВ неосновної сторони підключаємо до першої

зрівнювальної і до робочої обмотки реле.

Загальне число витків неосновної сторони

$$\omega_{\text{неосн.розр}} = \omega_{\text{осн.уст.}} \cdot \frac{I_{2\text{осн}}}{I_{2\text{неосн}}} = 2 \cdot \frac{2,41}{1,2} = 12,07$$

Приймаємо $\omega_{\text{неосн.уст.}} = 18$ витків

Складова первинного струму небалансу, обумовлена округленням розрахункового числа витків неосновної сторони для випадків ушкодження на стороні 10 кВ

$$I''_{\text{нб.розр.}} = \frac{\omega_{\text{неосн.розр.}} - \omega_{\text{неосн.уст.}}}{\omega_{\text{неосн.розр.}}} = \frac{18,07 - 18}{18,7} \cdot 220 \cdot \frac{10}{25} = 1,01 A$$

Первинний струм небалансу з урахуванням складової $I''_{\text{нб.розр.}}$

$$I_{\text{нб.розр}} = (I'_{\text{нб.розр.}} + I''_{\text{нб.розр.}}) + I'''_{\text{нб.розр.}} = 192 + 3,01 = 195,01 A$$

Уточнене значення струму спрацьовування захисту

$$I_{\text{с.з.}} = 1,3 \cdot 195,01 = 253,5 A$$

Уточнений струм спрацьовування реле диференційного захисту РСТ-15

$$I_{\text{ср.р.}} = \frac{23,5 \cdot \frac{25}{10}}{20/5} = 1,78 A$$

Уточнене значення витків основної сторони

$$\omega_{\text{осн}(10\text{кВ})} = \frac{100}{14,78} = 6,75$$

Приймаємо $\omega_{\text{осн}(10\text{кВ})} = 6$ витків.

Уточнене значення витків неосновної сторони

$$\omega_{\text{неосн}(35\text{кВ})} = 6 \cdot \frac{2,41}{1,2} = 12,05$$

Приймаємо $\omega_{неоси(35кВ)} = 12$ витків.

Уточнюємо струм спрацьовування реле захисту

$$I_{cp.p(10кВ)} = \frac{200}{6} = 12,6A$$

$$I_{cp.p(35кВ)} = \frac{100}{12} = 2,3A$$

Уточнюємо струм спрацьовування захисту

$$I_{с.з.(10кВ)} = \frac{16,6 \cdot 60}{1} = 966A$$

$$I_{с.з.(35кВ)} = \frac{8,3 \cdot 60}{\sqrt{3}} = 287,9A$$

Уточнюємо мінімальний коефіцієнт чутливості

$$k_{ч.мин} = \frac{I_{k.min}^{(2)} \cdot k_{m.u}}{I_{с.з.}} = \frac{270 \cdot \frac{10}{25}}{287,9} = 235$$

Чутливість захисту забезпечується.

Релейний захист підстанції виконуємо на базі блоків мікропроцесорного релейного захисту(БМРЗ), що поставляються ТОВ НТЦ «Механотроніка».

БМРЗ є сучасним цифровим облаштуванням захисту, управління і протиаварійної автоматики і є комбінованим багатфункціональним пристроєм, що об'єднує різні функції захисту, виміру, контролю, автоматики, місцевого і дистанційного управління.

БМРЗ забезпечує наступні експлуатаційні можливості:

- виконання функцій захисту, автоматики і управління, визначених ПУЕ;
- сигналізацію спрацьовування захисту і автоматики, положення комутаційних апаратів, несправності БМРЗ;
- завдання внутрішньої конфігурації(введення захисту і автоматики, вибір захисних характеристик, кількість східців захисту і т. д.) програмним способом;

– фіксацію, зберігання і відображення аварійних електричних параметрів об'єкту, що захищається, для дев'яти останніх аварійних подій з автоматичним оновленням інформації;

– осцилографування аварійних процесів;

– зберігання і видачу інформації про кількість і час пусків і спрацьовувань захисту БМРЗ;

– облік кількості відключень вимикача і циклів АПВ;

– пофазний облік струмів при аварійних відключеннях вимикача;

– контроль і індикацію положення вимикача, а також справність його кіл управління;

– безперервний оперативний контроль працездатності(самодіагностику) впродовж усього часу роботи;

– отримання дискретних сигналів управління і блокувань, видачу команд управління, аварійної і попереджувальної сигналізації;

– двосторонній обмін інформацією з АСУ і ПЕВМ по стандартних послідовних каналах зв'язку;

– підключення до імпульсних виходів лічильників електроенергії для передачі інформації в АСУ;

Живлення кіл релейного захисту і автоматики(РЗА) здійснюється на постійному і змінному оперативному струмі від акумуляторної батареї 220 В.

У додатку Е представлена структурна схема релейного захисту підстанції із застосуванням блоків БМРЗ пропонованих модифікацій :

– БМРЗ-КЛ - захист кабельних і повітряних ліній;

– БМРЗ-СВ - захист секційних вимикачів;

– БМРЗ-ВВ - захист вимикачів введень;

– БМРЗ-ТР - захист трансформаторів

4.5. Розрахунок облаштувань автоматики встановлених на підстанції

Облаштуваннями автоматики, встановленими на підстанції, передбачається усунення аварій, пов'язаних :

- з ушкодженнями на шинах 10 кВ;
- з ушкодженнями силових трансформаторів і трансформаторів ВП;
- з відключенням після дії неуспіху АПВ однієї з живлячих ліній.

Аварії ліквідовуються дією наступних автоматичних пристроїв :

- АПВ вимикачів 10 кВ трансформаторів(АПВТ);
- АВР секційного вимикача 10 кВ;
- АПВ на живлячій лінії.

Автоматичне включення резерву.

Функція автоматичного включення резерву(АВР) виконується спільними діями БМРЗ-СВ(секційний вимикач) і двох БМРЗ-ВВ(ввідні вимикачі).

БМРЗ-ВВ виконує наступні функції:

– контролює напругу UAB, UBC на секції, напруга до вимикача UBHP(схема нормального режиму) і формує команди управління вимикачем введення і секційним вимикачем;

– виконує АВР без витримки часу при спрацьовуванні захисту трансформатора;

– контролює параметри напруги на секції і формує сигнал "Дозвіл АВР" для БМРЗ-ВВ сусідньої секції.

БМРЗ-СВ виконує команди "Включення", що поступають від БМРЗ-ВВ, без витримки часу.

Початковою інформацією для пуску і спрацьовування АВР є рівень напруги UAB, UBC і UBHP, контрольованих БМРЗ-ВВ, положення силового вимикача введення("Вкл"/"Откл"), а також наявність сигналу "Дозвіл АВР" від БМРЗ-ВВ сусідньої секції.

Пуск АВР відбувається при спрацьовуванні пускового органу по напрузі. Після відробітку витримки часу ТАВР видається команда на відключення вимикача введення, а після виконання цієї команди видається команда "Вкл. СВ" на БМРЗ-СВ тривалістю 0,8 с. Потім, формує вихідний дискретний сигнал

дозволу АВР для другого введення.

1) Напряга спрацьовування захисту мінімальної дії :

$$U_{c.p.} = (0,25 \text{ К } 0,4) \cdot U_{ном.} \quad (4.44)$$

$$U_{c.p.} = 0,4 \cdot 100 = 40 \text{ В.}$$

2) Уставка на резервному джерелі визначається з умови настроєння від мінімального робітника напруги:

$$U_{c.p.} \approx 0,65 \cdot U_{ном.}$$

$$U_{c.p.} \approx 0,65 \cdot 100 = 65 \text{ В.}$$

4.6. Захист трансформатора власних потреб

Для захисту трансформаторів власних потреб вибираємо запобіжники типу ПКТ з умов налагодження від максимального робочого струму і від кидка струму намагнічення при включенні трансформатора на холостий хід.

$$I_{\text{роб. макс } T} = \frac{S_{T6}}{\sqrt{3} \cdot U_{Tном}} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2,2 \text{ А}$$

По другій умові зазвичай приймають номінальний струм плавкої вставки:

$$I_{ном.пл.вст} = 2,0 \cdot I_{номТ} = 2,0 \cdot 9,2 = 18,4 \text{ А,}$$

де 2,0 - коефіцієнт налагодження від кидка струму намагнічення трансформатора.

Реально кидок струму намагнічення може досягати $(6-8) \cdot I_{номТ}$, але з урахуванням часу плавлення вставки запобіжника розрахункова кратність цього струму може бути зменшена.

Вибираємо для трансформатора ТМ-160 кВА запобіжник з номінальним струмом 20 А. Необхідність в установці з боку НН додаткового захисного пристрою можна обґрунтувати тільки після розрахунку МСЗ ліній.

5. Охорона праці

5.1 Обґрунтування рішення щодо розміщення електротехнічного обладнання

Конденсаторні установки розміщують в приміщенні підстанції в зв'язку з підключенням їх на шини ТП. Місце монтажу обране згідно з технічною доцільністю розташування.

Конденсаторна установка розміщується в пожежонебезпечному приміщенні, безпосередньо на підлозі в місцях, де відсутня ймовірність її механічного пошкодження, несхильному різким поштовхам і ударам, при зовнішніх джерелах, що створюють вібрації з частотою не вище 50 Гц з максимальним прискоренням не більше 0,5 м/с. Конденсаторну установку приєднано до контуру заземлення; підключено конденсаторну установку до вимірювального ТТ вступної комірки. Вимірювальний сигнал необхідно підвести мідним дротом перетином 2,5 мм. кв. до затискачів S1 і S2. Місце монтажу вимірювального трансформатора струму і послідовність підключення фаз вказана в технічній документації регулятора. Забороняється розрив вторичного ланцюга вимірювального трансформатора струму під час його роботи в розподільному пристрої. Конденсаторні установки напругою від 0,22 кВ до 10 кВ частотою 50 Гц, що використовуються для компенсації реактивної потужності і регулювання напруги та приєднуються паралельно індуктивним елементам електричної мережі споживача. Огляд конденсаторної установки без вимкнення здійснюється з такою періодичністю: на об'єктах з постійним чергуванням персоналу - не рідше ніж один раз на добу; на об'єктах без постійного чергування персоналу - не рідше ніж один раз на місяць.

					<i>ДП 2020 141</i>			
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>	Левкович В.В.				Якість електричної енергії	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Перевір.</i>	Сірик А.О.							
<i>Реценз.</i>						ННІТІ ім.акад. І.С Гулого		
<i>Н. Контр.</i>						ЕЛ – 4 - 4		
<i>Затверд.</i>	Балюта С.М.							

5.2 Організаційні та технічні заходи з охорони праці

Тяжкість електротравми визначається впливом факторів:

- електричного характеру — величина напруги, сила струму, вид струму (постійний чи змінний), частота при змінному струмі;
- неелектричного характеру — тривалість дії електроструму;
- навколишнього середовища — температура, тиск, вологість повітря;
- шляху протікання струму через тіло людини.

У разі ураження людини електричним струмом основним уражуючим фактором є сила струму, що проходить через тіло людини. При цьому ступінь негативного впливу на організм людини збільшується із зростанням струму. За характером дії струм оцінюють так, як наведено в табл. 5.1.

Таблиця 5.1. Характер впливу електричного струму на організм людини

Струм, мА	Характер дії	
	Змінний струм	Постійний струм
0,6-1,5	Початок відчуття, легке тремтіння пальців рук.	Не відчувається.
2-3	Сильне тремтіння пальців рук.	Не відчувається.
5-7	Судороги в руках.	Свербіння. Відчуття нагріву.
8-10	Руки з зусиллям, але ще можна відірвати від електродів, сильний біль у пальцях і кистях рук.	Підсилений нагрів.
20-25	Параліч рук, відірвати їх від електрода неможливо. Дуже сильний біль. Дихання затруднене.	Надто сильний нагрів. Незначне скорочення м'язів рук.
50-80	Зупинка дихання. Початок фібриляції.	Скорочення м'язів. Судоми, затруднене дихання.

На основі даних наведених в цій таблиці можна виокремити декілька характерних видів струму.

Відчутний струм — малий струм, який людина починає відчувати: в середньому близько 1,1 мА при змінному струмі частотою 50 Гц і близько 6 мА при постійному струмі. Ця дія обмежується при змінному струмі слабким свербіжем і легким пощипуванням (поколюванням), а при постійному струмі — відчуттям нагріву шкіри на ділянці, що доторкується до струмовідних частин. Найменше значення відчутного струму називається пороговим відчутним струмом.

Невипускаючий струм — струм, що викликає в разі проходження через тіло людини непереборні судорожні скорочення м'язів руки, в якій затиснутий провідник, а його найменше значення називається пороговим невідпускаючим струмом. При змінному струмі (50 Гц) величина цього струму перебуває в межах 20—25 А, При постійному струмі невідпускаючих струмів, власне кажучи, немає, оскільки при певних значеннях струму людина може самостійно розтиснути руку, в якій затиснутий провідник, і таким чином відірватися від струмовідної частини.

Однак в момент відриву виникають болісні скорочення м'язів, аналогічні за характером і больовим відчуттям тим, які спостерігаються при змінному струмі. Сила струму становить приблизно 50—80 мА.

Цей струм і прийнято умовно за поріг невідпускаючих струмів при постійній напрузі.

Фібриляційний струм: змінний (50 Гц) струм 50 мА і більше, проходячи через тіло людини по шляху "рука — рука" або "рука — ноги", діє як подразник на м'язи серця, що розташовані глибоко в грудях. Це небезпечно для життя людини, оскільки через 1—3 с з моменту замикання кола через людину може настати фібриляція або зупинка серця. При цьому припиняється кровообіг і,

					ДП2020 141	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

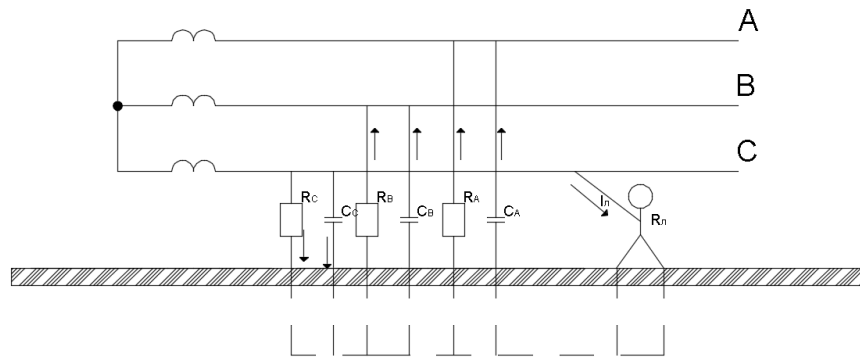


Рис. 5.1 Однофазний дотик людини в нормальному режимі.

Напруга дотику в мережі з ізольованою нейтраллю при протіканні аварійного режиму:

$$U_{\text{дот}} = U_{\phi} * R_{\text{л}} * \frac{R_{\text{зам}} + R_0 * \sqrt{3}}{R_{\text{зам}} * R_0 + R_{\text{л}} * (R_{\text{зам}} + R_0)};$$

$$U_{\text{дот}} = U_{\phi} * R_{\text{л}} * \frac{R_{\text{зам}} + R_0 * \sqrt{3}}{R_{\text{зам}} * R_0 + R_{\text{л}} * (R_{\text{зам}} + R_0)}$$

$$= 220 * 750 * \frac{150 + 4 * 10^3 * \sqrt{3}}{150 * 4 * 10^3 + 750 * (150 + 4 * 10^3)} = 314,6 \text{ В};$$

$$U_{\text{дот}} = U_{\phi} * R_{\text{л}} * \frac{R_{\text{зам}} + R_0 * \sqrt{3}}{R_{\text{зам}} * R_0 + R_{\text{л}} * (R_{\text{зам}} + R_0)}$$

$$= 220 * 750 * \frac{70 + 4 * 10^3 * \sqrt{3}}{70 * 4 * 10^3 + 750 * (70 + 4 * 10^3)} = 346,5 \text{ В};$$

$$U_{\text{дот}} = U_{\phi} * R_{\text{л}} * \frac{R_{\text{зам}} + R_0 * \sqrt{3}}{R_{\text{зам}} * R_0 + R_{\text{л}} * (R_{\text{зам}} + R_0)}$$

$$= 220 * 750 * \frac{10 + 4 * 10^3 * \sqrt{3}}{10 * 4 * 10^3 + 750 * (10 + 4 * 10^3)} = 375,7 \text{ В};$$

$$U_{\text{дот}} = U_{\phi} * R_{\text{л}} * \frac{R_{\text{зам}} + R_0 * \sqrt{3}}{R_{\text{зам}} * R_0 + R_{\text{л}} * (R_{\text{зам}} + R_0)}$$

$$= 220 * 750 * \frac{1 + 4 * 10^3 * \sqrt{3}}{1 * 4 * 10^3 + 750 * (1 + 4 * 10^3)} = 380,5 \text{ В}.$$

					ДП2020 141	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ

Виконано розрахунки щодо модернізації підстанції 35/10 кВ із збільшенням потужності, заміни електрообладнання, модернізації системи релейного захисту та запровадження захисту від дугових замикань на землю.

Як видно з рис.1.7, зниження повного навантаження підстанції внаслідок КРП в зимовий період в різні періоди доби становить від 18 до 24,5% розрахункового навантаження. Коефіцієнт потужності добового навантаження збільшився від 0,78...0,79 до 0,998...1,0.

Вибір режиму заземлення нейтралі в мережах 6-35 кВ є виключно важливим питанням при експлуатації і проектуванні мережі.

Від вибору режиму заземлення нейтралі залежить рівень аварійності в мережі, правильна робота захистів від замикань на землю, автоматизація пошуку пошкодженого фідера і наслідку від виникнення однофазних замикань на землю.

Вживання в мережах 6-35 кВ сучасного устаткування заземлення нейтралі (дугогасильних реакторів з шунтуючими низьковольтними резисторами і високовольтних резисторів заземлення нейтралі) дозволяє істотно підвищити надійність роботи мереж, автоматизувати процес пошуку пошкодженого фідера і понизити аварійність при однофазних замиканнях на землю.

Розраховано заземлення та блискавкозахист підстанції 35/10 кВ.

					ДП 2020 141			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив		Левкович В.В.			Висновки	Літера	Аркуш	Аркушів
Перевірив		Омельчук А.О.						
Рецензент						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого		
Н. контр.								
Затвердив		Балюта С.М.						

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні мережі. ГКД 340.000.002-97.-К.: Міненерго України, 1997.-54 с.
2. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. –М: Энергоатомиздат, 1989.- 38 с.
3. Іноземцев Г.Б. Дипломне проектування енергетичних та електротехнічних систем в агропромисловому комплексі: навч. посібник/ Г.Б.Іноземцев, В.В.Козирський, М.Т.Лут та ін.-К: ТОВ «Аграр Медіа Груп», 2014. – 526 С.
4. Карякин Р.Н. Заземляющие устройства электроустановок: Справочник.- М: Энергосервис, 2000.-373 с.
5. Правила улаштування електроустановок. – Х.: Форт, 2017. – 760 с.
6. Вайнштейн Р. А., Шмойлов А. В. Источник контрольного тока для защиты от замыканий на землю сетей с компенсированной нейтралью. — Изв. Томского политехнического института, 1967, т. 172.
7. Головки С. И., Вайнштейн Р. А., Юдин С. М. Селективная сигнализация однофазных замыканий и измерение расстройки компенсации в сетях 30, 35 кВ. - Электрические станции, 2000, № 7.
8. Защита от замыканий на землю в компенсированных сетях 6 - 10 кВ / Вайнштейн Р. А., Головки С. И., Юдин С. М. и др. - Электрические станции, 1998, № 7.
9. Омельчук А.О. Енергозберігаючі режими в системах електропостачання: Навч. посібник / А.О.Омельчук. - К.: ЦП «КОМПРИНТ», 2016. - 257 с.
10. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография/ М.А. Шабад. – СПб.: ПЭИПК, 2003. -350 с.

					ДП 2020 141			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив		Левкович В.В.			Список использованных джерел	Літера	Аркуш	Аркушів
Перевірив		Омельчук А.О.						
Рецензент						ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого		
Н. контр.								
Затвердив		Балюта С.М.						