

Вінницький національний технічний університет  
Факультет електроенергетики та електромеханіки  
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ  
завідувач кафедри ЕСС  
д.т.н., професор Лежнюк П. Д.

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2019 р.

Пояснювальна записка  
до кваліфікаційної роботи  
на здобуття ступеня магістра

**ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ПІДСТАНЦІЇ 330/110/10 КВ  
З ДОСЛІДЖЕННЯМ ПОКАЗНИКІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ**

08-13.МКР.003.00.139 ПЗ

Виконав: студент 2 курсу ОПП магістра,  
групи ЕСМ-18м  
галузь знань 14 – Електрична інженерія  
спеціальності 141 – Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка  
освітня програма «Електричні системи і  
мережі»  
Васильєв В. В. \_\_\_\_\_

Керівник: к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС  
Тептя В. В. \_\_\_\_\_  
“\_\_\_” \_\_\_\_\_ 2019 р.

Рецензент: \_\_\_\_\_  
“\_\_\_” \_\_\_\_\_ 2019 р.

Вінниця – 2019 року

## ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ .....	6
ABSTRACT .....	7
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	8
ВСТУП .....	9
<b>1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУВАННЯ</b>	
ПІДСТАНЦІ .....	13
<b>2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА .....</b>	
17	
2.1 Характеристика району проектування.....	17
2.2 Режими споживання електроенергії.....	17
2.3 Вибір автотрансформаторів та кількості ліній електропередачі.....	21
2.4 Вибір головних схем ВРУ-330, 110 та 10 кВ підстанції .....	24
2.5 Вибір трансформаторів та схеми власних потреб .....	32
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання.....	35
2.7 Вибір комутаційних апаратів.....	40
2.8 Вибір струмоведучих частин .....	42
2.9 Вибір вимірювальних трансформаторів .....	45
2.10 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів .....	48
2.11 Вибір комутаційної апаратури та шин в РУВП-0,4 кВ .....	49
2.12 Вибір акумуляторної батареї .....	54
2.13 Грозозахист ВРУ підстанції.....	58
2.12.1 Грозозахист ВРУ-330 кВ .....	58
2.12.2 Грозозахист ВРУ-110 кВ .....	59
<b>3 ДОСЛІДЖЕННЯ ПОКАЗНИКІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ.....</b>	
62	
3.1 Характеристики показників якості електроенергії.....	62
3.2 Норми якості електричної енергії .....	66
3.3 Вплив параметрів електроенергії на роботу електроприймачів і технологічних установок.....	77

3.3.1 Вплив відхилення напруги на асинхронні і синхронні електродвигуни.....	77
3.3.2 Вплив відхилення напруги на вентильні перетворювачі.....	81
3.3.3 Вплив несиметрії напруги на електротермічні установки.....	83
3.3.4 Вплив несиметрії напруги на електричні машини, лінії, трансформатори та конденсатори .....	84
3.3.5 Вплив коливання напруги .....	87
3.3.6 Вплив несинусоїдальності напруги.....	89
<b>4 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА .....</b>	<b>92</b>
4.1 Захист автотрансформаторів.....	92
4.2 Захист збірних шин.....	94
4.3 Захист трансформаторів власних потреб.....	95
4.4 Захист електродвигунів власних потреб.....	96
4.5 Захист ЛЕП .....	99
4.6 Автоматика підстанції .....	99
4.7 Розрахунок уставок захисту ЛЕП-110 кВ.....	100
4.8 Розрахунок уставок пристрою АВР-10 кВ .....	104
4.9 Розрахунок уставок захистів електродвигуна власних потреб .....	104
<b>5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ...</b>	<b>107</b>
5.1 Задачі розділ .....	107
5.2 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці під час монтажу й обслуговування автотрансформатора типу АТДЦТН-125000/330/110.....	110
5.2.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць .....	110
5.2.2 Розрахунок параметрів заземлювальних пристроїв відкритих розподільних установок підстанції 330/110/10 кВ .....	112
5.3 Оцінювання стійкості роботи підстанції в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.....	117
5.3.1 Оцінювання стійкості роботи підстанції в умовах дії іонізуючих випромінювань .....	118

5.3.2 Дослідження стійкості електричної частини підстанції 330/110/10 кВ в умовах дії електромагнітного імпульсу .....	120
5.3.3 Розроблення превентивних заходів по підвищенню стійкості роботи електричної частини підстанції 330/110/10 кВ в умовах надзвичайних ситуацій .....	122
<b>6 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА .....</b>	<b>127</b>
6.1 Показники та критерії економічної ефективності .....	127
6.2 Визначення капітальних вкладень, витрат на експлуатацію підстанції та терміну окупності.....	132
<b>ВИСНОВКИ.....</b>	<b>135</b>
<b>СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....</b>	<b>136</b>
Додаток А. Технічне завдання МКР.....	140
Додаток Б. Графічна частина .....	144

## АНОТАЦІЯ

Васильєв Володимир Віталійович «Електрична частина підстанції 330/110/10 кВ з дослідженням показників якості електроенергії».

Магістерська кваліфікаційна робота. – Вінниця : ВНТУ. 2019.

– 155 с. Бібліогр.: 38. Рис.: 21. Табл.: 26.

В магістерській кваліфікаційній роботі спроектована електрична частина вузлової підстанції напругою 330/110/10 кВ. В електротехнічній частині виконано розрахунок графіків електричних навантажень, спроектовано структурну схему підстанції, схеми відкритих розподільних установок 330, 110 та 10 кВ і схему власних потреб підстанції. Обрано комутаційну апаратуру, струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори, засоби обмеження перенапруг, акумуляторну батарею, а також виконано розрахунок блискавкозахисту та заземлювального пристрою відкритих розподільних установок 330 та 110 кВ. Досліджено основні показники якості електроенергії та їх вплив на споживачів. У розділі охорони праці проведено аналіз потенційно небезпечних і шкідливих виробничих факторів на підстанції та запропоновано заходи безпеки життєдіяльності персоналу в надзвичайних ситуаціях.

В економічній частині роботи розглянуто показники та критерії економічної ефективності, визначено капітальні вкладення, затрати на експлуатацію підстанції та термін окупності.

Ключові слова: підстанція, високовольтні вимикачі, розподільна установка, коротке замикання, якість електричної енергії, відхилення напруги, відхилення частоти

## ABSTRACT

Volodymyr V. Vasiliev «Electrical part of substation 330/110/10 kV with study of electricity quality indicators». Master's qualification work. – Vinnytsia: VNTU.

2019. – 155 pp. Ref. : 38. Fig. :21. Table: 26.

In the master's qualification work the electric part of two-transformer substation with voltage 330/110/10 kV is designed. In the electrical part, the calculation of the schedules of electrical loads was made, a structural scheme of the station, schemes of open distribution units (ODU) 330, 110 and 10 kV and a scheme of own needs of the substation were designed. Selected switching equipment, current-carrying parts, measuring transformers, surge suppressors, battery storage, as well as lightning protection and grounding devices of 330, 110 kV distribution units were made. The main indicators of electricity quality are investigated. In the section of labor protection the analysis of potentially dangerous and harmful production factors at the substation has been carried out and the measures of safety of life of personnel in emergency situations have been proposed.

In the economic part of the work indicators and criteria of economic efficiency are considered, capital investments are defined, substation operation costs and payback period are determined.

Key words: substation, high-voltage switches, switchgear, quality of electricity, voltage deviation, frequency deviation

**ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ**

АБ – акумуляторна батарея;  
АТ – автотрансформатор;  
БТ – блочний трансформатор;  
ВРУ – відкрита розподільна установка;  
ВП – власні потреби;  
ЕЕС – електроенергетична система;  
ЕМЗ – електромагнітні завади;  
ЕМС – електромагнітна сумісність;  
ЕП – електричний приймач;  
ЕРС – електрорушійна сила;  
ЕС – електрична станція;  
ЗП – заземлювальний пристрій;  
КЗ – коротке замикання;  
ЛЕП – лінія електропередачі;  
ОЕС – об'єднана енергетична система;  
ПС – підстанція;  
ПУЕ – правила улаштування електроустановок;  
ПЯЕ – показники якості електричної енергії;  
РУ – розподільна установка  
ТВП – трансформатор власних потреб;  
ТЕО – техніко-економічне обґрунтування;  
ТН – трансформатор напруги;  
ТС – трансформатор струму;  
ЯЕ – якість електроенергії

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Енергетика – це базова галузь економіки, від стану якої залежить енергетична і економічна безпека держави. Головним завданням, що стоїть перед електроенергетикою, є забезпечення надійного та ефективного функціонування Об'єднаної електроенергетичної системи (ОЕС) України.

Електроенергетичній галузі притаманні специфічні особливості пов'язані з одномоментністю вироблення, передачі та споживання електроенергії; надзвичайно централізованого диспетчерського оперативно технологічного управління всім комплексом в цілому, забезпечення надійності і безпеки функціонування обладнання.

Реформування електроенергетики України розпочалося у 90-х роках минулого століття. В основу реформування галузі і створення ринку електроенергії були покладені принципи збереження Об'єднаної електроенергетичної системи країни і централізованого управління нею, демонополізації регіональних енергооб'єднань, створення умов для конкуренції між виробниками та постачальниками електричної енергії, державного регулювання природних монополій [1]. На сьогодні великого ступеню досягла моральна застарілість та фізична зношеність обладнання. Це також відноситься до ліній електропередач та обладнання підстанцій.

ОЕС України на сьогодні є одним з найбільших енергооб'єднань Європи. У складі ОЕС України діють 365 ліцензіатів з виробництва електричної енергії, з яких 7 потужних енергогенеруючих компаній забезпечують близько 90 % всього виробництва, 7 регіональних електроенергетичних систем та 40 ліцензіатів на передачу електроенергії місцевими (локальними) електричними мережами [1].

Для забезпечення більш надійної роботи ОЕС, збільшення пропускної спроможності основних перетинів та розв'язання проблеми мережних обмежень необхідно спроектувати, добудувати та ввести в експлуатацію нові



об'єкти – підстанції та високовольтні лінії. Особливо важливим є питання забезпечення видачі потужності з атомних електростанцій.

**Мета і задачі дослідження.** Метою магістерської роботи є підвищення ефективності функціонування і забезпечення більш надійної роботи об'єднаної електроенергетичної системи, збільшення пропускної спроможності основних перетинів та розв'язання проблеми мережних обмежень за рахунок проектування і будівництва нової вузлової підстанції 330/110/10 кВ.

Відповідно до вказаної мети в роботі розв'язуються такі **основні задачі**:

- аналіз наявних методів проектування електричної частини підстанцій;
- проектування головної схеми електричних з'єднань підстанції;
- вибір схеми власних потреб підстанції;
- вибір комутаційної апаратури, струмоведучих частин, вимірювальних трансформаторів, акумуляторної батареї, розрахунок грозозахисту та заземлення розподільної установки високої напруги;
- дослідження показників якості електроенергії;
- розрахунок показників та критеріїв економічної ефективності будівництва підстанції.

**Об'єктом дослідження** магістерської роботи є електрична частина підстанцій.

**Предметом дослідження** є методи і засоби проектування електростанцій та підстанцій.

**Методи дослідження.** Для аналізу та розв'язання поставлених задач використано методи математичного моделювання. Під час проектування головної схеми електричних з'єднань ПС використовуються елементи теорії надійності.

**Особистий внесок здобувача.** Усі результати, які складають основний зміст магістерської роботи, отримані автором самостійно.

## 1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУВАННЯ ПІДСТАНЦІЇ

На сьогодні в електроенергетичній галузі експлуатується близько 1 млн. км повітряних ліній та кабельних ліній всіх класів напруги, а також 203 тис. одиниць трансформаторних підстанцій напругою 6-750 кВ загальною потужністю 201 тис. МВА.

В найгіршому стані знаходяться лінії електропередачі напругою 220 та 330 кВ, яких відповідно налічується 4,1 і 13 тис. км. Так на теперішній час потребують відновлення 81% повітряних ліній напругою 220 кВ і 51 % напругою 330 кВ від їх загальної довжини.

Розроблена комплексна державна програма енергозбереження України, обґрунтовано великий потенціал енергозабезпечення. З метою підтримання належного стану електричних мереж напругою 0,4-110 кВ, забезпечення їх надійної роботи та безпечної експлуатації потрібно збільшувати обсяги робіт з реконструкції цих електромереж з максимально можливим використанням проводів, опор, обладнання та матеріалів об'єктів, що реконструюються, та демонтованих недіючих об'єктів, проте придатних для подальшого використання [2].

На даний час для електроенергетичного обладнання МЕМ, в окремих регіонах України, має високу вірогідність виникнення пошкоджень, що може призвести до обмеження електропостачання в окремих енергетичних вузлах. Значною мірою це пов'язано, в тому числі, з технічним станом основного обладнання. Так, значного спрацювання зазнали повітряні ЛЕП напругою 220-330 кВ. В першу чергу це стосується ліній, що були збудовані у 60-х роках. На даний час потребують відновлення 12% повітряних ліній напругою 330 кВ і 56% - напругою 220 кВ .

Від якості електричної енергії значною мірою залежать умови роботи її споживачів [8]. Тому забезпечення необхідної якості електричної енергії має велике значення. Підвищення якості електричної енергії зазвичай пов'язано з

додатковими витратами, тому що вимагає застосування додаткових пристроїв. Доцільно розрізняти такі показники якості електричної енергії: гранично допустимі значення за технічними умовами, нормовані значення й оптимальні, або економічно обгрунтовані значення. Ці значення можуть помітно розрізнятися, і залежать від ряду місцевих умов.

Ось чому проектування і будівництво нових підстанцій, а також дослідження основних показників якості електроенергії є актуальним питанням в даний час. Спорудження підстанції 330 кВ є складовою частиною заходів реалізації Енергетичної стратегії України на період до 2030 року, будівництво якої дозволить підвищити надійність електропостачання споживачів найближчого району та всієї ОЕС України.

## 2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

### 2.1 Характеристика району проектування

Кліматичні умови при повторенні ожеледних та вітрових навантажень один раз в 10 років [9]:

- район по ожеледі: II;
- нормативна товщина стінки ожеледі: 10 мм;
- район по вітру: II;
- розрахункова швидкість вітру: 25 м/с;
- нормативний швидкісний натиск вітру: 40 даН/м<sup>2</sup>;
- середньорічна температура повітря: +10,6 °С;
- максимальна температура повітря: +40 °С;
- мінімальна температура повітря: - 30 °С;
- ступінь забруднення атмосфери: III;
- район по «плясці» проводів: III;
- середньорічна тривалість гроз: 80 год.

### 2.2 Режими споживання електроенергії

Режими споживання електроенергії окремих споживачів та енергосистем характеризуються графіками електричних навантажень, які відображають зміни потужності, яка використовується, за добу або за рік. Розрізняють звітні та розрахункові графіки навантажень. Перші використовують для аналізу режимів роботи енергосистем в процесі експлуатації, а другі – для планування роботи та проектування окремих енергетичних об'єктів і енергосистем.

При розрахунку графіків навантажень відносну величину постійних та змінних втрат приймаємо [5]:

- в мережі 10 кВ:  $\Delta P'_{1*} = 0,01$ ;  $\Delta P'_{2*} = 0,06$ ;

- в мережах 110 кВ:  $\Delta P''_{1*}=0,02$ ;  $P''_{2*}=0,14$ .

Постійні втрати розраховуються за формулою:

$$\Delta P_{1p} = \Delta P'_{1*} \cdot P_{p_{\max}}; \quad (2.1)$$

$$\Delta P_{1p10} = 0,01 \cdot 13 = 0,13 \text{ (МВт)}.$$

$$\Delta P_{1p110} = 0,02 \cdot 120 = 2,4 \text{ (МВт)}.$$

Змінні втрати в будь-який час доби:

$$\Delta P_{2pt} = \Delta P'_2 \cdot \frac{P_{pt}^2}{P_{p_{\max}}}; \quad (2.2)$$

$$\Delta P_{2p1(10)} = 0,06 \cdot \frac{11,7^2}{13} = 0,63 \text{ (МВт)};$$

$$\Delta P_{2p1(110)} = 0,14 \cdot \frac{105,6^2}{120} = 13,01 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, яка видається до шин РУ різних напруг:

$$P_{p.\text{видт}} = P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt}; \quad (2.3)$$

$$P_{p.\text{видт}(10)} = 11,7 + 0,13 + 0,63 = 12,46 \text{ (МВт)};$$

$$P_{p.\text{видт}(110)} = 105,6 + 2,4 + 13,01 = 121,01 \text{ (МВт)}.$$

Сумарна потужність, що віддається з шин підстанції:

$$P_{\text{видт}} = P_{p.\text{видт}(110)} + \Delta P_{p.\text{видт}(10)}; \quad (2.4)$$

$$P_{\text{видт},1} = 121,01 + 12,46 = 133,47 \text{ (МВт)}.$$

За наведеним алгоритмом розраховуються графіки електричних навантажень для зимового та літнього періодів (183 та 182 доби відповідно) та будуються добові графіки навантажень підстанції (рисунок 2.1). Дані розрахунку зводяться в таблицю 2.1.

Таблиця 2.1 – Дані для побудови графіків електричних навантажень

Дані для побудови графіків електричних навантажень	Час доби	0-6	6-8	8-10	10-12	12-16	16-18	18-20	20-24
Навантаження району 1 (10 кВ),%	Зима	90	90	100	95	95	100	85	85
	Літо	85	85	95	90	90	95	80	80

Навантаження району 1 (10 кВ), МВт	Зима	11,7	11,7	13	12,35	12,35	13	11,05	11,05
	Літо	11,05	11,05	12,35	11,7	11,7	12,35	10,4	10,4
Постійні втрати потужності в мережах району 1, МВт	Зима	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
	Літо	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
Змінні втрати потужності в мережах району 1, МВт	Зима	0,63	0,63	0,78	0,70	0,70	0,78	0,56	0,56
	Літо	0,56	0,56	0,70	0,63	0,63	0,70	0,50	0,50
Потужність, що віддається в мережу 10 кВ, МВт	Зима	12,46	12,46	13,91	13,18	13,18	13,91	11,74	11,74
	Літо	11,74	11,74	13,18	12,46	12,46	13,18	11,03	11,03
Навантаження району 2 (110 кВ),%	Зима	88	90	100	100	90	90	85	85
	Літо	83	85	95	95	85	85	80	80
Навантаження району 2 (110 кВ), МВт	Зима	105,6	108	120	120	108	108	102	102
	Літо	99,6	102	114	114	102	102	96	96
Постійні втрати потужності в мережах району 2, МВт	Зима	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
	Літо	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
Змінні втрати потужності в мережах району 2, МВт	Зима	13,01	13,61	16,80	16,80	13,61	13,61	12,14	12,14
	Літо	11,57	12,14	15,16	15,16	12,14	12,14	10,75	10,75
Потужність, що віддається в мережу 110 кВ, МВт	Зима	121,01	124,01	139,20	139,20	124,01	124,01	116,54	116,54
	Літо	113,57	116,54	131,56	131,56	116,54	116,54	109,15	109,15
Потужність, яка поступає на ПС з енергосистеми, МВт	Зима	133,47	136,47	153,11	152,39	137,19	137,92	128,28	128,28
	Літо	125,32	128,28	144,75	144,03	129,00	129,72	120,18	120,18

Визначимо техніко-економічні показники роботи підстанції [5]:

- річне споживання електроенергії:

$$E_p = \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i, \quad (2.5)$$

де  $n$  – число сходинок графіка навантаження;

$t_i$  – тривалість кожної сходинок  $P_i$  графіка протягом року.

$$E_p = 183 \cdot (133,47 \cdot 6 + (136,47 + 153,11 + 152,39 + 137,92 + 128,28) \cdot 2 + (137,19 + 128,28) \cdot 4) + 182 \cdot (125,32 \cdot 6 + (128,28 + 144,75 + 144,03 + 129,72 + 120,18) \cdot 2 + (129,0 + 120,18) \cdot 4) = 1161098,44 \text{ (МВт}\cdot\text{год)};$$

- середнє навантаження підстанції:

$$P_{\text{сеп}} = E_p / 8760; \quad (2.6)$$

$$P_{\text{сеп}} = 1161098,44 / 8760 = 132,55 \text{ (МВт)};$$

- коефіцієнт заповнення графіка:

$$K_3 = P_{\text{сеп}} / P'_{\text{max}}; \quad (2.7)$$

$$K_3 = 132,55 / 153,11 = 0,87;$$

- час використання максимального навантаження:

$$T_{\max} = E_p / P'_{\max}; \quad (2.8)$$

$$T_{\max} = 1161098,44 / 153,11 = 7583,36 \text{ (год.)};$$

- час максимальних втрат потужності:

$$\tau = (0,124 + T_{\max} / 10^4)^2 \cdot 8760; \quad (2.9)$$

$$\tau = (0,124 + 7583,36 / 10000)^2 \cdot 8760 = 6820 \text{ (год.)}.$$

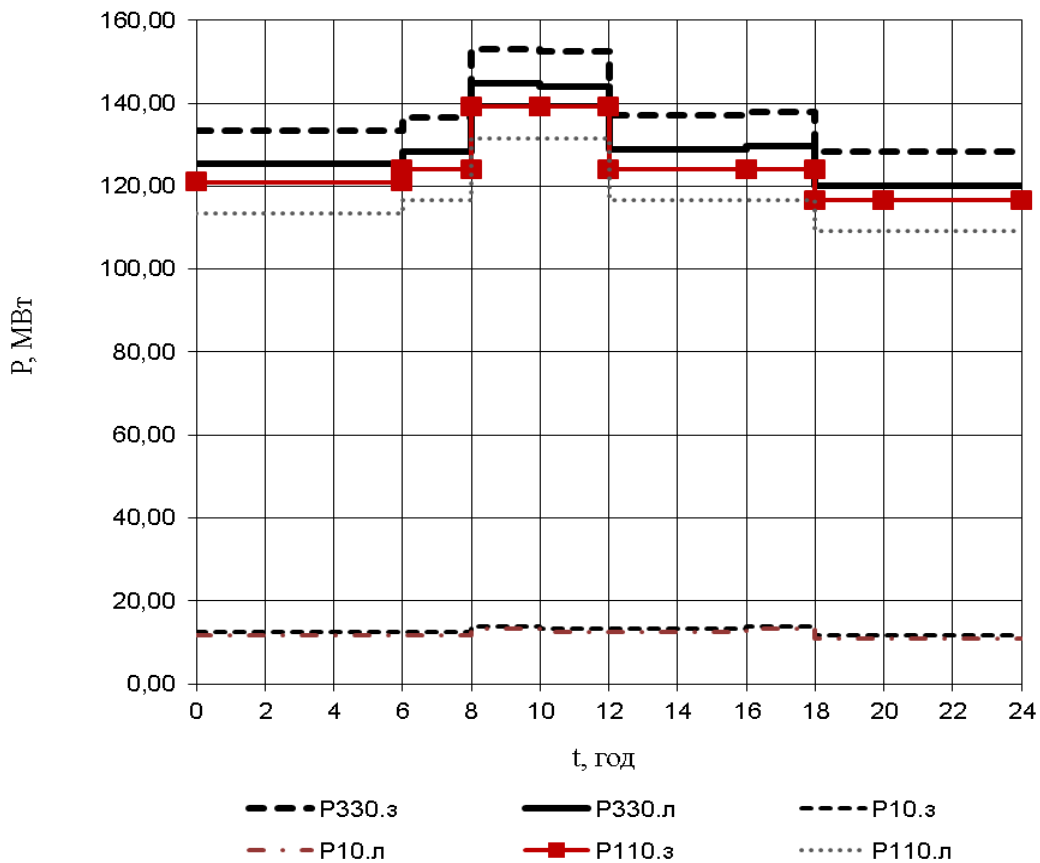


Рисунок 2.1 – Добові графіки електричних навантажень підстанції

### 2.3 Вибір автотрансформаторів та кількості ліній електропередачі

Кількість ЛЕП, що відходять від РУ ЕС визначаємо за наступними формулами:

$$n = \frac{P'_{\max}}{P_{\text{ГР}}} + 1, \quad (2.10)$$

де  $P'_{\max}$  – максимальна потужність, що відається в район або систему з врахуванням втрат, МВт.

$P_{\text{ГР}}$  – гранична потужність ЛЕП, МВт.

$$n_{110} = \frac{139,2}{50} + 1 = 3,8 \approx 4 \text{ (шт.)}$$

$$n_{10} = \frac{13,91}{5} + 1 = 3,8 \approx 4 \text{ (шт.)}$$

Діючі нормативні документи передбачають установлення на підстанціях 35-750 кВ, як правило, двох автотрансформаторів; потужність кожного з них вибирається з урахуванням завантаження не більше 70% максимального навантаження підстанції (ПС)  $P_{\max}$  за відсутності резервування по мережам СН та НН або  $P_{\text{ав}}$  за його наявності.

Приймаємо до встановлення два АТ типу АТДЦТН-125000/330/110 [6].

Таблиця 2.2 – Технічні характеристики АТ типу АТДЦТН-125000/330/110

Параметр	Числове значення
$S_{\text{НОМ.}}$ , МВА	125
$U_{\text{НОМ.}}$ , кВ	330/115/10,5
$U_{\text{к(BC, BH, CH)}}$ , %	10/35/24
$I_x$ , %	0,45
$S_{\text{НОМ.НН.}}$ , МВА	63
$\Delta P_x$ , кВт	100
$\Delta P_k$ , кВт	345



Вибір головної схеми ПС залежить від призначення, ролі та її розташування в системі електропередачі в цілому. Головна схема повинна забезпечити [5, 7, 9]:

- надійне живлення споживачів в нормальному та після аварійному режимах;
- надійність транзиту потужності через ПС в нормальному, ремонтному та після аварійному режимах;
- бути по можливості простою, економічною та забезпечити пристроями АВР споживачів в після аварійному режимі без участі персоналу;
- допускати поетапний розвиток РУ;
- кількість вимикачів, які одночасно спрацьовують в межах одного РУ, повинно бути не більше двох при пошкодженні лінії та не більше чотирьох при пошкодженні трансформаторів.

Структурна схема підстанції представлена на рисунку 2.2.

Рисунок 2.2 – Структурна схема підстанції

## 2.4 Вибір головних схем ВРУ-330, 110 та 10 кВ підстанції

Одним з важливих принципів побудови мережі є уніфікація конструктивних рішень по підстанції. Тому головна схема електричних з'єднань підстанції вибирається з використанням типових схем РУ 35-750 кВ.

Згідно рекомендацій [5, 7] для ВРУ-110 кВ приймаємо схему «одна секціонована система збірних шин з обхідною з окремими секційним та обхідним вимикачами» (рисунок 2.3).

Для ВРУ-10 кВ приймаємо схему «одна секціонована система збірних шин» (рисунок 2.4).

Рисунок 2.3 – Схема ВРУ-110 кВ підстанції

### Рисунок 2.4 – Схема ВРУ-10 кВ підстанції

Схему ВРУ-330 кВ вибираємо на підставі порівняння двох конкурентоспроможних варіантів [5, 7]:

- схема чотирикутника;
- схема «3/2» (рисунок 2.5).

Вибір схеми здійснюється за критерієм приведених затрат з урахуванням надійності [8]:

$$Z = p_n \cdot K + U + M(Z), \quad (2.12)$$

де  $p_n = 0,15$  – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень;

$K$  – капіталовкладення в електроустановку, тис. грн.;

$U$  – щорічні експлуатаційні витрати, тис. грн.;

$M(Z)$  – збиток від перерви електропостачання, тис. грн.

$$K = n_k \cdot C_k, \quad (2.13)$$

де  $n_k$  – кількість комірок з вимикачами, шт.;

$C_k$  – вартість комірки, тис. грн.;

а) схема чотирикутника

б) схема «3/2»

Рисунок 2.5 – Схеми ВРУ-330 кВ підстанції

$$U = a \cdot K / 100; \quad (2.14)$$

де  $a = 8,4 \%$  – норма відрахувань на амортизацію та обслуговування.

Втрати електроенергії в АТ в обох варіантах однакові, тому їх можна не враховувати.

Збиток від перерв живлення в результаті відмов вимикачів [5, 8]:

$$M(3) = y_0 \sum_j K_j \cdot \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot \Delta P_i \cdot T_i, \quad (2.15)$$

де  $y_0 = 15$  грн./кВт·год – питомий збиток від перерви живлення;

$K_j$  – коефіцієнт режиму схеми ( $K_0$  або  $K_p$ );

$\omega_i$  – параметр потоку відмов вимикача, 1/рік;

$P_i$  – втрачаєма потужність, МВт;

$T_i$  – час простою елемента ( $T_0$  або  $T_{ВП}$ ), год.

Розрахунок  $M(3)$  проводиться за таким алгоритмом [8]:

1) в варіантах схем визначаються лінійні та трансформаторні вимикачі; вимикачі, які вимикають ЛЕП, відносять до лінійних, а інші – до трансформаторних;

2) визначаються параметри раптових відмов лінійних та трансформаторних вимикачів:

$$\left. \begin{aligned} \omega_{т.в.} &= 0,6 \cdot \omega_i; \\ \omega_{л.в.} &= 0,6(\omega_1 + \omega_2 \cdot l/100), \end{aligned} \right\} \quad (2.16)$$

де  $l$  – довжина ЛЕП, км;

$\omega_1, \omega_2$  – параметри потоків відмов вимикачів, 1/рік.

3) визначаються коефіцієнти ремонтного  $K_p$  та нормального  $K_0$  режимів роботи РУ:

$$\left. \begin{aligned} K_p &= \mu \cdot T_{п}/8760; \\ K_0 &= 1 - n_k \cdot K_p, \end{aligned} \right\} \quad (2.17)$$

де  $\mu$  – частота планових ремонтів, 1/рік;

$T_{п}$  – тривалість планового ремонту, год.

4) при відмовах вимикача елементи (АТ, ЛЕП) можуть бути введені в роботу через час  $T_0$  (після виконання перемикачів в РУ) або через час  $T_{ВП}$  (після вводу в роботу одного з двох вимикачів у випадку, коли один був у плановому ремонті, а другий – в аварійному простої:

$$\left. \begin{aligned} T_0 &= T_{вим} + m \cdot T_p; \\ T_{ВП} &= T_B - T_B^2 / (2 \cdot T_{п}); \end{aligned} \right\} \quad (2.18)$$

де  $T_{\text{вим}}$  – час, який потрібний персоналу для встановлення місця та характеру пошкодження, год;

$m$  – кількість роз'єднувачів, які повинні бути вимкнені для відділення вимикача, шт.;

$T_p$  – час для вимикання роз'єднувача, год;

$T_v$  – час відновлення, год.

5) виконуємо розрахунок надійності схеми у вигляді таблиць 2.3 та 2.4.

б) після заповнення таблиць 2.5 та 2.6 визначаються розрахункові показники надійності у вигляді таблиці 2.7.

Таблиця 2.3 – Показники надійності елегазових вимикачів

Напруга, кВ	Складова параметра поточку відмов, 1/рік		Час відновлення, $T_v$ , год	Частота планових ремонтів, $\mu$ , 1/рік	Тривалість планового ремонту, $T_p$ , год
	$\omega_1$	$\omega_2$			
330	0,02	0,005	150	0,10	250

Таблиця 2.4 – Показники для розрахунку надійності схем ВРУ-330 кВ

Збиток від перерви живлення споживачів:

$$M(3)_I = 18 \cdot [0,017201 \cdot 4 \cdot 0,5 \cdot 28,11 + 0,000050 \cdot (8 \cdot 0,5 \cdot 28,11 + 4 \cdot 0,5 \cdot 167,02) + 0,000034 \cdot 4 \cdot 105 \cdot 28,11] = 25,034 \text{ тис.грн};$$

$$M(3)_{II} = 18 \cdot [0,0011795 \cdot 2 \cdot 0,5 \cdot 28,11 + 0,017102 \cdot 2 \cdot 0,5 \cdot 28,11 + 0,000034 \cdot (10 \cdot 0,5 \cdot 28,11 + 2 \cdot 105 \cdot 28,11) + 0,000050 \cdot (14 \cdot 0,5 \cdot 28,11 + 2 \cdot 105 \cdot 28,11)] = 18,44 \text{ тис.грн.}$$

В таблицю 2.8 вносимо результати розрахунку приведених витрат варіантів схем.

Таблиця 2.7 – Розрахункові показники надійності схеми ВРУ-330 кВ

Таблиця 2.8 – Результати розрахунку приведених витрат схем ВРУ-330 кВ

Складові витрат	Числове значення, тис.грн	
	I	II
Капітальні витрати	25200	37800
Щорічні витрати	2116,8	3175,2
Збиток від перерви живлення споживачів	25,034	18,44
Приведені витрати	5921,83	8863,64

Оскільки перший варіант економічніший ( $\Delta Z = 39,8\% > 5\%$ ), для ВРУ-330 кВ підстанції приймаємо схему чотирикутника.



## 2.5 Вибір трансформаторів та схеми власних потреб

Приймачами власних потреб (ВП) є оперативні кола, електродвигуни систем охолодження АТ, електродвигуни компресорів, освітлення, опалення приміщень, електропідігрів комутаційної апаратури ВН та шаф, які встановлені на відкритому повітрі, зв'язок, сигналізація тощо.

На підстанціях, як правило, мережа власних потреб має напругу 380 В із заземленою нейтраллю. Потужність трансформаторів ВП вибирається за навантаженнями власних потреб з урахуванням коефіцієнтів завантаження та одночасності, при цьому окремо враховується літнє та зимове навантаження, а також навантаження в період ремонтів на підстанції.

Визначаємо навантаження власних потреб, результати розрахунків зведемо у таблицю 2.9.

Таблиця 2.9 – Навантаження власних потреб ПС [7, 9]

Розрахункове навантаження:

$$S_{\text{розр}} = K_{\text{п}} \cdot \sqrt{P_{\text{вст}}^2 + Q_{\text{вст}}^2}; \quad (2.19)$$

$$S_{\text{розр}} = 0,8 \cdot \sqrt{314,8^2 + 18,4^2} = 315,34 \text{ (кВА)},$$

де  $K_{\text{п}} = 0,8$  – коефіцієнт попиту [ 3 ].

Розрахункова потужність трансформатора:

$$S_{\text{т.розр}} = S_{\text{розр}} / K_{\text{п}}; \quad (2.20)$$

$$S_{\text{т.розр}} = 315,34 / 1,4 = 225,2 \text{ (кВА)},$$

де  $K_{\text{п}} = 1,4$  – коефіцієнт перевантаження.

Приймаємо до встановлення два трансформатори типу ТСЗ-250/10:

$$S_{\text{ном}} = 250 \text{ кВА}; U_{\text{ном}} = 10 / 0,4 \text{ кВ};$$

$$\Delta P_{\text{х}} = 0,9 \text{ кВт}; \Delta P_{\text{к}} = 3,7 \text{ кВт};$$

$$U_{\text{к}} = 5,5 \%; I_{\text{к}} = 3,5 \%.$$

Коефіцієнт завантаження при роботі одного трансформатора:

$$K_3 = 225,2/250 = 0,9 < 1,4.$$

Згідно з рекомендаціями приймаємо схему власних потреб з неявним резервом (рисунок 2.6). Шини 380/220 В секціонуються нормально автоматом, який вимкнено, з пристроєм АВР двосторонньої дії.

Рисунок 2.6 – Схема живлення власних потреб підстанції

## 2.6 Розрахунок струмів короткого замикання

Для вибору комутаційної апаратури, шин, вимірювальних трансформаторів необхідно розрахувати струми короткого замикання (КЗ). Для цього складаємо заступну схему (рисунок 2.7) та визначимо параметри її елементів:

$$S_{\delta} = 1000 \text{ МВА}; \quad U_{\delta} = U_{\text{ср.ном.}}$$

Енергосистема:

$$X_c = X_{c*} \cdot S_{\delta} / S_{\text{с.ном.}}; \quad (2.21)$$

$$X_c = 0,3 \cdot 1000 / 12000 = 0,025.$$

Рисунок 2.7 – Заступна схема підстанції

ЛЕП:

$$X_w = x_{\text{ЛПТ}} \cdot 1 \cdot \frac{S_B}{u_{\text{cp}}^2}, \quad (2.22)$$

$$X_w = 0,32 \cdot 200 \cdot \frac{1000}{340^2} = 0,554.$$

Автотрансформатор:

$$X_B\% = 0,5 \cdot (U_{\text{КВН}} + U_{\text{КВС}} - U_{\text{КСН}});$$

$$X_C\% = 0,5 \cdot (U_{\text{КВС}} + U_{\text{КСН}} - U_{\text{КВН}});$$

$$X_H\% = 0,5 \cdot (U_{\text{КВН}} + U_{\text{КСН}} - U_{\text{КВС}});$$

$$X_{\text{АТ.В}} = X_B\% / 100 \cdot (S_{\text{б}} / S_{\text{АТ.НОМ.}});$$

$$X_{\text{АТ.С}} = X_C\% / 100 \cdot (S_{\text{б}} / S_{\text{АТ.НОМ.}});$$

$$X_{\text{АТ.Н}} = X_H\% / 100 \cdot (S_{\text{б}} / S_{\text{АТ.НОМ.}}).$$

$$X_B\% = 0,5 \cdot (35 + 10 - 24) = 10,5 \%;$$

$$X_C\% = 0,5 \cdot (10 + 24 - 35) = -0,5 \% \approx 0;$$

$$X_H\% = 0,5 \cdot (35 + 24 - 10) = 24,5 \%;$$

$$X_{\text{АТ.В}} = 10,5 / 100 \cdot (1000 / 125) = 0,84;$$

$$X_{\text{АТ.С}} = 0;$$

$$X_{\text{АТ.Н}} = 24,5 / 100 \cdot (1000 / 125) = 1,96.$$

Спростимо заступну схему електроустановки (рисунок 2.8).

Рисунок 2.8 – Спрощена схема підстанції

$$\begin{aligned}
 X_1 &= X_C + X_W / 2; \\
 X_1 &= 0,025 + 0,554 / 2 = 0,3; \\
 X_2 &= X_{AT.B} / 2; \\
 X_2 &= 0,84 / 2 = 0,42; \\
 X_3 &= X_{AT.H} / 2; \\
 X_3 &= 1,96 / 2 = 0,98.
 \end{aligned}$$

Визначаємо базовий струм для точок КЗ [5, 7]:

$$\begin{aligned}
 I_{\text{бі}} &= \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{сп}}}; & (2.23) \\
 I_{\text{бі1}} &= \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 340} = 1,7 \text{ (кА)}; \\
 I_{\text{бі2}} &= \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ (кА)}; \\
 I_{\text{бі3}} &= \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,99 \text{ (кА)}.
 \end{aligned}$$

Початкове значення періодичної складової струму КЗ:

$$I_{\text{по}} = \frac{E''}{X_{\text{рез}''}} \cdot I_{\text{б}}; \quad (2.24)$$

де  $E''_* = 1$  – ЕРС джерела живлення.

Визначимо струми КЗ при роботі двох та одного автотрансформаторів.

### К1

$$I_{\text{поС}} = \frac{E''}{X_1} \cdot I_{\text{б1}};$$

$$I_{\text{поС}} = \frac{1}{0,3} \cdot 1,7 = 5,667 \text{ кА.}$$

### К2

Результуючий опір до місця КЗ:

$$X_4 = X_1 + X_2;$$

$$X_4 = 0,3 + 0,42 = 0,72;$$

$$X'_4 = X_1 + X_{\text{АТ.ВН}};$$

$$X'_4 = 0,3 + 0,84 = 1,13;$$

$$I_{\text{поС}} = \frac{E''}{X_4} \cdot I_{\text{б2}};$$

$$I_{\text{поС}} = \frac{1}{0,72} \cdot 5,02 = 6,972 \text{ кА};$$

$$I'_{\text{поС}} = \frac{1}{1,14} \cdot 5,02 = 4,404 \text{ кА.}$$

### К3

Результуючий опір до місця КЗ:

$$X_5 = X_1 + X_2 + X_3;$$

$$X_5 = 0,3 + 0,42 + 0,98 = 1,7;$$

$$X'_5 = X_1 + X_{\text{АТ.ВН}} + X_{\text{АТ.НН}};$$

$$X'_5 = 0,3 + 0,84 + 1,96 = 3,1;$$

$$I_{\text{поС}} = \frac{1}{1,7} \cdot 54,99 = 32,347 \text{ кА};$$

$$I'_{\text{поС}} = \frac{1}{3,1} \cdot 54,99 = 17,739 \text{ кА}.$$

Визначимо складові струмів КЗ [7]:

$$\left. \begin{aligned} - \text{періодичну: } I_{n,\tau} &= \gamma_{n,\tau} \cdot I_{n,0}; \\ - \text{аперіодичну: } i_{a,\tau} &= \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot e^{-\tau/T_a}; \\ - \text{ударний струм: } i_y &= \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot K_y. \end{aligned} \right\} \quad (2.25)$$

де  $K_y$  – ударний коефіцієнт, який залежить від сталої часу затухання аперіодичної складової струму КЗ;

$T_a$  – стала затухання аперіодичної складової струму КЗ.

Розрахунковий час, для якого необхідно визначити складові струму КЗ:

$$\tau = t_{\text{ВВ}} + 0,01, \quad (2.26)$$

де  $t_{\text{ВВ}}$  – власний час вимикання вимикача, с.

Попередньо приймемо до встановлення такі вимикачі:

- ВРУ-330 кВ:	362PM40	$t_{\text{ВВ}} = 0,015$ с;
- ВРУ-110 кВ:	121PM40-20В	$t_{\text{ВВ}} = 0,025$ с;
- ВРУ-10 кВ:	ВР0	$t_{\text{ВВ}} = 0,035$ с.

Розрахункові дані для визначення складових струмів КЗ зведені в таблиці 2.10. Розрахуємо складові струмів КЗ ( таблиця 2.11).

Таблиця 2.10 – Розрахункові дані для визначення складових струмів КЗ [5, 7]

Таблиця 2.11 – Зведена таблиця струмів КЗ

## 2.7 Вибір комутаційних апаратів

*ВРУ - 330 кВ*

Максимальний струм:

$$I_{\max W} = \frac{P_{\text{гр.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi}; \quad (2.27)$$

$$I_{\max \text{ТЗ}} = 1,5 \frac{S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (2.28)$$

$$I_{\max W} = \frac{400 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,85} = 823,3 \text{ (A)};$$

$$I_{\max \text{ТЗ}} = 1,5 \cdot \frac{125 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330} = 328 \text{ (A)}.$$



Імпульс квадратичного струму:

$$B_k = I_{п,о}^2 \cdot (t_{вим} + T_a), \quad (2.29)$$

де  $t_{вим}$  – час вимикання КЗ, с [10]:

$$B_k = 5,667^2 \cdot (0,2 + 0,04) = 7,7 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Таблиця 2.12 – Комутаційна апаратура ВРУ-330 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	362PMI40 (ABB)	РП-330-1/3200УХЛ1
$U_{уст} = 330 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 330 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 330 \text{ кВ}$
$I_{max} = 823,3 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{ном} = 3200 \text{ А}$
$I_{п,т} = 5,667 \text{ кА}$	$I_{вим.ном} = 25 \text{ кА}$	-
$i_{а,т} = 1,842 \text{ кА}$	$i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 25 = 14,1 \text{ кА}$	-
$I_{п,о} = 5,667 \text{ кА}$	$I_{дин} = 25 \text{ кА}$	-
$i_y = 14,265 \text{ кА}$	$i_{дин} = 63 \text{ кА}$	$i_{дин} = 160 \text{ кА}$
$B_k = 7,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 63^2 \cdot 2 = 7938 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблиця 2.13 – Комутаційна апаратура ВРУ-110 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	121PM40-20B	РНДЗ.1-110/1000У1
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 984 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{п,т} = 6,972 \text{ кА}$	$I_{вим.ном} = 40 \text{ кА}$	-
$i_{а,т} = 0,732 \text{ кА}$	$i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 40 = 19,74 \text{ кА}$	-
$I_{п,о} = 6,972 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	-
$i_y = 15,855 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$
$B_k = 10,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 4 = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблиця 2.14 – Комутаційна апаратура ВРУ-10 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВРЗ-10	КУ-10
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 340 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$I_{п,т} = 32,347 \text{ кА}$	$I_{вим.ном} = 40 \text{ кА}$	-
$i_{а,т} = 0,356 \text{ кА}$	$i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 40 = 19,79 \text{ кА}$	-
$I_{п,о} = 32,347 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	-
$i_y = 62,625 \text{ кА}$	$i_{дин} = 128 \text{ кА}$	-
$B_k = 219,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	

## 2.8 Вибір струмоведучих частин

*ВРУ-330 кВ*

а) збірні шини;

$$I_{max} = 823,3 \text{ А};$$

$$I_{п,о} = 5,667 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 14,265 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

Беремо до установки три проводи марки АС 240/39:

$$d = 21,6 \text{ мм}; I_{доп} = 610 \text{ А}; D = 450 \text{ см}; a_{доп} = 1,4 \text{ м}.$$

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{max} = 823,3 \text{ А} < I_{доп} = 3 \cdot 610 = 1830 \text{ А}.$$

Перевірка на коронування [6, 7]:

– початкова критична напруженість електричного поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot (1 + 0,299 / \sqrt{r_0}), \quad (2.30)$$

де  $m = 0,82$  – коефіцієнт жорсткуватості проводів;

$r_0$  – радіус проводу, см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot (1 + 0,299 / \sqrt{1,08}) = 32 \text{ кВ/см};$$

– напруженість електричного поля поблизу провода:

$$E = K \frac{0,345 \cdot U_{\max}}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{cp}}}{r_{\text{ек}}}}, \quad (2.31)$$

де  $K$  – коефіцієнт підсилення;

$n$  – кількість проводів в фазі, шт;

$r_{\text{ек}}$  – еквівалентний радіус розщеплених проводів, см;

$D$  – відстань між фазами, см;

$U_{\max}$  – максимальна допустима напруга установки, кВ.

$$\left. \begin{aligned} K &= 1 + 2\sqrt{3} \cdot r_0/a; \\ r_{\text{ек}} &= \sqrt[3]{r_0 \cdot a^2}; \end{aligned} \right\} \quad (2.32)$$

де  $a = 40$  см – відстань між проводами в розщепленій фазі.

$$K = 1 + 2\sqrt{3} \cdot 1,08/40 = 1,093;$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt[3]{1,08 \cdot 40^2} = 12 \text{ см};$$

$$E = 1,093 \cdot (0,354 \cdot 363) / (3 \cdot 1,08 \cdot \lg(1,26 \cdot 450/12)) = 24,8 \text{ кВ/см}.$$

Умова перевірки:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0; \quad (2.33)$$

$$1,07 \cdot 24,8 = 26,54 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 32 = 28,8 \text{ кВ/см}.$$

Умова виконується.

## 2.9 Вибір вимірювальних трансформаторів

Розглянемо вибір вимірювальних трансформаторів на стороні СН автотрансформатора. Згідно [7] к колі встановлюються такі прилади:

- амперметр;
- ватметр;
- варметр;
- лічильник активної енергії;
- лічильник реактивної енергії.

Приймаємо до установки трансформатор струму типу ТВТ-110-ІІ-1000/5.

Таблиця 2.15 – Розрахункові та каталожні дані

Розрахункові дані	Каталожні дані (ТВТ-110-ІІ-1000/5)
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{max} = 984$ А	$I_{ном} = 1000$ А
$i_y = 15,855$ кА	$i_{дин}$ – вбудовані трансформатори на динамічну стійкість не перевіряють
$B_k = 10,7$ кА <sup>2</sup> ·с	$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500$ кА <sup>2</sup> ·с
$r_2 = 1,19$ Ом	$r_{2ном} = 2$ Ом

Примітки:

- 1) варіант виконання вторинних обмоток: 0,5/10Р/10Р;
- 2) схема з'єднань трансформаторів струму: повна зірка;
- 3) для з'єднання трансформаторів струму з приладами використовуємо контрольний кабель АКРВГ довжиною  $l_{розр} = 75$  м.

Для перевірки трансформатора струму за вторинним навантаженням визначимо навантаження по фазам (таблиця 2.16).

Таблиця 2.16 – Вторинне навантаження трансформатора струму  
ТФЗМ110Б-III

Загальний опір приладів [7]:

$$\begin{aligned} r_{\text{прил}} &= S_{\text{прил}}/I_2^2 ; \\ r_{\text{прил}} &= 6,0/5^2 = 0,24 \text{ (Ом)}. \end{aligned} \quad (2.35)$$

Допустимий опір проводів:

$$\begin{aligned} r_{\text{пр}} &= r_{2\text{ном}} - r_{\text{к}} - r_{\text{прил}} ; \\ r_{\text{пр}} &= 2-0,1-0,24 = 1,66 \text{ Ом}. \end{aligned} \quad (2.36)$$

Розрахунковий переріз проводу:

$$\begin{aligned} q_{\text{розр}} &= \rho \cdot I_{\text{розр}} / r_{\text{пр}} , \\ q_{\text{розр}} &= 0,0283 \cdot 75 / 1,66 = 1,28 \text{ мм}^2. \end{aligned} \quad (2.37)$$

Згідно умови механічної міцності приймаємо переріз 2,5 мм<sup>2</sup>.

Вторинне навантаження:

$$r_2 = 0,24 + 0,1 + 0,0283 \cdot 75 / 2,5 = 1,19 \text{ (Ом)} < r_{2\text{ном}} = 2,0 \text{ (Ом)}.$$

Приймаємо до встановлення трансформатор напруги типу НКФ-110-58:  $U_{1\text{ном}} = 110 / \sqrt{3}$  кВ;  $U_{2\text{ном}} = 100 / \sqrt{3}$  кВ;  $U_{2\text{дод}} = 100/3$  кВ;  $S_{2\text{ном. 0,5}} = 400$  В·А.

Таблиця 2.17 – Вторинне навантаження трансформатора напруги НКФ-110-58

Вторинне навантаження:

$$S_{\text{к}\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{18^2 + 29^2} = 34,1 \text{ В}\cdot\text{А} < S_{2\text{ном}} = 3 \cdot 400 = 1200 \text{ В}\cdot\text{А}.$$

Для з'єднання трансформаторів напруги з приладами приймаємо контрольний кабель АКРВГ з перерізом жил 2,5 мм<sup>2</sup> згідно умови механічної міцності.

Для інших приєднань вибір вимірювальних трансформаторів здійснюється аналогічно. Результати розрахунків зводимо у таблицю 2.18.

## **2.10 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів**

Для захисту обладнання від атмосферних та комутаційних перенапруг встановлюємо обмежувачі перенапруг та розрядники [5]:

- на ЛЕП-330 кВ:	ОПН-330У1
- на ЛЕП-110 кВ:	ОПН-110У1
- на ЛЕП-10 кВ:	РВО-10У1
- на стороні ВН автотрансформатора:	ОПН-330У1
- на стороні СН автотрансформатора:	ОПН-110У1
- на стороні НН автотрансформатора:	ОПН-10У1

Для забезпечення нормальної роботи релейного захисту, автоматики та зв'язку встановлюємо на ЛЕП високочастотні загороджувачі:

а) 330 кВ	ВЗ-1250-0,5У1
б) 110 кВ	ВЗ-630-0,5У1
в) 10 кВ	ВЗ-630-0,5У1

## 2.12 Вибір акумуляторної батареї

На підстанціях 110-330 кВ і вище використовується постійний оперативний струм. На ПС з постійним оперативним струмом рекомендується використовувати змінний оперативний струм на панелях щитів власних потреб, а також для компресорних, насосних та інших допоміжних пристроїв. Напруга оперативного змінного струму для цих пристроїв 220 В, а в окремих випадках допускається живлення оперативних кіл змінною напругою 380 В.

При більш великих струмах навантаження вмикають паралельно два агрегати. Для АБ напругою 220 В, що використовуються на ПС, встановлюються два агрегати – робочий та резервний. В режимі заряду АБ вмикаються на паралельну роботу. Розрахункові струми роботи випрямлювального агрегату для різних режимів роботи АБ розраховуються так [5, 7]:

$$\begin{aligned}
 \text{а) постійного підзаряду:} & \quad I_{\text{пост}} + 0,15 \cdot N; \\
 \text{б) дозаряду:} & \quad I_{\text{пост}} + 0,3 \cdot N; \\
 \text{в) заряду:} & \quad I_{\text{пост}} + 2 \cdot N;
 \end{aligned}
 \tag{2.52}$$

де  $I_{\text{пост}}$  – тривалий струм навантаження на АБ, А;

$N$  – взятий номер АБ.

Типовий номер батареї:

$$N \geq 1,05 \cdot I_{\text{ав}} / j, \tag{2.53}$$

де  $I_{\text{ав}}$  – струм аварійного режиму, А;

$j$  – 25 А/А – коефіцієнт для проведення  $I_{\text{ав}}$  до першого номера акумулятора при температурі електроліту 25°C.

$$N = 1,05 \cdot 135 / 25 = 5,67.$$

Таблиця 2.19 – Розрахунок струмів навантаження АБ



Перевірка за максимальним струмом поштовху:

$$N \geq I_{\text{пошт}}/46; \quad (2.54)$$

$$N = 873/46 = 18,98.$$

Приймаємо типорозмір  $N=20$ .

Перевіряємо відхилення напруги при максимальному струмі поштовху:

$$j_{\text{п}} = I_{\text{пошт}}/N; \quad (2.55)$$

$$j_{\text{п}} = 873/20 = 43,65 \text{ A/N}.$$

З [7] визначаємо, що напруга на приводах вимикачів складає при втраті напруги в кабелі 5% - 85%, що більше допустимого значення (80%).

Розрахункові струми роботи зарядно-підзарядного агрегату ВАЗП-380/260-40/80.

$$I_{\text{пз}} = 25 + 0,15 \cdot 20 = 28 \text{ A};$$

$$I_{\text{дз}} = 25 + 0,3 \cdot 20 = 31 \text{ A};$$

$$I_3 = 25 + 2 \cdot 20 = 65 \text{ A}.$$

### 2.13 Грозозахист ВРУ підстанції

Захист ВРУ підстанції здійснюється, як правило, блискавковідводами, які встановлюються на конструкціях ВРУ.

Вихідними даними для розрахунку зон захисту стержневих блискавковідводів є схема їх розташування, висота блискавковідводу ( $h$ ) та розрахункова висота ( $h_x$ ), для якої визначається зона захисту [5, 7].

Радіус захисту блискавковідводу ( $r_x$ ):

$$\left. \begin{aligned} r_x &= 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3 h; \\ r_x &= 0,75 \cdot (h - h_x) \text{ при } h_x > 2/3 h; \end{aligned} \right\} \quad (2.56)$$

- ширина зони захисту:

$$\left. \begin{aligned} b_x &= 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3 h; \\ b_x &= 1,5 \cdot (h_0 - h_x) \text{ при } h_x > 2/3 h; \end{aligned} \right\} \quad (2.57)$$

де  $h_0$  – висота зони захисту у середині прогону між блискавковідводами, м;

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2}, \quad (2.58)$$

де  $L$  – відстань між парою блискавковідводів, м.

### 2.12.1 Грозозахист ВРУ-330 кВ

Вихідні дані:  $h = 40$  м;  $h_x = 24$  м.

$2/3 \cdot h = 2/3 \cdot 40 = 26,7$  м  $> h_x = 24$  м

$r_x = 1,5 \cdot (40 - 1,25 \cdot 24) = 15$  м.

Таблиця 2.20 – Дані для побудови зони захисту ВРУ-330 кВ

Пари блискавковідводів	$L$ , м	$h_0$ , м	$b_x$ , м	$r_x$ , м
1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 5-6, 7-8, 8-9, 9-10, 10-11, 11-12	24	39,6	28,8	15
1-7, 2-8, 3-9, 4-10, 5-11, 6-12	52	37,1	21,3	15
1-8, 2-7, 2-9, 3-8, 3-10, 4-9, 4-11, 5-10, 5-12, 6-11	57,3	32,3	6,9	15

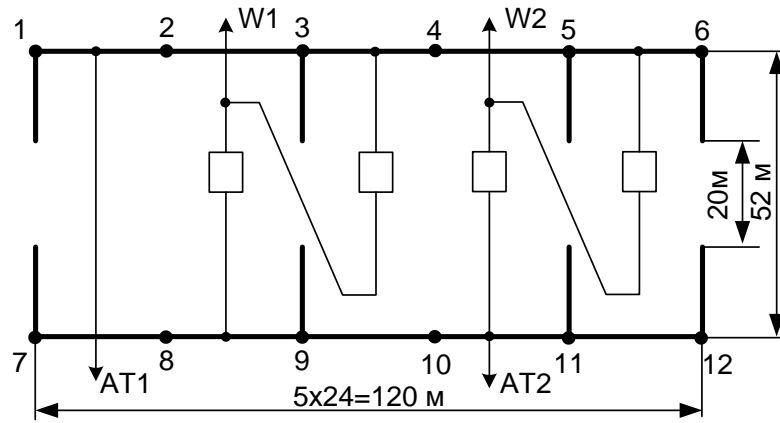
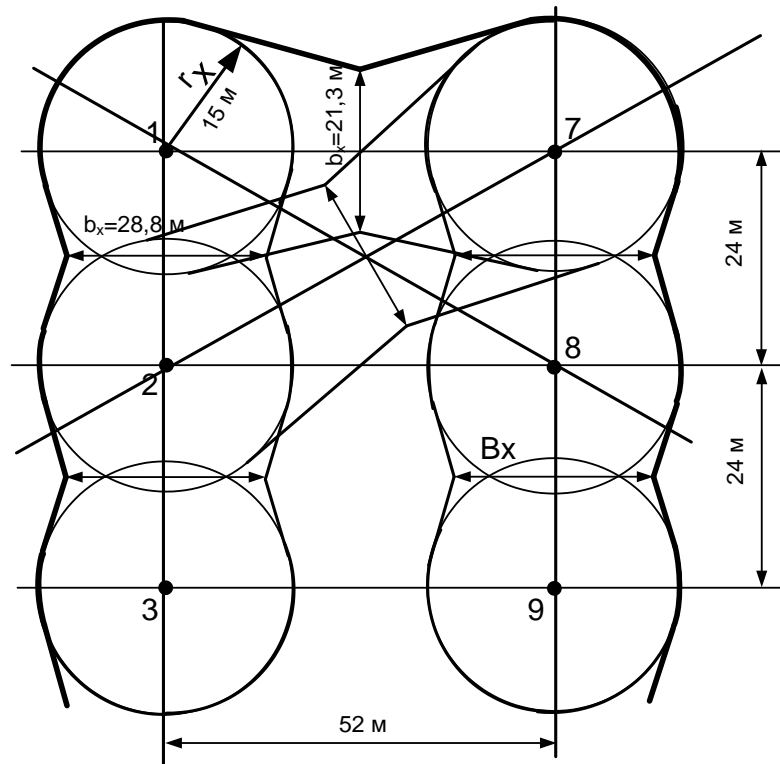
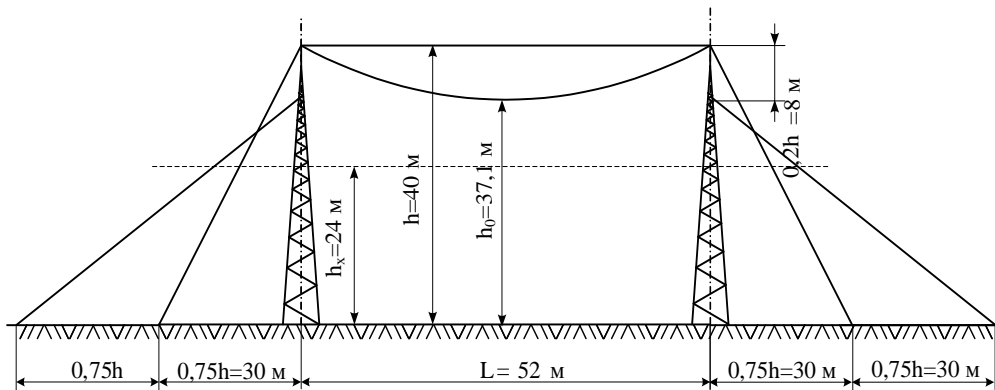


Рисунок 2.9 – Схема розташування блискавковідводів на ВРУ-330 кВ



а) – вид зверху



б) – вид збоку

Рисунок 2.10 – Вид на зону захисту блискавковідводів ВРУ-330 кВ



Рисунок 2.11 – Схема розташування блискавковідводів ВРУ-110 кВ та вид на зону захисту зверху та збоку

### 3 ДОСЛІДЖЕННЯ ПОКАЗНИКІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Передавання, транспортування, перетворення, розподіл та споживання електроенергії супроводжуються відхиленнями параметрів, які характеризують її за певними властивостями від первинних значень [13].

Сукупність властивостей електричної енергії, які обумовлюють її придатність для нормальної роботи електроприймачів відповідно до їхнього призначення з розрахунковою працездатністю, називають *якістю електроенергії*.

Однією з особливостей напруги як параметра режиму ЕЕС є те, що якість її має здатність погіршуватися на шляху від джерела електроенергії до споживача. Будучи якісною на шинах електростанцій, через втрати в лініях, трансформаторах та інших елементах ЕЕС і через вплив факторів, що спотворюють форму синусоїди, напруга на шинах підстанцій споживачів уже може не відповідати вимогам щодо її якості. Компенсувати втрати напруги в електричних мережах можна шляхом централізованого та місцевого її регулювання. В першому випадку це здійснюється збудженням генераторів на станціях та регулюванням коефіцієнтів трансформації трансформаторів і зміною навантаження (генерування) джерел реактивної потужності (ДРП) на підстанціях 110 – 750 кВ. На місцевому рівні регулювання напруги і покращення її якості здійснюється локальними регуляторами, встановленими на підстанціях і в центрах живлення безпосередньо біля споживачів електроенергії [14].

#### 3.1 Характеристики показників якості електроенергії

Показники якості електроенергії (ПЯЕ) визначають за стандартами та нормами. Розроблення норм та стандартів проводиться постійно в багатьох країнах світу та в міжнародних галузевих організаціях. В Україні на сьогодні

діючим є ДСТУ EN 50160:2014 «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності» [15].

Управління режимами енергосистем повинно забезпечити виконання трьох основних вимог до режимів: економічність роботи енергосистеми, надійність електропостачання споживачів, нормативна якість електроенергії [18].

Споживачі електроенергії і апарати впливають на режим роботи мережі і через мережу один на іншого. Слід відзначити, що термін "якість електроенергії" не відбиває факту впливу на нього споживачів електроенергії і більшістю людей, в першу чергу не спеціалістів, сприймається як поняття, яке характеризує якість продукції що поставляється, при невідповідності якого претензія висувається тільки до організації що постачає електроенергію. Більш правильний термін – електромагнітна сумісність обладнання. Цей термін підкреслює відмічену специфіку електропостачання і його використано в міжнародних документах. Він одержав відбиття у назві "Електромагнітна сумісність обладнання, включаючи електричні мережі". Під *електромагнітною сумісністю* (ЕМС) розуміють здатність обладнання нормально функціонувати в його електромагнітному середовищу і при цьому не створюючи недопустимих перешкод для іншого обладнання, яке функціонує в цьому ж середовищу.

Основними типами спотворень в електричних мережах є:

- вищі гармоніки, частота яких кратна основній частоті;
- інтергармоніки – гармоніки, частота яких некрата основній частоті;
- коливання напруги;
- короткочасні провали напруги, амплітуда яких перевищує 10 % і може досягати 100 % (перерва живлення);
- несиметрія напруги (у трьохфазних системах);
- сигнали систем управління, які передаються по дротам ліній електропередач;
- зміни частоти;

- компоненти постійного струму (різні перетворювачі).

Основні показники якості електроенергії (ПЯЕ) обумовлюють властивості електричної енергії, що характеризують її якість. Додаткові ПЯЕ являють собою форми запису основних ПЯЕ, що використовуються в інших нормативно-технічних документах [15, 16, 19–22].

До основних ПЯЕ відносять:

1. Відхилення напруги  $V$ .
2. Коливання напруги (які визначаються розмахом зміни напруги  $\delta U_t$  і дозою коливання напруги  $\psi$ ).
3. Коефіцієнт спотворення несинусоїдності кривої напруги  $K_U$ ,
4. Коефіцієнт  $n$ -ої гармонійної складової  $K_{U(n)}$ , (останні два показники характеризують відмінність кривої напруги від синусоїди).
5. Коефіцієнт зворотної послідовності напруги  $K_{2U}$ , коефіцієнт нульової послідовності напруги  $K_{0U}$ , що характеризують несиметрію напруги.
6. Відхилення частоти  $\Delta f$ .
7. Тривалість провалу напруги  $\Delta t_{\Pi}$ .
8. Імпульсна напруга  $U_{\text{імп}}$ .
9. Коефіцієнт тимчасової перенапруги  $K_{\text{пер.}U}$ .
10. Доза флікера  $P_t$ .

Крім того, під час визначення деяких показників ЯЕ використовують допоміжні параметри електроенергії [13–15]: частоту повторення змін напруги  $F_{\delta U_t}$ ; інтервал між змінами напруги  $\Delta t_{i,i+1}$ ; глибину провалу напруги  $\delta U_{\Pi}$ ; частоту появи провалів напруги  $F_{\Pi}$ ; тривалість імпульсу з рівнем 0,5 від його амплітуди  $\Delta t_{\text{імп}0,5}$ ; тривалість тимчасової перенапруги  $\Delta t_{\text{пер}U}$

Нижче розглянемо більш детально деякі основні показники якості електроенергії.



### 3.2 Норми якості електричної енергії

**Відхилення частоти.** Частота струму  $f$  є загальносистемним параметром режиму ЕЕС і визначається балансом активної потужності. При виникненні дефіциту потужності, що генерується, в системі відбувається зниження частоти до такого значення, при якому встановлюється новий баланс потужності, що генерується і споживається. При надлишку потужності, що генерується, навпаки, частота підвищується.

Якість електроенергії за частотою характеризується відхиленням частоти  $\Delta f$  :

$$\Delta f = f_{\phi} - f_{\text{ном}},$$

де  $f_{\text{ном}}$  – номінальне значення частоти, Гц;

$f_{\phi}$  – фактичне стале (вимірне) значення частоти, Гц [14].

Розрізняють нормально допустимі ( $\pm 0,2$  Гц) і гранично допустимі ( $\pm 0,4$  Гц) значення відхилення частоти в електричних мережах.

Згідно ДСТУ EN 50160:2014 [15] номінальна частота напруги електропостачання має бути 50 Гц. За нормальних робочих умов середнє значення частоти основного складника напруги, яку виміряно на проміжку 10 с, має бути в межах:

- для систем, які синхронно підключено до об'єднаної енергосистеми;  
50 Гц  $\pm 1\%$  (тобто 49,5 Гц.....50,5 Гц) протягом 99,5 % часу за рік;  
50 Гц +4% / -6% (тобто 47 Гц.....52 Гц) протягом 100 % часу вимірювання;

- для мереж без синхронного підключення до об'єднаної енергосистеми (тобто для електро-постачальних систем типу енергетичний острів):

50 Гц  $\pm 2\%$  (тобто 49 Гц...51 Гц) протягом 95 % часу за тиждень;

50 Гц  $\pm$  15% (тобто 42,5 Гц...57,5 Гц) протягом 100 % часу вимірювання.

**Відхилення напруги.** Відхилення напруги визначають різницею між дійсним  $U$  і номінальним  $U_{\text{ном}}$  значеннями напруги, В [14-16]:

$$V = U - U_{\text{ном}}$$

або, %,

$$V = \frac{U - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% \quad (3.1)$$

Як дійсна напруга  $U$  в трифазних електричних мережах приймається напруга прямої послідовності основної частоти. Відхилення напруги на затискачах електродвигунів і пускорегулюючої апаратури допускаються в межах 5-10% номінального значення, світильників робочого освітлення і прожекторних установок – в межах 2,5-5% номінального.

**Коливання напруги** характеризуються розмахом зміни напруги  $\delta U_t$ , частотою зміни напруги  $F$  і інтервалом між наступними один за одним змінами напруги  $\Delta t_{i,i+1}$  (рисунок 3.1).

Рисунок 3.1 – Коливання напруги (п'ять розмахів змін напруги за 12 секунд)

Розмах змін напруги визначається різницею між наступними один за одним екстремумами, що огинаючої діючої значень напруги:

$$\delta U = U_{\max} - U_{\min}$$

або

$$\delta U = \frac{U_{\max} - U_{\min}}{U_{\text{ном}}}. \quad (3.2)$$

Частота (або середня частота) змін напруги при числі їх  $n$  за час  $T$  (1/с, 1/год):

$$F = \frac{n}{T} \quad (3.3)$$

При розрахунку  $F$  враховуються тільки зміни напруги із швидкістю більш 1%/с. Дві зміни розглядаються як одна, якщо інтервал між ними складає менше 40 мс.

Оцінка допустимості коливань напруги проводиться з допомогою розмахів коливань від частоти або інтервалу між послідовними змінами (рисунок 3.2). Ця крива отримана експериментально шляхом обстеження реакції груп людей на періодичні мерехтіння ламп розжарювання. Застосування її можливо у всіх практично важливих випадках з ряду причин.

Рисунок 3.2 – Допустимі розмахи змін напруги залежно від частоти або інтервалу між змінами напруги.

Рисунок 3.3 – Амплітудно-частотна характеристика зорового аналізатора людини

У зарубіжній практиці використовується поняття «Доза мерехтіння (коливань)» для оцінки допустимості коливань. Під «дозою» розуміється однохвилинне (або більш) значення квадрата відносного розмаху синусоїдального колювання частотою 10 Гц, відповідною максимуму АЧХ зорового аналізатора; допустиме значення «дози» рівно  $(0,3\%) \cdot 2 \cdot \text{хв.}$  Очевидно, згідно кривої ГОСТ 13109-97 (рисунок 3.2) це значення складає  $(0,4\%) \cdot 2 \cdot \text{хв.}$

**Несиметрія напруги.** Електроприймачі, які отримують живлення тільки від однієї або двох фаз трифазної мережі, утворюють несиметричне навантаження. Типовим прикладом таких ЕП є побутова техніка, освітлення. У промисловості – це зварювальне устаткування, індукційні печі, тягові підстанції електротранспорту, який працює на змінному струмі. В електричних мережах – це лінії електропередачі, фазні проводи яких через своє розташування зумовлюють несиметричні опори фаз лінії. Причому ця несиметрія може бути такою, що для симетрування опорів фаз лінії електропередачі доводиться застосовувати транспозицію проводів.

Рисунок 3.4 – Несиметрія напруг  $\dot{U}_A, \dot{U}_B, \dot{U}_C$  (а) і її пряма  $\dot{U}_{A1}, \dot{U}_{B1}, \dot{U}_{C1}$  (б) і зворотна  $\dot{U}_{A2}, \dot{U}_{B2}, \dot{U}_{C2}$  (в) послідовності

Для характеристики несиметрії напруг (струмів) використовують метод симетричних складових. Згідно з цим методом несиметрична трифазна система може бути подана у вигляді трьох симетричних, які утворюють пряму  $\dot{U}_{A1}, \dot{U}_{B1}, \dot{U}_{C1}$ , зворотну  $\dot{U}_{A2}, \dot{U}_{B2}, \dot{U}_{C2}$  і нульову  $\dot{U}_{A0}, \dot{U}_{B0}, \dot{U}_{C0}$  послідовності. Так, наприклад, для фази А кожна з вказаних послідовностей визначається з виразів:

$$\begin{aligned}\dot{U}_{A1} &= \frac{1}{3}(\dot{U}_A + a\dot{U}_B + a^2\dot{U}_C); & \dot{U}_{A2} &= \frac{1}{3}(\dot{U}_A + a^2\dot{U}_B + a\dot{U}_C); \\ \dot{U}_{A0} &= \frac{1}{3}(\dot{U}_A + \dot{U}_B + \dot{U}_C),\end{aligned}$$

де  $\dot{U}_A, \dot{U}_B, \dot{U}_C$  – несиметричні фазні напруги;  $a = e^{j120^\circ}$  – оператор трифазної системи.

**Несинусоїдальність напруги.** Несинусоїдні криві струми і напруги являють собою складні гармонійні коливання, що мають різні частоти. Промислова частота відповідає основній гармоніці, інші частоти – вищим гармонікам.

Несинусоїдальність напруги характеризується значенням коефіцієнта спотворення кривої напруги  $k_{нс}$ , %, який визначається відношенням дійсного значення вищих гармонік напруги  $U_v$  до напруги основної частоти  $U_1$  або номінальному напруги [15-20]:

$$k_{нс} = \frac{\sqrt{\sum_{v=2}^{\infty} U_v^2}}{U_1} \cdot 100\% \approx \frac{\sqrt{\sum_{v=2}^{\infty} U_v^2}}{U_{ном}} \cdot 100\% \quad (3.6)$$

де  $U_v$  – значення напруги гармоніки, що діє, в (кВ);

$n$  – номер останньої з гармонік, що враховуються.

Допустиме значення  $k_{нс}$  складає 5%.

Аналогічним чином визначається коефіцієнт пульсацій випрямленої напруги  $k_{п}$ , %, [20]:

$$k_{п} = \frac{\sqrt{\sum_{v=1}^n U_v^2}}{U_{ном}} \cdot 100\%, \quad (3.7)$$

де  $U_v$  і  $U_{ном}$  – діюче значення змінної складової пульсуючої напруги і його номінальне значення.

### 3.3 Вплив параметрів електроенергії на роботу електроприймачів і технологічних установок

#### 3.3.1 Вплив відхилення напруги на асинхронні і синхронні електродвигуни

При відхиленнях напруги на зажимах асинхронного електродвигуна змінюються частота обертання ротора, а також значення активних втрат і споживаної реактивної потужності; це приводить до зміни економічних показників, характеризуючих роботу електродвигуна. Порівняно з режимом номінальної напруги приведені витрати змінюються на величину [20]:

$$\Delta Z_a = k\delta(\Delta Q_{\text{НОМ}}) + \beta[\delta P_{\Delta\pi} + \delta(P_{\text{НОМ}})] + Y_{\Delta\pi} + Y_d, \quad (3.8)$$

де  $\delta(\Delta Q_{\text{НОМ}})$  і  $\delta(P_{\text{НОМ}})$  – приріст значень споживаної реактивної потужності і активних втрат в порівнянні із значеннями цих величин при номінальній напрузі;

$\delta P_{\Delta\pi}$  і  $Y_{\Delta\pi}$  – приріст споживаної активної потужності і збиток, пов'язані із зміною частоти обертання;

$\beta$  – вартість 1 кВт·год електроенергії;

$Y_d$  – додаткові витрати, обумовлені зміною терміну служби ізоляції;

$k$  – питома вартість реактивної потужності джерела.

Значний збиток промисловим підприємствам нанесе скорочення терміна служби асинхронних двигунів, що працюють із великим завантаженням і зниженою напругою. Розрахунки показують, що самим вигідним із погляду збільшення терміна служби двигунів є номінальна напруга або напруга вище номінальної [19].

#### 3.3.2 Вплив відхилення напруги на вентильні перетворювачі

У сучасному виробництві в більшості випадків застосовуються керовані вентильні перетворювачі, комутовані по трифазній мостовій схемі.

У керованих перетворювачах, вживаних головним чином в електротехнологічних процесах, які використовуються або тиристори з системами імпульсно-фазового управління, або кремнієві діоди. Регулювання випрямленої напруги і струму в останньому випадку здійснюється за допомогою керованих магнітних підсилювачів, включених в анодні ланцюги перетворювачів.

У електролізних цехах з некерованими перетворювачами за відсутності регулювання напруги (хлорні станції целюлозно-паперових комбінатів, деякі хімічні підприємства) спостерігається зниження продуктивності і підвищення витрати електроенергії.

### **3.3.3 Вплив несиметрії напруги на електротермічні установки**

Сталеплавильні печі електродуг, рудно-термічні печі, індукційні плавильні печі, печі опору і різні електронагрівальні установки широко використовуються в різних галузях промисловості. Відхилення напруги, як правило, призводять до зниження продуктивності печей. Так, при відпалюванні заготовок в печах опору у разі зниження напруги технологічний процес продовжується довше, при зниженні напруги на 10% процес відпалювання проводити неможливо. Подовження процесу приводить до збільшення тривалості подальших технологічних циклів, підвищенню витрати електроенергії і як наслідок до збільшення собівартості продукції.



### **.3.4 Вплив несиметрії напруги на електричні машини, лінії, трансформатори та конденсатори**

Несиметрія напруги в електричних мережах підприємств обумовлена наявністю потужних однофазних навантажень (індукційних плавильних і нагрівальних печей, зварювальних агрегатів, печей електрошлакової переплавки), а також трифазних, таких, що тривало працюють в несиметричному режимі [20]. Трифазна система напруги може бути несиметричною при живленні мережі підприємства від тягової підстанції змінного струму.

При несиметрії напруги в трифазних мережах з'являються додаткові втрати в елементах електромереж, скорочується термін служби ламп і електроустаткування і знижуються економічні показники його роботи.

При несиметрії напруги в електричних машинах змінного струму виникають магнітні поля, що обертаються не тільки з синхронною швидкістю у напрямі обертання ротора, але і з подвійною синхронною швидкістю в протилежному. В результаті виникає гальмівний електромагнітний момент, а також додатковий нагрів активних частин машини, головним чином ротора, за рахунок струмів подвійної частоти.

У асинхронних електродвигунах при коефіцієнтах зворотної послідовності напруги, що зустрічається в практиці ( $K_{2U} \leq 0,05 \div 0,06$ ), зниження обертового моменту асинхронного електродвигуна виявляється досить малим. Вплив несиметрії на втрати в електродвигуні і, отже, нагрів і скорочення терміну служби ізоляції його виявляються в більшій мірі.

### **3.3.6 Вплив несинусоїдальності напруги**

Несинусоїдальні режими виникають в електричних мережах з нелінійними навантаженнями: вентильними перетворювачами, ЕДСП, люмінесцентними і ртутними лампами, могутніми магнітними підсилювачами і т.п.

Вищі гармоніки напруги і струму несприятливо впливають на електроустаткування, системи автоматики, релейного захисту, телемеханіки і зв'язку: з'являються додаткові втрати в електричних машинах, трансформаторах і мережах; ускладнюється компенсація реактивної потужності за допомогою батарей конденсаторів; скорочується термін служби ізоляції електричних машин і апаратів; зростає аварійність в кабельних мережах; погіршується якість роботи, а іноді з'являються збої в роботі систем релейного захисту, автоматики, телемеханіки і зв'язку.

Вищі гармоніки напруги і струму впливають також на значеннях коефіцієнта потужності і обертового моменту електродвигунів; проте зниження цих величин, навіть при коефіцієнті спотворення форми кривою напруги 10-15%, виявляється вельми невеликим. Рівень додаткових активних втрат від вищих гармонік в основних мережах електричних систем складає декілька відсотків від втрат при синусоїдальній напрузі. У мережах підприємств, крупних промислових центрів, а також мережах електрифікованого залізничного транспорту ці втрати можуть досягати 10-15%.

## 4 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА

### 4.1 Захист автотрансформаторів

Для захисту автотрансформаторів АТ потужністю 63 МВт та більше від міжфазних КЗ згідно правил улаштування електроустановок (ПУЕ) використовується диференціальний захист з реле типу ДЗТ-21. Реле має високу чутливість та незалежне гальмування від двох груп трансформаторів струму (ТС). Реле виконано на вторинний номінальний струм 5 А; приєднання до ТС з вторинним струмом 1 А здійснюється через автотрансформатори струму типу АТ-31 [24, 27].

На АТ з двома вимикачами на стороні ВН диференціальний захист вмикається на ТС, які розташовані у втулках ВН АТ, тому що при вмиканні захисту на ТС в колах вимикачів ВН буде спостерігатись гальмування від струму навантаження лінії, що призводить до зниження чутливості захисту. Захист виконується трифазним та трирелейним.

Від пошкоджень у середині бака АТ передбачається газовий захист. Кола газового захисту та реле тиску АТ виконуються з урахуванням наявності реле:

- одного газового з двома контактами, яке реагує на пошкодження в баці АТ, та діє відповідно на вимикання та сигнал;
- трьох газових, які реагують на пошкодження в контакт орному об'ємі РПН АТ, та у яких використовується тільки контакт, що діє на вимикання. Ці реле встановлюються при виконанні РПН АТ потужністю 125 та 250 МВА за допомогою трьох однофазних пристроїв типу РОНА, перемикачі яких встановлені в загальному об'ємі бака АТ.

Для захисту АТ від неповнофазного режиму використовується реле струму третього ступеню струмового захисту нульової послідовності та реле контролю перемикачів фаз вимикача, яке передбачене в схемі управління. За допомогою цього реле здійснюється вимикання вимикача у випадку його неповнофазного увімкнення. Крім того, захист діє з витримкою часу, яка забезпечує неспрацьовування від дії реле контролю не перемикачів фаз в схемі управління.

Максимальний струмовий захист від перевантаження виконується з використанням однієї фази і діє на сигнал з витримкою часу. Реле струму захисту встановлюється зі сторін ВН та НН і зі сторони введів обмотки АТ до нейтралі (для сигналізації перевантаження загальної частини обмотки АТ).

## **4.2 Захист збірних шин**

РУ підстанцій служать вузлами схем електричних мереж та значною мірою визначають ефективність і надійність роботи енергосистеми. КЗ на шинах РУ небезпечні за наслідками, оскільки при цьому можливі довготривалі перерви електропостачання великої кількості споживачів, пошкодження обладнання та порушення стійкості енергосистеми.

Захист шин РУ ПС може здійснюватись двома способами [25-27]:

1) за допомогою основних або резервних захистів приєднань систем (секцій) шин, що захищаються. При цьому забезпечується відносна селективність відключення КЗ на шинах РУ й ушкоджені шини відключаються з витримкою часу відповідних щаблів зазначених захистів;

2) за допомогою спеціальних швидкодіючих захистів абсолютної або відносної селективності, що забезпечують відключення ушкодженої секції або системи шин з мінімальною можливою витримкою часу.

Найефективнішим для захисту шин є диференціальний принцип, який дозволяє виконати захист з абсолютною селективністю, забезпечити

вимикання пошкодження систем шин без затримування та узгодження з іншими суміжними захистами.

Диференціальний захист шин розділяється на три групи:

- а) диференціальний струмовий;
- б) диференціальний струмовий з гальмуванням;
- в) диференціально-фазний.

Відповідно до директивних матеріалів захист шин повинен реагувати на усі види КЗ між фазами, однофазні та багатофазні КЗ на землю в мережах з глухозаземленою нейтраллю, а в мережах з ізольованою та компенсованою нейтраллю на усі види КЗ між фазами, подвійні замикання на землю та двофазні замикання на землю в одній точці.

В зону дії захисту шин входять усі елементи, які підключені безпосередньо до них ( шини, вимикачі, шинні роз'єднувачі, трансформатори напруги, розрядники).

### **4.3 Захист трансформаторів власних потреб**

Для захисту ТВП від пошкоджень та ненормальних режимів використовуються такі захисти [25-27]:

- від КЗ на виводах ВН трансформатора збоку живлення та в частині обмотки ВН з дією на вимикання: струмова відсічка без витримки часу;
- від усіх пошкоджень усередині бака трансформатора, які супроводжуються виділенням газу з трансформаторного масла, а також від зниження рівня масла з дією на сигнал та вимикання: газовий захист (допускається установка захисту на трансформаторах, починаючи з потужності 1МВА);
- від надструмів КЗ, які обумовлені зовнішніми між фазними КЗ на стороні НН трансформатора з дією на вимикання: максимальний струмовий захист

– від однофазних замикань на землю в мережі НН (0,4 кВ) з дією на вимикання: спеціальний струмовий захист нульової послідовності (встановлюється в нульовому проводі трансформаторів зі схемою з'єднання У/У-О та Д/У-0);

– від надструмів, які обумовлені перевантаженнями, з дією на сигнал або автоматичне розвантаження: максимальний струмовий захист від перевантаження (для трансформаторів, починаючи з 400 кВА, у яких можливе перевантаження після вимикання паралельно працюючих трансформаторів або після спрацювання АВР);

– сигналізація однофазних замикань на землю в обмотках ВН або на кабелі живлення трансформаторів, які працюють в мережах з ізолюваною нейтраллю.

#### **4.5 Захист ЛЕП**

Для захисту ЛЕП-330 кВ від усіх видів КЗ використовують диференціально-фазний високочастотний захист (панель типу ДФЗ-504), для захисту ЛЕП-110 кВ використовують панель захисту типу ШДЭ-2801, яка складається з триступеневого дистанційного захисту та направленої захисту нульової послідовності.

Для захисту ЛЕП-10 кВ можна використовувати від міжфазних КЗ:

- дистанційний захист;
- фазну відсічку;
- триступеневий струмовий захист.

#### **4.6 Автоматика підстанції**

В електричних мережах набули широкого поширення повністю або частково автоматизовані та телемеханізовані ПС. Обсяг автоматизації та

телемеханізації повинен забезпечити надійне електропостачання споживачів при найекономічнішому режимі роботи, ліквідацію аварійних та анормальних режимів, виявлення пошкоджених ділянок мережі.

На ПС використовують різноманітні пристрої автоматики [24]:

- автоматика нормального режиму, яка забезпечує необхідну якість електроенергії та найбільш економічний режим роботи обладнання;
- автоматика аварійного режиму, яка здійснює вимикання та увімкнення обладнання (АПВ, АВР, АЧР);
- технологічна автоматика, яка виконує функції контролю та управління роботою окремих пристроїв на ПС.

Для автоматизації ПС усе більшого поширення набуває обчислювальна техніка, яка допомагає здійснювати функції автоматичного управління:

- автоматичний контроль та керування каналами зв'язку (перехід на резервні лінії та апаратуру);
- розвантаження трансформаторів при аварійному перевантаженні;
- перемикання вимикачів та роз'єднувачів в послідовності, яка задається оперативним персоналом;
- здійснення АПВ з урахуванням ходу розвитку аварії, пошкоджень або відмов обладнання підстанції;
- автоматичне регулювання напруги на шинах ПС за заданою програмою або за параметром з дією на зміну коефіцієнтів трансформації трансформаторів, завантаження синхронних компенсаторів, вимикання та увімкнення конденсаторних батарей;
- формування складу споживачів, які вимикаються дією АЧР.

#### **4.7 Розрахунок уставок захисту ЛЕП-110 кВ**

Для захисту лінії 110 кВ встановлюємо панель захисту типу ШДЭ-2801, яка складається з [24-28]:

- триступеневого дистанційного захисту (ДЗ<sub>о</sub>) для дії при усіх видах багатофазних КЗ;
- чотириступеневого струмового захисту нульової послідовності (СЗ<sub>о</sub>) для дії при КЗ на землю;
- струмової відсічки (МСВ) для дії при багатофазних КЗ;
- реле струму (РС) для пристрою резервування при відмові вимикачів (ПРВВ);
- блока живлення потужністю 50 Вт.

Виконуємо розрахунок уставок дистанційного захисту ЛЕП-110 кВ:

а) первинний опір спрацювання першого ступеня захисту, який діє без витримки часу:

$$Z_{сз}^I = 0,85 \cdot Z_w, \quad (4.1)$$

де  $Z_w$  – опір лінії, Ом;

$$Z_w = x_{пит} \cdot l, \quad (4.2)$$

де  $l$  – довжина ЛЕП, км;

$x_{пит}$  – питомий опір лінії, Ом/км;

$$Z_w = 0,4 \cdot 40 = 16 \text{ (Ом)};$$

$$Z_{сз}^I = 0,85 \cdot 16 = 13,6 \text{ (Ом)}.$$

б) первинний опір спрацювання другого ступеня захисту за умовою неспрацювання при КЗ за трансформатором, який встановлено в кінці лінії:

$$Z_{сз}^{II} = Z_{сз}^I + Z_{т.мін}, \quad (4.3)$$

де  $Z_{т.мін}$  – мінімальний опір трансформатора, Ом.

$$Z_{т.мін} = (U_{к.мін}/100) \cdot (U_{т.мін}^2/S_{т.ном}), \quad (4.4)$$



$$Z_{T.мин} = \frac{10,3}{100} \cdot \frac{96,6^2}{125} = 7,69 \text{ (Ом)};$$

$$Z_{сз}^{II} = 13,6 + 7,69 = 21,29 \text{ (Ом)}.$$

Коефіцієнт чутливості другого ступеня захисту:

$$K_{ч}^{II} = Z_{сз}^{II} / Z_w \geq 1,2; \quad (4.5)$$

$$K_{ч}^{II} = 21,29 / 16 = 1,33 > 1,2.$$

Витримка часу:

$$t_{сз}^{II} = t_{сз}^I + \Delta t; \quad (4.6)$$

де  $\Delta t$  – ступінь селективності, с.

$$t_{сз}^{II} = 0 + 0,4 = 0,4 \text{ (с)}.$$

в) первинний опір спрацювання третього ступеня захисту:

$$Z_{сз}^{III} = \frac{0,9 \cdot U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot K_n \cdot K_{сзп} \cdot K_{пов} \cdot I_{роб.мах} \cdot \cos(\varphi_{м.ч} - \varphi_{роб})}, \quad (4.7)$$

де  $K_n = 1,2$  – коефіцієнт надійності;

$K_{сзп} = 1,5$  – коефіцієнт самозапуску;

$K_{пов} = 1,05$  – коефіцієнт повернення реле;

$I_{роб.мах}$  – робочий максимальний струм лінії, А;

$U_{НОМ}$  – номінальна напруга мережі, В;

$\varphi_{м.ч} = 75^\circ$  - кут максимальної чутливості реле;

$\varphi_{роб} = 32^\circ$  - робочий кут лінії.

$$Z_{c3}^{\text{III}} = \frac{0,9 \cdot 110000}{\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 1,5 \cdot 1,05 \cdot 308,74 \cdot \cos(75 - 32)} = 133,9 \text{ (Ом)}.$$

$$Z_{cp}^{\text{I}} = 13,6 \cdot \frac{750/1}{110/0,1} = 9,27 \text{ (Ом)};$$

$$Z_{cp}^{\text{II}} = 21,29 \cdot \frac{750/1}{110/0,1} = 14,52 \text{ (Ом)};$$

$$Z_{cp}^{\text{III}} = 133,9 \cdot \frac{750/1}{110/0,1} = 91,29 \text{ (Ом)}.$$

Рисунок 4.1 – Карта селективності дистанційного захисту ЛЕП-110 кВ

#### 4.8 Розрахунок уставок пристрою АВР-10 кВ

Напруга спрацювання реле мінімальної напруги типу РН-153/60Д [24]:

$$U_{cp} = 0,25 \cdot U_{ном} / n_n;$$

$$U_{cp} = 0,25 \cdot 1000 / (10000/100) = 25 \text{ В.}$$

## 5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

### 5.1 Задачі розділу

Охорона праці в енергетиці посідає одне з перших місць за важливістю. Від вирішення питань, які пов'язані з охороною праці, залежить життя як самого персоналу енергопідприємств, так і людей, що їх оточують.

Розроблений План розвитку розподільних електричних мереж на 2016 – 2025 роки передбачає динамічний, скоординований за класами напруги, комплекс робіт, спрямований на забезпечення на встановлену перспективу попиту споживачів на електричну енергію належної якості та потужність [2].

Заходи, намічені в Плані розвитку, сприятимуть забезпеченню надійного функціонування ОЕС України; надійного та ефективного електропостачання споживачів електроенергії. В результаті впровадження заходів Плану розвитку системи передачі на 2018-2027 роки, спрямованих на забезпечення роботи мережі у разі виникнення нештатних та екстремальних ситуацій, очікується зменшення технологічних порушень, аварійного невідпуску електроенергії та технологічних витрат електричної енергії [2]. Це залежить від багатьох факторів, в тому числі і від підвищення ефективності роботи обслуговуючого персоналу.

Наведене вище обґрунтовує актуальність проблеми, що полягає у розвитку питань охорони праці при виконанні робіт пов'язаних з обслуговуванням обладнання підстанцій, які працюють в складі електроенергетичної системи України з урахуванням сучасних знань, системного та ризик-орієнтовного підходів про природу небезпеки.

Під час виконання монтажних робіт і під час експлуатації трансформаторів підстанцій, повинні бути враховані наступні небезпечні і шкідливі виробничі фактори з урахуванням міждержавного нормативного документа з охорони праці ГОСТ 12.0.003-74 [32].

Фізичні небезпечні й шкідливі виробничі фактори:

- небезпечні рівні напруги в електричному ланцюзі, замикання якого може відбутися через тіло людини;
- розташування робочого місця на значній висоті щодо поверхні землі (підлоги);
- гострі крайки, задирки і шорсткість на поверхнях заготовок, інструментів, устаткування;
- підвищена і знижена температура повітря робочої зони;
- підвищена вологість повітря;
- підвищений чи знижений барометричний тиск у робочій зоні і його різка зміна;
- підвищена чи знижена рухливість повітря;
- підвищена запиленість і загазованість повітря робочої зони;
- недостатня освітленість робочої зони;
- відсутність чи недостача природного світла;
- підвищена яскравість світла; пряма і відбита блискість;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищений рівень електромагнітних випромінювань;
- підвищений рівень вібрації;
- підвищений рівень статичної електрики.

Додатково повинні бути враховані наступні фізичні небезпечні виробничі фактори:

- несправність вантажопідіймальних засобів;
- підвищена пожежна небезпека: відкритий вогонь, токсичні продукти згорання, іскри, дим;
- підвищена вибухонебезпечність.

Психофізіологічні небезпечні й шкідливі фактори:

- фізичні перевантаження;
- нервово-психологічні – втрата самовладання, порушення координації рухів, необережні дії, недбале виконання своєї роботи.

Джерелами (носіями) безпеки є:

- рухомі машини і механізми;
- електрообладнання;
- природне середовище;
- людина.

Вище перераховані фактори мають місце на ПС і при певних обставинах можуть призвести до травм.

## **5.2 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці під час монтажу й обслуговування автотрансформатора типу АТДЦТН-125000/330/110**

### **5.2.1 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць**

Під час роботи в електроустановках, в тому числі і біля силових трансформаторів, для працюючих представляє небезпеку висока напруга струмоведучих частин, оскільки є вірогідність попадання ними під потенціал. Також електромонтери можуть бути вражені електричним струмом, а також піддаватися впливу електричної дуги та електромагнітного поля. Тому необхідно застосувати заходи, щоб забезпечити безпечну роботу працюючих.

Безпека праці на підстанції забезпечується шляхом виконання організаційних та технічних заходів. Проаналізувавши Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів, до організаційних заходів відносимо:

- затвердження переліку робіт, що виконуються за нарядами, розпорядженнями і в порядку поточної експлуатації;
- призначення осіб, відповідальних за безпечне проведення робіт;
- оформлення робіт нарядом, розпорядженням або затвердження в переліку робіт, що виконуються в порядку поточної експлуатації;
- підготовка робочих місць;
- допуск до роботи;
- нагляд під час виконання робіт;
- переведення на інше місце роботи;

- оформлення перерв в роботі та їх закінчення.

### 5.2.2 Розрахунок параметрів заземлювальних пристроїв відкритих розподільних установок підстанції 330/110/10 кВ

Заземлювальні пристрої (ЗП) служать для забезпечення необхідного рівня електробезпеки у зоні обслуговування електроустановки та за її межами, для відводу у землю імпульсних струмів з блискавковідводів та розрядників, для створення кола при роботі захисту від замикань на землю та для стабілізації напруги фаз електричних мереж відносно землі.

Заземленню підлягають корпуси електричних машин, трансформаторів, апаратів, приводи, каркаси розподільних щитів, щитів управління, шафи а також вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів.

ЗП повинен мати опір у будь-який час року не більше 0,5 Ом, якщо він виконується згідно з вимогами до його опору стікання (для мереж з глухозаземленою нейтраллю) [7]. З метою вирівнювання електричного потенціалу та забезпечення приєднання електрообладнання до заземлювача на території, яка зайнята обладнанням, на глибині (0,5-0,6)м прокладаються повздовжні та поперечні горизонтальні заземлювачі, які створюють заземлюючу сітку. По периметру сітки встановлюються вертикальні заземлювачі. Відстань між полосами повинна бути не більше 30 м.

Опір ЗП залежить від опору природного  $R_{\text{п}}$  та штучного  $R_{\text{ш}}$  заземлювачів і визначається за формулою [7]:

$$R_3 = (R_{\text{п}} \cdot R_{\text{ш}}) / (R_{\text{п}} + R_{\text{ш}}); \quad (5.1)$$

Опір штучного заземлювача:

$$R_{\text{ш}} = A \cdot \frac{\rho_{\text{екв}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{екв}}}{L_{\text{Г}} + L_{\text{В}}}, \quad (5.2)$$

де  $\rho_{\text{екв}}$  – еквівалентний питомий опір землі, Ом·м;

$A$  – функція відношення  $(1_{\text{в}}+t)/\sqrt{S}$ ;

$L_{Г}, L_{В}$  – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів, м;

$S$  – площа ЗП, м<sup>2</sup>;

$h$  – товщина верхнього шару ґрунту, м;

$t$  – глибина закладена горизонтальних заземлювачів, м;

$l_{В}$  – довжина вертикальних заземлювачів, м.

$$\left. \begin{aligned} A &= 0,444 - 0,84 \frac{l_{В} + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0 \leq \frac{l_{В} + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1; \\ A &= 0,385 - 0,25 \frac{l_{В} + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0,1 \leq \frac{l_{В} + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5; \end{aligned} \right\} \quad (5.3)$$

За допомогою таблиці 7.6 [7] визначається  $\rho_{\text{екв}}$ , для чого потрібно знати параметри  $\rho_1, \rho_2, (h - t)/l_{В}, \rho_1/\rho_2$ , та  $a/l_{В}$ ,

де  $\rho_1, \rho_2$  – питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту, Ом·м;

$a$  – середня відстань між вертикальними заземлювачами, м.

$$a = P/n_{В}, \quad (5.4)$$

де  $P$  – периметр контура заземлення, м;

$n_{В}$  – кількість вертикальних заземлювачів, шт.

### **5.3 Оцінювання стійкості роботи підстанції в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій**

Розроблена підстанція може отримати впливи від надзвичайних ситуацій (НС) техногенного, природного, військового походження, яких в країні виникає тисячі. Вони наносять непоправну шкоду на об'єкти енергетичного господарства. Серед НС можна виділити найбільш небезпечні: аварії із загрозою викиду ХНР і біологічних небезпечних засобів, радіоактивне забруднення, вплив ЕМІ.



Головну небезпеку для підстанції становить ударна хвиля, світлове (теплове) випромінювання, вторинні вражаючі фактори і радіоактивне зараження місцевості. Проте іноді доводиться враховувати і вплив проникаючої радіації та електромагнітного імпульсу.

На підстанції використовуються елементи, до складу яких входять: метали, напівпровідники, діоди, резистори та ін. Серед цих матеріалів найбільш чутливі до радіації метали, тому що їм властива велика концентрація вільних носіїв. Таким чином, обладнання підстанції може раптово втратити працездатність при певних рівнях радіації.

Особливістю ЕМІ як вражаючого чинника є його здатність поширюватися на десятки і сотні кілометрів в навколишньому середовищі і по різних комунікаціях. Тому ЕМІ може вплинути там, де ударна хвиля, світлове випромінювання і проникаюча радіація втрачають своє значення як вражаючі фактори.

Отже існує актуальна проблема розрахунку і підвищення стійкості підстанцій. Для цього на об'єкті завчасно на основі розрахунків планують і проводять відповідні організаційні й інженерно-технічні заходи. Досягнення науки і техніки дозволяють реалізувати такі рішення, при яких підприємство буде стійке.

### **5.3.1 Дослідження стійкості роботи підстанції в умовах дії іонізуючих випромінювань**

Визначаємо експозиційні дози при яких в елементах РЕА можуть виникнути незворотні зміни. Дані заносимо в таблицю 5.1. Час роботи до відмови різних систем: центральний щит керування – 6 років (52560 год), блок управління РЗА – 5,8 років (50808 год), блок живлення – 3 роки (26280 год).

Таблиця 5.1 – Експозиційні дози

№	Елементи підстанції	Д <sub>гр, Р</sub>	Д <sub>гр, Р</sub>
1	Центральний щит керування	Резистори СП1-10	10 <sup>3</sup>
		Фотодіоди LEDX55	
		Конденсатор К-41	

		мікросхеми ТТЛДА3247	$10^4$
2	Блок управління РЗА	Мікроперемикач МКФ46	$10^4$
		Конденсатор К-41	$10^5$
		Транзистор КТ531	$10^5$
		інтегральні схеми К1533ЛА	$5 \cdot 10^5$
3	Блок живлення	Мікросхема ПІ регулятор струму К140УД7	$10^4$
		Блок РЗ SPAC 800	$10^5$
		Тахогенератор AGMS VibrosystM	$10^4$

Визначаємо можливу дозу опромінення [33]:

$$D_M = \frac{2P_1(\sqrt{t_K} - \sqrt{t_{\Pi}})}{K_{\text{посл}}}; \quad (5.6)$$

де  $K_{\text{посл}}$  – коефіцієнт послаблення, 1;

$t_{\Pi}$  – час початку опромінення, 1 год

$t_K$  – максимальна тривалість роботи, років.

Для центрального щита керування:

$$D_M = \frac{2 \cdot 4,59 \cdot (\sqrt{52560} - \sqrt{1})}{1} = 2095,42 \text{ (Р)}.$$

Для блока управління РЗА:

$$D_M = \frac{2 \cdot 4,59 \cdot (\sqrt{50808} - \sqrt{1})}{1} = 2060,05 \text{ (Р)}.$$

Для блока живлення:

$$D_M = \frac{2 \cdot 4,59(\sqrt{26280} - \sqrt{1})}{1} = 1479 \text{ (Р)}.$$

Визначаємо допустимий час роботи РЕА:

$$t_{\text{доп}} = \left( \frac{D_{\text{гр}} \cdot K_{\text{посл}} + 2 \cdot P_1 \sqrt{t_{\Pi}}}{2P_1} \right)^2, \text{ [год]} \quad (5.7)$$

$$t_{\text{доп}} = \left( \frac{10^3 \cdot 1 + 2 \cdot 4,59 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 4,59} \right)^2 = 12085,1 \text{ (год)}.$$

Так як обладнання підстанції опромінюється 24 год на добу, то

$$t_{\text{доп}} = \frac{12085,1}{24 \cdot 365} = 1,38 \text{ (р)}.$$

Порівняємо отримані дані:

$$D_{\text{гр}} = 10^3 \text{ Р} < D_{\text{м}} = 2095,42 \text{ Р}.$$

Висновок. Оскільки  $D_{\text{гр}} = 10^3 \text{ Р} < D_{\text{м}} = 2095,42 \text{ Р}$ , то для забезпечення стійкості роботи  $K_{\text{посл}}$  потрібно збільшити в 3 рази, тобто обладнання потрібно екранувати радіаційним захисним екраном з  $K_{\text{посл}} \geq 3$ . Робота РЕА буде стійкою протягом 12085,1 годин (1,38 років).

### **5.3.3 Розроблення превентивних заходів по підвищенню стійкості роботи електричної частини підстанції 330/110/10 кВ в умовах надзвичайних ситуацій**

Розроблення заходів по підвищенню стійкості роботи підстанції в умовах іонізуючих випромінювань під час здійснення практичної діяльності. Керівництво підстанції зобов'язано:

- здійснювати систематичний контроль за радіаційним станом робочих місць, приміщень, території, в санітарно-захисних зонах та зонах спостережень, а також за викидами і скидами радіоактивних речовин;
- планувати і проводити заходи щодо забезпечення захисту людини від впливу іонізуючого випромінювання;
- здійснювати контроль і облік індивідуальних доз опромінення персоналу;

- організувати проведення періодичних медичних оглядів персоналу;
- регулярно інформувати персонал щодо рівнів іонізуючого випромінювання на робочих місцях та значення отриманих ним доз опромінення;
- своєчасно інформувати органи виконавчої влади та органи місцевого самоврядування, органи державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки щодо виникнення аварійних ситуацій, порушень технологічних регламентів, які створюють загрозу для безпеки людини;
- забезпечувати реалізацію прав громадян та їх об'єднань на надання інформації щодо стану захисту людини від впливу іонізуючого випромінювання.

Для захисту персоналу від електромагнітного імпульсу потрібно застосовувати такі заходи:

- зменшення потужності випромінювання джерела ЕМІ застосуванням узгоджених навантажень і поглинувачів потужності;
- віддалення робочого місця від джерела ЕМІ (захист відстанню);
- зменшення часу перебування під опроміненням (захист часом);
- раціональне розташування в робочому приміщенні устаткування, що випромінює електромагнітну енергію;
- встановлення раціональних режимів роботи устаткування і обслуговуючого персоналу;
- екранування джерела ЕМІ чи робочого місця;
- застосування засобів індивідуального захисту;
- застосування засобів сигналізації і блокування.

Екрани виконують у вигляді замкнених об'ємів (камер, кожухів), щитків і ширм із матеріалів з великою електричною провідністю (мідь, латунь, алюміній). Як засоби індивідуального захисту застосовують спецодяг з металізованої тканини та шоломи з електропровідним шаром. Очі захищають окулярами з металізованим склом або замість скелець із

сіточками з тонкого дроту.

### **Висновки по розділу.**

В даному розділі нами проведено аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з обслуговуванням трансформаторів підстанцій;

розроблено організаційно-технічні рішення з охорони праці під час монтажу й експлуатації трансформаторів підстанцій;

запропоновано параметри заземлювальних пристроїв ВРУ-330 і 110 кВ, які відповідають нормам діючих вимог;

досліджено роботу електричної частини підстанції 330/110/10 кВ в умовах дії іонізуючих випромінювань, електромагнітного імпульсув. Розроблено заходи щодо підвищення стійкості роботи електричної частини підстанції в умовах надзвичайних ситуацій.

Урахування та виконання запропонованих заходів з охорони праці дозволяє мінімізувати ризик травматизму та професійного захворювання при виконанні робіт під час експлуатації трансформаторів підстанції.

## 6 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

### 6.1 Показники та критерії економічної ефективності

У найбільш загальному вигляді критерієм економічної ефективності є додатне значення економічного ефекту [34]:

$$E = P - B, \quad (6.1)$$

де  $E$  – економічний ефект;

$P$  – результати;

$B$  – витрати.

Під результатом розуміють дисконтовану (тобто приведену до початку розрахункового періоду) суму надходжень за реалізовану продукцію та інших доходів за весь розрахунковий період.

Витрати – це дисконтована сума всіх одноразових і щорічних видатків за розрахунковий період.

На підставі поняття економічного ефекту (6.1) побудовано ряд критеріїв економічної ефективності капітальних вкладень, які можуть бути поділені на чотири групи:

а) прибуток ( $\Pi$ ) – ефект в абсолютних величинах (перевищення доходів над витратами в грошовому відображенні);

б) рентабельність ( $R$ ) – ефект у відносних одиницях (відношення прибутку або доходів до витрат), який відображає частку витрат, що повертається щорічно у вигляді прибутку або доходу;

в) період повернення капіталу ( $T_n$ ) – час, на протязі якого інвестиції відшкодовуються за рахунок прибутку і можуть бути використані для нових вкладень (поширеного відтворення);

г) приведені витрати ( $Z$ ) – видатковий складник ефекту, який в ряді випадків зручно використовувати для порівняння ефективності декількох

варіантів інвестиційного проекту при умові ідентичності прибуткового складника – доходів.

Кожна група вміщує декілька критеріїв, які відрізняються складом доходів, витрат, розрахунковим періодом і т.ін.

Рішення про ефективність інвестицій приймається на підставі аналізу розрахунків одного або декількох критеріїв залежно від характеру задачі, яка вирішується.

Для розрахунку показників економічної ефективності за кожен рік розрахункового періоду  $t$  визначають наступні вартісні показники затрат [35].

а) капітальні вкладення приймають на основі кошторисно-фінансових розрахунків у діючих цінах. На початковій стадії проектування розміри капітальних вкладень визначають за базовими укрупненими показниками вартості елементів електричних мереж:

$$K_{\text{лт}} = \sum K_{\text{oi}} \cdot l_i; \quad (6.2)$$

$$K_{\text{пст}} = \sum (K_{\text{трі}} + K_{\text{кві}} + K_{\text{кпі}} + K_{\text{пст.і}}), \quad (6.3)$$

де  $K_{\text{oi}}$  – розрахункова вартість 1 км лінії на  $i$ -й ділянці;

$l_i$  – довжина  $i$ -ої ділянці;

$K_{\text{трі}}$ ,  $K_{\text{кві}}$ ,  $K_{\text{кпі}}$  – розрахункові вартості трансформаторів, вимикачів і компенсуючих пристроїв, встановлених на  $i$ -й підстанції;

$K_{\text{пст.і}}$  – постійна складова затрат для  $i$ -ї підстанції.

Сумарні капітальні вкладення за кожен рік розрахункового періоду  $t$ :

$$K_t = K_{\text{лт}} + K_{\text{пст}}, \quad (6.4)$$

б) витрати на експлуатацію електричних мереж, що проектуються (річні витрати на технічне обслуговування та ремонт) розраховують в залежності від вартості основних фондів ( в даному випадку від величини капітальних вкладень):

$$V_{et} = (a_{e.l}/100) \cdot K_{лт} + (a_{e.пс}/100) \cdot K_{пст}, \quad (6.5)$$

де  $a_{e.l}$ ,  $a_{e.пс}$  – норми щорічних витрат на технічне обслуговування і ремонт ліній і підстанцій, %.

в) амортизаційні відрахування на реновацію за кожний рік розрахункового періоду визначають в залежності від вартості основних виробничих фондів та річних норм амортизаційних відрахувань:

$$A_{pt} = (a_{p.l}/100) \cdot K_{лт} + (a_{p.пс}/100) \cdot K_{пст}, \quad (6.6)$$

де  $a_{p.l}$ ,  $a_{p.пс}$  – річні норми амортизаційних відрахувань, %.

г) вартість втрат електроенергії в мережі:

$$V_{втр.t} = \Delta W_t \cdot \Pi_{вх}, \quad (6.7)$$

де  $\Delta W_t$  – втрати електроенергії;

$\Pi_{вх}$  – тариф на вході в мережу (купівельна ціна).

Втрати холостого ходу оцінюють з коефіцієнтом 0,78-0,80 до тарифу на вході.

До вартісних показників, що характеризують результати діяльності підприємств, відносяться:

а) річний дохід від транспортування електричної енергії без урахування ПДВ:

$$D_{тр.t} = E_t \cdot (\Pi_{вих} - \Pi_{вх}), \quad (6.8)$$

де  $E_t$  – кількість переданої споживачам електроенергії;

$\Pi_{вих}$ ,  $\Pi_{вх}$  – відповідно тарифи на виході і на вході в електричну мережу, по якій здійснюється транспортування електричної енергії;

б) річний балансовий прибуток, з якого сплачується податок, дорівнює різниці між доходом за транспортування електроенергії і поточних річних витрат ( $V_{e.t}$ ,  $V_{втр.t}$ ) та амортизаційних відрахувань:

$$\Pi_{б.t} = D_{тр.t} - V_{e.t} - V_{втр.t} - A_{p.t}, \quad (6.9)$$



в) поточний річний чистий прибуток, який залишається в розпорядженні підприємства, визначають як різницю між балансовим прибутком і величиною сплаченого податку та процентів за кредит:

$$\Pi_{p,t} = \Pi_{б,t} - H_{п,t} - B_{кр,t}, \quad (6.10)$$

де  $H_{п,t}$  – податок на прибуток;

$B_{кр,t}$  – оплата процентів за кредит ( якщо фінансування будівництва здійснюється за рахунок отримання кредиту).

Податок на прибуток:

$$H_{п,t} = p \cdot \Pi_{б,t}, \quad (6.11)$$

де  $p = 0,3$  – ставка податку на прибуток;

г) чистий грошовий потік дорівнює сумі всіх доходів за розрахунковий період  $t$ , включаючи амортизаційні відрахування:

$$\Gamma\Pi_t = \Pi_{p,t} + A_{p,t}. \quad (6.12)$$

Ліквідаційна (залишкова) вартість демонтованого в розрахунковому періоді  $t$  обладнання, термін служби якого не вийшов при заміні основних фондів, визначають як різницю між початковою вартістю і сумою перерахованого зносу за період експлуатації:

$$L_t = K_0 - a_p \cdot t_e \cdot K_0 / 100, \quad (6.13)$$

де  $K_0$  – початкова вартість обладнання, що демонтується;

$a_p$  – річна норма амортизаційних відрахувань, %;

$t_e$  – тривалість експлуатації обладнання до його демонтажу.

Сума коштів, яка вилучена від продажу демонтованого обладнання, впливає на зменшення інвестиційного грошового потоку, необхідного для реалізації даного проекту.

Для динамічних задач показник економічної ефективності визначається різницею між дисконтованою величиною грошових потоків та дисконтованою величиною інвестицій (капітальних вкладень, зменшених на величину ліквідаційної вартості):

$$\Pi_{\text{дс}} = \sum_{t=1}^{T_e} \Pi_t / (1 + E)^t - \sum_{t=1}^{T_0} (K_t - L_t) / (1 + E)^t, \quad (6.14)$$

де  $T_e$  – період експлуатації обладнання, який рекомендується приймати рівним 20 років;

$T_0$  – період будівництва об'єкта;

$E$  – норма дисконту, яку у розрахунках рекомендується приймати рівною 0,1-0,2.

Для оцінки загальної ефективності інвестицій застосовують також додаткові елементарні показники ефективності – рентабельність інвестицій та термін їх окупності.

Рентабельність інвестицій (проста норма прибутку) характеризує частку капітальних вкладень, яка повертається щорічно у вигляді грошового потоку:

$$R_i = (\Pi_{p,t} + A_{p,t}) / (K - L). \quad (6.15)$$

Критерієм загальної ефективності є умова:

$$R_i > E. \quad (6.16)$$

Термін окупності дорівнює зворотній величині рентабельності інвестицій:

$$T_{\text{ок}} = 1/R_i. \quad (6.17)$$

Критерієм загальної ефективності є умова:

$$T_{\text{ок}} \leq 1/E. \quad (6.18)$$

## **6.2 Визначення капітальних вкладень, витрат на експлуатацію підстанції та терміну окупності**

Визначаємо капіталовкладення в спорудження ЛЕП (таблиця 6.1) і ПС (таблиця 6.2).

Таблиця 6.1 – Капіталовкладення в спорудження ЛЕП [36]

Таблиця 6.2 – Капіталовкладення в спорудження ПС [36]

Сумарні капіталовкладення:

$$K_t = 1659790 + 210224 = 1870014 \text{ (тис.грн);}$$

Витрати на експлуатацію:

$$B_{et} = 0,028 \cdot 1659790 + 0,05 \cdot 210224 = 56985,32 \text{ (тис.грн);}$$

Амортизаційні відрахування на реновацію:

$$A_{pt} = 0,05 \cdot 1659790 + 0,15 \cdot 210224 = 114523,1 \text{ (тис.грн);}$$

Вартість втрат електроенергії в елементах електричної мережі:

$$\Delta W_t = \Delta W_T + 0,08 \cdot E_p, \quad (6.19)$$

де  $\Delta W_t$  – втрати електроенергії, кВт·год.

Втрати електроенергії в АТ при відсутності навантаження на стороні НН [6, 9]:

$$\Delta W_T = n \cdot \Delta P_x \cdot 8760 + 1/n \cdot \Delta P_x \cdot (S_{\max}/S_{T.\text{ном}})^2 \cdot \tau. \quad (6.20)$$

$$\Delta W_T = 2 \cdot 100 \cdot 8760 + 1/2 \cdot 345 \cdot (153,11/125)^2 \cdot 6820 = 3517064,4 \text{ (кВт·год).}$$

$$B_{втр.t} = (3517,064 + 0,08 \cdot 1161098,44) \cdot 90 \cdot 10^{-2} = 86764,45 \text{ (тис.грн).}$$

Річний валовий дохід:

$$D_{гр.t} = 1161098,44 \cdot (157 - 115) \cdot 10^{-2} = 487661,34 \text{ (тис.грн).}$$

Річний балансовий прибуток:

$$P_{\delta t} = 487661,34 - 56985,32 - 86764,45 - 114523,1 = 229388,48 \text{ (тис.грн).}$$

Податок на прибуток:

$$H_{\Pi t} = 0,3 \cdot 229388,48 = 68816,54 \text{ (тис.грн).}$$

Поточний річний чистий прибуток:

$$П_{p.t} = 229388,48 - 68816,54 - 0 = 160571,94 \text{ (тис.грн).}$$

Чистий грошовий потік:

$$ГП_t = 160571,94 + 114523,1 = 275095,04 \text{ (тис.грн).}$$

Рентабельність інвестицій:

$$R_i = (160571,94 + 114523,1)/(1870014 - 0) = 0,147 < 0,15.$$

Термін окупності:

$$T_{ок} = 1/0,147 = 6,8 \text{ (р.)}$$

Таким чином, термін окупності незначно перевищує нормоване значення терміна окупності, який складає  $1/0,15 = 6,67$  років. Отже, будівництво підстанції 330/110/10 кВ забезпечує економічний ефект.

## ВИСНОВКИ

В магістерській кваліфікаційній роботі було отримано вирішення актуального завдання підвищення ефективності функціонування і забезпечення більш надійної роботи ОЕС України, збільшення пропускної спроможності основних перетинів та розв'язання проблеми мережних обмежень за рахунок проектування і будівництва нової вузлової підстанції 330/110/10 кВ.

Відповідно до мети в роботі розв'язано такі основні задачі:

1. Проаналізовано наявні методи проектування електричної частини підстанцій. Показано, що проектування нових підстанцій є актуальним питанням в сучасних умовах функціонування енергетики.

2. Запроектовано електричну схему підстанції напругою 330/110/10 кВ.

3. Обрано схему власних потреб електростанції. Основні споживачі системи ВП отримують живлення на напрузі 0,4 кВ від головних трансформаторів власних потреб..

4. За результатами розрахунків струмів КЗ обрано комутаційну апаратуру, струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори, акумуляторну батарею. Розраховано грозозахист та заземлення ВРУ 330 та 110 кВ.

5. Досліджено основні показники якості електроенергії та їх вплив на роботу електроприймачів.

6. Розраховано показники та критерії економічної ефективності будівництва підстанції. Під час проведення оцінки ефективності спорудження підстанції визначено рентабельність інвестицій, капіталовкладення, затрати на експлуатацію підстанції. Термін окупності будівництва підстанції становить 6,8 років.

Таким чином, ми ознайомились з методикою проектування електротехнічної частини вузлових підстанцій енергосистеми.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Олійник Я. І. Ринок електроенергії України: сучасний стан і перспективи розвитку / Я. І. Олійник, Н. С. Косар, А. Б. Гайдук // Маркетинг та логістика в системі менеджменту : тези доповідей ІХ Міжнародної науково-практичної конференції / Національний університет "Львівська політехніка". – Львів : Видавництво Львівської політехніки, 2012. – С. 310–312.
2. План розвитку системи передачі на 2018-2027 роки (проект) / Укренерго. – 2017. – 118 с.
3. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://ua.energy/about/merezhi-ukrenergo/>
4. [Електронний ресурс]. Режим доступу: [http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art\\_id=227966&cat\\_id=104126](http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art_id=227966&cat_id=104126)
5. Лежнюк П. Д. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.
6. Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: [учеб. пособие для вузов] / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков – [4-е изд.] – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
7. Рожкова Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
8. [Електронний ресурс]. Режим доступу: [http://moodle.hups.mil.gov.ua/pluginfile.php/7360/mod\\_resource/content/1/%D0%93%D0%BB%D0%B0%D0%B2%D0%B0%203.pdf](http://moodle.hups.mil.gov.ua/pluginfile.php/7360/mod_resource/content/1/%D0%93%D0%BB%D0%B0%D0%B2%D0%B0%203.pdf)
9. Гук Ю. Б. Проектирование электрической части станций и подстанций / Ю. Б. Гук, В. В. Кантан, С. С. Петрова. – Л.: Энергоатомиздат, 1985. – 312 с.

10. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С. С. Рокотяна и М. И. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.
11. Справочник по проектированию подстанций 35 – 500 кВ / Под ред. С. С. Рокотяна и Я. С. Самойлова. – М.: Энергоиздат, 1982. – 352 с.
12. Беляев А. В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ. – Л.: Энергоатомиздат, 1988. – 176 с.
13. Маліновський А. А. Основи електроенергетики та електропостачання / А. А. Маліновський, Б. К. Хохулін. – Львів: Видавництво Національного університету «Львівська Політехніка», 2007. – 440 с.
14. Лежнюк П. Д. Регулювання напруги в електричних системах. Навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. О. Комар. – Вінниця: Універсизм – Вінниця, 2008. – 171 с.
15. ДСТУ EN 50160:2014 Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2010, IDT) . – Київ, Мінекономрозвитку України, 2014. – 27 с.
16. ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения / Держстандарт України. Київ, 1999. – 32 с.
17. Бунько В. Я. Аналіз дослідження та визначення показників якості електричної енергії з переважно індуктивним навантаженням / В. Я. Бунько // Вчені записки ТНУ ім. В. І. Вернадського. Серія: технічні науки. Енергетика. Т. 29 (68). Ч. 2, № 1. – 2018. – С. 67 – 71.
18. [Електронний ресурс]. Режим доступу: [https://forca.com.ua/knigi/navchannya/konspekt-lekcii-z-kursu-elektrichni-sistemi-i-merezhi\\_14.html](https://forca.com.ua/knigi/navchannya/konspekt-lekcii-z-kursu-elektrichni-sistemi-i-merezhi_14.html)



19. [Электронный ресурс]. Режим доступа: [http://moodle.hups.mil.gov.ua/pluginfile.php/7360/mod\\_resource/content/1/%D0%93%D0%BB%D0%B0%D0%B2%D0%B0%203.pdf](http://moodle.hups.mil.gov.ua/pluginfile.php/7360/mod_resource/content/1/%D0%93%D0%BB%D0%B0%D0%B2%D0%B0%203.pdf)
20. Жежеленко И.В. Показатели качества электроэнергии и их контроль на промышленных предприятиях. – М. : Энергоатомиздат, 1986. – 168с.
21. Солдаткина Л.А. Электрические сети и системы: Учебное пособие для вузов. – М. : Энергия, 1978. – 216с.
22. Электрические системы, т. 2. Электрические сети/под ред. В.А. Веникова. М., «Высшая школа», 1971. – 380с.
23. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузо – М.: - Энергоатомиздат, 1989. – 216.
24. Рубаненко О. Є., Лагутін В. М. Релейний захист та автоматика двотрансформаторної підстанції: Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2005. – 124 с.
25. Байтер И.И. Релейная защита и автоматика питающих элементов собственных нужд тепловых электростанций / И.И. Байтер, Н.А. Богданова. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 112 с.
26. Шабад М. А. Расчёты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. – Л.: Энергоатомиздат, 1985. – 296 с.
27. Кужеков С. Л., Синельников В. Я. Защита шин электростанций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 184 с.
28. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13А. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110 – 500 кВ: Схемы. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 112 с.
29. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110 – 500 кВ: Расчёты. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 96 с.
30. Правила безпечної експлуатації електроустановок. – К.: Основа, 2000. – 230 с.
31. Бондаренко Є. А. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці»

в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Навчальний посібник, / Є. А. Бондаренко, В. М. Кутін, П. Д. Лежнюк. Вінниця, ВНТУ, 2018. – 46 с. 32. ГОСТ 12.0.003-74. Опасные и вредные производственные факторы.

33. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

34. Сакевич В. Ф. Основи розробки питань цивільної оборони в дипломних проектах: навчальний посібник. – Вінниця, ВДТУ, 2001 – 124 с.

35. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. МЕТОДИКА. Загальні методичні положення (ГДК 340.000.001 – 95). – К.: Міненерго України, 1995. – 34 с.

36. СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44: 2011. Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. Норми. – Київ, 2016. – 42 с.

37. Положення про кваліфікаційну роботу у Вінницькому національному технічному університеті / О. Н. Романюк, Р. Р. Обертюх, Т. О. Савчук, Л. П. Громова – Вінниця : ВНТУ, 2014 – 26 с.

38. Лежнюк П. Д. Вимоги до атестаційних робіт випускників: бакалаврів, спеціалістів та магістрів для напряму підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» спеціальностей 7.05070101, 8.05070101 «Електричні станції», 7.05070102, 8.05070102 «Електричні системи і мережі» / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. Методичні вказівки. – Вінниця: ВНТУ, 2014. – 78 с.

## ДОДАТОК А

### Технічне завдання МКР

Міністерство освіти і науки України  
Вінницький національний технічний університет  
Факультет електроенергетики та електромеханіки  
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ  
Завідувач кафедри ЕСС  
д.т.н., професор Лежнюк П.Д.

\_\_\_\_\_  
(підпис)

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

### ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи  
ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ПІДСТАНЦІЇ 330/110/10 КВ З ДОСЛІДЖЕННЯМ  
ПОКАЗНИКІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ  
08-13.МКР.003.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц..

\_\_\_\_\_ Тептя В.В.

(підпис)

Магістр групи ЕСМ-18м

\_\_\_\_\_ Васильєв В. В.

(підпис)

Вінниця 2019 р.

## **1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)**

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що для забезпечення більш надійної роботи ОЕС, збільшення пропускнуєї спроможності основних перетинів та розв'язання проблеми мережних обмежень необхідно спроектувати, добудувати та ввести в експлуатацію нові об'єкти – підстанції та високовольтні лінії;

б) наказ ректора ВНТУ № 254 від 2 жовтня 2019 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

## **2. Мета і призначення МКР**

а) мета – проектування електричної частини підстанції 330/110/10 кВ та дослідження конструктивних особливостей елегазових вимикачів;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

## **3. Джерела розробки**

Список використаних джерел розробки:

1. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С. С. Рокотяна и М. И. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.

2. Лежнюк П. Д. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.

3. ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения/ Держстандарт України.

## **4. Технічні вимоги до виконання МКР**

Передбачається спорудження підстанції у центральному регіоні України.

– технічне завдання: проектування підстанції 330/110/10 кВ. До ПС підходять дві ЛЕП-330 кВ довжиною  $l = 200$  км, навантаження району складає:  $P_{\max} = 150$  МВт,  $U_{1pнoм} = 110$  кВ; кількість ЛЕП-110 кВ:  $n = 4$  шт.;  $l = 40$  км,  $P_{\max 110} = 120$  МВт.  $U_{2pнoм} = 10$  кВ; кількість ЛЕП-10 кВ:  $n = 4$  шт.;  $l =$

12 км,  $P_{\max 10} = 13$  МВт.

– елементна база: електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на підстанції, українського та зарубіжного виробництва (“Південномаш”, “Рівненський завод високовольтної апаратури”, “ABB”, “Siemens” та ін.)

– конструктивне виконання: компоновку та головну схему підстанції виконують за типовими схемами

– показники технологічності: проектування ПС, монтаж та експлуатація електрообладнання мають виконуватися відповідно до вимог ПУЕ та ПТЕ.

– технічне обслуговування і ремонт: експлуатація, технічне обслуговування та ремонт обладнання буде здійснювати оперативний та ремонтний персонал підстанції.

– живлення об’єкта: для забезпечення надійного живлення споживачів власних потреб підстанції виконати проектування резервного живлення.

## 5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники роботи підстанції і на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність спорудження такої підстанції.

## 6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.09.19	05.09.19	формування технічного завдання
2	Техніко-економічне обґрунтування роботи	06.09.19	15.09.19	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Електротехнічна частина	16.09.19	19.10.19	розділ 2
4	Дослідження показників якості електроенергії	20.10.19	27.10.19	розділ 3
5	Розрахунок релейного захисту та автоматики підстанції	28.10.19	5.11.19	розділ 4
6	Розроблення заходів безпеки	06.11.19	15.11.19	розділ 5

	життєдіяльності та цивільного захисту			
7	Техніко-економічні розрахунки	16.11.19	21.11.19	розділ 6
8	Оформлення пояснювальної записки	22.11.19	29.11.19	пояснювальна записка
9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	30.11.19	05.12.19	плакати, презентація

### **7. Матеріали, що подаються до захисту МКР**

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук рецензента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами.

### **8. Порядок контролю виконання та захисту МКР**

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

### **9. Вимоги до оформлення МКР**

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційну роботу у Вінницькому національному технічному університеті (БДР (БД), ДП (ДР), МКР)», 2015р.

### **10. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом**

Відсутні.

**ДОДАТОК Б****Графічна частина**