

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

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

«_____» _____ 20____

Пояснювальна записка
до кваліфікаційної роботи
на здобуття освітнього ступеня «магістр»

**ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА АТОМНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ
ПОТУЖНІСТЮ 3320 МВт (3xВВЕР-440+2xВВЕР-1000) З
ДОСЛІДЖЕННЯМ ПИТАНЬ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТА ОБСЛУГОВУВАННЯ
СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ**

08-13.МКР.006.00.143 ПЗ

Виконав: студент 2 курсу ОППІ магістр,
групи ЕС-18м
галузь знань 14 «Електрична інженерія»
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
освітня програма «Електричні станції»
Залізник І.Ю. _____

Керівник: к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС
Нетребський В.В. _____
«_____» _____ 20____ р.

Рецензент: _____
«_____» _____ 20____ р.

Вінниця – 2019 року

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ	5
ВСТУП.....	7
РОЗДІЛ 1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУВАННЯ АЕС .9	
РОЗДІЛ 2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА.....	10
2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень	10
2.2 Вибір силового обладнання	15
2.4 Вибір схем ВРУ 750 та 330 кВ.....	22
2.5 Вибір схеми власних потреб станції	23
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання	25
2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму	40
2.8 Вибір комутаційної апаратури.....	44
2.9 Вибір струмоведучих частин	45
2.10 Вибір кабелів в РУВП-6 кВ.....	54
2.11 Вибір вимірювальних трансформаторів.....	55
2.12 Вибір засобів обмеження перенапруг, високочастотних загороджувачів та шунтових реакторів.....	60
2.13 Вибір акумуляторної батареї	61
2.14 Розрахунок грозозахисту ВРУ-750 кВ	64
2.15 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-750 кВ	66
РОЗДІЛ 3 ПРИЗНАЧЕННЯ ТА ПРИНЦИП РОБОТИ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ ТА АВТОТРАНСФОРМАТОРІВ.....	70
3.1 Призначення і принцип роботи силового трансформатора	70
РОЗДІЛ 4 ПОРЯДОК П ІДГОТОВКИ ТА ВКЛЮЧЕННЯ ТРАНСФОРМАТОРА	73
РОЗДІЛ 5 РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ.....	77
5.1 Перемикання без збудження	77
5.2 Регулювання під навантаженням	78
5.3 Особливості регулювання напруги в автотрансформаторах	82
РОЗДІЛ 6 КОНТРОЛЬ СТАНУ ТРАНСФОРМАТОРА ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ.....	85
6.1 Контроль режиму роботи.....	85
6.1.2 Тепловий режим трансформатора	86
6.1.3 Режим напруги трансформатора.....	87
6.2 Періодичні огляди	87
6.3 Контроль масла при експлуатації.....	90
6.3.1 Періодичність і обсяг випробувань масла в експлуатації	90
6.3.2 Випробування трансформаторного масла в експлуатації	91
РОЗДІЛ 7 РЕМОНТ ТРАНСФОРМАТОРІВ І АВТОТРАНСФОРМАТОРІВ	97
7.1 Ремонт активної частини трансформатора	98
7.1.1 Ремонт активної частини з демонтажем знімної частини бака.....	99
7.1.2 Ремонт активної частини трансформаторів, що мають баки не дзвонового типу.....	101

7.2 Ремонт основних зовнішніх вузлів трансформатора.....	101
7.2.1 Ремонт системи охолодження.....	101
7.2.2 Ремонт перемикаючих пристроїв	103
7.2.3 Ремонт введів.....	106
7.2.4 Ремонт розширювача.....	107
7.2.5 Ремонт повітреосушувача	110
7.2.6 Ремонт бака.....	111
7.3 Відновлення характеристик ізоляції після ремонту	111
7.3.1 Вимірювання і розрахунок характеристик ізоляції	112
7.3.2 Привклад розрахунку ізоляції після ремонту	114
7.4 Заключні роботи	116
РОЗДІЛ 8 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	118
8.1 Визначення кошторисної вартості проектованої електростанції	118
8.2 Визначення величини амортизаційних відрахувань	120
8.3 Визначення річного фонду заробітної плати	123
8.4 Витрати на паливо	126
8.5 Визначення собівартості відпущеної електроенергії	128
РОЗДІЛ 9 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ...	130
9.1 Задачі розділу	130
ВИСНОВКИ	139
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	141
ДОДАТКИ.....	144
Додаток А	145
Додаток Б.....	149
Додаток В	150
Додаток Г	152
Додаток Д	154
Додаток Е.....	157

АНОТАЦІЯ

Залізник Іван Юрійович «Електрична частина атомної електростанції потужністю 3320 МВт (3хВВЕР-440+2хВВЕР-1000) з дослідженням питань експлуатації та обслуговування силових трансформаторів». Магістерська дипломна робота. – Вінниця: ВНТУ. 2019. – 143 с. Бібліогр.: 30. Рис.: 29. Табл.: 33.

В даній магістерській роботі було розроблено проект атомної електростанції потужністю 3320 МВт, та проведено дослідження процесів обслуговування та експлуатації силових трансформаторів.

Спроектована головна схема електричних з'єднань, схеми ВРУ, обрано основне обладнання. А також розглянуто порядок проведення ремонтних робіт трансформатора і наведено приклад розрахунку опору ізоляції і тангенса кута діелектричних втрат існуючого трансформатора.

ANNOTATION

Zaliznyak Ivan "Electrical part of a nuclear power plant with a capacity of 3320 MW (3xVVER-440 + 2xVVER-1000) with the study of issues of operation and maintenance of power transformers". Master's thesis. - Vinnytsia: VNTU. 2019 - 143 p. Bibliogr .: 30. Fig .: 29. Tab .: 33.

In this master's thesis the project of a nuclear power plant with a capacity of 3320 MW was developed and the processes of maintenance and operation of power transformers were investigated.

The main circuit of the electrical connections, the circuit of the VRU is designed, the basic equipment is selected. The procedure of repairing the transformer is considered and an example of the calculation of the insulation resistance and the tangent of the dielectric loss angle of the existing transformer is given.

ВСТУП

Актуальність теми. Успішне функціонування атомної енергетики – одна з необхідних умов забезпечення національної безпеки країни.

Структура енергетичної бази України формувалася протягом багатьох десятиліть і визначалася енергетичною політикою колишнього СРСР та використанням єдиної енергетичної системи. Україна належала до енергодефіцитних республік, маючи змогу покрити свої потреби у вугіллі лише на 50 %, у нафті — на 10—12 %, у природному газі — на 20—25 %. Тому було взято курс на розвиток на її території атомної енергетики. Протягом 70—80-х років у республіці розгорнулося будівництво мережі АЕС.

Для України атомна енергетика є стратегічно важливим елементом енергозабезпечення: сьогоdnішній і прогнозований внесок її складає близько 50% електроенергії, що виробляється в країні.

Електрична енергія, що виробляється на електростанціях, при передачі до споживачів піддається багаторазовій трансформації підвищуючих та понижаючих трансформаторах. Тому потужність трансформаторів, що встановлюються в енергосистемах, перевищує встановлену потужність генераторів в 4-5 разів. На сьогоdnішній день понад 80 % електроенергії, що виробляється на електростанціях СНД, на шляху до шин споживачів 0,4-10 кВ піддається від однієї до восьми трансформацій. При цьому усі трансформатори потребують постійного обслуговування, та особливих умов експлуатації. Під час експлуатації потрібно проводити постійний контроль: температури, стану масла, показників напруги та інших параметрів.

Окрім цього кожен трансформатор має свій термін нормальної експлуатації. По закінченню цього терміну, або при випадках не передбачених умовами нормальної роботи, виконуються поточні та капітальні ремонти. Вони застосовуються для відновлення пошкоджених трансформаторів і продовження їх часу служби.

Всі ці операції дозволяють продовжити час експлуатації, і дають можливість економії оскільки на даний момент нові трансформатори є дуже дорогими.

Отже, дослідження засобів трансформації електричної енергії, оптимізація їх експлуатації і обслуговування є **актуальною науково-прикладною задачею**.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської роботи є проектування АЕС потужністю 3200 МВт та аналіз існуючих методів діагностики силових трансформаторів.

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

–дослідження існуючих методів, що використовуються при проектуванні електростанцій;

–проектування головної схеми електричних з'єднань АЕС;

– аналіз існуючих методів контролю стану силових трансформаторів в експлуатації;

– аналіз існуючих засобів перевірки та контроль стану силових трансформаторів в експлуатації

–розрахунок основних техніко-економічних показників АЕС.

Об'єктом дослідження магістерської роботи є електрична частина електричних станцій.

Предметом дослідження є методи і засоби проектування електростанцій та аналіз методів діагностики силових трансформаторів.

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

Наукова новизна отриманих результатів полягає у проектуванні електричної частини АЕС, та у підтвердженні перспектив покращення системи обслуговування силових трансформаторів.

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

РОЗДІЛ 1

ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУВАННЯ АЕС

З 15-ти робочих енергоблоків станом на початок 2019 року, дванадцять енергоблоків України були збудовані за СРСР, ще три були запуснені після його розвалу, в 1995-му та 2004-х роках. Таким чином усі енергоблоки, в країні відносяться до типу ВВЕР, 2—ВВЕР-440 і 13 — ВВЕР-1000.

Майже у всіх працюючих енергоблоків України закінчується проектний термін експлуатації, а деякі з них його вичерпали і вийшли на продовжений термін служби.

Вже у найближчі 5 років закінчується продовжений термін служби трьох енергоблоків, а саме:

- 1 енергоблок Запорізької АЕС, термін закінчення 23.12.2025.
- 1 енергоблок Южноукраїнської АЕС, термін закінчення 02.12.2023.
- 2 енергоблок Южноукраїнської АЕС, термін закінчення 31.12.2025

Якщо не розпочинати будівництво нових енергоблоків найближчим часом, Україна може стикнутись з дефіцитом електроенергії, яку прийдеться перекривати більш дорогими джерелами.

Недостача генерації загрожує великими фінансовими збитками у разі закупки електроенергії з інших країн, або в найгіршому випадку розвалом енергосистеми в цілому.

Атомна енергетика має велику перспективу, оскільки має низьку собівартість виробленої електроенергії, та може забезпечити енергетичну незалежність нашої держави.

Таким чином, спорудження сучасної АЕС потужністю 3200 МВт значно покращить стан не тільки енергетики в цілому, а й економіки і промисловості яка цю електроенергію споживає.

РОЗДІЛ 2

ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень

Режими роботи електричної станції (ЕС) задаються графіками електричних та теплових навантажень району, який обслуговується. Їх потужність повинна забезпечити покриття графіків навантажень з урахуванням втрат потужності на передачу та витрат на власні потреби станції.

При розрахунку графіків навантажень відносну величину постійних та змінних втрат приймаємо [2]:

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

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

Постійні втрати в мережах району та системи розраховуються за формулами:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{1p} &= \Delta P'_{1*} \cdot P_{p\max}; \\ \Delta P_{1c} &= \Delta P''_{1*} \cdot P_{c\max}; \end{aligned} \right\} \quad (2.1)$$

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 600 = 6,0 \text{ (МВт)}.$$

$$\Delta P_{1c} = 0,02 \cdot 2000 = 40,0 \text{ (МВт)}.$$

Змінні втрати в будь-який час доби:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{2pt} &= \Delta P'_2 \cdot \frac{P_{pt}^2}{P_{p\max}}; \\ \Delta P_{2ct} &= \Delta P''_2 \cdot \frac{P_{ct}^2}{P_{c\max}}; \end{aligned} \right\} \quad (2.2)$$

$$\Delta P_{2p1} = 0,06 \cdot \frac{510^2}{600} = 26,01 \text{ (МВт)},$$

$$\Delta P_{2c1} = 0,14 \cdot \frac{1800^2}{2000} = 226,8 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, яка видається до шин РУ різних напруг:

$$\left. \begin{aligned} P_{\text{р.видт}} &= P_{\text{pt}} + \Delta P_{1\text{p}} + \Delta P_{2\text{pt}}; \\ P_{\text{с.видт}} &= P_{\text{ct}} + \Delta P_{1\text{c}} + \Delta P_{2\text{ct}}; \end{aligned} \right\} \quad (2.3)$$

$$P_{\text{р.видт}} = 510 + 6,0 + 26,01 = 542,01 \text{ (МВт)}.$$

$$P_{\text{с.видт}} = 1800 + 40 + 226,8 = 2066,8 \text{ (МВт)}.$$

Сумарна потужність, що віддається з шин станції:

$$P_{\text{видт,t}} = P_{\text{р.видт}} + \Delta P_{\text{с.видт}}, \quad (2.4)$$

$$P_{\text{видт,t}} = 542,01 + 2066,8 = 2608,81 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, що віддається на власні потреби станції:

$$P_{\text{ВП,t}} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{\text{видт,t}}}{P_{\text{вст}}} \right) \cdot \frac{P'_{\text{ВП}} \cdot P_{\text{видт,max}}}{100}, \quad (2.5)$$

$$P_{\text{ВП1}} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{2608,81}{3320} \right) \frac{7 \cdot 2962}{100} = 180,69 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, що виробляється станцією:

$$P_{\text{вир,t}} = P_{\text{видт,t}} + P_{\text{впт}}, \quad (2.6)$$

$$P_{\text{вир,t}} = 2608,81 + 180,69 = 2789,5 \text{ (МВт)}.$$

За наведеним алгоритмом розраховуються графіки електричних навантажень для зимової та літньої доби. Дані розрахунку зводяться в таблицю 2.1.

За даними розрахунку будуємо добові графіки навантаження для зими та літа ($P_{\text{р.видт,t}}$, $P_{\text{с.видт,t}}$, $P_{\text{вир,t}}$) і річний графік за тривалістю ($P_{\text{вир,p}}$) (таблиця 2.2).

Використовуючи річний графік за тривалістю, визначаємо техніко-економічні

показники роботи станції (таблиця 2.3).

Таблиця 2.1 – Дані розрахунків графіків електричних навантажень

Дані для побудови графіків електричних навантажень	Час доби	0-4	4-6	6-11	11-15	15-18	18-20	20-22	22-24
Навантаження місцевого району, %	Зима	85	85	100	90	97	93	83	83
	Літо	80	80	95	85	90	88	78	78
Навантаження місцевого району, МВт	Зима	510	510	600	540	582	558	498	498
	Літо	480	480	570	510	540	528	468	468
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Зима	6	6	6	6	6	6	6	6
	Літо	6	6	6	6	6	6	6	6
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Зима	26,01	26,01	36,00	29,16	33,87	31,14	24,80	24,80
	Літо	23,04	23,04	32,49	26,01	29,16	27,88	21,90	21,90
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	Зима	542,01	542,01	642,00	575,16	621,87	595,14	528,80	528,80
	Літо	509,04	509,04	608,49	542,01	575,16	561,88	495,90	495,90
Потужність, що віддається в систему, %	Зима	90	95	100	100	95	95	95	95
	Літо	85	90	95	95	90	90	90	90
Потужність, що віддається в систему, МВт	Зима	1800	1900	2000	2000	1900	1900	1900	1900
	Літо	1700	1800	1900	1900	1800	1800	1800	1800
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	Зима	40	40	40	40	40	40	40	40
	Літо	40	40	40	40	40	40	40	40
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	Зима	226,80	252,70	280,00	280,00	252,70	252,70	252,70	252,70
	Літо	202,30	226,80	252,70	252,70	226,80	226,80	226,80	226,80
Потужність, що віддається в шини (РУ)	Зима	2066,80	2192,70	2320,00	2320,00	2192,70	2192,70	2192,70	2192,70
	Літо	1942,30	2066,80	2192,70	2192,70	2066,80	2066,80	2066,80	2066,80
Сумарна потужність, що віддається з шин станцій, МВт	Зима	2608,81	2734,71	2962,00	2895,16	2814,57	2787,84	2721,50	2721,50
	Літо	2451,34	2575,84	2801,19	2734,71	2641,96	2628,68	2562,70	2562,70
Витрати на власні потреби, МВт	Зима	180,69	185,41	193,93	191,42	188,40	187,40	184,91	184,91
	Літо	174,79	179,46	187,90	185,41	181,93	181,44	178,96	178,96
Потужність, що виробляється генераторами ЕС, МВт	Зима	2789,50	2920,12	3155,93	3086,58	3002,97	2975,24	2906,41	2906,41
	Літо	2626,13	2755,30	2989,09	2920,12	2823,89	2810,11	2741,67	2741,67

Примітки:

а) тривалість зими та літа: $t_z = 183$ доби, $t_l = 182$ доби;

б) максимальне навантаження власних потреб $P'_{ВП} = 7\%$;

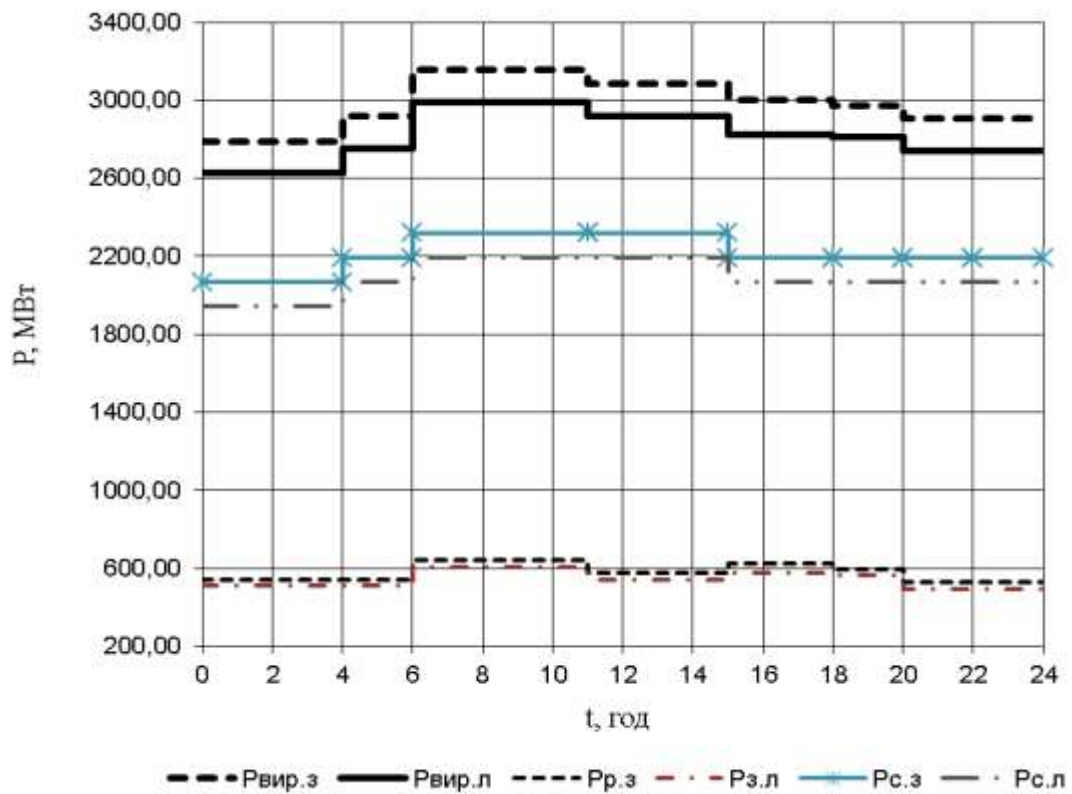
в) коефіцієнт попиту $K_{п} = 0,8$.

Таблиця 2.2 – Річний графік за тривалістю навантаження

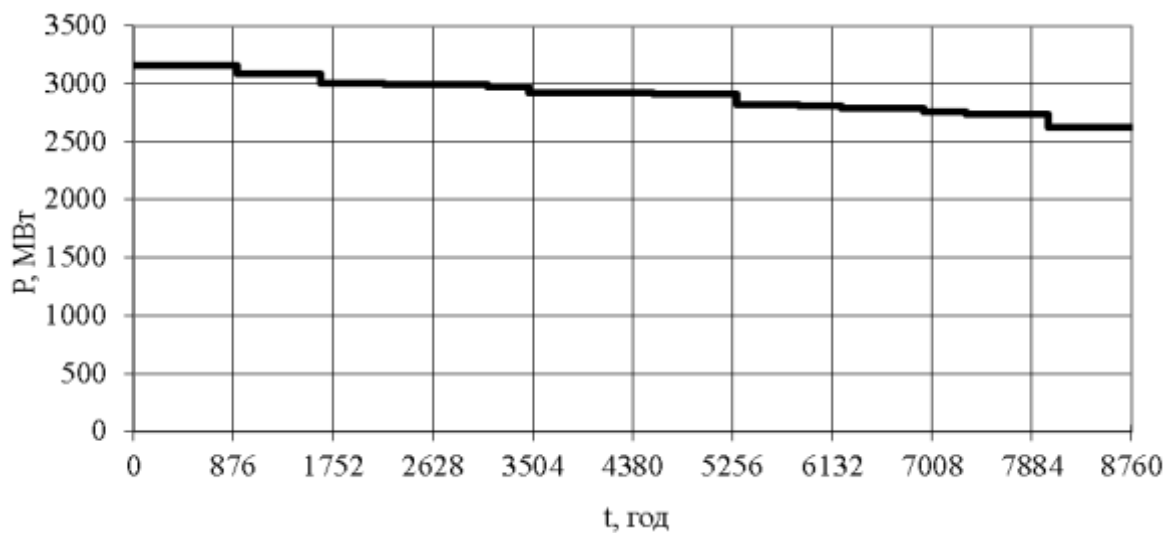
P, МВт	3155,93	3086,58	3002,97	2989,09	2975,24	2920,12	2920,12	2906,41
t, год	732	549	910	366	366	728	366	732
t _Σ , год	915	1647	2196	3106	3472	3838	4566	4932
P, МВт	2906,41	2823,89	2810,11	2789,50	2755,30	2741,67	2741,67	2626,13
t, год	366	546	364	732	364	364	364	728
t _Σ , год	5298	5844	6208	6940	7304	7668	8032	8760

Таблиця 2.3 – Техніко-економічні показники роботи станції

Показник	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	P_{\max}	3155,93
Річний виробіток електроенергії, МВт·год.	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}t_i} \cdot t_i$	25444118,62
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{\text{вст}}$	3320
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{\text{ср}} = \frac{E_p}{8760}$	2904,58
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_z = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\max}}$	0,92
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_v = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{вст}}}$	0,87
Число годин використання максимального навантаження, год.	$T_{\max} = \frac{E_p}{P_{\max}}$	8062,33
Число годин використання встановленої потужності, год.	$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}}$	7663,89
Коефіцієнт резерву	$k_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\max}}$	1,05
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{\text{ВПр}} = \sum_{i=1}^m P_{\text{ВП}t_i} \cdot t_i$	1619262,55
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	$E_{\text{вид.р}} = E_p - E_{\text{ВПр}}$	23824856,07
Час максимальних втрат електроенергії, год.	$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760$	7580



а) добові графіки електричних навантажень;



б) річний графік за тривалістю навантаження

Рисунок 2.1 – Графіки електричних навантажень станції

2.2 Вибір силового обладнання

Таблиця 2.4 – Технічні характеристики турбогенераторів

Параметр	Числове значення	
	Турбогенератор ТВВ-220-2ЕУ3	Турбогенератор ТВВ-1000-2У3
$n_{НОМ}$, об/хв	3000	3000
$S_{НОМ}$, МВА	258,3	1111
$P_{НОМ}$, МВт	220	1000
$U_{НОМ}$, кВ	15,75	24
$\cos\varphi_{НОМ}$	0,85	0,9
$I_{НОМ}$, кА	8,625	26,73
Схема з'єднань обмотки статора	У	УУ
Система збудження:	ТН	БЩ
- $U_{fНОМ}$, В	316	428
- I_{fx} , А	1025	7580
- $I_{fНОМ}$, А	2680	2200
ВКЗ	0,57	–
Опори, в.о.: X''_d	0,1906	0,269
X'_d	0,275	0,382
X_d	1,88	2,82
X_2	0,232	0,328
X_0	0,086	0,142
Опори при 15 °С, Ом		
– обмотка статора	0,00154	–
– обмотка ротора	0,0878	0,0496

Таблиця 2.5 – Технічні характеристики реакторів

Параметр	ВВЕР-440	ВВЕР-1000
$P_{НОМ}$, МВт	440 (2×220)	1000
ККД, %	32	32
Параметри пари:		
— p , МПа	12,3	15,7
— t , °С	268	289
Кількість ГЦН	6	4
Число петель	6	4

2.3 Вибір структурної схеми станції

Визначимо кількість ЛЕП:

$$n = P'_{\max} / P_{\text{гр.}} + 1, \quad (2.7)$$

де P'_{\max} – максимальна потужність, яка видається в район або в систему з врахуванням втрат потужності, МВт;

$P_{\text{гр.}}$ – гранична потужність ЛЕП, МВт (табл. 2.1 [2]).

$$n_{750} = 2320/2200 + 1 = 2,05 \approx 3 \text{ шт.};$$

$$n_{330} = 642/400 + 1 = 2,6 \approx 3 \text{ шт.}$$

Розрахункова потужність робочих трансформаторів власних потреб (ТВП) [2]:

$$S_{\text{ТВП,розр.}} = P_{\text{ВП}}' / 100 \cdot K_{\text{п}} \cdot P_{\text{Г.НОМ}}, \quad (2.8)$$

де $P_{\text{ВП}}' = 7\%$ – максимальне навантаження власних потреб (таблиця 1.2 [2]);

$K_{\text{п}} = 0,8$ – коефіцієнт попиту;

$P_{\text{Г.НОМ}}$ – номінальна потужність генератора, МВт.

$$S_{\text{ТВП,розр.}}^{1000} = 7/100 \cdot 0,8 \cdot 1000 = 56 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{ТВП,розр.}}^{220} = 7/100 \cdot 0,8 \cdot 220 = 12,32 \text{ МВА.}$$

Розрахункова потужність пускорезервного трансформатора власних потреб:

$$S_{\text{TR розр.}} = S_{\text{ТВП,розр.макс}}, \quad (2.9)$$

$$S_{\text{TR розр.}} = 56 \text{ МВА.}$$

Згідно вимог щодо проектування АЕС ТВП повинні бути з розщепленою обмоткою НН та мати пристрій РПН оскільки потужність генераторів більше 160 МВт.

Розрахункова потужність блочних трансформаторів:

$$\begin{aligned}
 S_{\text{БТ. розр.}} &= S_{\text{T}} - S_{\text{ВП.мак}}; & (2.10) \\
 S_{\text{БТ1. розр}} &= 1111 - 56 = 1055 \text{ МВА}; \\
 S_{\text{БТ2. розр}} = S_{\text{БТ4. розр}} &= 2(258,3 - 12,32) = 492 \text{ МВА}; \\
 S_{\text{БТ3. розр}} &= 258,3 - 12,32 = 246 \text{ МВА}.
 \end{aligned}$$

Намічаємо два варіанти структурної схеми станції (рисунок 2.2).

Визначаємо перетоки потужності через автотрансформатор зв'язку [2]:

а) максимальний режим:

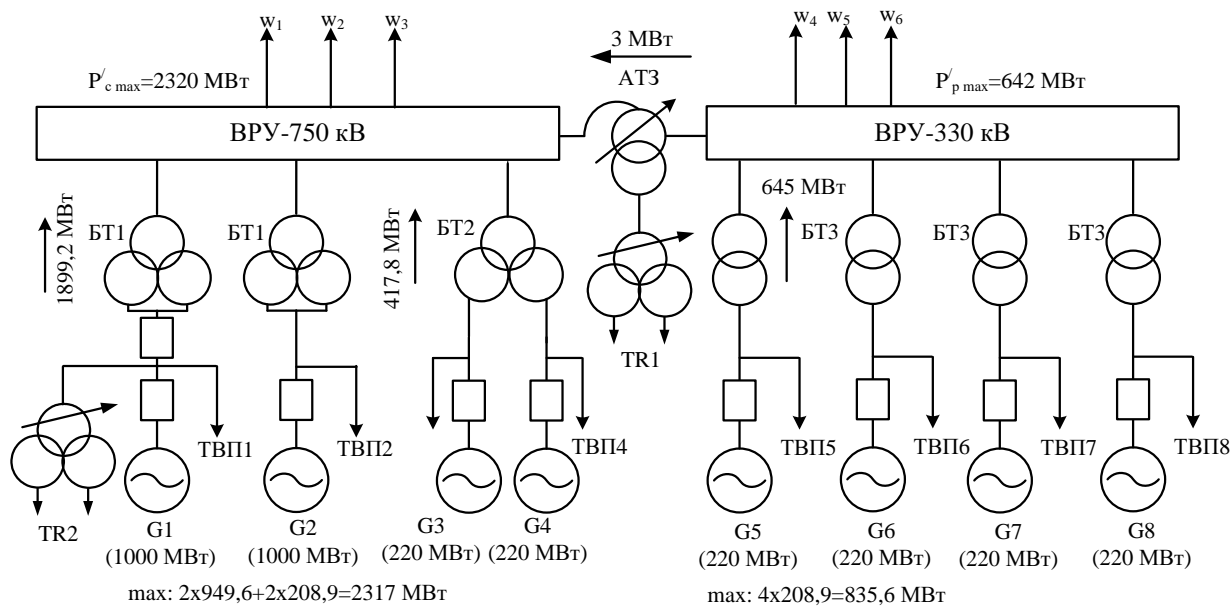
$$\begin{aligned}
 S_{\text{мак}} &= S_{\text{Г.вст}} - S_{\text{ВП.мак}} - S_{\text{р.мак}}; & (2.11) \\
 S_{\text{мак}} &= 4(258,2 - 12,32) - \frac{642}{0,85} = 228,7 \text{ (МВА)};
 \end{aligned}$$

б) мінімальний режим:

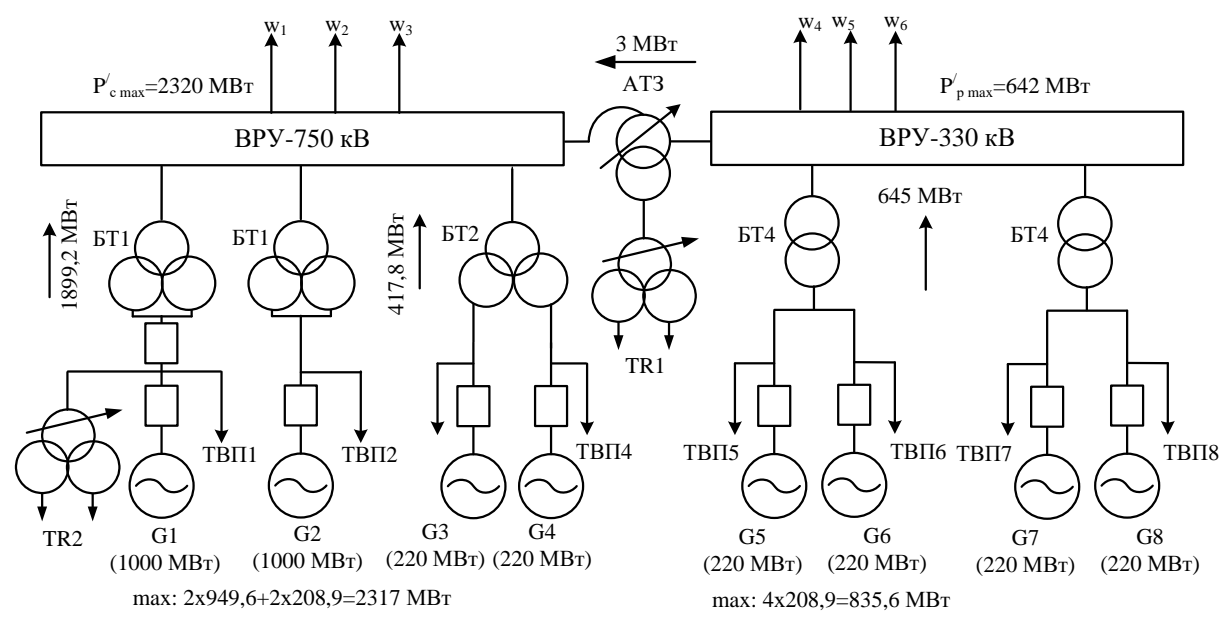
$$\begin{aligned}
 S_{\text{мін}} &= S_{\text{Г.вст}} - S_{\text{ВП.мак}} - S_{\text{р.мін}}; & (2.12) \\
 S_{\text{мін}} &= 4(258,2 - 12,32) - \frac{495,9}{0,85} = 400,1 \text{ (МВА)};
 \end{aligned}$$

в) аварійний режим:

$$\begin{aligned}
 S_{\text{ав}} &= S_{\text{Г.вст-1}} - S_{\text{ВП.мак}} - S_{\text{р.мак}}; \\
 S_{\text{ав}} &= 3(258,2 - 12,32) - \frac{642}{0,85} = -17,3 \text{ (МВА)}.
 \end{aligned}$$



а) 1 вариант



б) 2 вариант

Рисунок 2.2 – Варианты структурной схемы АЭС

Встановлюємо одну групу з трьох однофазних автотрансформаторів типу АОДЦТН-333000/750/330 [3]:

$$S_{\text{НОМ}} = 333 \text{ МВА}; U_{\text{ВН}} = 750/\sqrt{3} \text{ кВ}; U_{\text{СН}} = 330/\sqrt{3} \text{ кВ}; U_{\text{НН}} = 15,75 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{кВС}} = 10 \% ; U_{\text{кВН}} = 28 \% ; U_{\text{кСН}} = 17 \% ; \Delta P_x = 217 \text{ кВт}; \Delta P_k = 580 \text{ кВт}; I_x = 0,35 \% ;$$

$$S_{\text{НОМНН}} = 120 \text{ МВА}.$$

Технічні характеристики трансформаторів наведено в таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 – Технічні характеристики трансформаторів

Позна-чення	Тип трансформатора	$S_{\text{НОМ}}$, МВА	$U_{\text{НОМ}}$, кВ;	U_k , %	ΔP_x кВт	$\Delta P_{\text{кз}}$ кВт	I_x , %	n, шт
БТ1	ОРЦ-417000/750	417	$\frac{787/\sqrt{3}}{24-24}$	14	320	800	0,35	2/2
БТ2	ОРЦ-533000/750	533	$\frac{787/\sqrt{3}}{15,75-15,75}$	14	320	800	0,35	1/1
БТ3	ТДЦ-250000/330	250	$\frac{347}{15,75}$	11	214	605	0,5	4/0
БТ4	ТЦ-630000/330-71У1	630	$\frac{347}{15,75}$	11	345	1300	0,35	0/2
ТВП 1,2	ТРДНС-63000/35	63	$\frac{24}{6,3-6,3}$	12,7	50	250	0,45	1/1
ТВП 3-8	ТРДНС-25000/35	25	$\frac{15,75}{6,3-6,3}$	10,5	25	115	0,65	4/4
ТР1	ТРДНС-63000/35	63	$\frac{15,75}{6,3-6,3}$	12,7	50	250	0,45	1/1
ТР2	ТРДНС-63000/35	63	$\frac{24}{6,3-6,3}$	12,7	50	250	0,45	1/1

Приведенні затрати [2, 4, 6]:

$$Z = p_H \cdot K + U = p_H \cdot K + \frac{a}{100} \cdot K + B\Delta W, \quad (2.13)$$

де $p_H = 0,12$ – нормований коефіцієнт ефективності капіталовкладень;

K – капіталовкладення в електроустановку, тис. грн.;

U – щорічні експлуатаційні витрати, тис. грн. ;

a – норма відрахувань на амортизацію та обслуговування, %;

$B = 20$ коп./кВт·год – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії;

ΔW – річні витрати електроенергії працюючих трансформаторів, кВт·год.

$$\Delta W = n \cdot \Delta P_x \cdot 8760 + \frac{1}{n} \Delta P_{кз} \left(\frac{S_{\max}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (2.14)$$

де n — число паралельно працюючих трансформаторів.

Таблиця 2.7 – Капіталовкладення в електроустановку

Обладнання	Кількість, шт. (1в./2в.)	Вартість одиниці, тис.грн.	Капіталовкладення	
			1 варіант	2 варіант
БТ1	2/2	44700	89400	89400
БТ2	1/1	39800	39800	39800
БТ3	4/0	8250	33000	0
БТ4	0/2	16300	0	32600
АТ3	1/1	42500	42500	42500
Вимикачі:				
750 кВ (схема 3/2)	11/11	40000	440000	440000
330 кВ (схема 3/2)	12/9	8500	102000	76500
генераторні	9/9	500	4500	4500
Разом:			751200	725300

Примітка: для ВРУ-750 кВ та ВРУ-330 кВ намічаємо схеми «3/2».

Визначимо втрати електроенергії в трансформаторах:

$$\Delta W_1 = \Delta W_{\text{БТ1}} + \Delta W_{\text{БТ2}} + \Delta W_{\text{БТ3}} + \Delta W_{\text{АТ}};$$

$$\begin{aligned} \Delta W_1 = & \left[2 \cdot 3 \cdot 320 \cdot 8760 + \frac{3}{1} \cdot 800 \cdot \left(\frac{2110,2}{417} \right)^2 \cdot 7580 \right] + \\ & + \left[1 \cdot 3 \cdot 320 \cdot 8760 + \frac{3}{1} \cdot 800 \cdot \left(\frac{491,5}{533} \right)^2 \cdot 7580 \right] + \\ & + \left[4 \cdot 214 \cdot 8760 + \frac{1}{4} \cdot 605 \cdot \left(\frac{758,8}{250} \right)^2 \cdot 7580 \right] + \\ & + \left[3 \cdot 217 \cdot 8760 + \frac{3}{1} \cdot 580 \cdot \left(\frac{3,33}{333} \right)^2 \cdot 7580 \right] = 297392737,64 \text{ (кВт} \cdot \text{год)}. \end{aligned}$$

$$\Delta W_2 = \Delta W_{\text{BT1}} + \Delta W_{\text{BT2}} + \Delta W_{\text{BT4}} + \Delta W_{\text{AT}};$$

$$\begin{aligned} \Delta W_2 = & \left[2 \cdot 3 \cdot 320 \cdot 8760 + \frac{3}{1} \cdot 800 \cdot \left(\frac{2110,2}{417} \right)^2 \cdot 7580 \right] + \\ & + \left[1 \cdot 3 \cdot 320 \cdot 8760 + \frac{3}{1} \cdot 800 \cdot \left(\frac{491,5}{533} \right)^2 \cdot 7580 \right] + \\ & + \left[2 \cdot 345 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 1300 \cdot \left(\frac{758,8}{630} \right)^2 \cdot 7580 \right] + \\ & + \left[3 \cdot 217 \cdot 8760 + \frac{3}{1} \cdot 580 \cdot \left(\frac{3,33}{333} \right)^2 \cdot 7580 \right] = 292524278,58 \text{ (кВт} \cdot \text{год)}. \end{aligned}$$

Щорічні експлуатаційні витрати:

$$U_1 = 0,084 \cdot 751200 + 20 \cdot 10^{-5} \cdot 297392737,64 = 122579,35 \text{ (тис.грн.)}$$

$$U_2 = 0,084 \cdot 725300 + 20 \cdot 10^{-5} \cdot 292524278,58 = 119430,06 \text{ (тис.грн.)}$$

Приведенні затрати:

$$Z_1 = 0,12 \cdot 751200 + 122579,35 = 212723,35 \text{ (тис.грн.);}$$

$$Z_2 = 0,12 \cdot 725300 + 119430,06 = 206466,06 \text{ (тис.грн.)}$$

$\Delta Z = 2,99 \% < 5\%$, отже варіанти рівно економічні. Остаточо приймаємо I варіант структурної схеми станції, оскільки вона зручніша в експлуатації.

2.4 Вибір схем ВРУ 750 та 330 кВ

Для ВРУ-330 кВ і ВРУ-750 кВ, згідно рекомендацій [2, 4], приймаємо схему “дві системи збірних шин з трьома вимикачами на два приєднання (3/2)” (рис. 2.3, 2.4).

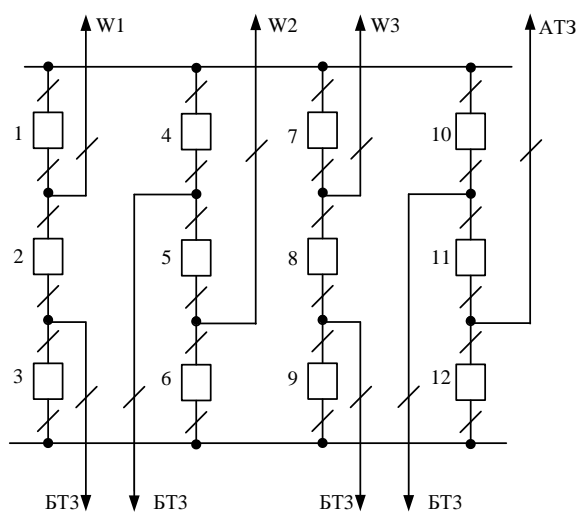


Рисунок 2.3 – Схема ВРУ-330 кВ

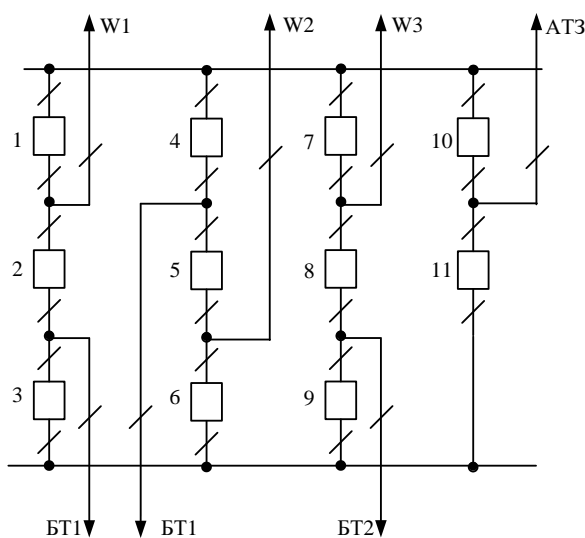


Рисунок 2.4 – Схема ВРУ-750 кВ

2.5 Вибір схеми власних потреб станції

Для електропостачання споживачів ВП сучасних АЕС використовують дві напруги: 6 та 0,4 кВ. Напруга 6 кВ використовується для живлення електродвигунів потужністю ≥ 200 кВт, а також трансформаторів 6/0,4 та 6/0,23 кВ.

На АЕС для живлення механізмів ВП передбачають такі основні мережі:

а) мережа 6 кВ змінного струму для живлення електродвигунів потужністю ≥ 200 кВт, а також трансформаторів 6/0,4 та 6/0,23 кВ;

б) мережа 380/220 В змінного струму для живлення ЕД потужністю до 200 кВт, освітлення та інших навантажень;

в) мережі 380/220 В і 55 В змінного струму з ізольованою нейтраллю для живлення електрообігрівання обладнання та трубопроводів I та II контурів;

г) мережа надійного живлення 380-220 В змінного та постійного струму 220 В для живлення споживачів I категорії надійності;

д) мережа надійного живлення 6 кВ та 380/220 В змінного струму для живлення споживачів II категорії надійності.

В системі ВП на всіх напругах використовують одиничну секціоновану систему збірних шин. Робоче живлення електроприймачів одного елемента здійснюється за блочним принципом на напрузі 6 та 0,4 кВ від одного первинного джерела, а резервне – від іншого.

Збірні шини 6 кВ розподіляються на секції, кількість яких залежить від кількості ГЦН на енергетичний реактор, допустимої кількості ГЦН, які одночасно від'єднуються без спрацювання АЗР, а також від кількості та потужності робочих ТВП. На енергетичний реактор повинно бути не менше двох секцій 6 кВ, кожна з яких приєднується до робочого джерела через свій вимикач. Робочі трансформатори приєднують до відгалуження від генератора.

Схема живлення ВП блоку з реактором ВВЕР-1000 наведена на рисунку 2.5.

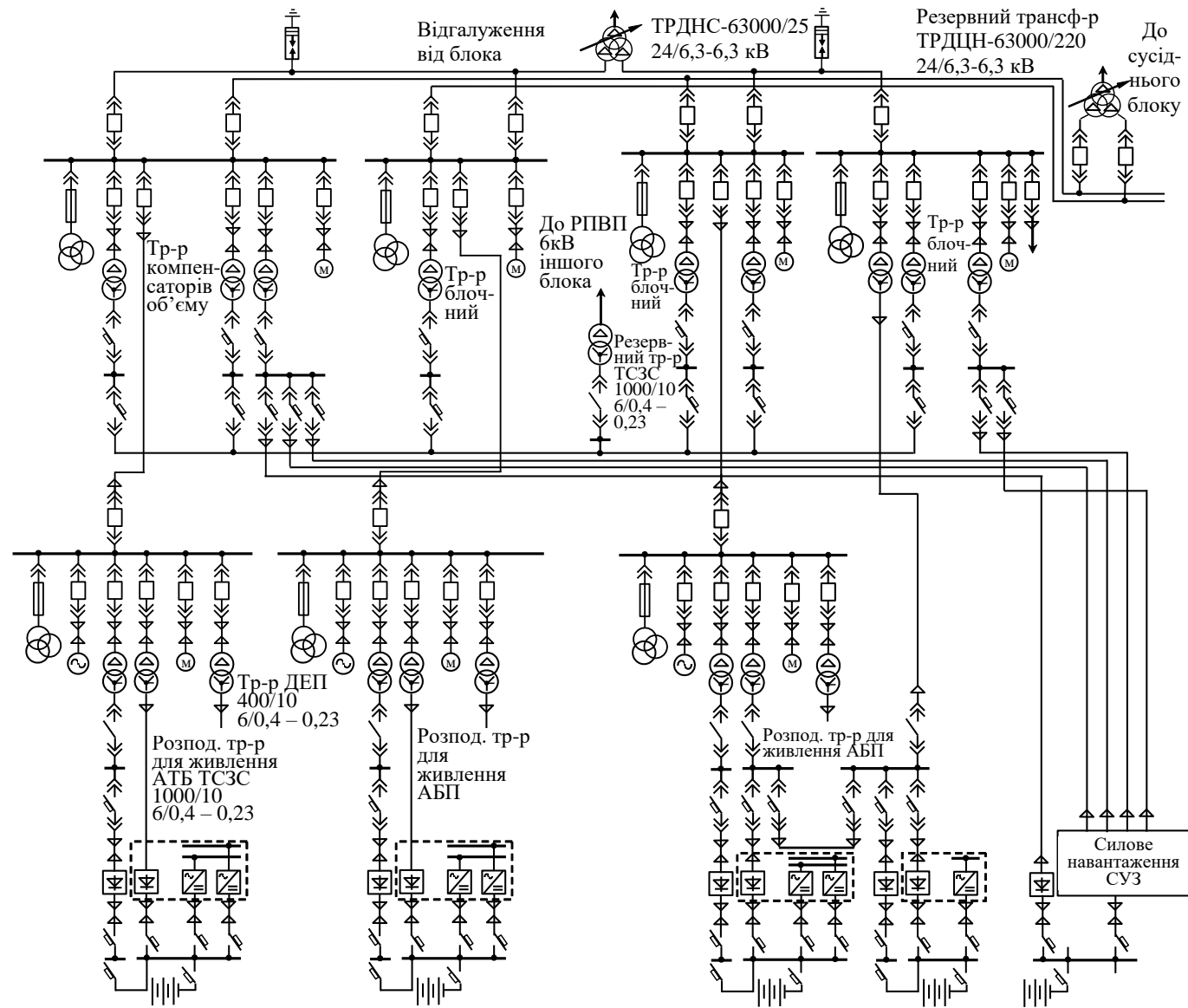


Рисунок 2.5 – Схема електропостачання ВП блока з реактором ВВЕР-1000

2.6 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів КЗ проводимо у відносних одиницях. Для цього задаємося базисними величинами: $S_6=1000$ МВт, $U_6=U_{\text{сер.ном}}$.

Складаємо заступну схему електроустановки (рисунок 2.6) та визначаємо параметри її елементів [2, 4].

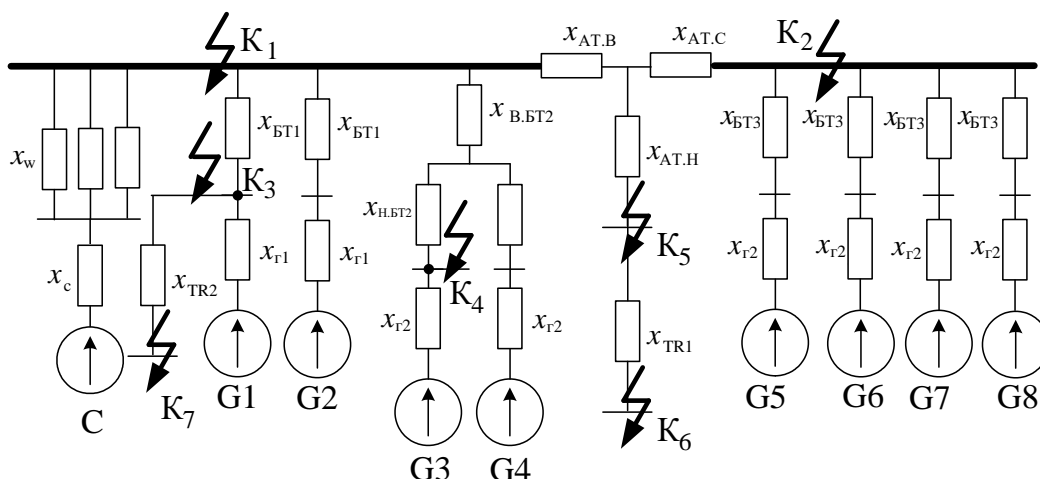


Рисунок 2.6 – Заступна схема електроустановки

Визначимо параметри елементів заступної схеми:

– генератор:

$$x_{\Gamma} = x_d // \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}}; \quad (2.19)$$

$$x_{\Gamma 1} = 0,269 \cdot \frac{1000}{1111} = 0,24;$$

$$x_{\Gamma 2} = 0,1906 \cdot \frac{1000}{258,3} = 0,74;$$

– ЛЕП-750 кВ:

$$x_w = x_{\text{ПИТ}} \cdot 1 \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2}; \quad (2.20)$$

$$x_w = 0,28 \cdot 1200 \cdot \frac{1000}{770^2} = 0,57;$$

– система:

$$x_c = x_{*c.HOM} \cdot \frac{S_6}{S_{*HOM}}; \quad (2.21)$$

$$x_c = 0,26 \cdot \frac{1000}{17500} = 0,015;$$

– блочні трансформатори БТ1 та БТ3:

$$x_{BT} = \frac{u_K}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{T.HOM}}; \quad (2.22)$$

$$x_{BT1} = \frac{14}{100} \cdot \frac{1000}{3 \cdot 417} = 0,112;$$

$$x_{BT3} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{250} = 0,44;$$

БТ2:

$$x_{B.BT} = 0;$$

$$x_{H.BT} = \frac{2 \cdot u_K}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{T.HOM}};$$

$$x_{H.BT2} = \frac{2 \cdot 14}{100} \cdot \frac{1000}{3 \cdot 533} = 0,18;$$

– АТ3:

$$\begin{aligned} x_{AT.B} &= \frac{u_{KB\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{T.HOM}}; \\ x_{AT.C} &= \frac{u_{KC\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{T.HOM}}; \\ x_{AT.H} &= \frac{u_{KH\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{T.HOM}}; \end{aligned} \quad (2.23)$$

$$\begin{aligned} u_{KB\%} &= 0,5 \cdot (u_{KB-H\%} + u_{KB-C\%} - u_{KC-H\%}); \\ u_{KC\%} &= 0,5 \cdot (u_{KB-C\%} + u_{KC-H\%} - u_{KB-H\%}); \\ u_{KH\%} &= 0,5 \cdot (u_{KB-H\%} + u_{KC-H\%} - u_{KB-C\%}). \end{aligned} \quad (2.24)$$

$$u_{KB\%} = 0,5 \cdot (28 + 10 - 17) = 10,5 \%;$$

$$u_{KC\%} = 0,5 \cdot (10 + 17 - 28) = -0,5 = 0\%;$$

$$u_{KH\%} = 0,5 \cdot (28 + 17 - 10) = 17,5 \%$$

$$x_{AT.B} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{3 \cdot 333} = 0,105;$$

$$x_{AT.C} = 0;$$

$$x_{AT.H} = \frac{17,5}{100} \cdot \frac{1000}{3 \cdot 333} = 0,175.$$

– Пускорезервный трансформатор з розщепленою обмоткою:

$$x_{TR} = \frac{1,875 u_K}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ.Т}}, \quad (2.25)$$

$$x_{TR1} = x_{TR2} = \frac{1,875 \cdot 12,7}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 3,8.$$

Спростимо заступну схему (рисунок 2.7).

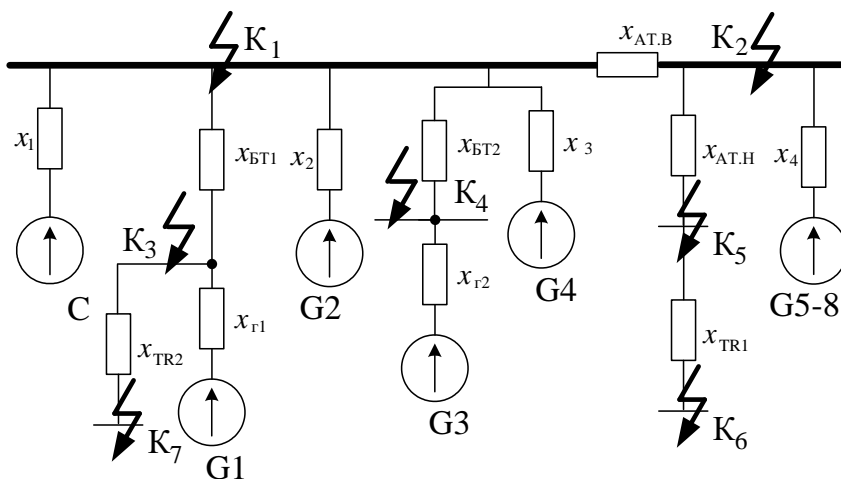


Рисунок 2.7 – Спрощена заступна схема електроустановки

$$x_1 = x_w / 3 + x_C;$$

$$x_1 = 0,57/3 + 0,015 = 0,21;$$

$$x_2 = x_{Г1} + x_{БТ1};$$

$$x_2 = 0,24 + 0,112 = 0,352;$$

$$\begin{aligned}
 x_3 &= x_{r2} + x_{H.BT2}; \\
 x_3 &= 0,74 + 0,18 = 0,92; \\
 x_4 &= \frac{x_{BT3} + x_{r2}}{4}; \\
 x_4 &= \frac{0,44 + 0,74}{4} = 0,3.
 \end{aligned}$$

Базовий струм [2, 5]:

$$I_{6i} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot S_{сер.ном}}; \quad (2.26)$$

$$\begin{aligned}
 I_{61} &= 1000 / (\sqrt{3} \cdot 770) = 0,75 \text{ кА}; \\
 I_{62} &= 1000 / (\sqrt{3} \cdot 340) = 1,7 \text{ кА}; \\
 I_{63} &= 1000 / (\sqrt{3} \cdot 24) = 24,06 \text{ кА}; \\
 I_{64} = I_{65} &= 1000 / (\sqrt{3} \cdot 15,75) = 36,7 \text{ кА}; \\
 I_{66} = I_{67} &= 1000 / (\sqrt{3} \cdot 6,3) = 91,64 \text{ кА}.
 \end{aligned}$$

Початкове значення періодичної складової струму КЗ:

$$I_{по} = \frac{E_*''}{x_{*рез.}} \cdot I_{6i}; \quad (2.27)$$

де E_*'' – для генераторів: 1,13;

E_*'' – для енергосистеми та власних потреб: 1;

$x_{*рез.}$ – результуючий опір кола КЗ, в.о.

Визначимо складові струмів КЗ [2]:

– періодичну:

$$I_{пт} = \gamma_{пт} \cdot I_{по}; \quad (2.28)$$

– аперіодичну:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot e^{-\tau/T_a}; \quad (2.29)$$

– ударний струм:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot K_y; \quad (2.30)$$

де $\tau = t_{ВВ} + 0,01$;

$t_{ВВ}$ – власний час вимикання вимикача;

$\gamma_{пт}$ – коефіцієнт;

T_a – постійна часу кола КЗ, с;

K_y – ударний коефіцієнт.

Спростимо заступну схему електроустановки для кожної точки КЗ.

К – 1: Спрощення заступної схеми для точки К-1 наведено на рисунку 2.8.

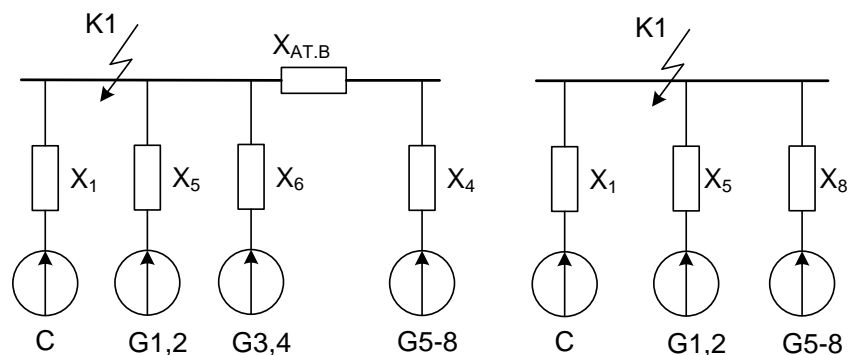


Рисунок 2.8 – Спрощення заступної схеми для точки К-1

$$x_5 = x_2 / 2;$$

$$x_5 = 0,352 / 2 = 0,18;$$

$$x_6 = x_3 / 2;$$

$$x_6 = 0,92 / 2 = 0,46;$$

$$x_7 = x_4 + x_{AT.B};$$

$$x_7 = 0,3 + 0,105 = 0,405;$$

$$x_8 = \frac{x_6 \cdot x_7}{x_6 + x_7};$$

$$x_8 = \frac{0,44 \cdot 0,74}{0,44 + 0,74} = 0,22;$$

$$I_{\text{по C}} = \frac{1}{0,21} \cdot 0,75 = 3,571 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по G1,2}} = \frac{1,13}{0,18} \cdot 0,75 = 4,708 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по G3-8}} = \frac{1,13}{0,22} \cdot 0,75 = 3,852 \text{ (кА)}.$$

Аналогічно проведемо розрахунок струмів $I_{\text{по}}$ для інших точок КЗ.

К-2: Спрощення заступної схеми для точки К-2 наведено на рисунку 2.9.

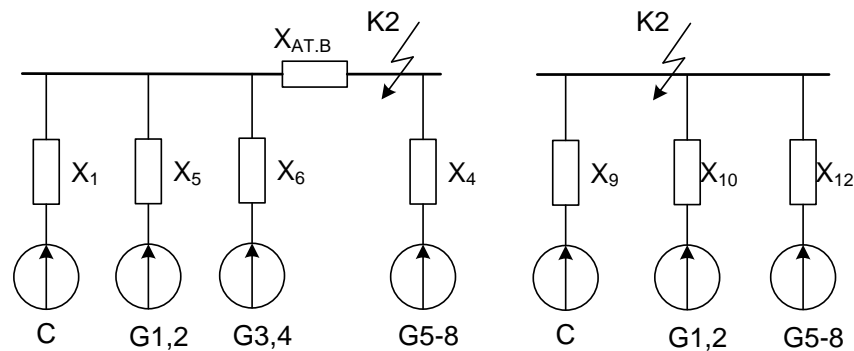


Рисунок 2.9 – Спрощення заступної схеми для точки К-2

Розподіляємо $x_{AT.B}$ між x_1 , x_5 та x_6 [2]:

$$x_{\Delta} = x_{AT.B} \cdot (x_1 \cdot x_5 + x_1 \cdot x_6 + x_5 \cdot x_6);$$

$$x_9 = x_1 + \frac{x_{\Delta}}{x_5 \cdot x_6};$$

$$x_{10} = x_5 + \frac{x_{\Delta}}{x_1 \cdot x_6};$$

$$x_{11} = x_6 + \frac{x_{\Delta}}{x_5 \cdot x_1};$$

$$x_{\Delta} = 0,105 \cdot (0,21 \cdot 0,18 + 0,21 \cdot 0,46 + 0,18 \cdot 0,46) = 0,023;$$

$$x_9 = 0,21 + \frac{0,023}{0,18 \cdot 0,46} = 0,49;$$

$$x_{10} = 0,18 + \frac{0,023}{0,21 \cdot 0,46} = 0,42;$$

$$x_{11} = 0,46 + \frac{0,023}{0,18 \cdot 0,21} = 1,07.$$

$$x_{12} = \frac{x_{11} \cdot x_4}{x_{11} + x_4};$$

$$x_{13} = \frac{1,07 \cdot 0,3}{1,07 + 0,3} = 0,234.$$

$$I_{\text{по C}} = \frac{1}{0,49} \cdot 1,7 = 3,469 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по G1,2}} = \frac{1,13}{0,42} \cdot 1,7 = 4,574 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по G3-8}} = \frac{1,13}{0,234} \cdot 1,7 = 8,209 \text{ (кА)}.$$

К-3: Спрощення заступної схеми для точки К-3 наведено на рисунку 2.10.

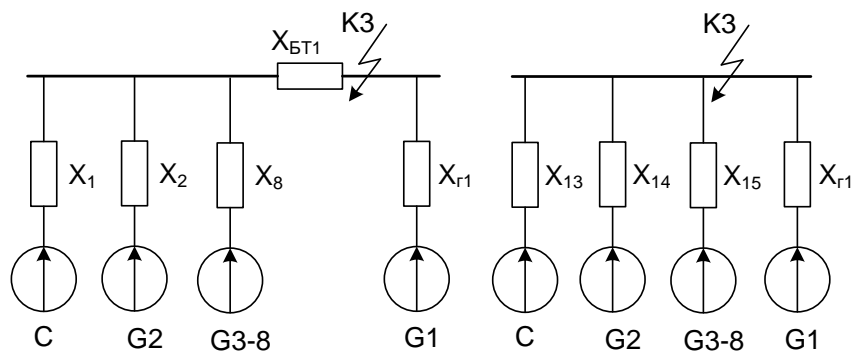


Рисунок 2.10 – Спрощення заступної схеми для точки К-3

Розподіляємо x_{BT1} між x_1 , x_2 та x_8 [2]:

$$x_{\Delta} = x_{BT1} \cdot (x_1 \cdot x_2 + x_1 \cdot x_8 + x_2 \cdot x_8);$$

$$x_{13} = x_1 + \frac{x_{\Delta}}{x_2 \cdot x_8};$$

$$x_{14} = x_2 + \frac{x_{\Delta}}{x_1 \cdot x_8};$$

$$x_{15} = x_8 + \frac{x_{\Delta}}{x_2 \cdot x_1};$$

$$x_{\Delta} = 0,112 \cdot (0,21 \cdot 0,352 + 0,21 \cdot 0,22 + 0,352 \cdot 0,22) = 0,022;$$

$$x_{13} = 0,21 + \frac{0,022}{0,352 \cdot 0,22} = 0,494;$$

$$x_{14} = 0,352 + \frac{0,022}{0,21 \cdot 0,22} = 0,83;$$

$$x_{15} = 0,22 + \frac{0,022}{0,352 \cdot 0,21} = 0,52.$$

$$I_{\text{по С}} = \frac{1}{0,494} \cdot 24,06 = 48,704 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по G2}} = \frac{1,13}{0,83} \cdot 24,06 = 32,756 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по G3-8}} = \frac{1,13}{0,52} \cdot 24,06 = 52,284 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по G1}} = \frac{1,13}{0,24} \cdot 24,06 = 113,283 \text{ (кА)}.$$

К-4: Спрощення заступної схеми для точки К-4 наведено на рисунку 2.11.

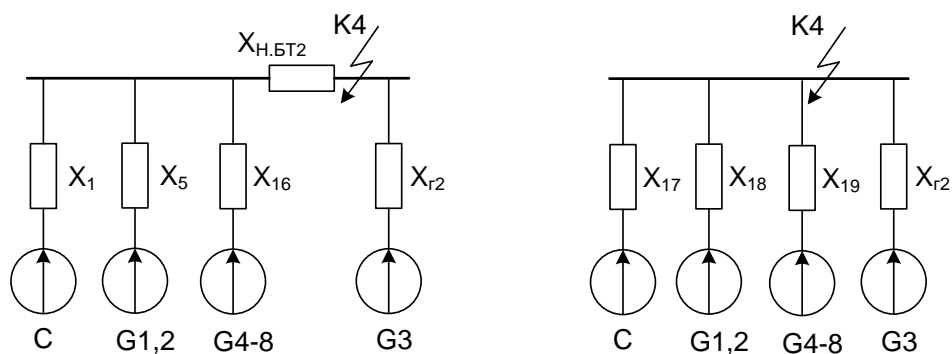


Рисунок 2.11 – Спрощення заступної схеми для точки К-4

$$x_{16} = \frac{x_3 \cdot x_7}{x_3 + x_7};$$

$$x_{16} = \frac{1,07 \cdot 0,3}{1,07 + 0,3} = 0,234.$$

Розподіляємо $x_{Н.БТ2}$ між x_1 , x_5 та x_{16} [2]:

$$x_{\Delta} = x_{Н.БТ2} \cdot (x_1 \cdot x_5 + x_1 \cdot x_{16} + x_5 \cdot x_{16});$$

$$x_{17} = x_1 + \frac{x_{\Delta}}{x_5 \cdot x_{16}};$$

$$x_{18} = x_5 + \frac{x_{\Delta}}{x_1 \cdot x_{16}};$$

$$x_{19} = x_{16} + \frac{x_{\Delta}}{x_5 \cdot x_1};$$

$$x_{\Delta} = 0,18 \cdot (0,21 \cdot 0,18 + 0,21 \cdot 0,28 + 0,18 \cdot 0,28) = 0,026;$$

$$x_{17} = 0,21 + \frac{0,026}{0,18 \cdot 0,28} = 0,73;$$

$$x_{18} = 0,18 + \frac{0,026}{0,21 \cdot 0,28} = 0,622;$$

$$x_{19} = 0,28 + \frac{0,026}{0,18 \cdot 0,21} = 0,97.$$

$$I_{поС} = \frac{1}{0,73} \cdot 36,7 = 50,219 \text{ (кА)};$$

$$I_{поG1,2} = \frac{1,13}{0,622} \cdot 36,7 = 66,601 \text{ (кА)};$$

$$I_{поG4-8} = \frac{1,13}{0,97} \cdot 36,7 = 42,707 \text{ (кА)};$$

$$I_{поG3} = \frac{1,13}{0,74} \cdot 36,7 = 55,981 \text{ (кА)}.$$

К-5: Спрощення заступної схеми для точки К-5 наведено на рисунку 2.12.

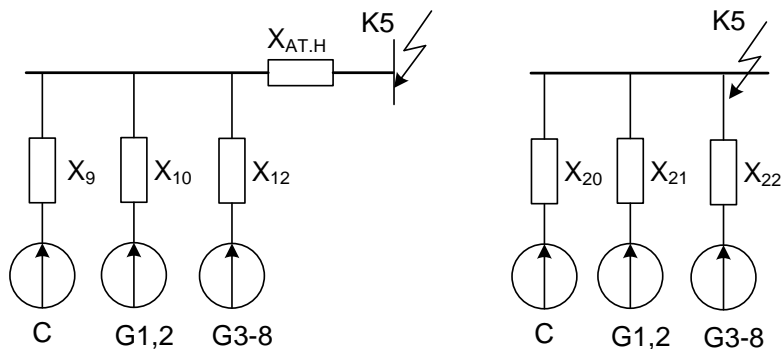


Рисунок 2.12 – Спрощення заступної схеми для точки К-5

Розподіляємо $x_{AT.H}$ між x_9 , x_{10} та x_{12} [2]:

$$x_{\Delta} = x_{AT.H} \cdot (x_9 \cdot x_{10} + x_9 \cdot x_{12} + x_{10} \cdot x_{12});$$

$$x_{20} = x_9 + \frac{x_{\Delta}}{x_{10} \cdot x_{12}};$$

$$x_{21} = x_{10} + \frac{x_{\Delta}}{x_9 \cdot x_{12}};$$

$$x_{22} = x_{12} + \frac{x_{\Delta}}{x_{10} \cdot x_9};$$

$$x_{\Delta} = 0,175 \cdot (0,49 \cdot 0,42 + 0,49 \cdot 0,234 + 0,49 \cdot 0,234) = 1,04;$$

$$x_{20} = 0,49 + \frac{1,04}{0,42 \cdot 0,234} = 2,89;$$

$$x_{21} = 0,42 + \frac{1,04}{0,49 \cdot 0,234} = 2,238;$$

$$x_{22} = 0,234 + \frac{1,04}{0,42 \cdot 0,49} = 1,1.$$

$$I_{по C} = \frac{1}{2,89} \cdot 36,7 = 12,685 \text{ (кА)};$$

$$I_{по G1,2} = \frac{1,13}{2,238} \cdot 36,7 = 18,510 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по G3-8}} = \frac{1,13}{1,1} \cdot 36,7 = 37,66 \text{ (кА)}.$$

К-6:

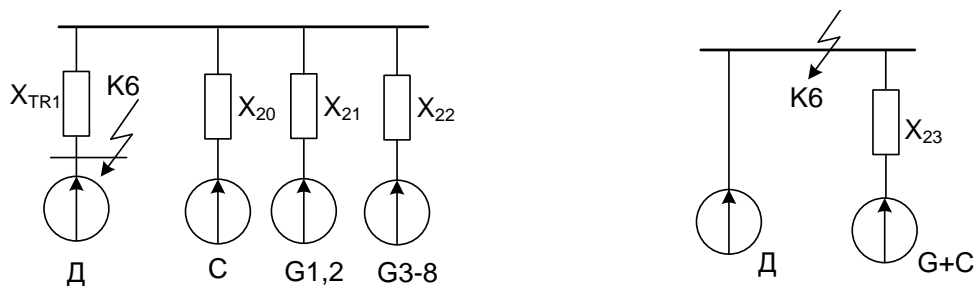


Рисунок 2.13 – Спрощення заступної схеми для точки К-6

$$X_{23} = \frac{1}{\frac{1}{X_{20}} + \frac{1}{X_{21}} + \frac{1}{X_{22}}} + X_{TR1};$$

$$X_{23} = \frac{1}{\frac{1}{2,89} + \frac{1}{2,238} + \frac{1}{1,1}} + 3,8 = 4,39;$$

$$I_{\text{нос+д}} = \frac{1}{4,39} \cdot 91,64 = 20,875 \text{ (кА)}.$$

$$I_{\text{поД}} = \frac{4\Sigma P_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}}, \quad (2.32)$$

де $\Sigma P_{\text{НОМ}} = 1,25 S_{\text{ТР.розр.}}$;

$$I_{\text{поД}} = 4 \cdot \frac{63 \cdot 1,25}{2 \cdot 6} = 26,25 \text{ (кА)}.$$

К-7:

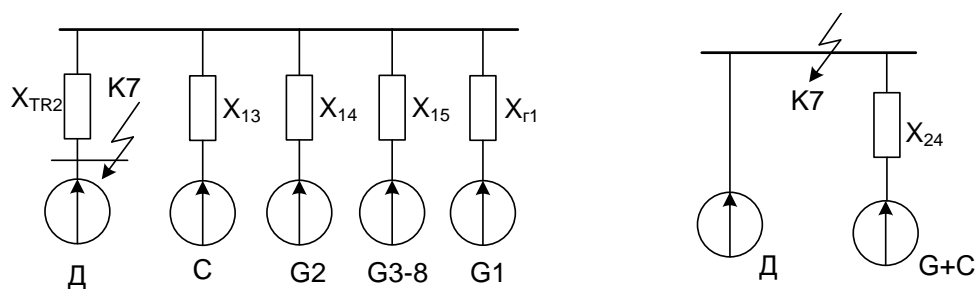


Рисунок 2.14 – Спрощення заступної схеми для точки К-7

$$X_{24} = \frac{1}{\frac{1}{X_{13}} + \frac{1}{X_{14}} + \frac{1}{X_{15}} + \frac{1}{X_{Г1}}} + X_{TR2};$$

$$X_{24} = \frac{1}{\frac{1}{0,494} + \frac{1}{0,83} + \frac{1}{0,52} + \frac{1}{0,24}} + 3,8 = 3,91.$$

$$I_{\text{нос+г}} = \frac{1}{3,91} \cdot 91,64 = 23,437 \text{ (кА)}.$$

Для РУВП-6 кВ за розрахункову приймаємо точку К-7.

Попередньо встановлюємо вимикачі [3]:

1) ВРУ-750 кВ	ЛТВ 800Е4	$t_{\text{ВВ}}=0,02 \text{ с.};$
2) ВРУ-330 кВ	ЛТВ 420Е2	$t_{\text{ВВ}}=0,025 \text{ с.};$
3) Генератор 220 МВт	ВМГ-15	$t_{\text{ВВ}}=0,15 \text{ с.};$
4) Сторона АТЗ	ВМГ-15	$t_{\text{ВВ}}=0,15 \text{ с.};$
5) РУ ВП-6 кВ	ВРЗ	$t_{\text{ВВ}}=0,05 \text{ с.}$

Визначаємо коефіцієнти $\gamma_{\text{нт}}$ для генераторних віток.

К1: а) G_{1,2}:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{2 \cdot 1111}{\sqrt{3} \cdot 770} = 1,67 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{4,708}{1,67} = 2,8; \text{ з [2, рис. 4.2]: } \gamma_{\text{н,т}} = 0,95.$$

б) G₃₋₈:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{6 \cdot 258,3}{\sqrt{3} \cdot 770} = 1,162 (\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{НО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{3,852}{1,162} = 3,31; \text{ з [2, рис. 4.2]: } \gamma_{\text{н},\tau} = 0,93.$$

К₂: а) G_{1,2}:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{2 \cdot 1111}{\sqrt{3} \cdot 340} = 3,77 (\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{НО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{4,574}{3,77} = 1,21; \quad \gamma_{\text{н},\tau} = 0,98.$$

б) G₃₋₈:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{6 \cdot 258,3}{\sqrt{3} \cdot 340} = 2,632 (\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{НО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{8,209}{2,632} = 3,12; \quad \gamma_{\text{н},\tau} = 0,92.$$

К₃: а) G₁:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{1111}{\sqrt{3} \cdot 24} = 26,726 (\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{НО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{113,283}{26,726} = 4,24; \quad \gamma_{\text{н},\tau} = 0,92.$$

б) G₂:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{1111}{\sqrt{3} \cdot 24} = 26,726 (\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{НО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{32,756}{26,726} = 1,23; \quad \gamma_{\text{н},\tau} = 0,98.$$

в) G₃₋₈:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{6 \cdot 258,3}{\sqrt{3} \cdot 24} = 37,28 (\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{52,284}{37,28} = 1,4; \quad \gamma_{\text{н,}\tau} = 0,97.$$

К₄: а) G₃:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{258,3}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 9,28 (\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{55,981}{9,28} = 6,03; \quad \gamma_{\text{н,}\tau} = 0,68.$$

б) G_{1,2}:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{2 \cdot 1111}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 81,45 (\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{66,601}{81,45} = 0,8 < 1; \quad \gamma_{\text{н,}\tau} = 1.$$

в) G₄₋₈:

$$I'_{\text{НОМ}} = 5 \cdot 9,28 = 47,34 (\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{42,707}{47,34} = 0,9 < 1; \quad \gamma_{\text{н,}\tau} = 1.$$

К₅: а) G_{1,2}:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{2 \cdot 1111}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 81,45 (\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{18,51}{81,45} = 0,22 < 1; \quad \gamma_{\text{н,}\tau} = 1.$$

б) G₃₋₈:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{6 \cdot 258,3}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 56,81 (\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{37,66}{56,81} = 0,66; \quad \gamma_{\text{н,}\tau} = 1.$$

Результати розрахунку струмів КЗ зводимо в таблиці 2.14 і 2.15.

Таблиця 2.14 – Дані для визначення складових струмів КЗ

Точка КЗ	Вітка живлення	K_y	T_a, c	τ, c	$e^{-\tau/T_a}$	$\gamma_{n,\tau}$
К-1 ВРУ-750	Система	1,895	0,08	0,03	0,687	1,0
	Г 1	1,967	0,3	0,03	0,905	0,95
	Г 2-5	1,955	0,26	0,03	0,891	0,93
К-2 ВРУ-330	Система	1,78	0,04	0,035	0,417	1,0
	Г 1,2	1,967	0,3	0,035	0,89	0,98
	Г 3-8	1,955	0,26	0,035	0,874	0,92
К-3 Г1 1000 МВТ	Система	1,895	0,08	0,03	0,687	1,0
	Г 2	1,967	0,3	0,03	0,905	0,92
	Г 3-8	1,955	0,26	0,03	0,891	0,98
	Г 1	1,978	0,44	0,03	0,934	0,97
К-4 Г3 220 МВТ	Система	1,895	0,08	0,16	0,135	1,0
	Г 1,2	1,967	0,3	0,16	0,587	1,0
	Г 4-8	1,955	0,26	0,16	0,540	1,0
	Г 3	1,97	0,326	0,16	0,612	0,68
К-5 НН АТЗ 15,75 кВ	Система	1,895	0,08	0,16	0,135	1,0
	Г 1,2	1,967	0,3	0,16	0,587	1,0
	Г 3-8	1,955	0,26	0,16	0,540	1,0
К-6, К-7 РУ ВП-6 кВ	С + Г 1-8	1,85	0,064	0,06	0,392	1,0
	Двигуни	1,65	0,04	0,06	0,223	1,0

Визначимо складові струму КЗ від двигунів ВП [2, 5, 7]:

$$\left. \begin{aligned} I_{нт.ДВ} &= I_{но.ДВ} \cdot e^{-\tau/0,07}; \\ i_{ат.ДВ} &= \sqrt{2} \cdot I_{но.ДВ} \cdot e^{-\tau/0,04}; \\ i_{у.ДВ} &= \sqrt{2} \cdot I_{но.ДВ} \cdot K_{у.ДВ}. \end{aligned} \right\} \quad (2.33)$$

$$I_{нт.ДВ} = 26,25 \cdot e^{-0,06/0,07} = 11,14 \text{ (кА)};$$

$$i_{ат.ДВ} = \sqrt{2} \cdot 26,25 \cdot e^{-0,06/0,04} = 8,282 \text{ (кА)};$$

$$i_{у.ДВ} = \sqrt{2} \cdot 26,25 \cdot 1,65 = 61,244 \text{ (кА)}.$$

Таблиця 2.15 – Таблиця результатів розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Вітка живлення	I_{n0} , кА	i_y , кА	i_{at} , кА	I_{nt} , кА	Примітка
К-1 ВРУ-750	Система	3,571	9,570	3,471	3,571	Комут.апар. і шини
	Г 1,2	4,708	13,095	6,024	4,473	
	Г 3-8	3,852	10,649	4,854	3,698	
	Сума	12,132	33,314	14,348	11,743	
К-2 ВРУ-330	Система	3,469	8,732	2,045	3,469	Комут.апар. і шини
	Г 1,2	4,574	12,721	5,755	4,437	
	Г 3-8	8,209	22,694	10,146	7,471	
	Сума	16,253	44,147	17,946	15,377	
К-3 Г1 1000 МВт	Система	48,704	130,505	47,332	48,704	шини в осн. колі
	Г 2	32,756	91,107	41,910	-0,983	
	Г 3-8	52,284	144,533	65,873	50,716	
	Сума без Г1	133,745	366,145	155,115	98,437	шини до ВП
	Г1	113,283	316,839	149,624	101,954	
	Сума	247,028	682,984	304,739	200,392	
К-4 Г3 220 МВт	Система	50,219	134,564	9,610	50,219	шини в осн. колі
	Г 1,2	66,601	185,240	55,247	66,601	
	Г 4-8	42,707	118,058	32,636	42,707	
	Сума без Г3	159,527	437,862	97,492	159,527	шини до ВП
	Г3	55,981	155,939	48,455	39,187	
	Сума	215,508	593,801	145,947	198,714	
К-5 НН АТЗ	Система	12,685	33,990	2,427	12,685	Комут.апар
	Г 1,2	18,510	51,483	15,355	18,510	шини
	Г 3-8	37,660	104,106	28,779	37,660	
	Сума	68,855	189,579	46,561	68,855	
К-6 РУ ВП-6 кВ	С + Г1-8	20,875	54,606	11,559	20,875	Комут.апар шини
	Двигуни	26,250	61,244	8,282	11,140	
	Сума	47,125	115,850	19,841	32,015	
К-7 РУ ВП-6 кВ	С + Г1-8	23,437	61,310	12,978	23,437	Комут.апар шини
	Двигуни	26,250	61,244	8,282	11,140	
	Сума	49,687	122,554	21,260	34,577	

2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму

ВРУ-750 кВ:

Максимальні струми:

$$I_{\max.W} = \frac{P_{\text{Гр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos\varphi}; \quad (2.34)$$

$$I_{\max.БГ} = \frac{S_{\text{Г.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot 0,95}; \quad (2.35)$$

$$I_{\max.АТЗ} = \frac{1,5 \cdot S_{\text{АТ.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}. \quad (2.36)$$

$$I_{\max.W} = \frac{2200 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 750 \cdot 0,9} = 1882 \text{ (A)};$$

$$I_{\max.БГ1} = \frac{1111 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 750 \cdot 0,95} = 900,3 \text{ (A)};$$

$$I_{\max.БГ2} = \frac{2 \cdot 258,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 750 \cdot 0,95} = 418,6 \text{ (A)};$$

$$I_{\max.АТЗ} = \frac{1,5 \cdot 3 \cdot 333 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 750} = 1153,5 \text{ (A)}.$$

Імпульс квадратичного струму:

$$B_k = I_{\text{по}}^2 (t_{\text{вим}} + T_a), \quad (2.37)$$

де $t_{\text{вим}}$ — час вимикання КЗ, с.

$$B_k = 12,132^2 (0,2 + 0,3) = 73,6 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

ВРУ-330 кВ:

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

$$I_{\max.БГ3} = \frac{258,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,95} = 475,7 \text{ (A)};$$

$$I_{\max.AT3} = \frac{1,5 \cdot 3 \cdot 333 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330} = 2621,7 \text{ (A)};$$

$$B_K = 13.059^2 (0,2 + 0,3) = 85,3 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Коло генератора 1000 МВт.

$$I_{\max.G} = \frac{I_{G.HOM}}{0,95}. \quad (2.38)$$

$$I_{\max.TR} = \frac{S_{TR.HOM}}{\sqrt{3} \cdot U_{HOM}}; \quad (2.39)$$

$$I_{\max.G} = \frac{26,73 \cdot 10^3}{0,95} = 28137 \text{ (A)};$$

$$I_{\max.TR} = \frac{56000}{\sqrt{3} \cdot 24} = 1347 \text{ (кА)};$$

$$I_{\max.TBП} = \frac{56000}{\sqrt{3} \cdot 24} = 1347 \text{ (A)}.$$

Імпульс квадратичного струму [3]:

$$B_K = B_{KП} + B_{Ka} = (B_{пс} + B_{пг} + B_{пгс}) + B_{Ka} = (I_c^2 + B_{*пг} \cdot I_{п.,о,г}^2 + 2 \cdot I_c \cdot T^* \cdot I_{п.,о,г}) \cdot t_{вим} + \\ + (I_c^2 \cdot T_{a,c} + I_{п.,о,г}^2 \cdot T_{a,г} + 4 \cdot I_c \cdot I_{п.,о,г} / (1/T_{a,c} + 1/T_{a,г})), \quad (2.40)$$

де $t_{вим} = 4 \text{ с}$; $B_{*пг} = 0,30$; $T^* = 0,52$; $T_{a,г} = 0,44 \text{ с}$; $I_{п.,о,г} = 113,283 \text{ кА}$;

$I_c = 133,745 \text{ кА}$; $T_{a,c} = 0,3 \text{ с}$.

$$B_K = (133,745^2 + 0,3 \cdot 113,283^2 + 2 \cdot 133,745 \cdot 113,283 \cdot 0,52) \cdot 4 + (133,745^2 \cdot 0,3 + \\ + 113,283^2 \cdot 0,44 + (4 \cdot 133,745 \cdot 113,283) / (1/0,3 + 1/0,44)) = 171802 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Коло генератора 220 МВт.

$$I_{\max.G} = \frac{8,625 \cdot 10^3}{0,95} = 9079 \text{ (A)};$$

$$I_{\max.TBП} = \frac{12320}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 451,6 \text{ (A)}.$$

Імпульс квадратичного струму:

$$B_K = (159,527^2 + 0,3 \cdot 55,981^2 + 2 \cdot 159,527 \cdot 55,981 \cdot 0,52) \cdot 4 + (159,527^2 \cdot 0,3 + 55,981^2 \cdot 0,326 + (4 \cdot 159,527 \cdot 55,981) / (1/0,3 + 1/0,326)) = 41988 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

де $t_{\text{вим}} = 4 \text{ с}$; $B_{*П} = 0,30$; $T_* = 0,52$; $T_{a,\Gamma} = 0,326 \text{ с}$; $I_{п,о,\Gamma} = 55,981 \text{ кА}$;

$I_c = 159,527 \text{ кА}$; $T_{a,c} = 0,3 \text{ с}$.

Сторона АТЗ 15 кВ:

$$I_{\max.} = \frac{56000}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 2053 \text{ (A)}.$$

$$B_K = 68,855^2 (0,2 + 0,3) = 2370,5 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

РУ ВП-6 кВ:

$$I_{\max.} = \frac{56000}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 2} = 2694,3 \text{ (A)}.$$

$$B_K = I_{\text{пос}}^2 (t_{\text{вим}} + T_{\text{асх}}) + I_{\text{ноД}}^2 (0,5T_{\text{Д}}' + T_{\text{асх}}) + 2I_{\text{пос}} \cdot I_{\text{ноД}} (T_{\text{Д}}' + T_{\text{асх}}), \quad (2.41)$$

$$T_{a \text{ сх}} = \frac{T_{ac} I_{\text{пос}} + T_{a \text{ Д}} I_{\text{но Д}}}{I_{\text{пос}} + I_{\text{но Д}}};$$

$$T_{\text{асх}} = \frac{0,064 \cdot 23,437 + 0,04 \cdot 26,25}{23,437 + 26,25} = 0,051 \text{ (с)}.$$

$$B_K = 23,437^2 (0,3 + 0,051) + 26,25^2 (0,5 \cdot 0,07 + 0,051) + 2 \cdot 23,437 \cdot 26,25 (0,07 + 0,051) = 401,7 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

2.8 Вибір комутаційної апаратури

Вибір комутаційної апаратури проводимо в табличній формі (табл. 2.16).

Таблиця 2.16 – Вибір комутаційних апаратів

ВРУ-750 кВ Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ЛТВ 800Е4	РПД-750-1/3200У1
$U_{уст} = 750 \text{ кВ}$ $I_{max} = 1882 \text{ А}$ $I_{пт} = 11,743 \text{ кА}$ $i_{ат} = 14,348 \text{ кА}$ $I_{по} = 12,132 \text{ кА}$ $i_y = 33,314 \text{ кА}$ $B_k = 73,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 750 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 4000 \text{ кА}$ $I_{вим.ном} = 50 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot B_{ном} \cdot I_{вим.ном} =$ $= \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 50 = 24,7 \text{ кА}$ $I_{дин} = 50 \text{ кА}$ $i_{дин} = 125 \text{ кА}$ $I^2_T \cdot t_T = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 750 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 3200 \text{ А}$ $-$ $-$ $i_{дин} = 160 \text{ кА}$ $I^2_T \cdot t_T = 63^2 \cdot 2 = 7938 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
ВРУ-330 кВ Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ЛТВ 420Е2	РП-330-1/3200УХЛ1
$U_{уст} = 330 \text{ кВ}$ $I_{max} = 2621,7 \text{ А}$ $I_{пт} = 15,377 \text{ кА}$ $i_{ат} = 17,946 \text{ кА}$ $I_{по} = 16,253 \text{ кА}$ $i_y = 44,147 \text{ кА}$ $B_k = 132 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 330 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 4000 \text{ А}$ $I_{вим.ном} = 63 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot B_{ном} \cdot I_{вим.ном} =$ $= \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 63 = 31,2 \text{ кА}$ $I_{дин} = 63 \text{ кА}$ $i_{дин} = 128 \text{ кА}$ $I^2_T \cdot t_T = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 330 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 3200 \text{ А}$ $-$ $-$ $i_{дин} = 160 \text{ кА}$ $I^2_T \cdot t_T = 63^2 \cdot 2 = 7938 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Генератор ТВВ-220 Розрахункові дані	Каталожні дані	
	МГУ-20	РВПЗ-1-20/12500У3
$U_{уст} = 15,75 \text{ кВ}$ $I_{max} = 9079 \text{ А}$ $I_{пт} = 39,187 \text{ кА}$ $i_{ат} = 48,455 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{п,т} + i_{а,т} =$ $= 103,9 \text{ кА}$ $I_{по} = 55,981 \text{ кА}$ $i_y = 155,939 \text{ кА}$ $B_k = 41988 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 9500 \text{ А}$ $I_{вим.ном} = 105 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot 0 \cdot 105 = 0 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{вим.ном} \cdot (1 + B_{ном}) =$ $= 148,5 \text{ кА}$ $I_{дин} = 105 \text{ кА}$ $i_{дин} = 300 \text{ кА}$ $I^2_T \cdot t_T = 44100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 12500 \text{ А}$ $-$ $-$ $i_{дин} = 490 \text{ кА}$ $I^2_T \cdot t_T = 180^2 \cdot 4 = 129600$

Продовження таблиці 2.16

Сторона АТЗ Розрахункові дані	Каталожні дані	
	МГУ-20	РВР-20/6300У3
$U_{уст} = 15 \text{ кВ}$ $I_{max} = 2053 \text{ А}$ $I_{пт} = 68,855 \text{ кА}$ $i_{a\tau} = 46,561 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + i_{a,\tau} =$ $= 143,65 \text{ кА}$ $I_{по} = 68,855 \text{ кА}$ $i_y = 189,579 \text{ кА}$ $B_k = 2370,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 10000 \text{ кА}$ $I_{вим.ном} = 105 \text{ кА}$ $i_{a,ном} = 0 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{вим.ном} \cdot (1 + B_{ном}) =$ $= 148,5 \text{ кА}$ $I_{дин} = 105 \text{ кА}$ $i_{дин} = 320 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 33075 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 15 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 6300 \text{ А}$ $-$ $-$ $i_{дин} = 260 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 100^2 \cdot 4 = 40000$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$
РУВП-6 кВ Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВР3	(КРУ типу КУ-10)
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ $I_{max} = 2694,3 \text{ А}$ $I_{n,\tau} = 23,437 \text{ кА}$ $i_{a,\tau} = 12,978 \text{ кА}$ $I_{n,o} = 26,25 \text{ кА}$ $i_y = 61,244 \text{ кА}$ $B_k = 401,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 3150 \text{ А}$ $I_{вим.ном} = 40 \text{ кА}$ $i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot B_{ном} \cdot I_{вим.ном} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 40 = 16,97 \text{ кА}$ $I_{дин} = 40 \text{ кА}$ $i_{дин} = 102 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 3150 \text{ А}$

В колі генератора ТВВ-1000 встановлюємо вимикач навантаження типу КАГ-24-30/30000У3: $U_{ном} = 24 \text{ кВ}$; $I_{ном} = 30 \text{ кА}$; $I_{ном.відкл} = 30 \text{ кА}$; $i_{дин} = 500 \text{ кА}$;
 $I_T / t_T = 190/3 \text{ кА/с}$.

2.9 Вибір струмоведучих частин

ВРУ-750 кВ:

а) збірні шини:

$$I_{max} = 1882 \text{ (А)};$$

$$I_{по} = 12,132 \text{ (кА)} < 20 \text{ (кА)};$$

$$i_y = 33,314 \text{ (кА)} < 50 \text{ (кА)};$$

Приймаємо чотири проводи марки АС-400/93: $d = 29,1 \text{ мм}$;

$$I_{\text{доп}} = 900 \text{ (A)}; D = 10 \text{ (м)}.$$

Фази розташовані горизонтально, середня геометрична відстань між проводами:

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D, \quad (2.42)$$

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot 1000 = 1260 \text{ (см)}.$$

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{\text{max}} = 1882 \text{ (A)} < I_{\text{доп}} = 4 \cdot 900 = 3600 \text{ (A)}.$$

Перевірка проводу на коронування:

– початкова критична напруженість електричного поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right), \quad (2.43)$$

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

r_0 – радіус проводу, см.

– напруженість електричного поля біля поверхні проводу, кВ/см:

$$E = k \cdot \frac{0,354 \cdot U_{\text{max}}}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{ек}}}}, \quad (2.44)$$

де $U_{\text{max}} = 1,05 \cdot U_{\text{ном}}$ – максимальна напруга установки;

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

n – кількість проводів у фазі, шт..

При $n = 4$:

$$\left. \begin{aligned} \kappa &= 1 + 3\sqrt{2} \frac{r_0}{a}; \\ r_{\text{ек}} &= \sqrt[4]{\sqrt{2 \cdot r_0 \cdot a^3}}, \end{aligned} \right\} \quad (2.45)$$

де $a = 40(\text{см})$ – відстань між проводами в розщепленій фазі при $U_{\text{ном}} = 750(\text{кВ})$.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,455}}\right) = 31(\text{кВ/см});$$

$$U_{\text{max}} = 1,05 \cdot 750 = 787(\text{кВ});$$

$$\kappa = 1 + 3\sqrt{2} \frac{1,455}{40} = 1,154;$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt[4]{\sqrt{2 \cdot 1,455 \cdot 40^3}} = 19,04(\text{см});$$

$$E = 1,154 \cdot \frac{0,354 \cdot 787}{4 \cdot 1,455 \cdot \lg \frac{1260}{19,04}} = 30,35(\text{кВ/см});$$

Умови перевірки:

$$1,07E \leq 0,9E_0; \quad (2.46)$$

$$1,07E = 1,07 \cdot 30,35 = 32,47(\text{кВ/см}) > 0,9E_0 = 0,9 \cdot 31 = 27,9(\text{кВ/см}).$$

Умова не виконується.

Встановлюємо чотири проводи марки АС 500/336: $d = 37,5 \text{ мм}$;

$$I_{\text{доп}} = 950 \text{ А}.$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,875}}\right) = 30,27(\text{кВ/см});$$

$$\kappa = 1 + 3\sqrt{2} \frac{1,875}{40} = 1,198;$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt[4]{\sqrt{2 \cdot 1,875 \cdot 40^3}} = 20,54(\text{см});$$

$$E = 1,198 \cdot \frac{0,354 \cdot 787}{4 \cdot 1,875 \cdot 1g \frac{1260}{20,54}} = 24,86 \text{ (кВ/см)};$$

$$1,07 \cdot 24,86 = 26,6 \text{ (кВ/см)} < 0,9 \cdot 30,27 = 27,24 \text{ (кВ/см)}.$$

Умова виконується.

Оскільки $i_y < 50$ кА перевірку на динамічну стійкість не проводимо.

б) відгалуження до БТ1:

Економічний переріз

$$q_{ек} = \frac{I_{норм}}{j_{ек}}, \quad (2.47)$$

де $j_{ек}$ – економічна густина струму, А/мм²;

$I_{норм}$ – струм нормального режиму, А.

$$I_{норм.БТ1} = \frac{1111 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 750} = 855,2 \text{ (А)};$$

$$q_{ек} = \frac{855,2}{1} = 855,2 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Встановлюємо чотири проводи марки АС 500/336.

в) відгалуження до АТЗ:

$$I_{норм.АТЗ} = \frac{1153,5}{1,5} = 769 \text{ (А)};$$

$$q_{ек} = 769/1 = 769 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Встановлюємо чотири проводи марки АС 500/336.

г) відгалуження до БТ2:

$$I_{\text{норм.БГ2}} = \frac{2 \cdot 258,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 750} = 397,7 \text{ (A)}$$

$$q_{\text{ек}} = 397,7/1 = 397,7 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Встановлюємо чотири проводи марки АС 500/336.

ВРУ-330 кВ:

а) збірні шини:

$$I_{\text{max}} = 2621,7 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{по}} = 16,253 \text{ (кА)} < 20 \text{ (кА)};$$

$$i_y = 44,147 \text{ (кА)} < 50 \text{ (кА)};$$

Приймаємо три проводи марки АС 500/27: $I_{\text{доп}} = 960 \text{ (A)}$;

$$d = 29,4 \text{ (мм)}; D = 450 \text{ (см)};$$

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot 450 = 567 \text{ см.}$$

$$I_{\text{max}} = 2621,7 \text{ (A)} < I_{\text{доп}} = 3 \cdot 960 = 2880 \text{ (A)}.$$

Перевірка на коронування:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,47}}\right) = 30,97 \text{ (кВ/см)};$$

$$a = 40 \text{ (см)};$$

$$U_{\text{max}} = 1,1 \cdot 330 = 363 \text{ (кВ)}.$$

При $n = 3$:

$$\left. \begin{aligned} K &= 1 + 2\sqrt{3} \frac{r_0}{a}; \\ r_{\text{ек}} &= \sqrt[3]{r_0 \cdot a^2}, \end{aligned} \right\} \quad (2.48)$$

$$K = 1 + 2\sqrt{3} \cdot \frac{1,47}{40} = 1,127;$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt[3]{1,47 \cdot 40^2} = 13,299 \text{ (см)};$$

$$E = 1,127 \cdot \frac{0,354 \cdot 363}{3 \cdot 1,47 \cdot \lg \frac{567}{13,299}} = 20,155 \text{ (кВ/см)};$$

$$1,07 \cdot 20,155 = 21,566 \text{ (кВ/см)} > 0,9 \cdot 30,97 = 27,876 \text{ (кВ/см)}.$$

Умова виконується.

б) відгалуження до БТ2:

$$I_{\text{норм.БТ2}} = \frac{258,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330} = 451,9 \text{ (А)};$$

$$q_{\text{ек}} = \frac{451,9}{1} = 451,9 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Встановлюємо три проводи марки АС 240/39: $I_{\text{доп}} = 610 \text{ (А)}$; $d = 21,6 \text{ (мм)}$;

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}}\right) = 31,995 \text{ (кВ/см)};$$

$$K = 1 + 2\sqrt{3} \cdot \frac{1,08}{40} = 1,094;$$

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

$$E = 1,094 \cdot \frac{0,354 \cdot 363}{3 \cdot 1,08 \cdot \lg \frac{576}{12}} = 25,902 \text{ (кВ/см)};$$

$$1,07 \cdot 25,902 = 27,715 \text{ (кВ/см)} < 0,9 \cdot 31,995 = 28,795 \text{ (кВ/см)}.$$

Умова виконується.

в) відгалуження до АТЗ:

$$I_{\text{норм.АТЗ}} = \frac{2621,7}{1,5} = 1747,8 \text{ (А)};$$

$$q_{\text{ек}} = 1747,8/1 = 1747,8 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Встановлюємо три проводи марки АС 600/72: $I_{\text{доп}} = 1050 \text{ (А)}$; $d = 33,2 \text{ (мм)}$.

Генератор 1000 МВт:

Встановлюємо екрановані генераторні струмопроводи:

а) в основному колі типу ТЭКН-П-24-30000-560У1:

$$\begin{aligned} U_{\text{уст}} &= 24 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 24 \text{ кВ}; \\ I_{\text{max}} &= 28137 \text{ А} < I_{\text{ном}} = 30000 \text{ А}; \\ i_y &= 366,145 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 560 \text{ кА}. \end{aligned}$$

б) на відгалуженні до ТВП типу ТЭКНЕ-24/3150-750У1:

$$\begin{aligned} U_{\text{уст}} &= 24 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 24 \text{ кВ}; \\ I_{\text{max}} &= 1347 \text{ А} < I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}; \\ i_y &= 682,984 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 750 \text{ кА}. \end{aligned}$$

Генератор 220 МВт:

Встановлюємо екрановані генераторні струмопроводи

а) в основному колі типу ТЭКНЕ-20/20000-560У1:

$$\begin{aligned} U_{\text{уст}} &= 15,75 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}; \\ I_{\text{max}} &= 9079 \text{ А} < I_{\text{ном}} = 20000 \text{ А}; \\ i_y &= 437,862 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 560 \text{ кА}. \end{aligned}$$

б) на відгалуженні до ТВП типу ТЭКНЕ-20/2000-750У1:

$$\begin{aligned} U_{\text{уст}} &= 15,75 \text{ кВ} < U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}; \\ I_{\text{max}} &= 451,6 \text{ А} < I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}; \\ i_y &= 593,801 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 750 \text{ кА}. \end{aligned}$$

Сторона НН АТЗ:

$$I_{\text{max}} = 2053 \text{ А};$$

$$I_{\text{n,o}} = 68,855 \text{ кА};$$

$$i_y = 189,579 \text{ кА};$$

$$B_k = 2370,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$v_0 = 30 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$K_2 = 0,94.$$

Встановлюємо алюмінієві шини коробчастого перерізу:

$$q = 2(100 \times 45 \times 4,5) \text{ мм}^2, I_{\text{доп.ном}} = 3620 \text{ А}, q = 2 \times 775 \text{ мм}^2.$$

Перевірка за допустимим струмом:

$$I_{\text{доп.}} = K_2 \cdot I_{\text{доп.ном}} \geq I_{\text{max}}; \quad (2.49)$$

$$I_{\text{доп.}} = 0,94 \cdot 3620 = 3403 \text{ А} > I_{\text{max}} = 2053 \text{ А}.$$

Перевірка шин на термічну стійкість:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}; \quad (2.50)$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{2370,5 \cdot 10^6}}{90} = 541 \text{ мм}^2 < q = 2 \times 775 \text{ мм}^2,$$

де функція $C = 90 \left[\frac{\text{А} \cdot \sqrt{\text{с}}}{\text{мм}^2} \right]$.

Перевірка шин на механічну міцність:

Шини механічно міцні, якщо

$$\sigma_{\text{розр}} = \sigma_{\text{ф}} + \sigma_{\text{п}} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (2.51)$$

де $\sigma_{\text{розр}}$ і $\sigma_{\text{доп}}$ – розрахункові і допустимі механічні напруги в матеріалі шин;

$\sigma_{\text{ф}}$ – напруга в матеріалі шин від взаємодії фаз, МПа;

$\sigma_{\text{п}}$ – напруга в матеріалі шин від взаємодії полюсів, МПа.

Приймаємо, що швелери жорстко зварені по всій довжині і розташовані по вершинах прямокутного трикутника, тоді $\sigma_{\text{п}} = 0$, момент опору пакета шин

$$W_{y_0-y_0} = 48,6 \text{ см}^3.$$

Напруга в матеріалі шин від взаємодії фаз:

$$\sigma_{\phi} = 2,2 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{l^2}{a \cdot W_{y0-y0}} \cdot i_y^2, \quad (2.52)$$

$$\sigma_{\phi} = 2,2 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{1,5^2}{0,8 \cdot 48,6} \cdot 189,579^2 = 45,75 \text{ (МПа)},$$

де l – довжина прогону між ізоляторами, м, приймаємо $l = 1,5$ м;

a – відстань між фазами, м, $a = 0,8$ м.

$$\sigma_{\text{розр}} = \sigma_{\phi} = 45,75 \text{ МПа} < \sigma_{\text{доп}} = 140 \text{ МПа}.$$

Шини механічно стійкі.

Вибір ізоляторів.

Максимальна сила, що діє на згинання:

$$F_{\text{зг}} = 1,62 \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-1}; \quad (2.53)$$

$$F_{\text{зг}} = 1,62 \frac{189,579^2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 10^{-1} = 10917 \text{ (Н)};$$

Поправка на висоту коробчастих шин:

$$K_h = \frac{H_{\text{із}} + c + \frac{h}{2}}{H_{\text{із}}}. \quad (2.54)$$

Встановлюємо опорні ізолятори типу ИОР-20-16,00 УХЛЗ [3]:

$U_{\text{ном}} = 20$ кВ;

$F_p = 16000$ Н;

$H_{i3} = 210$ мм.

Перевіряємо ізолятор на механічну міцність:

$$K_h = \frac{210 + 4,5 + \frac{100}{2}}{210} = 1,26.$$

$$F_{розр} = K_h \cdot F_{зг} \leq 0,6 \cdot F_p; \quad (2.55)$$

$$F_{розр} = 1,26 \cdot 6516,6 = 8211 \text{ (Н)} < 0,6 \cdot 16000 = 9600 \text{ (Н)}.$$

Встановлюємо прохідні ізолятори типу ИП-20/2000-1250УХЛ1 [3]:

$U_{ном} = 20$ кВ;

$I_{ном} = 2000$ А;

$F_p = 12500$ Н;

$l_{i3} = 886$ мм.

Перевіряємо ізолятор на механічну міцність:

$$F_{розр} = 0,5 \cdot F_{зг} \leq 0,6 \cdot F_p; \quad (2.56)$$

$$F_{розр} = 0,5 \cdot 10917 = 5458,5 \text{ (Н)} < 0,6 \cdot 12500 = 7500 \text{ (Н)}.$$

РУВП-6 кВ

Встановлюємо струмопровід типу ТЗК-10-3200-125

$U_{уст} = 6$ (кВ);

$U_{ном} = 6$ (кВ);

$I_{max} = 3002$ (А);

$I_{ном} = 3200$ (А);

$i_y = 122,554$ (кА);

$i_{дин} = 125$ (кА).

2.10 Вибір кабелів в РУВП-6 кВ

Вибираємо кабель до двигуна власних потреб типу ДА304-450Х-4У1 [6]:

$$U_{\text{НОМ}} = 6 \text{ (кВ)};$$

$$P_{\text{НОМ}} = 630 \text{ (кВт)};$$

$$\cos\varphi_{\text{НОМ}} = 0,87;$$

$$I_{\text{НОМ}} = 69,8 \text{ (А)}.$$

Кабель прокладається у вологому приміщенні в каналі:

$$v_0 = 35^\circ \text{ C}; \quad T_{\text{max}} = 3600 \text{ (год)};$$

Приймаємо кабель марки ААШВ, 6 кВ, трижильний.

Економічний переріз:

$$q_{\text{ек}} = 69,8/1,4 = 49,86 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Перевірка на термічну стійкість:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} = \frac{\sqrt{401,7 \cdot 10^6}}{90} = 222,6 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Приймаємо кабель $3 \times 240 \text{ (мм}^2\text{)}$, $I_{\text{доп.НОМ}} = 290 \text{ (А)}$, поправний коефіцієнт на температуру повітря $K_2 = 0,87$, тоді

$$I_{\text{доп}} = 0,87 \cdot 290 = 252,3 \text{ (А)} > I_{\text{НОМ}} = 69,8 \text{ (А)}.$$

2.11 Вибір вимірювальних трансформаторів

Вибираємо вимірювальні трансформатори струму та напруги для в колі генератора ТВВ-220-2ЕУЗ.

Схема ввімкнення приладів показана на рисунку 2.15. Оскільки ділянка від виводів генератора до стіни турбінного відділення виконана комплектним струмопроводом ТЭКНЕ-20/10000-300У1, то обираємо трансформатори струму,

вбудовані в струмопровід, ТШ-20-10000/5, параметри якого з [2]: $U_{\text{НОМ}} = 20$ кВ;
 $I_{1\text{НОМ}} = 10$ кА; $r_{2\text{НОМ}} = 1,2$ Ом; $I_{\text{тер}} = 160$ кА; $t_{\text{тер}} = 3$ с, клас точності 0,5.

Розрахункові та каталожні дані трансформатора струму наведено в таблиці 2.17. Електродинамічна стійкість шинних трансформаторів струму визначається стійкістю самих шин, тому за цією умовою вони не перевіряються.

Таблиця 2.17 – Розрахункові та каталожні дані трансформатора струму ТШ-20

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{\text{уст}} = 15,75$ (кВ)	$U_{\text{НОМ}} = 20$ (кВ)
$I_{\text{max}} = 9079$ (А)	$I_{\text{НОМ}} = 10000$ (А)
$B_k = 41988$ (кА ² · с)	$I^2_T \cdot t_T = 160^2 \cdot 3 = 76800$ (кА ² · с)
$r_2 = 0,97$ (Ом)	$r_{\text{НОМ}}^2 = 1,2$ (Ом)

Примітка: а) варіант виконання вторинних обмоток:

0,2/10Р;

б) схема з'єднання обмоток: повна зірка;

в) розрахункова довжина з'єднувальних проводів:

$l_{\text{розр}} = 30$ (м);

г) $I_{2\text{НОМ}} = 5$ (А).

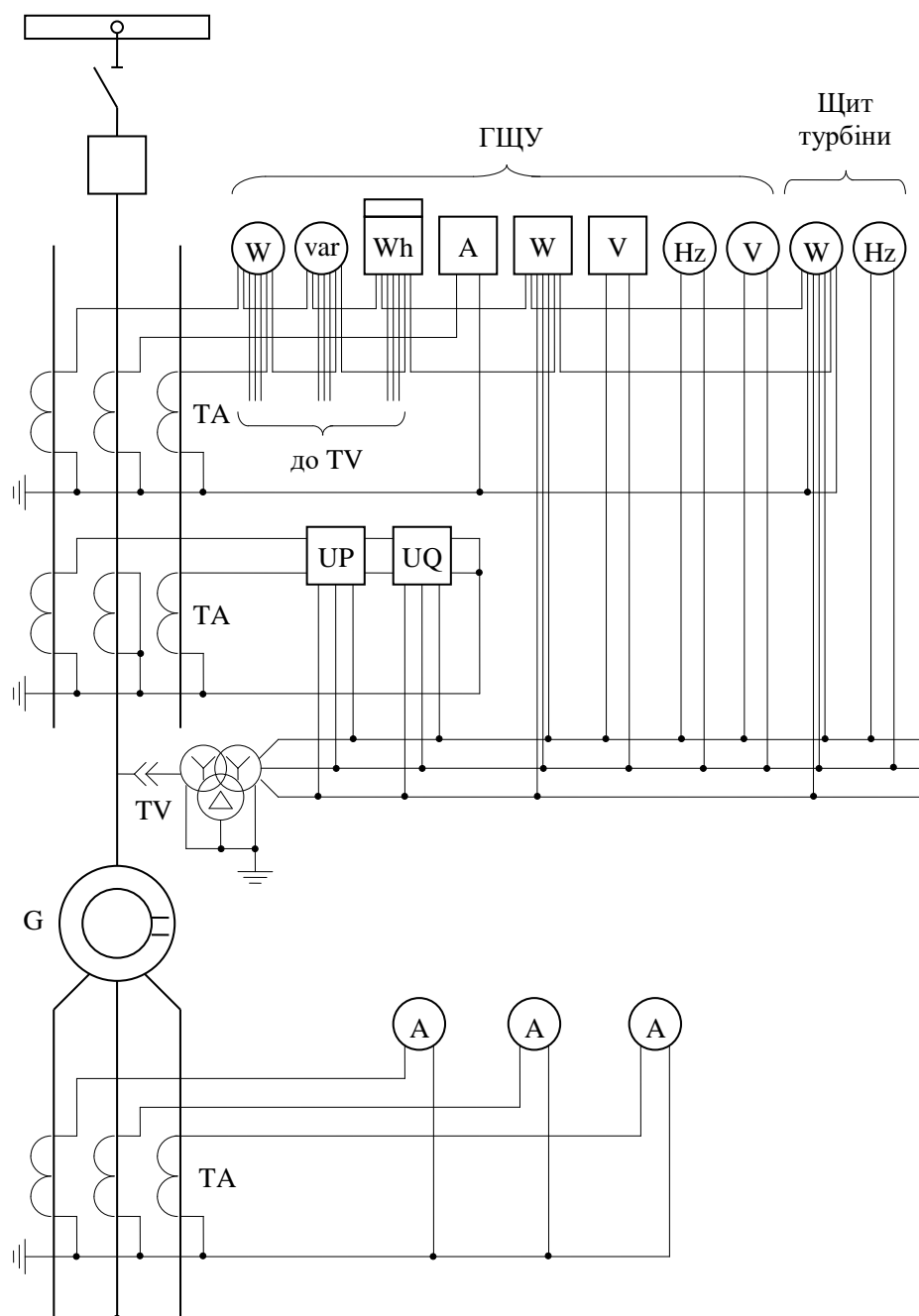


Рисунок 2.15 – Схема включення вимірювальних приладів генератора
Перевіримо ТС за вторинним навантаженням (таблиця 2.18).

Таблиця 2.18 – Вторинне навантаження ТС

Прилад	Тип	Навантаження, В·А		
		А	В	С
Амперметр реєструючий	Н-393	—	10	—
Ватметр	Д-304	0,5	—	0,5
Варметр	Д-304	0,5	—	0,5
Лічильник активної енергії	САЗ-И670	2,5	—	2,5

Продовження таблиці 2.18

Ватметр реєструючий	Н-395	10	—	10
Ватметр (щит турбіни)	Д-304	0,5	—	0,5
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Сумарне значення		14,5	10,5	14,5

Загальний опір приладів:

$$r_{\text{прил}} = S_{\text{прил}} / I^2; \quad (2.57)$$

$$r_{\text{прил}} = 14,5 / 5^2 = 0,58 (\text{Ом}).$$

Допустимий опір проводів:

$$r_{\text{пр}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}}; \quad (2.58)$$

$$r_{\text{пр}} = 1,2 - 0,58 - 0,1 = 0,52 (\text{Ом}).$$

Розрахунковий переріз проводів:

$$q_{\text{розр}} = P \cdot l_{\text{розр}} / r_{\text{пр}}; \quad (2.59)$$

$$q_{\text{розр}} = 0,0175 \cdot 30 / 0,52 = 1,0 (\text{мм}^2).$$

За умовою механічної міцності приймаємо контрольний кабель марки КРВГ з жилами перерізом $q = 1,5 (\text{мм}^2)$.

Вторинне навантаження:

$$r_2 = 0,52 + 0,1 + (0,0175 \cdot 30) / 1,5 = 0,97 (\text{Ом}) < 1,2 (\text{Ом}).$$

Встановлюємо трансформатор напруги (ТН) типу ЗНОМ-15-63У2:

$$U_{1\text{ном}} = 15750 / \sqrt{3} (\text{кВ}); U_{2\text{ном}} = 100\sqrt{3} (\text{В}); U_{3\text{дод}} = 100/3 (\text{В});$$

$$S_{2\text{ном}0,5} = 75 (\text{В} \cdot \text{А})$$

Таблиця 2.19 – Вторинне навантаження ЗНОМ-15-63У2

Прилад	Тип	S _{обм} , В·А	n _{обм} , шт	Cos φ	Sin φ	n _{прил} , шт	Загальна потужність	
							P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	—
Ватметр	Д-304	2	2	1	0	1	4	—
Ватметр (щит турбіни)	Д-304	2	2	1	0	1	4	—
Варметр	Д-304	2	2	1	0	1	4	—
Датчик активної потужності	Е-829	10	—	1	0	1	10	—
Датчик реактивної потужності	Е-830	10	—	1	0	1	10	—
Лічильник активної енергії	САЗ- И670	1,5 Вт	2	0,38	0,925	1	3	7,3
Ватметр реєструючий	Н-395	10	2	1	0	1	20	—
Вольтметр реєструючий	Н-393	10	1	1	0	1	10	—
Частотомір	Э-362	1	1	1	0	1	1	—
Частотомір (щит турбіни)	Э-362	1	1	1	0	1	1	—
Разом:							69	7,3

Вторинне навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{Q^2 + P^2};$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{69^2 + 7,3^2} = 69,4 \text{ (В} \cdot \text{А)} < S_{2\text{доп}} = 3 \cdot 75 = 225 \text{ (В} \cdot \text{А)}.$$

Для з'єднання ТН з приладами використовуємо контрольний кабель КРВГ з перерізом жил $q = 1,5 \text{ (мм}^2\text{)}$.

Таблиця 2.20 – Вимірювальні трансформатори

Місце установки	Трансформатор	
	Струму	Напруги
ВРУ-750 кВ	ТВ-750	НДЕ-750-72У1
ВРУ-500 кВ	ТВ-330	НКФ-330-73У1

Продовження таблиці 2.20

Автотрансформатор зв'язку: сторона ВН: сторона СН: сторона НН:	ТВТ-750-I-3000/1 ТВТ-330-I-3000/1 ТШВ-15-6000/5	— — ЗНОЛ.06-15УЗ
Блочний трансформатор БТ ₁ : сторона ВН: сторона НН	ТВТ-750-I-3000/1 ТШВ-24-24000/1	— —
Блочний трансформатор БТ ₂ : сторона ВН: сторона НН:	ТВТ-330-I-3000/1 ТШВ-20-10000/1	— —
Турбогенератор 1000 МВт	ТШВ-24-30000/5	ЗНОЛ.06-24
Турбогенератор 220 МВт	ТШ-20-10000/5	ЗНОМ-15
Пускорезервний трансформатор власних потреб ТР1: сторона ВН: сторона НН:	ТПОЛ-35-1500/5 ТШЛ-10-3000/5	— ЗНОЛ.06-6УЗ
Пускорезервний трансформатор власних потреб ТР2: сторона ВН: сторона НН:	ТШВ-15-6000/5 ТШЛ-10-3000/5	— ЗНОЛ.06-6УЗ
Робочий трансформатор власних потреб ТВП1: сторона ВН: сторона НН:	ТПОЛ-35-1500/5 ТШЛ-10-3000/5	— ЗНОЛ.06-6УЗ
Робочий трансформатор власних потреб ТВП2: сторона ВН: сторона НН:	ТШЛО20-1500/5 ТШЛ-10-3000/5	— ЗНОЛ.06-6УЗ
РУВП 6 кВ	ТШЛ-10-3000/5	ЗНОЛ.06-6УЗ

2.12 Вибір засобів обмеження перенапруг, високочастотних загороджувачів та шунтових реакторів

Для захисту від перенапруг встановлюємо на станції розрядники та обмежувачі перенапруг:

1. ЛЕП-750 кВ. сторона ВН АТЗ

ОПН-750У1;

та блочних трансформаторів БТ1:

2. ЛЕП-330 кВ, сторона СН АТЗ, сторона ВН блочних трансформаторів БТ2:	ОПН-330У1;
3. Сторона НН АТЗ	ОПН-15У1;
4. Сторона НН БТ1	ОПН-25У1;
5. Сторона НН БТ2	ОПН-15У1;
6. Сторона НН трансформаторів ВП	ОПН-6У1.

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

а) ЛЕП-750 кВ	ВЗ-2000-0,5У1;
б) ЛЕП-330 кВ	ВЗ-1250-0,5У1.

Для обмеження перенапруг на ЛЕП-750 кВ в режимі холостого ходу та малих навантажень встановлюємо шунтові реактори: РОДЦ-110000/750У1;

2.13 Вибір акумуляторної батареї

На атомних електростанціях акумуляторні батареї (АБ) є аварійним джерелом живлення систем безпеки, СУЗ, аварійного освітлення, а також джерелом оперативного струму для пристроїв керування, автоматики, сигналізації та релейного захисту. Для кожного енергоблоку встановлюється одна загальноблочна акумуляторна батарея, а також по одній АБ на кожну систему безпеки, по одній АБ на кожен дизель-генератор, для споживачів СУЗ передбачається окремі АБ на різні номінальні напруги; для пристроїв керування, автоматики, сигналізації та релейного захисту елементів підвищеної напруги поза головним корпусом встановлюються АБ в зоні ВРУ.

Вихідні дані для розрахунку [2, 5, 6]:

- номінальна напруга:	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ В}$
- напруга на шинах:	$U_{\text{ш}} = 230 \text{ В}$
- кількість основних елементів батареї:	$n_0 = 108$
- кількість додаткових елементів батареї:	$n_{\text{д}} = 22$
- загальна кількість елементів батареї:	$n = 130$

- напруга на елементі в режимі підзаряду: $U_{пз} = 2,15 \text{ В}$
- напруга на елементі в кінці розряду: $U_p = 1,75 \text{ В}$
- напруга на елементі наприкінці заряджання $U_3 = 2,75 \text{ В}$

Розрахунок навантаження акумуляторної батареї для генератора ТВВ-220 зведений в таблиці 2.21.

Таблиця 2.21 – Навантаження акумуляторної батареї генератора ТВВ-220

Електроприймач	К-ть	$P_{ном},$ кВт	$I_{ном},$ А	$I_{розр},$ А	$I_{пуск},$ А	$I_{ав},$ А	$I_t,$ А
Постійне навантаження	–	–	–	30	–	30	30
Аварійне освітлення	–	–	–	200	–	200	–
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	30
Електродвигун аварійного маслонаосу ущільнень генератора	1	25	128	120	320	120	320
Електродвигун аварійного маслонаосу змазки турбін	1	14	73,5	73	146	73	146
Разом						453	526

Виходячи з тривалості аварійного навантаження визначимо типовий номер батареї

$$N = 1,05 \cdot I_{ав} / j, \quad (2.60)$$

де 1,05 – коефіцієнт, що враховує старіння акумуляторів;

$I_{ав}$ – струм півгодинного аварійного розряду, А;

$j = 25 \text{ А/Н [2]}$ – допустиме навантаження аварійного розряду, приведене до першого номера акумуляторів, в залежності від температури електроліту.

$$N = 1,05 \cdot 453 / 25 = 19,02.$$

Перевіряємо по струму короткочасного аварійного навантаження:

$$N \geq I_T / 46, \quad (2.61)$$

$$N = 526 / 46 = 11,4.$$

Приймаємо найближчий найбільший типовий номер [2]: $N = 20$ (типу Varta).

Перевіряємо по допустимій напрузі в умовах аварійного короткочасного навантаження:

$$j_{\text{п}} = I_T / N, \quad (2.62)$$

де j – визначається по кривим [2] для основних елементів з умови забезпечення мінімально допустимої напруги на приводі вимикача $85\% U_{\text{ном}}$, з врахуванням падіння напруги в кабелі $5\% U_{\text{ном}}$.

$$j = 38 \text{ A/N} > j_{\text{п}} = \frac{526}{20} = 26,3 \text{ A/N}.$$

Остаточно приймаємо для встановлення акумуляторну батарею з номером $N = 20$.

Підзарядний пристрій (ПЗП) вибираємо по розрахунковим значенням струму і напруги в нормальному режимі. Струм підзаряду приймаємо рівним $0,15 \cdot N$ [2]; тоді розрахунковий струм ПЗП основних елементів батареї

$$I_{\text{ПЗП}} = I_{\text{пост}} + 0,15 \cdot N, \quad (2.63)$$

де $I_{\text{пост}}$ – струм постійно включеного навантаження (таблиця 2.21).

$$I_{\text{ПЗП}} = 30 + 0,15 \cdot 20 = 33 \text{ (A)}.$$

Розрахункова напруга підзарядного пристрою

$$U_{\text{ПЗП}} = U_{\text{ПЗ}} \cdot n_0; \quad (2.64)$$

$$U_{\text{ПЗП}} = 2,15 \cdot 108 = 232,2 \text{ (В)}.$$

Вибираємо ПЗП типу ВАЗП-380/260-40/80.

Додаткові елементи в нормальному режимі навантаження не несуть. Тому розрахунковий струм і напруга підзарядного автоматичного пристрою додаткових елементів

$$I_{\text{ПЗП дод}} = 0,05 \cdot N, \quad (2.65)$$

$$I_{\text{ПЗП дод}} = 0,05 \cdot 20 = 1,0 \text{ (А)},$$

$$U_{\text{ПЗП дод}} = U_{\text{ПЗ}} \cdot n_{\text{дод}}, \quad (2.66)$$

$$U_{\text{ПЗП дод}} = 2,15 \cdot 22 = 47,3 \text{ (В)}.$$

Вибираємо автоматичний ПЗП типу АРН-3.

Розрахунковий струм і напруга зарядного пристрою:

$$I_{\text{ЗП}} = 30 + 5 \cdot 20 = 130 \text{ (А)},$$

$$U_{\text{ЗП}} = U_{\text{З}} \cdot n = 2,75 \cdot 130 = 357,5 \text{ (В)}.$$

2.14 Розрахунок грозозахисту ВРУ-750 кВ

Для ВРУ-750 кВ приймаємо трирядну установку вимикачів. План розташування блискавковідводів на рисунку 2.15.

Вихідні дані:

а) висота блискавковідводу: $h = 58 \text{ (м)}$;

б) розрахункова висота, для якої визначаються зони захисту: $h_x = 34 \text{ (м)}$.

$$2/3h = 2/3 \cdot 58 = 38,7 \text{ (м)} > h_x = 34 \text{ (м)}.$$

Радіус та ширина зони захисту:

$$\left. \begin{aligned} r_x &= 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x); \\ B_x &= 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x). \end{aligned} \right\} \quad (2.59)$$

де:

$$h_0 = 4h - \sqrt{9h^2 + 0,25L^2}, \quad (2.60)$$

L – відстань між сусідніми блискавковідводами, м.

Таблиця 2.23 – Дані для побудови захисту блискавковідводів

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, 13-14, 14-15, 15- 16, 16-17, 17-18,, 29-30	40	56,85	43,06	23,3
1-7, 2-8, 3-9, 4-10, 5-11, 6-12, 7-13, 8-14, 9-15, 10-16, 11-17, 12-18,, 24-30	90	52,28	29,33	23,3
1-8, 2-7, 2-9, 3-8, 3-10, 4-9, 4-11, 5-10, 5- 12, 6-11, 7-14, 8-13,24-29	98,50	51,16	25,99	23,3

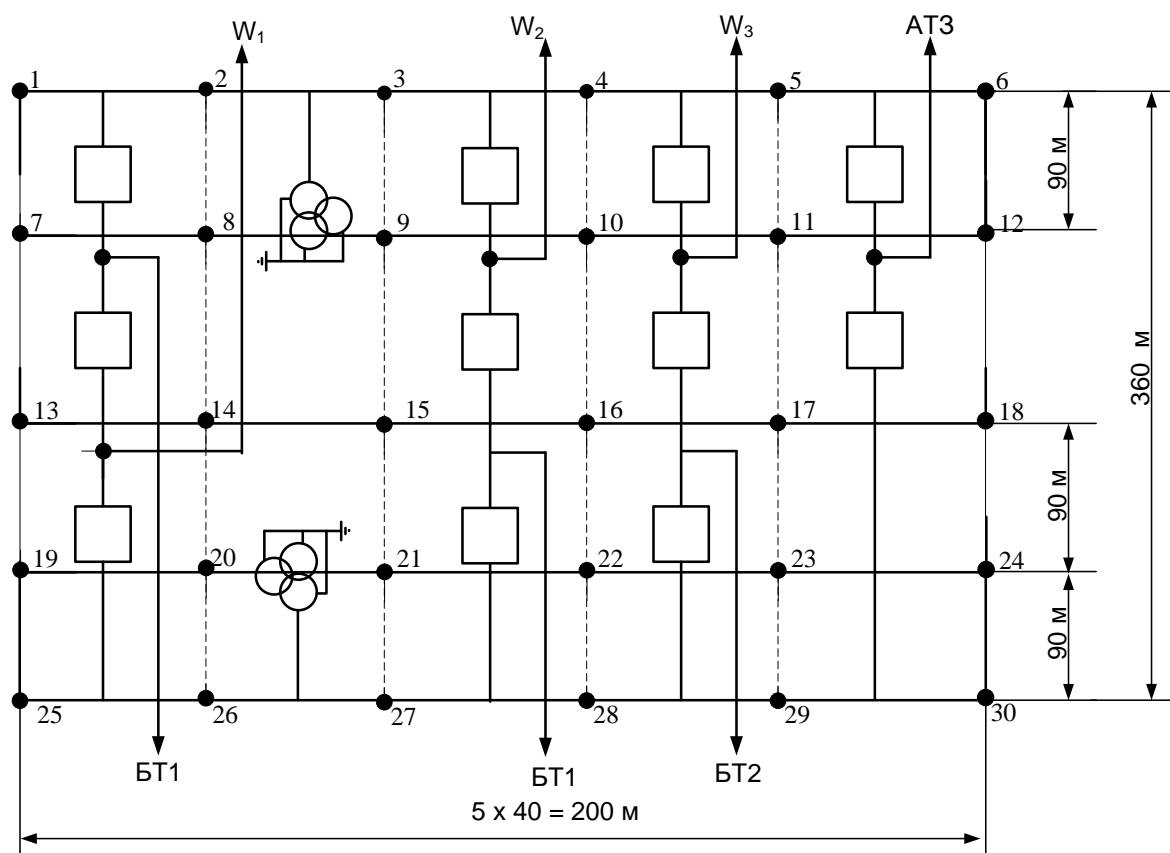


Рисунок 2.15 – Схема розташування блискавковідводів на ВРУ-750 кВ

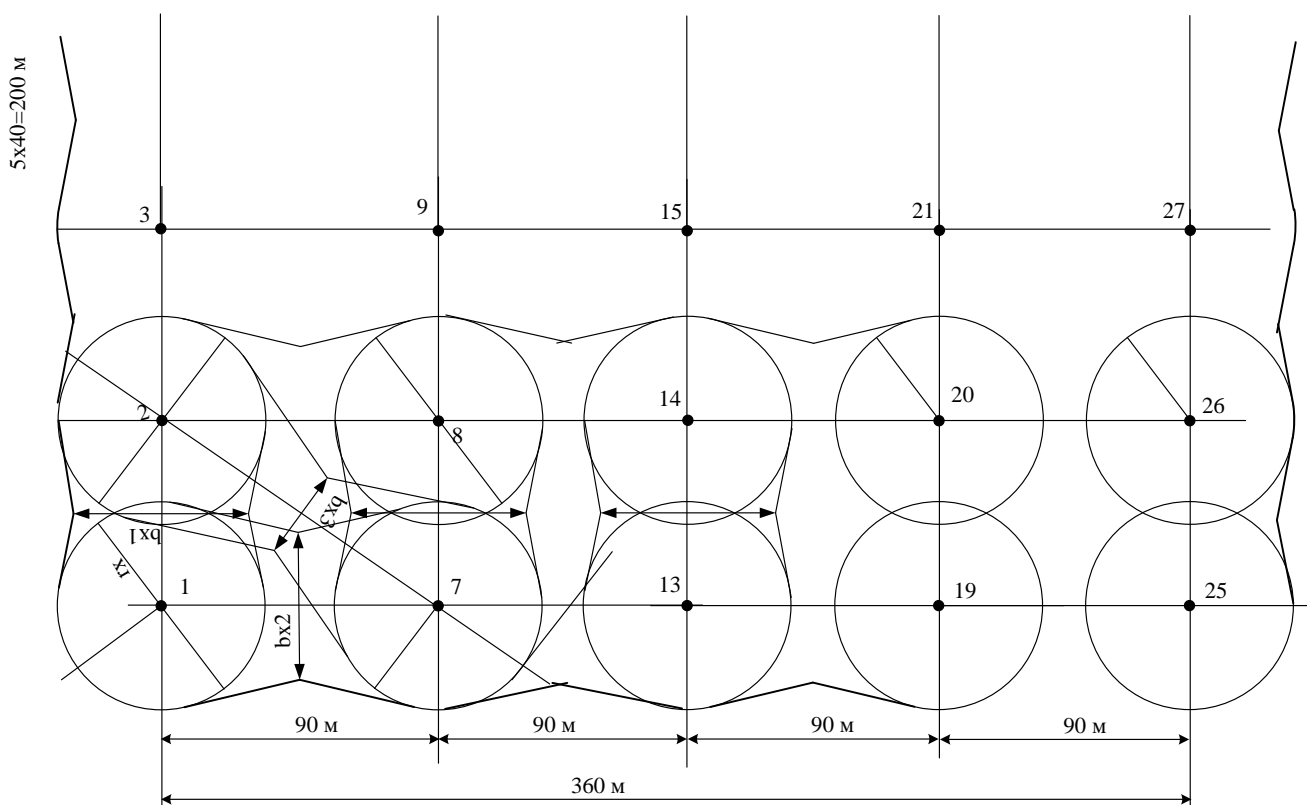


Рисунок 2.16 – Зона захисту блискавковідводів ВРУ-750 кВ (вид зверху)

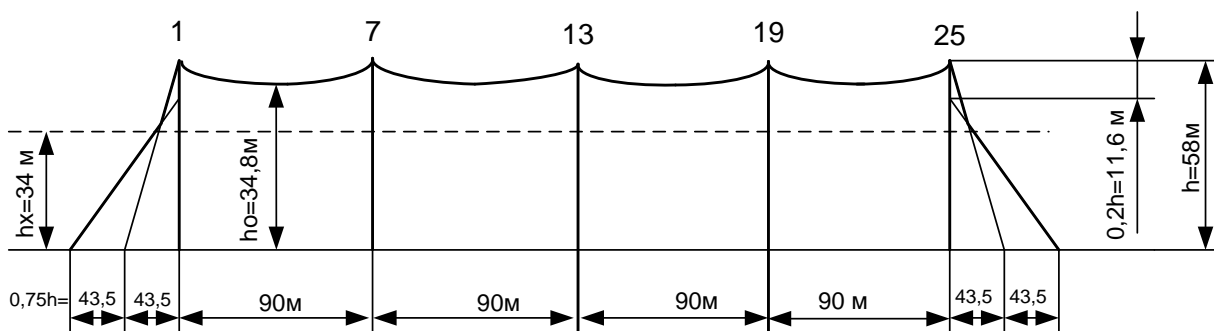


Рисунок 2.17 – Зона захисту блискавковідводів ВРУ-750 кВ (вид збоку)

2.15 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-750 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S = (370 \times 210) = 77700 \text{ м}^2$;
- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$\rho_1 = 800 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; $\rho_2 = 400 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; ґрунт – пісок; склад однорідний; вологість нормальна; кліматична зона – III.

- глибина закладення заземлення: $t = 0,6 \text{ м}$;
- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м}$;
- число вертикальних заземлювачів: $n_B = 68 \text{ шт}$;
- довжина вертикальних заземлювачів: $l_B = 4 \text{ м}$.

Заземлювальний пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних поліс $40 \times 4 \text{ мм}$ та вертикальних заземлювачів-стержнів діаметром 20 мм .

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = p / n_B = 2 \cdot (370 + 210) / 68 = 17,06 \text{ м.}$$

Визначимо величини:

$$\rho_1 / \rho_2 = 800 / 400 = 2;$$

$$a / l_B = 17,06 / 4 = 4,26;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{77700} = 278,7 \text{ (м)};$$

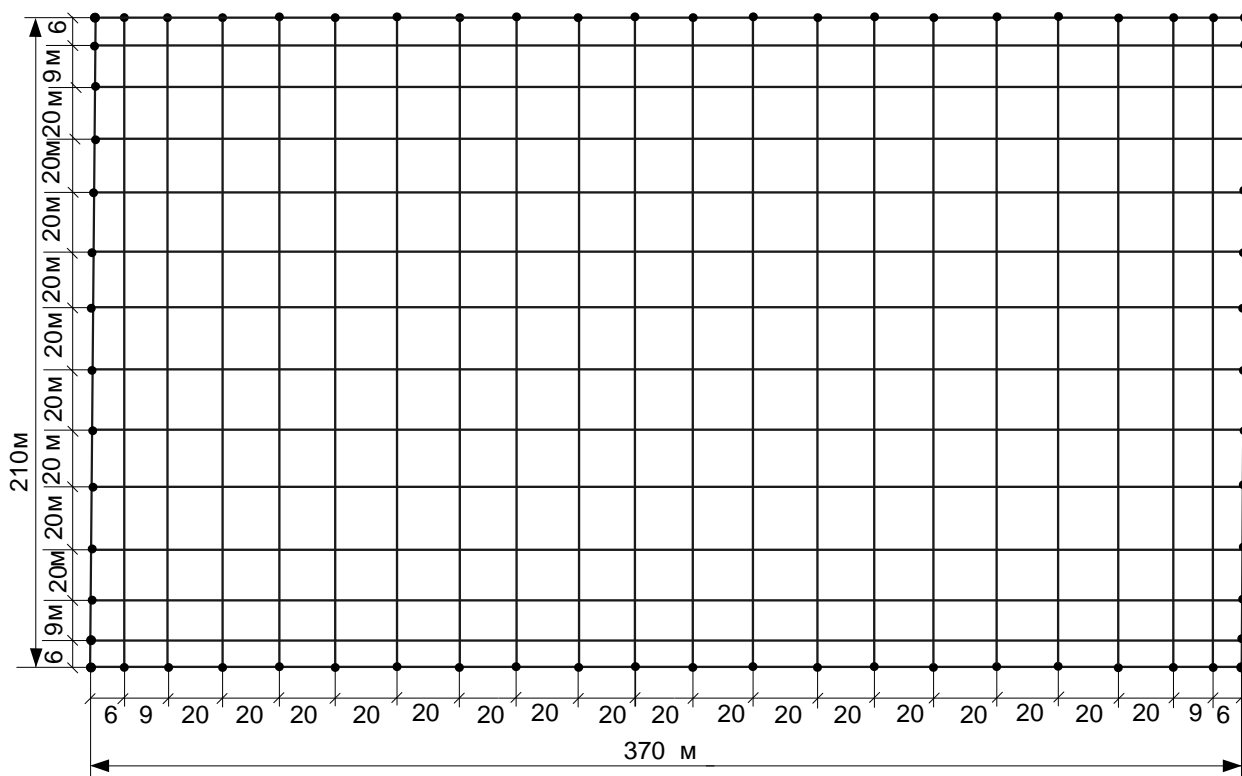


Рисунок 2.18 – План заземлювального пристрою ВРУ-750 кВ

Опір штучного заземлюючого пристрою [4, 8, 9]:

$$R_{\text{ш}} = A \cdot \frac{\rho_{\text{екв}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{екв}}}{L_{\text{г}} + L_{\text{в}}}, \quad (2.69)$$

де A – функція відношення $\frac{l_{\text{в}} + t}{\sqrt{S}}$;

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

$L_{\text{г}}$, $L_{\text{в}}$ – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів;

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_{\text{в}} + t}{\sqrt{S}} \quad \text{при } 0 \leq \frac{l_{\text{в}} + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1, \quad (2.70)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_{\text{в}} + t}{\sqrt{S}} \quad \text{при } 0,1 \leq \frac{l_{\text{в}} + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5; \quad (2.71)$$

$$\frac{l_{\text{в}} + t}{\sqrt{S}} = \frac{4 + 0,6}{278,7} = 0,017 < 0,1;$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,017 = 0,430;$$

$$\frac{h - t}{l_{\text{в}}} = \frac{2 - 0,6}{4} = 0,35.$$

$$L_{\text{г}} + L_{\text{в}} = (370 \cdot 14 + 210 \cdot 22) + 4 \cdot 68 = 10072 \text{ м.}$$

З таблиці 7.6 [4] визначаємо, що $\rho_{\text{екв}}/\rho_2 = 1,18$.

$$\rho_{\text{екв}} = 1,18 \cdot 400 = 472 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Опір штучного заземлювача:

$$R_{\text{ш}} = 0,43 \cdot 472 / 278,7 + 472 / 10072 = 0,775 \text{ (Ом)} > 0,5 \text{ (Ом)}.$$

На території ВРУ є природні заземлювачі. Приєднуємо до ЗП природні заземлювачі:

– системи «трос-опори» $R_{п1} = 1,2 \text{ Ом}$;

– фундаменти опор $R_{п2} = 1,1 \text{ Ом}$.

Тоді опір заземлювача:

$$R'_3 = \frac{R_{ш} \cdot R_{п1} \cdot R_{п2}}{R_{ш} \cdot R_{п1} + R_{ш} \cdot R_{п2} + R_{п1} \cdot R_{п2}};$$

$$R'_3 = \frac{0,775 \cdot 1,2 \cdot 1,1}{0,775 \cdot 1,2 + 0,775 \cdot 1,1 + 1,2 \cdot 1,1} = 0,33 \text{ (Ом)} < 0,5 \text{ (Ом)}.$$

РОЗДІЛ 3

ПРИЗНАЧЕННЯ ТА ПРИНЦИП РОБОТИ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ ТА АВТОТРАНСФОРМАТОРІВ

Трансформатор - електрична машина, що складається з набору індуктивно пов'язаних обмоток на магнітопроводі, призначений для перетворення за допомогою електромагнітної індукції однієї або декількох систем змінного струму в одну або кілька інших систем змінного струму без зміни частоти систем (системи). На малюнку 3.1 додаток Б представлений двообмотковий трансформатор.

Автотрансформатором називається трансформатор, у якого є електричний зв'язок між обмотками, при цьому обмотка нижчої напруги є частиною обмотки вищої напруги. Внаслідок такого зв'язку, потужність з первинної мережі у вторинну передається не тільки за рахунок магнітного зв'язку обмоток, а й електричним шляхом.

3.1 Призначення і принцип роботи силового трансформатора

Силовий трансформатор - трансформатор, призначений для перетворення електричної енергії в електричних мережах і в установках, призначених для прийому і використання електричної енергії. Його робота заснована на явищі взаємної індукції. Наведення в обмотці ЕРС під дією силових ліній магнітного поля, утвореного інший обмоткою, називається взаємоіндукцією. Обмотка трансформатора з великим числом витків називається обмоткою високої напруги (ВН). Обмотка з меншим числом витків - обмоткою низької напруги (НН) .

Якщо до обмотки трансформатора підключити джерело змінного струму, то по його виткам буде протікати змінний струм, який створить в магнітопроводі трансформатора змінний магнітний потік. Замкнувшись в магнітопроводі, змінний магнітний потік буде індукувати електрорушійну силу (ЕРС) в інший обмотці трансформатора. Це пояснюється тим, що всі обмотки трансформатора намотані на

один магнітопровід, тобто вони пов'язані між собою магнітної зв'язком. Значення ЕРС буде пропорційно кількості витків даної обмотки.

На рисунку 3.2 додаток Б графічно зображено принцип роботи трансформатора.

3.2 Призначення і принцип роботи автотрансформатора

У порівнянні з двообмотковим трансформатором автотрансформатор при одній і тій же номінальній потужності має менші габарити і масу. Пов'язано це з тим, що в трансформаторах вся потужність від однієї обмотки до іншої передається електромагнітним шляхом, тому його габарити, і маса визначаються номінальною потужністю, в той час як габарити і маса автотрансформатора залежать від розрахункової потужності, яка є тільки частиною його номінальної потужності [1].

Автотрансформатори застосовуються як для зниження (Рис.3.3), так і для підвищення напруги (Рис.3.4).

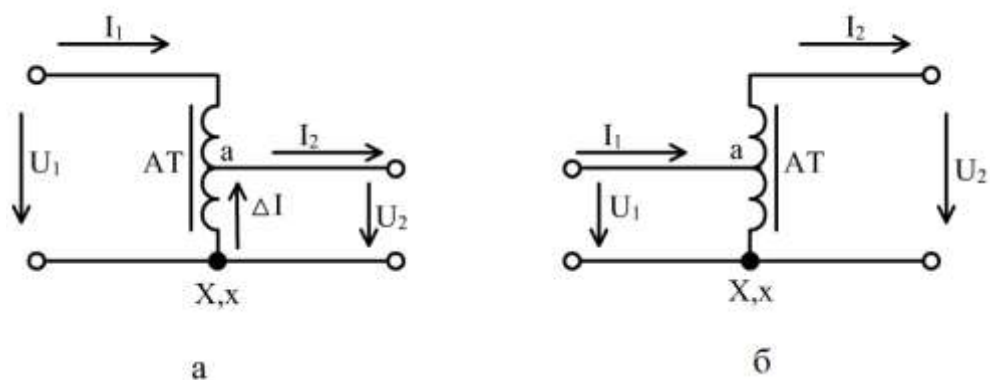


Рисунок 3.3 - Схема однофазного автотрансформатора

а- підвищувальний; б- понижувальний

Основні співвідношення для трансформатора зберігаються і для автотрансформатора. Так, відношення напруг рівне:

$$U_1 / U_2 = U_{ВН} / U_{НН} = \omega_1 / \omega_2 = n \quad (3.1)$$

а відношення струмів

$$I_1 / I_2 = I_{ВН} / I_{НН} = \omega_1 / \omega_2 = 1/n \quad (3.2)$$

де ω_1 – повне число витків обмотки (між точками A и X);

ω_2 - число витків частини обмотки, що знаходиться між точками a і X (або a і x).

Робочий магнітний потік в автотрансформаторі створюється спільною дією первинного і вторинного струмів:

$$\underline{I}_1 \omega_1 + \underline{I}_2 \omega_2 = \underline{I}_{12} \omega_1 \quad (3.3)$$

На рисунку 3.5 показана схема включення трифазного понижуючого автотрансформатора.

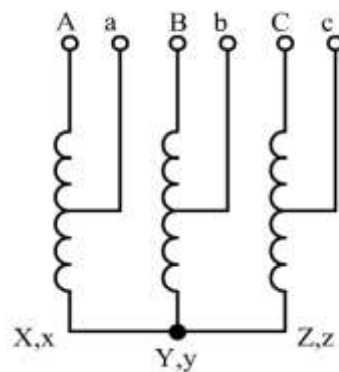


Рисунок 3.4 - Схема трифазного понижуючого автотрансформатора

Обмотки трифазного автотрансформатора з'єднують найчастіше в зірку.

Силві автотрансформатори великої потужності знаходять застосування для з'єднання між собою електричних мереж підвищених напруг з близькими рівнями цих напруг. Потужність таких автотрансформаторів досягає декількох сотень мегавольт-ампер.

РОЗДІЛ 4

ПОРЯДОК ПІДГОТОВКИ ТА ВКЛЮЧЕННЯ ТРАНСФОРМАТОРА

Усі операції по включенню силових трансформаторів та автотрансформаторів проводяться оперативним персоналом який займається його експлуатацію. Під час включення повинен бути дотриманий чіткий порядок виконання робіт [2].

В першу чергу під час включення потужних трансформаторів всі резервні трансформатори повинні підтримуватись в стані повної готовності.

Перед його включенням в роботу оперативний персонал зобов'язаний :

- Перевірити за експлуатаційними журналами всі записи про закінчення робіт на трансформаторі і системах охолодження, зняття переносних заземлень , закороток , відключення заземляючих ножів, зняття плакатів та огорожень.

- Виконати зовнішній огляд трансформатора , системи охолодження , панелей захистів.

- Провести вимір опору ізоляції. В залежності від класу напруги трансформатора він має відповідати встановленим нормам.

Перед введенням трансформатора проводиться заключний або так званий перед робочий огляд. При цьому огляді відповідно до особливого бланку огляду потрібно перевірити:

- Відсутність пошкоджень та корозії , порушень герметичності, маслощільності.

- Стан ізоляторів вводів (відсутність тріщин і сколів фарфору, забруднень, протікання масла через ущільнення та ні.)

- Цілісність та справність вимірювальних і захисних приладів.

- Стан видимих контактних з'єднань і заземлень.

- Показники маслопоказників розширювального бака на відповідність середній температурі масла в бакові трансформатора та кантакторів пристроїв РПН.

- Тиск масла в високовольтних герметичних вводах.

- Стан індикаторного силікогелю в повітреосушувачах.

- Рівень масла в масляних затворах повітреосушувачах.

- Стан вузлів передачі пристрою РПН (відсутність поломок шарнірних муфт, відсутність порушення стопоріння та покриття льодом вузлів передачі, наявність мастила);

- Стан приводів пристроїв РПН і взаємна відповідність показань показчиків положення приводу і перемикаючих пристроїв, а також показчика положень пристрою РПН на щиті управління

Далі підготовлюються до введення в роботу систему охолодження. Для чого потрібно подати оперативний струм в схему управління системою охолодження трансформатора. В шафах автоматичного охолодження і шафах дугтя встановити положення «автоматичне» на перемикачі режиму роботи системи охолодження. Увімкнути автоматичні вимикачі живлення електродвигунів, насосів та вентиляторів охолоджувачів.

Потім підготовлюються системи управління РПН трансформатора. Для цього виконують таку послідовність дій:

- Установити дистанційне управління пристроєм РПН в шкафу приводу.
- Якщо система складається з декількох трансформаторів, впевнитись що положення кожного із РПН в однаковому положенні.
- Встановити дистанційне положення перемикача режиму РПН.
- Подати напругу на схему управління приводом РПН.
- З метою очистки контактної системи від окису і шлаку виконати десять циклів перемикачів пристрою РПН електричним приводом при дистанційному керуванні ним.
- Останньою операцією є встановлення РПН в необхідне положення і перевірити відповідність показників положення приводів з їх показниками на щиті управління.

Оцінювати стан трансформатора необхідно згідно з результатами хроматографічного аналізу розчинених у маслі газів. При задовільному стані подальшу оцінку стану трансформатора потужністю 63 МВА і більше рекомендується здійснювати згідно з результатами вимірювань його опору короткого замикання, в разі якщо значення струму пошкодження через обмотки

трансформаторів складе 0,7 і більше його розрахункового допустимого струму короткого замикання.

Включення трансформаторів на номінальне навантаження допускається:

- З системами охолодження М і Д при будь-якій температурі повітря;

- З системами охолодження ДЦ і Ц при температурі навколишнього повітря не нижче мінус 25 ° С. При більш низьких температурах трансформатор повинен бути попередньо прогрітий на навантаження 0,5 номінального без запуску системи циркуляції масла до досягнення температури верхніх шарів масла мінус 25 ° С, після чого повинна бути включена система циркуляції масла. В аварійних умовах допускається увімкнення трансформатора на повне навантаження незалежно від температури навколишнього повітря.

Включення трансформатора під навантаження дозволяється не раніше ніж через 20 годин після останньої доливання масла. Введення всіх трансформаторів в роботу, висновок в ремонт проводиться за типовими бланками перемикачів. Введення в роботу трансформаторів 6 / 0,4 кВ виконується після обов'язкової перевірки фазування.

Вводити трансформатор в роботу потрібно поштовхом на повну номінальної напруги з боку ВН, СН або НН, а трансформатори в блоці з генератором - повільним підняттям напруги згідно з інструкцією оперативних перемикачів.

При першому включенні після монтажу при наявності вимикачів з боку харчування рекомендується здійснювати від трьох до п'яти включень трансформатора поштовхом на номінальну напругу для перевірки відбудови його захистів від стрибків намагнічує струму [3].

На щиті управління необхідно перевірити відсутність сигналів несправності трансформатора. У разі їх наявності потрібно усунути причину несправності, після чого включити трансформатор під навантаження. Перевірити навантаження трансформатора і переконатися в тому, що в залежності від величини навантаження і температури верхніх шарів масла автоматично включилися в роботу електронасоси другої групи (при струмі навантаження більше 0,4 номінального), електронасоси третьої групи (при струмі навантаження більше 0,75 номінального) і

електродвигуни вентиляторів зазначених груп при досягненні температури верхніх шарів масла 40-50 ° С.

Робота трансформаторів, які мають дуттєве охолодження (Д), допускається із вимкненим дуттям, якщо температура верхніх шарів масла не перевищує 55 ° С і навантаження менше номінального. Дуттєве охолодження має включатися автоматично при досягненні температури масла 55 ° С або номінальному навантаженні незалежно від температури масла. Дуття повинно вимикатися при зниженні температури масла до 45 ° С, якщо при цьому струм навантаження менше номінального.

При включенні в роботу трансформатора з масляноводяним охолодженням необхідно спочатку включати маслососи, а потім водяні (або відкрити засувки по воді), відключати необхідно в зворотному порядку.

РОЗДІЛ 5

РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ

Основними показниками якості електроенергії при споживанні від електричних мереж трифазного струму є відхилення і коливання частоти, ступінь несинусоїдальності форми кривої напруги, несиметрія напруг і зміщення нейтралі, відхилення і коливання напруги.

Норми на ці показники якості електроенергії в точках мереж, до яких безпосередньо приєднуються електроприймачі, визначаються ГОСТ 13109-87.

Відхилення показників якості електроенергії, в тому числі рівня напруги, від номінальних значень поділяються на нормально допустимі, які повинні дотримуватися протягом 95% часу доби і максимально допустимі, які не повинні бути перевищені протягом всього часу, включаючи післяаварійні режими. Вимоги до точності підтримки напруги різні для різних видів навантаження.

Відхилення, а тим паче коливання напруги в межах $\pm 5\%$ повністю порушують нормальну роботу установок. Найбільш поширеним методом є поетапна зміна коефіцієнта трансформації шляхом передання відгалужень обмоток трансформатора. Для промислових електроустановок це єдиний засіб регулювання режиму.

Використовують два типи перемикальних пристроїв:

- 1) для змінення кількості витків на повністю відключеному трансформаторі, тобто перемикання без збудження (ПБЗ);
- 2) для змінення кількості витків у працюючому стані, тобто регулювання під навантаженням (РПН).

5.1 Перемикання без збудження

Пристроями ПБЗ обладнують більшість трансформаторів, зазвичай вони забезпечують змінення k_T (коефіцієнт трансформації) у межах $\pm 5\%$ від номінального значення. Для цього трансформатори невеликої потужності, крім основного виводу, мають два відгалуження від обмотки вищої напруги: $+5$ і -5% (рис. 3.1,

а додаток В). Якщо трансформатор працював на основному виводі 0 і необхідно підвищити напругу на вторинній стороні U_2 , то на вимкненому повністю трансформаторі роблять перемикання на відгалуження -5% , зменшуючи тим самим кількість витків w_1 .

На трансформаторах середніх та великих потужностей передбачають чотири відгалуження $\pm 2,5\%$, які перемикають спеціальними перемикачами барабанного типу, встановленими окремо для кожної фази (рис. 3.1, б додаток Б). У разі замикання роликком 4 перемикального пристрою контактів $A_4 - A_5$ трансформатор має номінальний коефіцієнт трансформації. Положення $A_3 - A_4$ та $A_2 - A_3$ відповідають збільшенню коефіцієнта трансформації на $2,5$ і 5% , а положення $A_5 - A_6$ та $A_6 - A_7$ – зменшенню на $2,5$ і 5% відповідно. Рукоятку приводу перемикача виведено на кришку трансформатора.

Пристрій ПБЗ не дозволяє регулювати напругу протягом доби, оскільки часте вимкнення трансформатора для перемикачів за умовами експлуатації неприпустиме. Зазвичай ПБЗ використовують тільки для сезонного регулювання напруги [4].

5.2 Регулювання під навантаженням

Регулювання під навантаженням дозволяє перемикати відгалуження обмотки трансформатора без розриву кола струму. Пристрої РПН дозволяють регулювати напругу в значно більших межах залежно від потужності та напруги трансформатора (від ± 10 до $\pm 16\%$ ступенями приблизно по $1,5\%$), і їх вартість вища.

Регульовальні ступені виконують на боці ВН, оскільки менший за значенням струм дозволяє полегшити перемикальний пристрій. Для розширення діапазону регулювання без збільшення кількості відгалужень застосовують ступені грубого і тонкого регулювання (рис.3.2 додаток В). Найбільший коефіцієнт трансформації виходить, якщо перемикач $П_1$ перебуває в положенні II, а перемикач відгалужень $П$ – на відгалуженні 7.

Перемикаючі пристрої РПН виконують таким чином, щоб перемикання з одного відгалуження обмотки на інше не супроводжувалось розривом кола

струму та закорочуванням витків обмотки трансформатора. До перемикального пристрою входять такі елементи:

- Перемикач відгалужень, контакти якого розмикають і замикають гілки кола без струму;
- Контактори, що розмикають і замикають гілки кола з робочим струмом;
- Струмообмежувальний реактор або резистори;
- Привідний механізм.

Принципові схеми однієї фази обмотки ВН трансформатора з пристроєм РПН зображено на рис. 3.3 додаток В, де ОО – основна частина обмотки ВН; РО – регульована частина обмотки, яка приєднана з боку нейтралі трансформатора; K_1 , K_2 – контактори; Р – струмообмежувальний реактор; R_1 , R_2 – струмообмежувальні активні резистори; Π_1 , Π_2 – контакти перемикача відгалужень; 1–9 – відгалуження регульованої частини обмотки. Нейтраль трансформатора О приєднано до середнього відгалуження 5. У разі встановлення контактів перемикача Π_1 , Π_2 у положення 5 у роботі перебуває тільки основна частина обмотки ОО. Якщо перемикач перебуває в одному з положень 1–4, то до основної частини обмотки додається відповідна кількість витків узгоджено ввімкненою обмоткою РО, внаслідок чого коефіцієнт трансформації трансформатора збільшується. У випадку приєднання перемикача до одного з відгалужень 6–9 до обмотки ОО приєднується відповідна кількість витків зустрічно ввімкненої обмотки РО, тому коефіцієнт трансформації зменшується. Нейтраль не обов'язково з'єднувати з центральним виводом регульованої частини обмотки РО, а так, як показано на рис. 5.2 додаток В

У схемі із струмообмежувальним реактором (5.3, а) у вихідному положенні контакти перемикача Π_1 , Π_2 приєднано до одного відгалуження

3 обмотки, а контактори K_1 , K_2 замкнені. Струм нормального режиму проходить від виводу ВН через обмотку ОО, гілки реактора Р, контакти K_1 , K_2 , обмотку РО між відгалуженнями 3 та 5 до нейтралі трансформатора. Робочий струм між гілками зведеного реактора поділяється нарівно, а оскільки струми в них

спрямовані зустрічно, то спад напруги в реакторі незначний. Процес перемикання з відгалуження 3 на відгалуження 2 відбувається у такій послідовності. Розмикається контактор K_1 (під струмом), весь робочий струм проходить через контакти перемикача Π_2 , контактор K_2 і гілку реактора. Контакт перемикача Π_1 переходить у положення 2, замикається контактор K_1 . Робочий струм поділяється між гілками реактора, з'являється також невеликий циркулюючий струм, викликаний напругою між сусідніми відгалуженнями; цей струм обмежений великим поздовжнім опором реактора. Далі розмикається контактор K_2 (під струмом), контакт перемикача Π_2 переходить у положення 2 і знову замикається контактор K_2 . Процес перемикання закінчений, при цьому в жоден із моментів часу коло, по якому проходить струм навантаження трансформатора, не розривається. Перемикання на наступне відгалуження відбувається у тій же послідовності [5, 6].

У розглянутій системі процес перемикання відбувається відносно повільно, всі елементи пристрою РПН розраховані на тривале проходження струму. Перемикач відгалужень і струмообмежувальний реактор розміщені з боку трансформатора. Контактори розміщені в особливому відсіку, щоб забезпечити доступ до контактної системи, яка потребує нагляду. Реактор має сталеве осердя, яке має бути заземленим, а ізоляція обмотки реактора – відповідати робочій напрузі. Чим вища напруга, тим більші розміри реактора. Це обмежує застосування розглянутої схеми. Її можна використовувати, якщо регульовану частину обмотки трансформатора розміщено з боку нейтралі.

Перемикальні пристрої системи РПН з резисторами, які виконують функцію обмежувачів струму, якщо контакти Π_1 , Π_2 перемикача перебувають у проміжному положенні, більш досконалі і належать до швидкодійних пристроїв. Розміри резисторів, розрахованих на короткочасний струм, відносно малі, і весь пристрій може бути виконаний досить компактним. Принципову схему перемикального пристрою показано на рис. 3.3, б додаток В, на якому у вихідному положенні контакти Π_1 , Π_2 перемикача відгалужень перебувають у положенні 3, контактори K_3 , K_4 увімкнено, K_1 , K_2 вимкнено. Опір R_2 шунтований контактором

K_4 , по якому проходить робочий струм. Процес перемикання на сусіднє відгалуження 2 відбувається у такій послідовності. Контакт перемикача Π_1 переходить у положення 2 без струму в R_1 , K_1 та K_2 . Розмикається контактор K_4 (під струмом), у результаті чого робочий струм проходить через резистор R_2 і контактор K_3 . Замикається контактор K_1 , при цьому робочий струм перерозподіляється між опорами R_1 , R_2 і у контурі, що виник, з'являється деякий циркулюючий струм, викликаний напругою між сусідніми відгалуженнями. Розмикається контактор K_3 (під струмом), і контакт перемикача Π_2 переходить у положення 2. Замикається контактор K_2 , який шунтує опір R_1 , унаслідок чого робочий струм проходить тільки через контактор K_2 . Процес перемикання закінчено.

У розглянутому перемикальному пристрої з резисторами умови для гасіння дуги, яка виникає з розмиканням гілок із струмом, більш сприятливі порівняно з пристроєм із струмообмежувальним реактором. Застосовують контактори у маслі (розміщені у герметизованому баку з маслом), а також контактори з вакуумними дугогасними камерами, де трансформаторне масло не використовується як дугогасне середовище і його не треба міняти в процесі експлуатації. Механізм перемикального пристрою оснащений потужними пружинами, які забезпечують велику швидкість перемикання.

Подальшим удосконаленням РПН є застосування тиристорних перемикачів відгалужень. Тиристори спрацьовують у моменти переходів струму навантаження через нуль і послідовно вмикають необхідну комбінацію вторинних обмоток, тому швидкодію таких перемикальних пристроїв можна значно підвищити.

Відносно регулювання напруги зміненням коефіцієнта трансформації треба зауважити таке. Для забезпечення постійної напруги на затискачах обмотки НН трансформатора (з магнітним зв'язком обмоток ВН та НН) у разі змінення вищої напруги треба змінювати кількість витків обмотки ВН таким чином, щоб підтримувати незмінною ЕРС на один виток, тобто індукцію у магнітопроводі. Так, зі збільшенням вищої напруги кількість витків треба збільшувати, при цьому індукція не зміниться [7].

5.3 Особливості регулювання напруги в автотрансформаторах

Регулювання напруги в автотрансформаторах має деяку особливість. Якщо відгалуження виконати в нейтралі (рис 3.4, а), то це дозволяє полегшити ізоляцію перемикального пристрою і розрахувати його на менший струм, оскільки в загальній обмотці автотрансформатора проходить різниця струмів. Таке регулювання називають зв'язаним, тому що при перемиканні відгалужень одночасно змінюється кількість витків обмоток ВН і СН. Це призводить до різких змін індукції в осерді і коливань напруги на обмотці НН. Дійсно, на відміну від трансформатора у цьому разі зі збільшенням вищої напруги треба зменшувати кількість витків загальної обмотки, щоб підтримувати незмінною напругу з боку обмотки СН. Це призводить до збільшення ЕРС на один виток, тобто до збільшення індукції, але таке збільшення понад допустиме значення межі є неприпустимим через різке збільшення втрат потужності в сталі і температури магнітопроводу. Для запобігання перенасиченню осердя треба знижувати розрахункову індукцію, тобто збільшувати витрати матеріалів і вартість автотрансформатора. Суттєвим недоліком такого регулювання напруги зміненням кількості витків загальної обмотки є одночасне змінення напруги третинної обмотки, що також є особливістю зв'язаного регулювання. Справді, у разі збільшення вищої напруги і відповідного зменшення кількості витків загальної обмотки напруга на затискачах третинної обмотки збільшується внаслідок збільшення індукції в осерді трансформатора. І навпаки, у разі зменшення вищої напруги і відповідного збільшення кількості витків загальної обмотки напруга третинної обмотки зменшується внаслідок зменшення індукції в осерді.

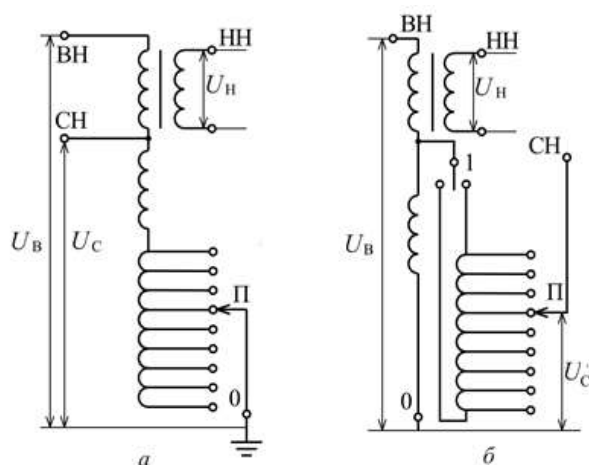


Рис. 5.4 - Схема регулювання напруги в автотрансформаторі;
 а – відгалуження в нейтралі (без реверсу); П – перемикальний пристрій;
 б – відгалуження на лінійному кінці обмотки СН (з реверсом); 1 – реверсор

Для усунення недоліків зв'язаного регулювання автотрансформаторів відгалуження для регулювання варто перенести на послідовну обмотку або до лінійного виводу середньої напруги (рис. 5.4, б). У цьому випадку вартість перемикального пристрою збільшується, оскільки він має бути розрахований на повний номінальний струм, а ізоляція – на повну напругу обмотки СН. Такі перемикальні пристрої на струм до 2000 А з ізоляцією класів 110 і 220 кВ дозволяють виконувати РПН для автотрансформаторів великих потужностей за допомогою трьох однофазних регуляторів, які мають електропривід з автоматичним керуванням.

Для регулювання напруги під навантаженням на потужних трансформаторах і автотрансформаторах застосовують також послідовні регульовальні трансформатори, їх також називають вольтододатковими трансформаторами (ВДТ) або бустерними. Їх можна підключати до головного трансформатора (автотрансформатора) з боку лінійних виводів вищої напруги, лінійних виводів середньої напруги або з боку нейтралі (рис. 5.5).

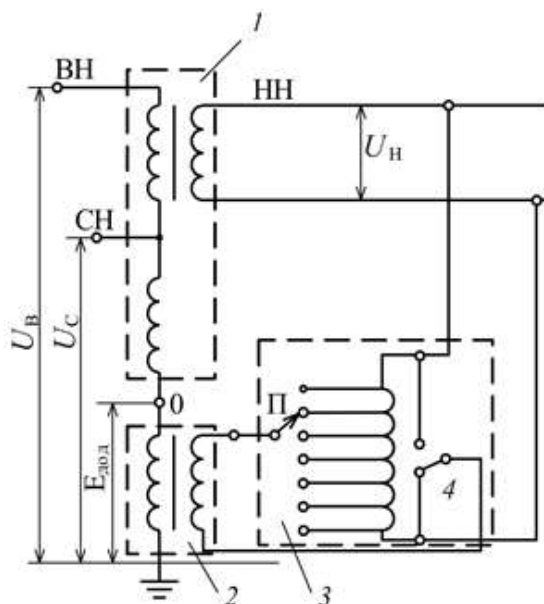


Рисунок 5.5 - Схема ввімкнення послідовного регулювання трансформатора в коло автотрансформатора;
 П – перемикальний пристрій; 4 – реверсор

Схема на рис. 5.5 складається з послідовного трансформатора 2, який вводить додаткову ЕРС Едод в основну обмотку автотрансформатора 1 і регулювального автотрансформатора 3, що змінює цю ЕРС. За допомогою таких трансформаторів можна змінювати не тільки напругу (поздовжнє регулювання), але і її фазу (поперечне регулювання). Обладнання таких трансформаторів значно складніше, ніж РПН, тому вони дорожчі і застосування їх обмежене [8].

Принципові схеми ввімкнення однієї фази ВДТ у обмотку СН автотрансформаторів показано на рис. 5.6, а, б, в. Схеми подано стосовно фази А автотрансформатора.

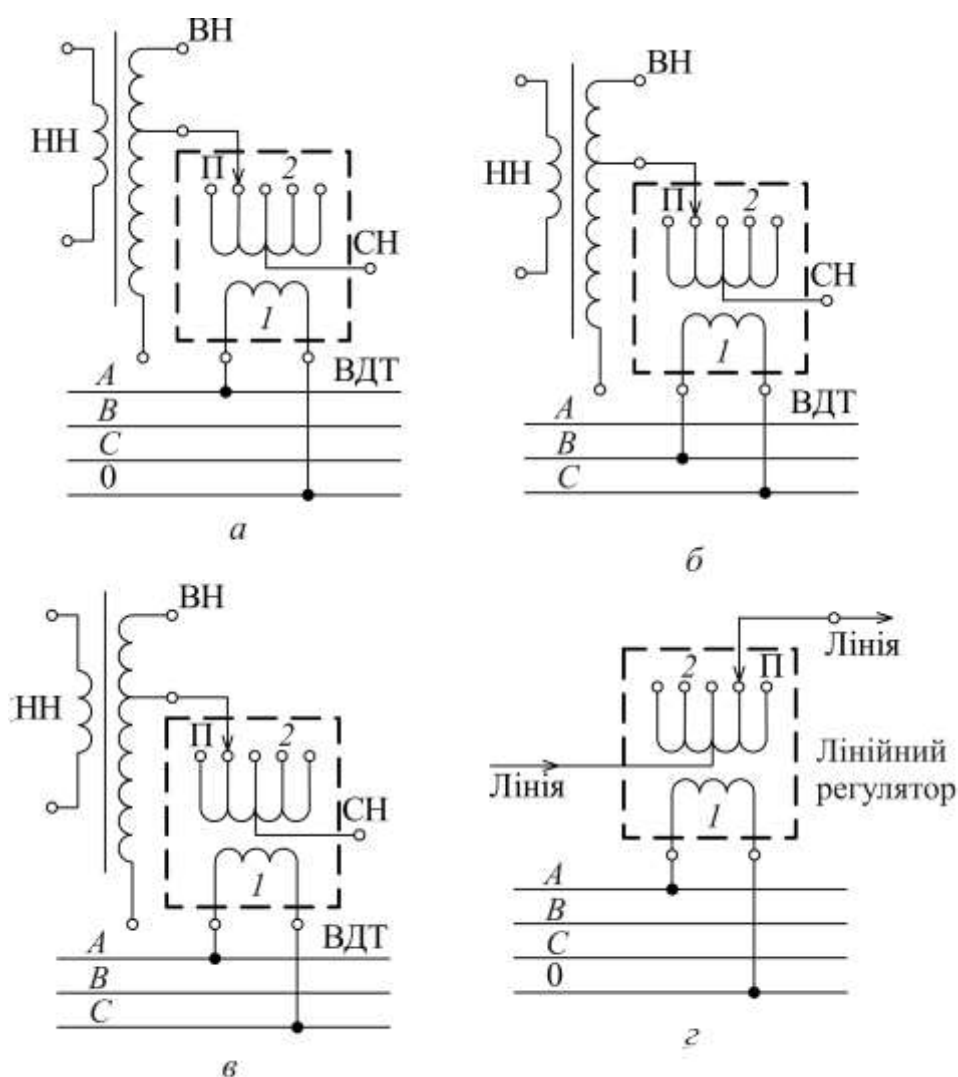


Рисунок. 5.6. Принципові схеми увімкнення вольтододаткових трансформаторів (а, б, в)

та лінійного регулятора (г); П – перемикач відгалужень

РОЗДІЛ 6

КОНТРОЛЬ СТАНУ ТРАНСФОРМАТОРА ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ

Під час нормальної експлуатації не залежно від потужності кожен трансформатор і автотрансформатор потребує нагляду. Нагляд передбачає в собі проведення оглядів, дотримання режиму навантаження, напруги та теплового режиму. Це дозволяє зберегти ресурс і зпобігти поломок трансформаторів.

6.1 Контроль режиму роботи

Контроль режиму роботи трансформаторів забезпечується роботою захисту і контрольно-вимірювальної апаратури, встановленої на трансформаторі. У загальному випадку режим роботи трансформатора визначається за значеннями струму, активної і реактивної потужності кожної з обмоток, а також за рівнем напруги на виводах автотрансформатора або не пов'язаних з цими виводами шин. Тепловий режим трансформатора контролюється роботою термосигналізаторів.

6.1.1 Навантажувальний режим трансформатора

Навантажувальний режим трансформатора в залежності характеру навантаження змінюється протягом доби. Допускаються систематичні перевантаження, що визначаються характером добового графіка навантаження, температурою охолоджуючого середовища і недовантаженням в літню пору. Особливо уважно контролюється режим навантаження в автотрансформаторах, що мають електричний зв'язок обмоток ВН, СН. У автотрансформаторах в режимі компенсованого навантаження потужність передається від двох обмоток до однієї. При такому режимі потужність обмотки НН може передаватися в напрямку обмотки СН. Це станеться, якщо до обмотки НН приєднати генератори або синхронні компенсатори. В цьому режимі може виникнути перевантаження обмоток СН. У таких випадках режим навантаження автотрансформаторів слід контролювати по амперметрі, включеному на суму лінійних струмів сторін ВН і СН. Подібний контроль у однофазних автотрансформаторів можна здійснювати по амперметрі, включеному (через трансформатор струму) в нейтраль однієї з фаз. В інструкціях по

експлуатації автотрансформатора вказані допустимий розподіл навантажень в різних режимах або граничні значення струмів для кожної з обмоток (включаючи струм лінійного виводу СН). У триобмоткових трансформаторів розподіл тривалих навантажень по обмоткам в будь-яких режимах повинно відповідати умові, що жодна з обмоток не буде навантажена струмом, який перевищує номінальний.

6.1.2 Тепловий режим трансформатора

Тепловий режим трансформатора контролюється за температурою верхніх шарів масла і по навантаженню. Нормується температура верхніх шарів масла, а знос паперової ізоляції залежить від температури найбільш нагрітої точки, допустиме значення якої приймається в залежності від виду охолодження трансформатора. При оцінці теплового стану трансформатора необхідно враховувати, що усталений тепловий стан обмотки настає через 30 - 40 хв після встановлення значення струму навантаження.

Температура верхніх шарів масла досягає нового значення у трансформаторах з природньою циркуляцією масла через 10 - 16 год. Тому при короточасних перевантаженнях судити за температурою верхніх шарів масла про дійсний тепловий режим трансформатора не можна [8].

Експлуатаційний персонал, що вивчив роботу трансформатора, по температурі масла визначає також відхилення в роботі системи охолодження. При неполадках в системі охолодження порушується відповідність між температурою верхніх шарів масла і навантаженням. В електроустановках з постійним черговим персоналом ведеться контроль навантаження із записом показань амперметра в відомість з періодичністю, встановленою місцевими інструкціями. При роботі трансформатора з перевантаженням вимір навантаження необхідно проводити частіше, і при досягненні до допустимих меж тривалості перевантаження необхідно вжити заходів з розвантаження трансформатора. В електроустановках без постійного чергування персоналу контроль навантаження проводиться з періодичністю, яка визначається

місцевими інструкціями, але не рідше 1 - 2 разів на рік під час максимального навантаження.

6.1.3 Режим напруги трансформатора

Контроль напруги необхідний, так як первинна напруга постійно змінюється в процесі експлуатації в залежності від навантаження, режиму роботи електричної мережі або напруги генератора (при роботі трансформатора в блоці з генератором). Зниження напруги небажано, оскільки призводить до різних порушень у споживачів електроенергії, хоча і безпечно для трансформатора. Підвищення напруги вище нормованих значень, таке небажано як для споживачів електроенергії, так і для самого трансформатора, так як призводить до збільшення індукції в магнітопроводі, отже і до неприпустимого перегріву активної сталі. Крім того, при неприпустимому перевищенні напруга стає небезпечною для ізоляції обмоток. Чим вища підводиться напруга, тим більше число витків повинно бути включено в роботу. Тому, виходячи з режиму роботи електроустановок, автоматично або дистанційно змінюється число витків первинної обмотки.

6.2 Періодичні огляди

В електроустановках з постійним черговим персоналом огляди і контроль стану головних трансформаторів (електростанцій і підстанцій), а також трансформаторів власних потреб проводяться не рідше 1 разу на добу; інші трансформатори повинні оглядатися не рідше разу на тиждень на установках з постійним чергуванням. Не рідше ніж раз на місяць на установках без постійного чергування і не менше разу на 6 місяць на трансформаторних пунктах. Залежно від місцевих умов (забрудненість атмосфери; висока температура навколишнього повітря і інших кліматичних чинниках), а також при наявності недоліків у конструкції трансформатора огляди можуть проводитися частіше.

На енергопідприємствах щорічно складають графіки проведення оглядів, при цьому періодичні огляди трансформаторів пристосовуються до оглядів іншого

обладнання електростанцій. Якщо виникли проблеми трансформатори піддаються частішим позачергових оглядам. При плановому періодичному огляді перевіряють :

- Стан зовнішньої ізоляції;
- Ступінь забрудненості;
- Цілісність фарфорових покриттів і опорної ізоляції,
- Водів і розрядників (при їх наявності);
- Перевіряють відсутність сторонніх предметів, що скорочують ізоляційні відстані.

Крім зовнішнього візуального огляду в денний час періодично в нічний час ведеться перевірка відсутності коронування на верхній частині вводів, причому на особливо відповідальних підстанціях цю перевірку виконують із застосуванням засобів телевізійної техніки, виявляючи місця перегріву зовнішніх елементів конструкції трансформатора (вузли приєднання вводів).

За мастиловказівниками різної конструкції визначається допустимий рівень масла в розширювачі і вводах трансформатора. Невідповідність рівня масла може бути викликано різними причинами. У кожному разі слід уважним оглядом виявити місця витоку масла. За манометром герметичних вводів перевіряється маслощільність вводів і наявність внутрішніх дефектів [3].

При огляді перевіряється наявність масла в газовому реле (через оглядове вікно), а також стан відсічного клапана на маслопроводі між газовим реле і розширювачем. Повинно бути перевірено стан запобіжного клапана на відсутність течі через нього. Перевіряють цілісність і справність манометрів і термосигналізаторів, елементи системи охолодження; визначають (використовуючи вібрографи) маслонуноси з пошкодженими підшипниками і своєчасно замінюють їх. Підвищена вібрація може привести до пошкодження крильчаток вентиляторів обдування системи охолодження. Обломана частина крильчатки пошкоджує охолоджувач, викликає текти масла. При огляді перевіряється також стан силикагеля в повітреосушувачі

По шуму, що видає трансформатор, можна фіксувати наявність в трансформаторі внутрішніх дефектів. Прослуховування трансформатора доцільно

вести при короткочасному відключенні вентиляторів системи охолодження. Можливо виявлення внутрішніх дефектів по характерному потрiскуваннi (кляцанi) в баку трансформатора при наявностi неприпустимих розрядiв в окремих елементах конструкцiї активної частини. Незадовiльне закрiплення елементiв на баку трансформатора викликає характерний звук. За показами манометра системи азотного захисту трансформатора визначається необхіднiсть пiдживлення або ремонту дихальних гумових ємностей.

Перiодично, вiдповiдно до iнструкцiї по експлуатацiї, проводиться вiдбiр проби масла на хiмiчний та хроматографiчний аналіз. За вiстом повітря в маслі визначають нормальний стан плiвковою захисту трансформатора, а по зростанню вiмсту вологи - якiсть герметизацiї (ущiльнень). За аналізом газiв визначають наявнiсть внутрішніх ушкоджень. Перевiряється цiлiснiсть мембрани вихлопної труби. У трансформатора з порушеною мембраною з часом вiдбудеться неприпустиме зволоження масла, а потiм i твердої iзоляцiї. Пiд час огляду, як правило, нiякi роботи не виконуються. При виявленнi значного пошкодження подальший огляд переривається, дефект усувається. Тiльки пiсля цього огляд вiдновлюється i завершується. Його слiд виконувати при строгому дотриманнi правил технiки безпеки, витримуючи безпечнi вiдстанi при наближеннi до струмоведучих частин, що знаходяться пiд напругою (особливо при роботi на висотi зi сходiв, на приклад при оглядi газового реле).

Крiм планових оглядiв у екстремальних випадках (значне зниження температури навколишнього повітря, ураган, сильний снiгопад, ожеледь) або пiсля землетрусу виконують позачерговi огляди. Цi огляди слiд виконувати також пiсля близьких КЗ, появи сигналу газового реле, а також при роботi трансформатора в режимi аварiйної перевантаження. При тривалому перевантаженнi ретельно стежать за рiвнем масла в розширювачi. В експлуатацiї вiдзначенi випадки спрацьовування в режимi перевантаження запобiжних клапанiв в трансформаторах з плiвковим захистом масла. Щоб попередити спрацьовування запобiжних клапанiв при такому режимi, можливо, буде потрiбно слив деякого об'єму масла з бака трансформатора. Пiсля землетрусу слiд особливо уважно обстежити фундамент i фланцевi з'єднання

трансформатора з виносною системою охолодження, а пакунку ущільнення вводів 110 кВ і вище і провести зняття кругової діаграми пристроїв РПН. Контроль за станом трансформатора забезпечує його безаварійну роботу протягом всього терміну служби. Номенклатура, періодичність проведення випробувань і вимірювань визначені нормами. Більшість випробувань і вимірювань проводять на відключеному трансформаторі. В останні 10 - 15 років велика увага приділяється як удосконаленню якості контролю стану трансформаторів шляхом застосування нових засобів і методів діагностики, так і здешевлення контролю шляхом відмови на основі техніко-економічного обґрунтування від деяких неефективних видів перевірок. Наприклад, проведений у ВНПЕ аналіз показав, що витрати на регулярні аналізи проби масла трансформаторів 1 і 2 габаритів значно перевищують збитки від деякого підвищення пошкоджуваності цих трансформаторів.

6.3 Контроль масла при експлуатації

Для виявлення можливих змін якості масла необхідно проводити його періодичний контроль. Важко установити єдині правила контролю. Це залежить від потужності і напруги трансформатора, режиму його роботи, часу знаходження в відключеному стані і т. д.

Важливо відзначити, що часто більше значення мають зміни вимірних показників в часі, ніж відхилення їх абсолютних значень від заводських (або вимірних при введенні в експлуатацію). Такі зміни вимагають прояснення ситуації розширенням обсягу випробувань або збільшенням частоти їх проведення.

Інформація, яка може бути отримана в результаті контролю масла, може свідчити не тільки про стан масла, але і інших частин трансформатора і його працездатності в цілому.

6.3.1 Періодичність і обсяг випробувань масла в експлуатації

Періодичність випробування масла при зберіганні трансформаторів.

У трансформаторів напругою до 35 кВ включно проба масла випробовується відповідно до вимог не рідше 1 разу на 6 місяців. У трансформаторів 110 кВ і вище масло випробовується не рідше 1 разу на 4 місяці.

У трансформаторів всіх напруг масло з бака контактора, пристрою РПН випробовується у відповідності з інструкцією заводу-виробника.

Періодичність випробування масла під час експлуатації трансформаторів Для трансформаторів напругою до 35 кВ включно масло випробовується протягом першого місяця експлуатації - 3 рази в першій половині місяця і 2 рази - у другій половині. Далі масло випробовується не рідше одного разу на 4 роки, а також при комплексних випробуваннях трансформатора.

У трансформаторів напругою 110 кВ і вище масло випробовується за вимогами таблиці 6.1 (п.п. 1-7), а у трансформаторів з плівковим захистом масла - додатково по п. 10 того ж додатка в такі строки після введення в експлуатацію:

- трансформатори 110-220 кВ - через 10 днів і 1 місяць;
- трансформатори 330-750 кВ - через 10 днів, 1 та 3 місяці.

Надалі масло з трансформаторів 110 кВ і вище випробовується відповідно до вимог таблиці 6.1 (п.п. 1-9) додатку В, а у трансформаторах з плівковим захистом масла - додатково по п.п. 10, не рідше 1 разу на 2 роки, а також при комплексних випробуваннях трансформатора.

6.3.2 Випробування трансформаторного масла в експлуатації

Нижче наводяться деякі дані і зауваження з випробувань проб масла, доповняючи сказане в попередніх розділах.

Відбір масла з трансформатора (для випробувань).

Необхідно бути впевненим, що масло для випробувань відібрано з достатньою ретельно і відповідає за якістю масла в трансформаторі. Бажано відбір проби зробити протягом трьох годин після відключення трансформатора, коли масло в ньому добре перемішано завдяки циркуляції і теплу.

Необхідно уникнути перемішування струменя масла в повітрі, щоб звести до мінімуму контакт з повітрям і виникнення бульбашок.

Дуже важлива чистота посуду і патрубка на баку для відбору проби, який буває забруднений, в тому числі внаслідок легкого підтікання масла. Щоб промити патрубок, рекомендується до набору проби злити масло в обсязі не менше десятикратного, необхідного для випробувань.

Рекомендується заповнювати посудину для проби через трубку. Попередньо необхідно промити посудину, заливши його повністю і зливши це масло. Необхідно, щоб всі матеріали (посудина, трубка і ін.) Не могли взаємодіяти з маслом. Кращим матеріалом є скло.

При відборі проби необхідно також дотримуватись рекомендацій ГОСТ-2255-71 і стандарту МЕК 60475 «Методи відбору проби рідких діелектриків».

Електрична міцність (пробивна напруга)

Зниження пробивної напруги може вказувати на зволоження масла і забруднення твердими частинками. Після заливки нового трансформатора в масло потрапляють такі тверді частинки, як волокна целюлозної ізоляції та інші, частинки залишаються на активній частині трансформатора після складання. Тому рекомендується масло після заливки трансформаторів напругою 220 кВ і вище піддати додатковій фільтрації.

Під час експлуатації завдяки циркуляції масла додаткова кількість частинок потрапляє в масло, відриваючись головним чином від країв ізоляції. Фрезерування країв картонних прокладок, листів картону головною ізоляції та інших деталей може значно зменшувати кількість волокон в маслі [9].

Випробування зразка масла для визначення електричної міцності - найбільш часто проводжуване випробування.

Метод вимірювання стандартизований ГОСТ-6581-75 та ІЕС 60156. Для випробування застосовується спеціальна камера, до якої прикладається змінна напруга між двома сферичними електродами діаметром 12,5 мм. Відстань між електродами 2,5 мм. Напруга піднімається до пробою. Випробування повторюється шість разів. Пробивна напруга визначається як середнє з 6 дослідів. Стандартами

пропонується проводити перемішування масла між електродами спеціальною , чистою , скляною паличкою кожен раз між дослідами.

Тангенс кута діелектричних втрат ($\text{tg}\delta$)

Вимірювання проводять за допомогою посудини, що містить конденсатор, до якого прикладається змінна напруга 50 Гц. Вимірюється струм витoku I_B і ємнісний струм I_C . Їх відношення $I_B / I_C = \text{tg}\delta$. Так як значення $\text{tg}\delta$ залежить від температури, вимірювання проводять при двох значеннях температури: 70 і 90 °С. Граничні значення дані в таблицях 6.1 і 6.2

Як зазначалося раніше, підвищені значення можуть $\text{tg}\delta$ бути викликані різними причинами. Сушка і фільтрація масла часто дають хороший ефект. Однак в тих випадках, коли масло сильно забруднене продуктами старіння, відновити масло до прийнятних значень $\text{tg}\delta$ простими засобами не вдається. В цих випадках наєбхідна регенерація масла фізико-хімічними методами.

Таблиця 6.2 Граничні значення діелектричних характеристик трансформаторного масла

Показник якості	Номинальна напруга трансформатора	Гранично допустимі значення показників якості		
		Перед заливкою	Після заливки	В експлуатації
Пробивна напруга по ГОСТ 6581-75, кВ, не менше	Трансформатори :			
	До 15 кВ включно	30	25	20
	До 35 кВ включно	35	30	25
	Від 110 до 150 кВ	65	60	35
	Від 220 до 500 кВ	65	60	45
	750 кВ	70	65	55

Продовження таблиці 6.2

Тангес кута діелектричних втрат, по ГОСТ 6581-75%, не більше при температурі 70/90 °С	Силкові трансформатори, високовольтні вводи			
	110-150 кВ	-/1,5	-/2,0	10/15
	220-500 кВ	-/0,5	-/0,7	7/10
	750 кВ	-/0,5	-/0,7	3/5

Таблиця 6.3 Граничні значення вмісту вологи

Номинальна напруга, кВ	35 > УН	35 < УН < 110	110 < УН < 220	220 > УН
Граничний вміст вологи в маслі, г/т	40	35	30	25

Вміст вологи

Метод вимірювання по ГОСТ 7822-75 або методом Карла Фішера по ІСО 1700.

Сушка масла до вмісту менше 20 г/т вимагає досить ефективного обґрунтування. Після першої заливки масло в трансформаторі повинно мати вміст вологи приблизно 10 г/т. Чутливість методу Фішера - 2 г/т, що вище, ніж дозволяє отримати гідрокальцевий метод по ГОСТ-7822-75. Недоліком методу Фішера є те, що він не застосовується для окислених масел, тобто як реактив взаємодіє з продуктами окислення (органічними кислотами, спиртами, фенолами). У той же час гідрокальцевий метод може давати помилки при визначенні вмісту вологи в дегазованих маслах після їх насичення повітрям. Під час визначення вмісту вологи відбувається розчинення утворюється вільного водню в маслі, що спотворює результати.

Кислотне число

Метод визначення стандартизований в ГОСТ-5985-75 та ІЕС 60296. Кислотне число виражено в мг КОН, необхідних для того, щоб нейтралізувати загальну кислотність в 1 г масла.

Граничне максимальне значення для трансформаторів в експлуатації встановлено рівним 0,25 мг КОН на 1 г масла. Зазвичай зустрічаються невисокі значення кислотності не роблять вплив на інші характеристики масла, але є показником, що характеризує старіння масла. Чим більше постаріло масло, тим вище кислотне число. При кислотному числі вище 0,5 мг КОН на 1 г масла можливі різкі зміни.

Коли кислотне число досягає такого значення, при якому подальша експлуатація пов'язана з ризиком, рекомендується замінити масло. У маслі також міститися водорозчинні кислоти. Їх визначення може проводитися за методикою, рекомендованою РД 34.43.105-89. Гранична концентрація водорозчинних кислот в олії становить 0,014 мг КОН/г масла. На практиці значення кислотного числа і кількості водорозчинних кислот дуже рідко перевищують вказані значення. Багато в чому це має місце завдяки тому, що вітчизняні трансформатори часто забезпечуються, так званими, термосіфольними фільтрами, що містять адсорбент (зазвичай силікагель), через які циркулює масло.

Поверхневий натяг.

Метод визначення викладено в ISO 6295, ГОСТ 5985-79. Визначення полягає в оцінці сили (в мН/м), необхідної для прориву маслководяної поверхні розділу в металевому кільці в запропонованих умовах. Ця сила, пов'язана з властивостями капілярності, змінюється в залежності від складу масла і під впливом продуктів розкладання масла.

Поверхневий натяг залежить від ступеня старіння і значення кислотного числа і свідчить про що відбуваються в маслі зміни.

У таблиці 6.4 наведені рекомендовані мінімальні значення для масла в експлуатації.

Зменшення поверхневого натягу нижче запропонованих мінімальних значень свідчить про глибокі зміни фізичних і хімічних властивостей масла внаслідок його старіння. У цих випадках краще замінити масло, ніж його регенерувати.

Таблиця 6.4 Мінімальне значення поверхневого натягу для масла в експлуатації

Номінальна напруга, кВ	УН < 35	35 < УН < 70	70 < УН < 150	УН > 150
Мінімальне значення поверхневого натягу, мН/м	10	12	15	20

Механічні домішки

Наявність механічних домішок в олії, особливо при одночасному його зволоженні, може різко знизити електричну міцність масла. Детальніше про це див. Главу 19 «Стан ізоляції в експлуатації». Згідно ГОСТ 6370-83 і РТМ 34.70.653 - проводиться фільтрування масла і опре-дленіе процентного вагового вмісту твердих частинок в маслі. Їх кількість не повинна перевищувати 30 г / т (для трансформаторів напруги 220 кВ і вище).

РОЗДІЛ 7

РЕМОНТ ТРАНСФОРМАТОРІВ І АВТОТРАНСФОРМАТОРІВ

В процесі експлуатації окремі частини трансформатора під впливом термічних, електродинамічних, механічних та інших впливів поступово втрачають свої первинні властивості і можуть прийти в непридатність.

З метою своєчасного виявлення та усунення дефектів і попередження аварійних відключень для трансформаторів періодично проводяться поточні, профілактичні та капітальні ремонти.

Поточний ремонт трансформаторів і проводиться в залежності від їх стану і в міру необхідності. Періодичність поточних ремонтів затверджується головним інженером. Ремонт виконується згідно із затвердженим графіком і обсягами.

Капітальний ремонт для трансформаторів напругою 150кВ потужністю 63 кВА і більше, проводиться через 12 років після введення в експлуатацію, а в подальшому - у міру необхідності в залежності від результатів випробувань і їх стану [10].

Профілактичні випробування трансформаторів і реакторів організовуються відповідно до норм випробування електрообладнання, інструкцій заводів-виготовлювачів та інших нормативних документів.

Передремонтні обстеження проводить спеціалізована організація до початку ремонту по попередньо розробленою програмою з метою визначення відповідності параметрів, виявлення дефектів трансформатора і його комплектуючих вузлів. За результатами обстеження розробляються рекомендації по ремонту, визначається обсяг ремонтних робіт і необхідних для ремонту запасних частин, матеріалів і технологічного обладнання.

Передремонтні випробування можна умовно розділити на дві групи:

а) Традиційні випробування і перевірки, які проводяться практично на всіх трансформаторах перед капітальним ремонтом, використовуються для оцінки стану трансформатора, його комплектуючих вузлів і складання програми ремонту.

б) Спеціальні випробування, які рекомендується проводити для уточнення стану трансформатора і виявлення можливих прихованих дефектів.

7.1 Ремонт активної частини трансформатора

Перед початком будь яких дій потрібно провести підготовчі роботи.

Прогріти трансформатор до температури 40 - 50 °С. Злити масло з трансформатора, з одночасним поданням в бак осушеного повітря (з температурою точки роси не вище -50 °С), злити донні залишки.

У період огляду і ремонту активної частини в баку трансформатора, а також після ремонту до повної герметизації в цілях запобігання ізоляції від зволоження рекомендується застосовувати всередині бака продування висушеним повітрям через установку типу "Суховій".

Огляд, перевірки і ремонт активної частини трансформатора допускається проводити за умов:

- Розгерметизація трансформатора повинно здійснюватися при відсутності опадів, туману і при відносній вологості повітря не більше 90%.

- Час розгерметизації без демонтажу дзвони (або зняття кришки бака) трансформатора, за умови використання установки "Суховій", не повинно бути більше 100 годин.

Допускається для трансформаторів до 330 кВ потужністю 400 МВА і менше, роботи по розгерметизації проводити без подачі в бак сухого повітря за умови виконання наступних вимог:

1. Температура активної частини повинна бути не нижче 10°C і перевищувати точку роси навколишнього повітря протягом усього періоду розгерметизації не менше ніж на 10 градусів при злитому маслі;

2. Тривалість розгерметизації не повинна перевищувати 12 годин;

3. Відносна вологість навколишнього повітря не повинна перевищувати 85%. Особливу увагу необхідно приділити запобіганню ізоляції трансформатора від попадання на неї пилу і атмосферних опадів.

7.1.1 Ремонт активної частини з демонтажем знімної частини бака.

Демонтувати розширювач, вихлопну трубу, газорозводні труби, контрольні та силові кабелі, що перешкоджають підйому знімної частини бака. Демонтувати вводи та ізолятори. Демонтаж герметичних вводів виробляти спільно з баками тиску, оберігаючи сполучну трубку від пошкодження і різких вигинів (радіус вигину повинен бути не менше 90 мм).

Вентиль між баком тиску і введенням повинен бути відкритий. При необхідності демонтувати установки трансформаторів струму і бакелітові циліндри. Під час ревізії бакелітові циліндри зберігати в маслі або герметичній упаковці. Перед демонтажем бакелітових циліндрів перевірити на відповідність кресленням зазори між циліндрами, активною частиною і баком трансформатора [10].

Зняти привід і ізоляційні вали пристроїв РПН і ПБЗ, якщо вони перешкоджають підйому знімної частини бака трансформатора. Зняті приводи і вали пристрою РПН і ПБЗ необхідно пофазно замаркувати. Під час ревізії ізоляційні вали пристрою РПН і ПБЗ необхідно зберігати в маслі або герметичній упаковці. Від'єднати пристрої РПН, керуючись вказівками експлуатаційної документації. У приставних пристроях РПН від'єднати відводи обмоток від перехідної плити. Підв'язати відводи обмоток так, щоб вони не заважали підйому знімної частини бака. Від'єднати заземлення активної частини на бак і відводи трансформаторів струму, якщо вони перешкоджають підйому знімної частини бака. Підйом знімної частини бака виробляти в суворій відповідності до вказівок габаритного креслення. Перед демонтажем знімної частини бака необхідно провести пробний підйом на висоту 100 -200 мм для перевірки якості стропування на предмет відсутності перекосів і нерівномірності натягу всіх стропів. При підйомі стежити, щоб зазор між баком і активною частиною був однаковий по всьому периметру. Підйом з перекосом забороняється. Під час вилучення активної частини з бака необхідно встановити її на дерев'яних підкладках, викладених горизонтально по рівню. Забороняється проводити роботи на активній частині, якщо наймана частина бака знаходиться над нею. При ремонті активної частини, пов'язаному з відновленням або заміною позицій електротехнічної сталі, обмоток або їх витоків,

відводів, елементів ізоляції і т.д роботи виконувати, керуючись заводський і ремонтною документацією, розробленою заводом-виробником.

Провести огляд активної частини і РПН, керуючись заводський і ремонтною документацією. При роботах на активній частині використання в якості опор відводів, дерев'яних кріплень, обмоток або ізоляційних деталей трансформатора не допускається. Встановити тимчасові стелажі з перилами, що забезпечують зручну і безпечну роботу при ревізії активної частини і роботах на знімній частині бака.

Перевірити залишкове зусилля осевого пресування обмоток. Провести опресовування обмоток зусиллями, зазначеними в заводській документації. Усунути недоліки, виявлені під час огляду активної частини і РПН. Після виконання всіх зазначених робіт на активній частині необхідно виконати наступні вимірювання і перевірки:

- перевірка схеми заземлення згідно з кресленням заводу виготовлювача;
- вимірювання опору ізоляції пресують кілець щодо активної сталі і ярмових балок;
- вимірювання опору ізоляції активної частини відносно ярмових балок;
- вимірювання опору ізоляції активної частини щодо бака;
- вимірювання опору ізоляції електростатичних екранів щодо обмоток і остова.

Одночасно необхідно перевірити наявність ланцюга заземлюючих шинок. Вимірювання виконувати мегаомметром на напругу 2500 В. Виміряні опори ізоляції повинні бути не менше 2 МОм, опір ярмових балок щодо активної сталі не менше 0,5 МОм. При виявленні замикань між заземленими частинами при знятих шинках заземлення усунути їх шляхом створення зазору не менше 8 мм по маслу або прокладання електрокартону товщиною понад 3 мм в місці торкання.

При цьому повинні бути вжиті заходи, що виключають продавлювання електрокартону. Електрокартон і прокладки надійно закріпити. У разі якщо усунення замикання неможливо, допускається для обмеження струмів встановлювати в схему заземлення активний опір 2-5 кОм, потужністю 25-50 Вт. Після закінчення робіт активну частину трансформатора промити струменем гарячого масла.

Встановити знімну частину бака. Загвинтити болти рівномірно і одночасно з двох діаметрально протилежних сторін. Встановити бакелітові циліндри, трансформатори струму, вводи, газорозводні патрубки, запірну арматуру на баку трансформатора. Закріпити і під'єднати пристрій РПН, керуючись експлуатаційною документацією. Загерметизувати бак трансформатора і перевірити його на герметичність.

7.1.2 Ремонт активної частини трансформаторів, що мають баки не дзвонового типу.

При ремонті трансформаторів, що мають бак не дзвонового типу необхідно демонтувати встановлені на кришці бака вузли та деталі, що заважають її зніманню і зняти кришку бака. Звільнити активну частину від вузлів і деталей, що перешкоджають її підйому. Застропіть активну частину на спеціальні підйомні пристрої, відповідно до вимог заводської документації та виконати центрування. Підняти активну частину з бака і встановити на оглядовий майданчик. Всі роботи на активній частині здійснити, як було описано вище. Без демонтажу знімною частини бака можна проводити ремонт трансформаторів на власному фундаменті або на ремонтній майданчику в баках, яких достатньо місця для повного огляду активної частини і ремонтних робіт на всіх фазах. При ремонті трансформатора без демонтажу знімною частини бака, як правило, не можливо обпресувати остов, інші роботи виконуються аналогічно попередньому розділу 7.1.1.

7.2 Ремонт основних зовнішніх вузлів трансформатора

7.2.1 Ремонт системи охолодження

Ремонт системи охолодження типу Ц. Потрібно провести зовнішній огляд системи охолодження. Визначити наявність течі по зварних швах і ущільнень, перевірити стан контрольно-вимірювальної апаратури, працездатність маслососів і запірної арматури. Скласти відомість дефектів.

Злити з системи охолодження воду. Зняти торцеві кришки маслоохолоджувачів, прочистити трубні плити і трубки, м'якими металевими йоржами з латунного дроту, продуті сухим повітрям, протерти і знежирити.

Випробувати на герметичність міжтрубний простір масло охолоджувачів по масляній стороні. Температура масла при випробуваннях 60°C , випробувальний тиск 6 кг / см^2 протягом 30 хв. При цьому стежити за появою масла з порожнини трубок [11].

Усунути течі масла:

- у охолоджувачів з мельхіоровими трубками в развальцованих з'єднаннях усунути розвальцюванням труб;

- у охолоджувачів з титановими трубками в місцях приварки трубки до трубної пластини аргоннодуговим зварюванням;

- у фланцевих з'єднаннях шляхом підтяжки або заміни ущільнюючих прокладок.

При виявленні течі масла в трубках за межами з'єднання з трубною дошкою, їх необхідно замінити на нові. При відсутності нових трубок, дефектну необхідно заглушити з обох кінців пробкою з м'якої латуні (для мельхіорових трубок) або приварюванням титанової заглушки аргоннодуговим зварюванням (для титанових трубок). Перед приварюванням заглушки з боку плаваючої головки необхідно зняти зварений шов і проторцювати дефектну трубку на глибину 5 - 6 мм, для забезпечення компенсації температурного подовження робочих трубок. Глушити трубки допускається не більше 2-х на кожен хід трубної пластини.

Злити масло і донні залишки з системи охолодження, демонтувати маслonaсоси, мастилопроводи, запірну арматуру, адсорбційні фільтри і контрольно-вимірну апаратуру. Передати до відповідних лабораторії прилади контролю та сигналізації на перевірку.

Зібрати систему охолодження і заповнити її маслом, що задовольняє вимогам до масла. Промити систему охолодження маслом з температурою $50-60^{\circ}\text{C}$. Промивання вважати закінченою, якщо проба масла, взята на виході з

охолоджувача, задовольняє вимогам $U_{пр} > 55$ кВ, вологовміст не більше 10 г / т, механічних домішок менше 50 г / т.

Виконати випробування системи охолодження в зборі на герметичність. Температура масла при випробуваннях 60 ° С, випробувальний тиск 4 кг / см² протягом 30 хв. Злити масло і донні залишки з системи охолодження. Виконати регламентні роботи і заливку маслом згідно з інструкцією по монтажу і експлуатації системи охолодження.

Ремонт системи охолодження типу ДЦ, Д і М проводиться відповідно до додатку Г.

7.2.2 Ремонт перемикаючих пристроїв

Ремонт перемикаючих пристроїв РПН. Після відключення трансформатора до зливу масла необхідно оглянути частини перемикаючих пристроїв : кришку контактора, газовідвідну систему контактора з газовим реле і розширювачем, маслоуказатель контактора і розширювача (з метою визначення течі масла), цілісність діафрагми (мембрани) захисного пристрою бака контактора.

У разі виявлення несправностей з'ясувати причину течі або зміни рівень масла і відзначити крейдою місця течі для усунення їх в процесі ремонту.

Перевірити колір силикагеля в воздухоосушитель контактора (при наявності осушувача) і при необхідності замінити силикагель.

Провести прогонку пристрою від початкового до кінцевого положення і назад 3 - 5 разів для зняття окисної плівки з контактів. Для пристроїв SAV, SCV, SDV додатково зробити 100 перемикань.

Взяти пробу масла з бака контактора для визначення його якості. Оцінити стан масла і при необхідності замінити. Заміну масла виробляють при вмісті вологосодержання більше 25 г / т, при кожній ревізії контактора, а також після 50000 перемикань в пристроях SAV, SCV, SDV, 30000 перемикань в пристроях РС і 25000 перемикань в пристроях РНТА і РНОА або після 4-х років роботи для пристроїв SAV, SCV, SDV. Виміряти опір обмоток постійному струму на всіх положеннях виборця і передвиборця (якщо вимір не проводилося до початку ремонту). Зняти кругову

діаграму послідовності дії елементів РПН і осцилограму тимчасових характеристик контактора, керуючись вимогами технічної документації заводу виробника даного перемикаючого пристрою. Оцінити стан елементів пристрою для попереднього з'ясування обсягу ремонту. Встановити перемикач в положення вказане в технічній документації, зафіксувати положення виборця, злити масло з бака контактора, застопорити механізм перемикачів, відзначити включені і вимкнені контакти і демонтувати механізм контактора. У перемикачах перед демонтажем контактора необхідно вивести ручним приводом рухливу контактну систему в середнє положення і натисканням на дугогасильні контакти розкритого плеча вивести механізм контактора з "замку".

Очистити деталі контактора від бруду, перевірити надійність (затяжку, контровку) різьбових з'єднань, стан ізоляції контактної системи (відсутність тріщин, сколів, розшарувань), стан пружин (цілісність), відсутність зламів і обривів гнучких зв'язків. Перевірити стан контактів. Заміну контактів повинен виробляти висококваліфікований фахівець, який має практичний досвід проведення даних робіт [12].

Виміряти зусилля натискання контактів, який мав би перевищувати: - для контактів контактора типу РС: головних - 350 - 420 Н, допоміжних - 90 - 130 Н; - для контактів контактора ПУ типу РНОА: головних - 180 - 240 Н, допоміжних - 180 - 220 Н (при установці нових контактів - 120 - 140 Н), дугогасильних - 80 - 100 Н;

Перевірити справність струмообмежуючих опорів шляхом вимірювання їх опору постійному струму. Промити виймальних частина і корпус контактора чистим сухим маслом (Упр не менше 50 кВ), бажано підігрітим до температури 50-60 ° С, і встановити її і блок опорів (РС, SAV, SCV, SDV) на місце.

У перемикачах типу РНОА-110/1000, РНОА-35/1000 та РС перевірити і очистити сифонний пристрій.

Перевірити роботу системи автоматичного управління роботою перемикаючих пристроїв, дистанційного керування приводом. Ремонт приводу перемикаючих пристроїв РПН проводити в наступній послідовності:

- оглянути і перевірити надійність (затяжку, контровку) всіх кріпильних з'єднань;
 - перевірити наявність мастила в ковпачкових маслянках, встановлених на підшипниках валів приводу і між труться частинами механізму і редуктора. У разі необхідності змастити ці частини мастилом, зазначеної в експлуатаційних документах на привід;
 - оглянути контакти пускачів, реле та інших приладів, цілісність сигнальних ламп;
 - перевірити стан кулачкових елементів і кулачкових шайб в приводі ПУ;
 - перевірити правильність зупинки приводу на обраному положенні і, в разі відхилення від норми, відрегулювати гальмування відповідно до експлуатаційної документації на привід;
 - перевірити роботу кінцевих електричних і механічних блокувань;
 - перевірити опір ізоляції електричних ланцюгів. Воно повинно бути не менше 0,5 МОм при вимірі мегаомметром на напругу 500 В;
 - перевірити роботу обігрівача приводу.
 - перевірити роботу блокування при встановленій рукоятці приводу.
- Пуск електродвигуна повинен бути неможливий.

Ремонт перемикаючих пристроїв ПБЗ. Перед зливом масла з трансформатора перевірити на відсутність течі масла з-під гумової прокладки, сальникового ущільнення або манжети приводу перемикаючого пристрою. .

До демонтажу знімною частини бака трансформатора перевірити чіткість установки механізму перемикача на положеннях і відсутність натягу вліво або вправо після зняття болтів, які фіксують головку приводу.

Для видалення оксидів і шламу зробити 5-10 циклів перемикачів пристрою з першого до останнього положення. Виміряти опір обмоток на всіх положеннях ПБЗ (якщо вимірювання не проводилися перед ремонтом), порівняти показання вимірювань між фазами на однакових положеннях перемикаючого пристрою. При

демонтажі приводних валів помітити положення фланця кріплення приводу на баку і приналежність валів до фаз.

При розбиранні трансформатора з ПБЗ, привід яких розташований на кришці бака трансформатора, від'єднати кріплення корпусу приводу до бака трансформатора і привід разом з вертикальним валом вийняти з трансформатора.

Оглянути демонтовані вали (штанги) на предмет відсутності механічних пошкоджень і надмірних люфтів в шарнірах і штифтах. Після демонтажу знімною частини бака (або забезпечення доступу до перемикача іншим способом), демонтувати м'яку обшивку або підняти бакелітові циліндри, що закривають доступ до контактів.

Оглянути ізолюючі циліндри, деталі кріплення. Оглянути стан контактних поверхонь стійок і кілець (при огляді кільця провертати по колу).

Оглянути стан контактних з'єднань регулювальних відводів з ПБЗ (пайки у втулках і нарізні сполучення втулок зі стійками). Перевірити тиск пружин рухомих контактів (контактних кілець). Тиск на кожному кільці перевіряти окремо. Тиск пружин кілець має бути в межах для: ПБЗ клас ізоляції 35 кВ 25-40 Н; для ПБЗ клас ізоляції 110-220 кВ 30-50 Н.

Непошкоджені ерозією контактні поверхні стійок і кілець зачистити дрібною шліфувальною шкуркою, пошкоджені ерозією контактні поверхні зачистити плоским напилком або абразивним бруском.

Перевірити надійність кріплення перемикача до дерев'яних стійок і стійок до ярмова балках. Закріпити ущільнюючу гуму під фланцем кріплення приводного вала на баку трансформатора, замінити або підтягти сальникове ущільнення.

7.2.3 Ремонт вводів.

В процесі експлуатації відбувається повна або часткова втрата працездатності вводів та ізоляторів, пов'язана з погіршенням якості залитого масла, зволоженням ізоляційної основи, пошкодженням порцеляни і іншими причинами. В умовах експлуатації при ремонті вводів 110 - 750 кВ при необхідності провести:

- заміну ущільнюючих прокладок;

- випробування надлишковим тиском;
- промивання, сушіння остова введення;
- заміну масла у вводах;
- промивання баків тиску;
- ремонт або заміну пошкоджених нижніх екранів;
- ремонт фарфорових виробів;
- перевірку або заміну манометрів.

7.2.4 Ремонт розширювача.

Розширювач з плівковим захистом. Оглянути розширювач на наявність течі масла по фланцевих з'єднань і по зварних швах. Відзначити місця течі. Демонтувати маслопоказчик і через люк його установки оглянути стан гнучкої оболонки. Наявність масла, провисання плівки не допустимо.

При наявності масла всередині гнучкої оболонки і течі по зварних швах і фланцевих з'єднань необхідно:

- злити масло з розширювача до положення "min" по мастиловказівника;
- демонтувати заглушки з торців розширювача і з патрубків верхній частині для кріплення оболонки до розширювача;
- злити повністю масло з розширювача через зливні пробки;
- демонтувати гнучку оболонку.

Ремонт гнучкою оболонки. Видалити масло з внутрішньої порожнини гнучкою оболонки. Протерти зовнішню поверхню оболонки. Наповнити гнучку оболонку повітрям до надлишкового тиску $0,03 \text{ кг / см}^2$ і виявити місце течі за допомогою мильного розчину. Усунути негерметичність згідно з технологічними вказівками по ремонту гнучкою оболонки. Допускається незначні пошкодження (проколи) усувати за допомогою двох гумових прокладок, що встановлюються з зовнішньої і внутрішньої сторони пошкодженої ділянки і стягуванням спеціальними болтами з металевою шайбою. Такий ремонт вважається тимчасовим і при можливості оболонку необхідно завулканізувати (або заклеїти) або замінити. Наповнити

гнучку оболонку повітрям до надлишкового тиску $0,03 \text{ кг / см}^2$ і перевірити її герметичність за допомогою мильного розчину [12].

Видалити мильний розчин з поверхні оболонки серветками, змоченими водою і просушити оболонку або промити чистим сухим трансформаторним маслом з температурою $40 - 50 \text{ }^\circ \text{C}$.

Випустити повітря з оболонки і провести монтаж в розширювач згідно з інструкцією ВБІЕ 307243 002 ТО. При необхідності до монтажу оболонок провести ремонт бака. Оцінити стан мастиловказівника і відсічного клапана. Провести перевірки та ремонт відповідно до розділів на дані вузли в цій інструкції.

Ремонт бака розширювача. Перевірити розширювач на герметичність тиском повітря $0,25 \text{ кг / см}^2$ за допомогою мильного розчину. Відзначити місця нещільності. Зняти тиск. Текти масла по металу усунути зварюванням при демонтованій гнучкій оболонці. Течі масла по гумовим ущільненням усунути підтяжкою фланцевих з'єднань або заміною гумових прокладок.

Очистити внутрішні і зовнішні поверхні від забруднення. Видалити гострі кромки і задирки з внутрішньої поверхні розширювача. Зачистити і знежирити поверхні потребують фарбування. Провести підфарбовування внутрішньої і зовнішньої поверхні розширювача. Ремонт розширювача з азотної захистом.

Ремонт м'якого резервуара. Створити надлишковий тиск повітря $0,02 \text{ кг / см}^2$ всередині гнучкої оболонки м'якого резервуара і перевірити його герметичність мильним розчином. Виявлені пошкодження м'яких резервуарів азотної захисту усунути шляхом накладення латок з прогумованої тканини.

Латка повинна прикривати дефектну ділянку резервуара не менше ніж на 20 мм. Поверхня дефектної ділянки і латки ретельно очистити і знежирити. Після просушування на поверхні, що склеюються нанести два шари клею. Кожен шар клею просушити до повного видалення розчинника.

Після сушіння латку наклеїти на дефектну ділянку і ретельно прокатати роликком. Перевірити герметичність м'якого резервуара. Провести заміну силікогеля в азотоосушувачі. Вологовмісткість силікогеля не більше 1%.

Монтаж розширювача з азотним захистом виконати згідно з інструкцією по монтажу.

Ремонт розширювача без спеціальних захистів. У разі відсутності оглядових люків в баку розширювача і неможливості очистити внутрішню частину, необхідно:

- вирізати автогеном в стінці бака отвір (всі наявні отвори повинні бути при цьому відкриті);

- виготовити заглушку і фланець під болтове з'єднання на вирізаний отвір, приварити фланець до баку розширювача;

- очистити всю внутрішню поверхню металевими щітками, видалити іржу і бруд;

- пофарбувати внутрішню поверхню розширювача;

- закрити внутрішню поверхню заглушкою на ущільненні і болтах.

Якщо конструкцією передбачений скляний маслопоказчик, то необхідно провести його ревізію:

- оглянути маслоуказатель на наявність тріщин на скляній трубці і течі по гумовим ущільненням;

- очистити внутрішню поверхню скляної трубки, при необхідності трубку замінити;

- замінити ущільнення.

Ремонт вбудованих трансформаторів струму. Провести зовнішній огляд установок трансформаторів струму на наявність течі масла на кожусі і клемній коробці. Виявити причину течі і видалити її. Провести внутрішній огляд установок трансформаторів струму:

- стан розкріплюють клинів;

- зміщення трансформаторів струму, встановлених один на інший (не більше 1/3 опорної прокладки);

- стан ізоляції трансформатора струму і вивідних кінців;

- місця пайок вивідних кінців до струмоведучих шпильках.

Провести випробування трансформаторів струму. Перевірити опір ізоляції вторинної обмотки мегаомметром 1000 В, який повинно бути не менше 10 МОм при

температурі 20 ° С. Якщо опір ізоляції вторинної обмотки менше 10 МОм перевірити ізоляцію обмотки випробувальним напругою 2 кВ з частотою 50 Гц протягом однієї хвилини по відношенню до заземлених частин.

Виміряти струм намагнічування. Перевірити коефіцієнт трансформації на всіх відгалуженнях. В разі виявлення зовнішніх пошкоджень перевірити міжвиткову ізоляцію вторинної обмотки. Вторинна обмотка повинна витримувати без пробою або пошкодження протягом 1 хвилини [14].

В разі пошкодження трансформатора струму або деталей його установки необхідно:

- Демонтувати трансформатор струму з кожуха.
- Провести ремонт трансформатора струму, замінити пошкоджені деталі.
- Встановити і розкріпити трансформатор струму в кожусі.

При установці декількох трансформаторів ізолювати їх демпфувальними прокладками від металевого дна і кришки. Клини, встановлених один на одного трансформаторів, повинні збігатися між собою.

Зсув не повинно перевищувати 1/3 клина.

7.2.5 Ремонт повітреосушувача

Повністю розібрати повітреосушувач, перевірити його цілісність, очистити внутрішню і зовнішню поверхні від забруднень і просушити.

Заповнити патрон силікагелем-індикатором, очистити і встановити скло з ущільнювальними прокладками в оглядовому вікні.

Зібрати повітреосушувач. Засипати в нього сухий силікагель таким чином, щоб під ковпаком залишався вільний простір висотою 15 - 25 мм. Масляний затвор залити маслом з бака трансформатора, через спеціальну пробку. Для заповнення повітреосушувач застосовувати силікагель марки КСКГ з величиною зерен від 2,7 до 7 мм по ГОСТ 3956-76, просочений розчином хлористого кальцію вологовмістом не більше 0,5%.

7.2.6 Ремонт бака

При ревізії бака провести його огляд всередині і зовні, звертаючи особливу увагу на місця зварювання. При виявленні тріщин і порушень зварювання зробити заварку дефектних місць. На зібраному трансформаторі закладення тріщин в металі бака допускається виконувати замазкою з епоксидними смолами.

Очистити раму і поверхні всіх фланців бака від старого ущільнення. На рамі і фланцях не повинно залишатися ніяких слідів старих ущільнень. Ущільнювані поверхні в місцях укладання гумових прокладок не повинні мати поперечних рисок глибиною більше 0,1 мм, раковин, вм'ятин, слідів від запалювання електричної дуги, бризок металу, окалини, іржі, патьоків фарби та ін.

Внутрішні поверхні (стіни, дно) бака повинні бути очищені від забруднень. Залишки масла (донні) повинні бути повністю злиті. Стінки і дно бака ретельно протираються ганчірками, які не залишають ворсу.

При наявності покриття, що відшаровується таке покриття повинно бути вилучено. Відновити пошкоджене забарвлення внутрішньої і зовнішньої поверхні бака.

У трансформаторах з ізолюваними від бака зовнішніми комплектуючими вузлами перевірити опір ізоляції коробок НН, патрубків системи охолодження, газорозвода і розширювача від бака трансформатора. Опір ізоляції має відповідати вимогам заводської документації. При відсутності вказівок в заводській документації опір ізоляції має бути не менше 2,5 кОм. Вимірювання ізоляції виробляти мегаомметром 500 В.

7.3 Відновлення характеристик ізоляції після ремонту

При капітальному ремонті трансформаторів після закінчення робіт, пов'язаних з розгерметизацією активної частини проводиться остаточна оцінка зволоження і забруднення трансформатора на підставі аналізу умов експлуатації трансформатора, передремонтних випробувань, вологовмісту зразків твердої ізоляції, взятих в кінці розгерметизації і умов розгерметизації трансформатора в процесі ремонту.

Підсушила ізоляції трансформатора здійснюють при незначному (поверхневому) зволоженні в наступних випадках:

- якщо за результатами передремонтної обстеження стан ізоляції і масла задовільний;
- якщо в процесі експлуатації не було порушень, пов'язаних з зволоженням ізоляції трансформатора;
- активна частина трансформатора не забруднена механічними частинками, продуктами розкладання масла та ін .;
- вологовміст зразків твердої ізоляції товщиною 3 мм, взятих в кінці розгерметизації, менше 1,5%. Підсушила ізоляції трансформатора виробляти згідно з додатком 3 цієї інструкції.

7.3.1 Вимірювання і розрахунок характеристик ізоляції

Вимірювання $R_{із}$ і $tg\delta$ виконуються з метою контролю стану ізоляції трансформаторів після закінчення ремонту. За значеннями $R_{із}$ і $tg\delta$ можна виявити місцеві зволоження і забруднення ізоляційних вузлів (ізоляційні деталі і вузли пристрою РПН і ізоляції відводів), погіршення стану масла.

Характеристики ізоляції допускається вимірювати не раніше ніж через 12 годин після закінчення заливки трансформатора маслом. Характеристики ізоляції вимірюються на спаді температури, але не нижче $10^{\circ}C$ - для трансформаторів на напругу до 150 кВ, при температурі понад $20^{\circ}C$ - для трансформаторів на напругу 220-750 кВ і при температурі.

Для забезпечення цих умов, трансформатори підлягають нагріванню до температури, яка повинна перевищувати необхідну на $10^{\circ}C$.

Характеристики ізоляції вимірюються на падінні температури при відхиленні від необхідного значення не більше ніж на $5^{\circ}C$. Температура ізоляції визначається до початку вимірювання характеристик ізоляції. За температури ізоляції трансформатора, який не піддавався нагріву, приймається температура верхніх шарів масла. За температуру ізоляції слід приймати температуру фази «В» обмотки ВН, яка визначається за її опором постійному струмові [14].

При визначенні температури обмотки за опором постійному струму температуру обмотки рекомендується обчислювати за формулою:

$$t = R_x/R_0(235+t_p) - 235; \quad (5.1)$$

де: R_x - вимірне значення опору обмотки постійному струму при температурі t , Ом;

R_0 - паспортне значення опору постійному струму, при температурі t_p ;

Під час вимірювання характеристик ізоляції при великій відносній вологості повітря або неможливості забезпечити чистоту поверхні вводів рекомендується використовувати екрани.

Характеристики ізоляції вимірюються за заводськими схемами, зазначених в табл. 5.1, а також додатково по зонам ізоляції (наприклад, ВН - бак, НН - бак, ВН - НН) з підключенням виведення «екран» мегаомметра або вимірювального моста до вільних обмоткам або баку.

Опір ізоляції вимірюється мегаомметром на напругу 2,5 кВ. Перед початком вимірювання всі обмотки повинні бути заземлені не менше ніж на 120 с. Перед повторним вимірюванням за наведеними схемами все обмотки потрібно заземлювати не менше як на 300 с. Показання мегаомметра відраховуються через 15 і 60 с після прикладення напруги до ізоляції обмотки. За початок відліку допускається приймати початок обертання рукоятки мегаомметра. Тангенс обмоток ($\text{tg}\delta$) вимірюється мостом змінного струму або аналізатором ізоляції [15].

Для приведення значень $\text{tg}\delta$ і R_{i3} , отриманим після ремонту до значень, вимірних при іншій температурі після монтажу, їх необхідно перерахувати за допомогою коефіцієнта K_1 , і K_2 , значення яких наведені в таблиці 7.1, 7.2.

Таблиця 7.1 – Значення коефіцієнта K_1 для розрахунку значення $\text{tg}\delta$

Різниця температур ($t_2 - t_1$), °C	1	2	3	4	5	6	7	10	15	20	25
Значення K_1	1.03	1.06	1,09	1,12	1.15	1,16	1,21	1.31	1.51	1.75	2,0

Таблиця 7.2 – Значення коефіцієнта K_2 для розрахунку значення R_{i3}

Різниця температур, °С	1	2	3	4	5	6	10	15	20	25	30
Значення K_2	1,04	1,08	1,13	1,17	1,22	1,28	1,5	1,84	2,25	2,75	3,4

Таблиця 7.3 – Значення коефіцієнта K_3 для підрахунку $tg\delta_n$ масла

Разность температур $(t_2 - t_1)$, °С	1	2	3	4	5	10	15	20	25	30	40
Значение K_3	1.04	1,08	1,13	1,17	1,22	1,5	1,84	2,25	2,75	3.4	5.1

7.3.2 Привклад розрахунку ізоляції після ремонту

Для наглядності, виконано розрахунок опору ізоляції і значення $tg\delta$ для автотрансформатора типу АОДЦТН-333000/750/330. Початкові данні взято з протоколу ремонту ВРУ 750кВ ОП ЮуАЕС.

Вимірювання $tg\delta$ ізоляції виконується за схемою ВН - (бак, НН).

Дані монтажного протоколу:

$tg\delta = 0,7\%$ при температурі обмоток $t_2 = 61$ °С.

Дані протоколу після ремонту:

$tg\delta_m = 0,8\%$ при температурі вимірювання $t_1 = 58$ °С.

Різниця $t_2 - t_1 = 3$ °С; $K_1 = 1,09$.

t_1 - найбільша температура,

t_2 - найменша температура

Наведене значення $tg\delta$, до температури вимірювання на монтажі:

$$tg\delta = tg\delta_m \cdot K_1 \quad (7.2)$$

$$tg\delta = 0,8 \cdot 1,09 = 0,87.$$

Вимірювання R_{i3} виконується за схемою ВН - (бак, НН).

Дані монтажного протоколу:

$R_{i3} = 450 \text{ МОм}$ при температурі $t_2 = 61 \text{ }^\circ\text{C}$.

Дані протоколу після ремонту:

$R_{i3} = 420 \text{ МОм}$ при температурі $t_1 = 58 \text{ }^\circ\text{C}$.

Різниця $t_2 - t_1 = 3 \text{ }^\circ\text{C}$; $K_2 = 1.13$.

Наведене значення:

$$\text{tg}\delta = \text{tg}\delta_m \cdot K_1 \quad (7.2)$$

$$R_{i3} = 420: 1,13 = 372 \text{ МОм.}$$

Необхідно враховувати вплив масла, яке заливається в силові трансформатори, на $\text{tg}\delta$ і R_{i3} . Якщо значення $\text{tg}\delta$ масла, залитого під час ремонту в трансформатор знаходиться в межах, передбачених нормативними документами, але відрізняється від послемонтажний, слід враховувати поправку, після чого остаточно вирішувати питання про необхідність проведення додаткових заходів щодо поліпшення стану ізоляції.

Фактичне значення $\text{tg}\delta_n$ і R_{i3} з урахуванням впливу масла визначається за формулами:

$$\text{tg}\delta_n = \text{tg}\delta_{\text{вим}} - K (\text{tg}\delta_{m2} - \text{tg}\delta_{m1}); \quad (7.3)$$

$$R_{i3} = R_{i3 \text{ вим}} \text{tg}\delta_2 / \text{tg}\delta_1. \quad (7.4)$$

$\text{tg}\delta_{\text{вим}}$, $R_{i3 \text{ вим}}$ - вимірні значення $\text{tg}\delta_n$ і R_{i3} після ремонту;

K - коефіцієнт приведення, який залежить від конструктивних особливостей трансформатора; $K = 0,45$;

$\text{tg}\delta_{m1}$ - значення $\text{tg}\delta$ масла, залитого після монтажу, приведенне до температури вимірювання характеристик ізоляції за допомогою коефіцієнта K_3 (див. таблицю 7.3).

$\text{tg}\delta_{m2}$ - значення $\text{tg}\delta$ масла, залитого після ремонту, приведенне до температури вимірювання характеристик ізоляції за допомогою коефіцієнта K_3 (див. таблицю 7.3);

Виміряні після ремонту і приведені до заводської температури (55 °С) значення $\text{tg}\delta$ і $R_{\text{із}}$ становлять 1,6% і 420 МОм. Виміряні значення $\text{tg}\delta$ масла при 90 °С складають, %:

- після монтажу $\text{tg}\delta_{\text{м1}} = 2,15$;

- після ремонту $\text{tg}\delta_{\text{м2}} = 2,5$.

Обчислення фактичного значення $\text{tg}\delta_{\text{н}}$ і $R_{\text{із}}$. Наводимо монтажне значення $\text{tg}\delta_{\text{м1}}$ до температури вимірювання характеристик ізоляції (55 °С):

$$\text{tg}\delta_{\text{м1}} = 2,15 : 4,15 = 0,52$$

Наводимо вимірний після ремонту значення $\text{tg}\delta_{\text{м1}}$ масла до температури вимірювання характеристик ізоляції:

$$\text{tg}\delta_{\text{м2}} = 2,5 : 4,15 = 0,6$$

Визначаємо фактичне значення $\text{tg}\delta_{\text{н}}$ ізоляції:

$$\text{tg}\delta_{\text{н}} = 1,6 - 0,45 (0,6 - 0,52) = 1,56$$

Визначаємо фактичне значення $R_{\text{із}}$:

$$R_{\text{із}} = 420 * (0,6 : 0,52) = 485 \text{ МОм.}$$

7.4 Заключні роботи

Після закінчення сушіння трансформатора охолодити активну частину до температури 40 - 45°С, злити технологічне масло і донні залишки і зробити наступні роботи: - демонтувати колектор, схему циркуляції і фільтрації масла;

- демонтувати термопари і розбризкувачі;

- перевірити залишкове зусилля запресовування обмоток. Якщо залишкове зусилля запресовування обмоток менше 80% заводських зусиль, подпресовать обмотки до розрахункових зусиль;

- зробити огляд активної частини і підтягнути кріплення ізоляційних деталей;

- перевірити опір ізоляції ділянки "активна частина-бак";

- відібрати зразки твердої ізоляції для визначення вмісту вологи;

- встановити на баку комплектуючі вузли в відповідності зі складальним кресленням.

В процесі робіт на активній частині вжити заходів щодо скорочення часу розгерметизації і запобіганню ізоляції трансформатора від зволоження. Провести вакууміровку і заливку трансформатора маслом. Демонтувати технологічні схеми вакууміровки і заливки трансформатора маслом. Провести перекочування трансформатора на власний фундамент [15]. Для трансформаторів з плівковим захистом, розширювач яких має власний фундамент, вжити заходів щодо захисту масла, наприклад: установка на трансформаторі тимчасового розширювача або перекочування трансформатора недолиті маслом на 200 - 300 мм від кришки бака з подальшою дегазацією масла в баку трансформатора. Надати ухил трансформатору на фундаменті, якщо це передбачено експлуатаційною документацією, і після цього з'єднати бак трансформатора з системою охолодження і розширювачем (якщо розширювач і система охолодження змонтовані на окремому фундаменті). Заповнити маслом систему охолодження, зробити долівку трансформатора маслом, якщо дані роботи не виконувалися при заливці трансформатора. Прогріти трансформатор і провести випробування трансформатора. Приєднати контрольні та силові кабелі. Провести перевірку пристрою РПН і ПБЗ, керуючись відповідною інструкцією. Перевірити вірність обертання вентиляторів і маслonaсосів системи охолодження. Провести випробування і наладку системи охолодження, керуючись відповідною інструкцією. Провести прокрутку системи охолодження протягом 72 годин.

РОЗДІЛ 8

ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

8.1 Визначення кошторисної вартості спроектованої електростанції

Повні витрати на спорудження АЕС визначають по двом розділам: промислове і житлове будівництво. Вартість промислового будівництва визначають за кошторисно-фінансовим розрахунком, який складається з 13 розділів, кожна з яких має цільове значення.

Загальна сума капіталовкладень по окремих розділах і в цілому по розрахунках станції має бути розподілена на будівельно-монтажні роботи, на придбання обладнання і решту затрат у відсотковому співвідношенні, яке вказане в таблиці 8.1. В практиці будівництва АЕС всі затрати по розділах кошторисно-фінансового розрахунку визначають, виходячи з виконання фізичного об'єму робіт.

Визначимо сумарні капіталовкладення в промислове будівництво АЕС і складемо КВФР таблиці 8.1.

Таблиця 8.1 – Зведений кошторисно-фінансовий розрахунок капіталовкладень на спорудження АЕС

Розділи звітного кошторисно-фінансового розрахунку	В % від роз.2	В тому числі у відсотках по видах						Загальна вартість, грн.
		Будівельно-монтажні роботи		Обладнання		Інші затрати		
Підготовка території для будівництва	1,8%	50%	669222000	2%	26768880	48%	642453120	1338444000
Об'єкти основного виробничого призначення	18225	70,0%	52050600000	29,5%	21935610000	0,5%	371790000	74358000000
Об'єкти виробничого та обслуговуючого призначення	1,0%	80%	594864000	20%	148716000	-	-	743580000

Продовження таблиці 8.1

Об'єкти енергетичного господарства	1,2%	88%	785220480	12%	107075520	-	-	892296000
Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	3%	93%	2074588200	7%	156151800	-	-	2230740000
Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, тепlopостачання	2,8%	90%	1873821600	10%	208202400	-	-	2082024000
Благоустрій території	0,3%	100%	223074000	-	-	-	-	223074000
Тимчасові будівлі та споруди	4%	80%	2379456000	10%	297432000	10%	297432000	2974320000
Інші роботи та витрати	4%	-	-	-	-	100%	2974320000	2974320000
Утримання дирекції та авторський нагляд	0,15%	-	-	-	-	100%	111537000	111537000
Підготовка експлуатаційних кадрів	0,50%	-	-	-	-	100%	371790000	371790000
Проектні і дослідні роботи	6,5%	-	-	-	-	100%	4833270000	4833270000
Роботи і затрати по створенню водосховища	1%	-	-	-	-	100%	743580000	743580000
Всього по розділах 1-13			60650846280		22879956600		10346172120	93876975000
В т.ч. поворотні суми	5%		3032542314		-		-	3032542314
Загальні затрати			57618303966		22879956600		10346172120	90844432686

Питомі капіталовкладення:

$$k_{\text{пит}} = K_{\Sigma 0} / N_{\text{вст}} \quad (8.1)$$

$$k_{\text{пит}} = 90844432686 / 4080000 = 22265,792 \text{ (грн./МВт)}$$

8.2 Визначення величини амортизаційних відрахувань

Собівартість електричної енергії є найважливішим економічним показником роботи електростанції і являє собою сукупність всіх затрат на виробництво енергії в грошовому вираженні. Собівартість одиниці виробленої енергії визначають як відношення сумарних затрат виробництва (експлуатаційних витрат) до кількості відпущеної енергії.

По діючій в даний час інструкції планування та облік собівартості електроенергії здійснюється по калькуляційних статтях витрат і економічних елементах. В курсовій роботі використовуватиметься методика укрупненого розрахунку собівартості по економічних елементах, яка використовується в проектних інститутах.

Річний кошторис затрат на виробництво енергії складається по чотирьох економічних елементах: амортизація основних фондів, заробітна плата з врахуванням додаткової заробітної плати та відрахувань на соціальні потреби, паливо, інші витрати.

При розрахунку собівартості енергії, що відпускається із шин станції, амортизаційні відрахування можуть нараховуватися по будь-якому з методів, затверджених “Національними стандартами по бухгалтерському обліку”. Розрахунок амортизації при застосуванні відповідних методів нарахування здійснюється згідно з Положенням (стандарту) бухгалтерського обліку “Основні засоби”. Враховуючи очікуваний спосіб отримання економічних вигод від використання основних засобів електростанцій, рекомендується до використання прямолінійний метод розрахунку амортизаційних відрахувань, за яким річна сума амортизації визначається діленням вартості, яка амортизується, на очікуваний період часу використання об’єкту основних засобів. Оскільки перелік найменувань засобів виробництва на ЕС дуже великий і визначення амортизаційних відрахувань

для кожного окремо достатньо складна і об'ємна задача використаємо спрощену методику.

Розділимо основні фонди ЕС, по нормативному строку їх експлуатації, на три групи:

1. будівлі і споруди виробничого і невиробничого призначення та їх структурні частини ($T_n = 20$ років);
2. транспорт, запасні частини до нього, технічні засоби обробки інформації та засоби зв'язку ($T_n = 4$ роки);
3. силові обладнання, комутаційні апарати, обладнання для передачі та розподілу електроенергії ($T_n = 6$ років).

У відповідності з нормативним строком експлуатації норми амортизації на реновацію для основних фондів, що відносяться до відповідних груп, дорівнює: 1 група - 5%, 2 група - 25%, 3 група - 15%. Норми амортизаційних відрахувань на виконання капітальних ремонтів для відповідних груп основних фондів: 1 - 2%, 2 - 3%, 3 - 5%. Сумарна норма амортизаційних відрахувань для відповідних груп основних фондів складає величину: 1 група - 7%; 2 група - 28%; 3 група - 20%.

Вартість основних фондів, що відносяться до вище приведених груп, визначається за результатами зведеного кошторисно-фінансового розрахунку (приведеними в таблиці 1) по наступним формулам:

$$ОФ_1 = 0,6 \cdot (K_{\text{БМР}} - K_{\text{БМР5}}); \quad (8.3)$$

$$ОФ_2 = K_5; \quad (8.4)$$

$$ОФ_3 = 0,4 \cdot (K_{\text{БМР}} - K_{\text{БМР5}}) + (K_{\text{Обл.}} - K_{\text{Обл.5}}) + K_{\text{Інші}}; \quad (8.5)$$

де $K_{\text{БМР}}$ – капіталовкладення в будівельно-монтажні роботи;

$K_{\text{БМР5}}$ – капіталовкладення в будівельно-монтажні роботи по п'ятому розділу таблиці 1;

K_5 – капіталовкладення у транспортне господарство та засоби зв'язку (п'ятий розділ зведеного кошторисно-фінансового розрахунку);

$K_{\text{Обл.}}$ – вартість обладнання ЕС;

$K_{\text{Інші}}$ – капіталовкладення на інші потреби при спорудженні ЕС.

$$\text{ОФ}_1 = 0,6 \cdot (57618303966 - 2074588200) = 33326229459,6 \text{ (грн.)};$$

$$\text{ОФ}_2 = 2230740000 \text{ (грн.)};$$

$$\begin{aligned} \text{ОФ}_3 &= 0,4 \cdot (57618303966 - 2074588200) + \\ & (10346172120 - 156151800) + 10346172120 = 55287463226,4 \text{ (грн.)}. \end{aligned}$$

Для визначення суми амортизаційних відрахувань необхідно вартість відповідного основного фонду помножити на норму амортизації:

$$A = \text{ОФ}_i \cdot \frac{H_{Ai}}{100}; \quad (8.6)$$

де H_{Ai} – норма амортизації у %.

Для прикладу розрахуємо суму амортизаційних відрахувань для першої групи основних фондів.

$$A = 1097159817,6 \cdot \frac{7}{100} = 76801187,232 \text{ (грн.)}.$$

Розрахунок для інших груп фондів проводиться аналогічно і його результати занесені до таблиці 8.2.

Таблиця 8.2 - Розрахунок суми амортизаційних відрахувань ЕС

Група основних фондів	Вартість ОФ гривень	Норма амортизації в %	Сума амортизаційних відрахувань грн.
Ф1	333326229459,6	7	2332836062,172
Ф2	2230740000	28	62467200
Ф3	55287463226,4	20	11057492645,28
Всього			14014935907,457

$$I_a = 14014935907,457 \text{ грн.}$$

де I_a – сумарні амортизаційні відрахування.

8.3 Визначення річного фонду заробітної плати

Величина фонду заробітної плати підприємства визначається на основі штатної відомості. Однак на стадії проектування ЕС штатної відомості ще немає. Тому користуються наближеною методикою визначення фонду заробітної плати ЕС, використовуючи середньостатистичні данні штатного коефіцієнта та заробітної плати працівників різних категорій на електростанціях аналогічного типу.

Значення штатних коефіцієнтів для проектованої АЕС вибираємо з таблиці 5 [1]. При наявності блоків різного типу, штатний коефіцієнт вибирається для кожного типу блока окремо.

$$Ч = \sum k_{шт.} \cdot N_{вст.i} ; \quad (8.7)$$

де $k_{шт.}$ – штатний коефіцієнт для і-го типу блока;

$N_{вст.i}$ – сумарна встановлена потужність блоків і-го типу.

Чисельність персоналу для проектованої станції:

$$Ч = 0,77 \cdot 880 + 0,596 \cdot 1600 = 2584,8 \approx 2585 \text{ (чол.)}$$

Загальна кількість персоналу ділиться по категоріям у відповідності з рекомендаціями, приведеними у таблиці 6. Для проектованої ЕС обираємо наступний склад персоналу: робітники – 77,563%; інженерно – технічні робітники (ІТР) – 17,99%; службовці – 3,985%; молодший обслуговуючий персонал (МОП) - 0,464%.

Кількість персоналу відповідної категорії визначається за виразом:

$$n_i = Ч \cdot \frac{H_{\Pi i}}{100}; \quad (8.7)$$

де $H_{\Pi i}$ – частина працівників певної категорії від загального числа персоналу у відсотках.

Отже проектованої станції кількість робітників становить:

$$n_{\text{роб}} = 2585 \cdot \frac{77,563}{100} = 2005 \text{ (чол.)}.$$

Розрахунок для решти категорій персоналу проводиться аналогічно. Результати розрахунків наведені в таблиці 8.3.

Середня заробітна плата працівників відповідної категорії для АЕС наведена в таблиці 8.3.

Таблиця 8.3 – Розмір середньої заробітної плати працівників АЕС, грн.

Категорія працівників	Заробітна плата, грн.
Робітники	8505
Службовці	9180
ІТР	14580
МОП	4590

Загальна сума нарахованої річної заробітної плати для певної категорії працівників визначається по формулі:

$$S_{зпi} = 12 \cdot Z_i \cdot n_i; \quad (8.8)$$

де Z_i – середня заробітна плата робітника i -ої категорії;

n_i – кількість робітників i -ої категорії.

Проведемо розрахунок нарахованої заробітної плати для робітників.

$$S_{зпроб} = 12 \cdot 8505 \cdot 2005 = 204630300 \text{ (грн.)}$$

Для решти категорій персоналу розрахунок проводиться аналогічно. Результати розрахунку внесені в таблицю 8.4.

Таблиця 8.4 – Розмір нарахованої заробітної плати в цілому по ЕС

Категорія працівників	Кількість, чол.	Нарахована за рік зарплата, грн.
Робітники	2005	204630300
ІТР	465	81356400
Службовці	103	11346480
МОП	12	660960
Разом	2585	297994140

Фонд заробітної плати підприємства визначається за даними таблиці 8.4 по формулі:

$$I_{зп} = \left(1,57 \cdot (S_{зп\text{ роб.}} + S_{зп\text{ МОП.}}) + 1,8 \cdot (S_{зп\text{ ІТР}} + S_{зп\text{ сл.}}) \right) \cdot K_k \cdot K_b; \quad (8.8)$$

де 1,57; 1,80 – коефіцієнти, які враховують преміювання працівників ЕС та додаткову заробітну плату;

K_k – коефіцієнт, який враховує використання частини персоналу ЕС для виконання робіт по капітальному ремонту обладнання (приймається рівним 0,7);

$K_b = 1,375$ – коефіцієнт, який враховує величину відрахувань з фонду заробітної плати на соціальні потреби (пенсійний фонд, фонд зайнятості та фонд соціального страхування).

$$I_{зп} = (1,57 \cdot (204630300 + 660960) + 1,8 \cdot (81356400 + 11346480)) \cdot 0,7 \cdot 1,375 = 470828494,86 \text{ (грн.)}.$$

8.4 Витрати на паливо

Усі особливості визначення витрат на паливо для АЕС пов'язані з особливостями використання ядерного палива. Ціна свіжого ядерного палива враховує усі затрати паливного циклу, і для розімкненого паливного циклу може бути виражена при допомозі наступної формули:

$$C_{св} = C_{поч} + C_{зб} + C_{виг} + C_{тсв} + C_{виг}; \quad (8.9)$$

де $C_{поч}$ – початкова ціна ядерного палива;

$C_{зб}$ – ціна збагачення палива по U^{235} ;

$C_{виг}$ – ціна виготовлення тепловиділяючих елементів (ТВЕЛ);

$C_{тсв}$ – ціна транспортування свіжого палива;

$C_{виг}$ – ціна витримки (зберігання) палива на АЕС.

$$C_{св} = 1485 + 3753 + 5400 + 17550 + 2970 = 31158 \text{ (грн/кг)}.$$

Річні витрати на паливо для АЕС визначаємо по слідуєчому виразу:

$$I_{\Pi} = \frac{100 \cdot \Pi_{\text{св}} \cdot E_{\text{вир}}}{24 \cdot V_{\text{яг}} \cdot \eta_{\text{АЕС}}^{\text{н}}}; \quad (8.10)$$

де $E_{\text{вир}}$ – кількість виробленої за рік електроенергії МВт·год.;

$V_{\text{яг}}$ – середня глибина вигорання ядерного палива в стаціонарному режимі, МВт·доба/т.

$$I_{\Pi} = \frac{100 \cdot 1154 \cdot 30800000}{24 \cdot 21000 \cdot 0,32} = 595031250 \text{ (грн.)}$$

Інші затрати включають в себе загальностанційні та цехові витрати. При використанні методу розрахунку по укрупнених показниках, інші затрати визначаються у відсотках від суми затрат на амортизацію і заробітну плату. Величина інших затрат обчислюється за формулою:

$$I_{\text{ін}} = \frac{(I_{\text{а}} + I_{\text{зп}}) \cdot I_{\text{н}}}{100}; \quad (8.11)$$

де $I_{\text{н}}$ – процент інших витрат, що визначається по графіку [1].

Для проектованої станції потужністю 4080 МВт $I_{\text{н}} = 4,167\%$.

Отже, величина інших затрат становить:

$$I_{\text{ін}} = \frac{(14014935907,452 + 470828494,87) \cdot 4,167}{100} = 603621802,64 \text{ (грн.)}$$

8.5 Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Собівартість електроенергії є одним з основних економічних показників роботи електростанції. Собівартість представляє собою відношення сумарних виробничих затрат до кількості електроенергії, відпущеної з шин станції:

$$C = \frac{И}{E_{\text{відп}}}, \quad (8.12)$$

де $E_{\text{відп}}$ – електроенергія відпущена із шин станції.

$$E_{\text{відп}} = E_{\text{вир}} \cdot \left(1 - \frac{n_{\text{ВП}}}{100}\right), \quad (8.13)$$

де $n_{\text{ВП}}$ – коефіцієнт споживання електроенергії власними потребами ЕС у відсотках (для проектованої АЕС приймаємо $n_{\text{ВП}}$ 7%).

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва дорівнюють:

$$И = И_a + И_{\text{зП}} + И_{\text{ін}} + И_{\text{П}}. \quad (8.14)$$

Отже:

$$И = 14014935907,452 + 470828494,87 + 603621802,644 + 595031250 = 15684417454,964 \text{ (грн.)};$$

$$E_{\text{відп}} = 30800000 \cdot \left(1 - \frac{7}{100}\right) = 28644000 \text{ (МВт·год)},$$

$$C = \frac{15684417454,964 \cdot 100}{28466000 \cdot 1000} = 54,7563 \left(\frac{\text{коп.}}{\text{кВт}} \right).$$

8.6 Аналіз отриманих результатів

Для визначення доцільності спорудження спроектованої електростанції необхідно отримані результати розрахунків порівняти з аналогічними показниками діючих ЕС. Приведемо основні техніко-економічні показники спроектованої електростанції в таблиці 8.5

Таблиця 8.5 – Основні техніко-економічні показники АЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення	
Потужність станції	МВт	3500	
Річний виробіток електроенергії	МВт год	30800000	
Коефіцієнт витрат електроенергії на власні потреби		0,07	
Коефіцієнт обслуговування	МВт/чол	1,578	
Середня глибина вигорання ядерного палива для реакторів	МВт·доба/т	ВВЕР	ВВЕР-
		-440	1000
		26000	16000
Собівартість відпущеної енергії	коп./кВт.год	54,7563	

Отже, в техніко-економічному обґрунтуванні була описана доцільність побудови АЕС, в електричній частині побудовані графіки електричних навантажень, та розраховані техніко-економічні показники

В економічній частині були підраховані економічні показники проектованої АЕС був проведений розрахунок затрат на паливо та інших затрат. Визначено основний показник роботи станції – собівартість виробленої електроенергії $C=54,7563$ коп./кВт·год. Така станція є економічно доцільною, оскільки значення собівартості електроенергії входить в межі середніх значень собівартості електроенергії на АЕС.

РОЗДІЛ 9

ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

9.1 Задачі розділу

Вибір Україною стратегічного курсу на інтеграцію до Європейського Союзу (ЄС) обумовлює нагальну потребу гармонізації національного законодавства до законодавства ЄС. Необхідність впровадження змін до чинного закону ґрунтується не тільки на орієнтації України в бік ЄС, а й на тому факті, що чинне законодавство та його принципи не завжди відповідають сучасним реаліям і фактично не забезпечують створення законодавчих засад цілковитої безпеки й захисту здоров'я працівників в умовах робочого середовища, адекватних ЄС. Так сучасний стан промислової безпеки та охорони праці на підприємствах, що перебувають у сфері управління Міненерговугілля України, не можна вважати задовільним. Коефіцієнт частоти нещасних випадків зі смертельними наслідками значно перевищує рівень європейських країн [23].

На перспективу до 2030 року в об'єднаній енергосистемі України буде зберігатися стратегія розвитку основних електричних мереж, згідно з якою функції передачі та розподілу електричної енергії для забезпечення паралельної роботи з енергосистемами інших країн залишаються за мережами 330 і 750 кВ [24]. Проте стан магістральних електричних мереж з року в рік погіршується, більшість основного устаткування трансформаторних підстанцій вичерпали свій розрахунковий технічний ресурс, що потребує збільшення кількості проведення ремонтних робіт і, відповідно, призводить до підвищення ризику електротравматизму.

Оцінювання вказаного ризику передбачає основна директива Європейського Союзу 89/391/ЄЕС та підпорядковані їй спеціальні директиви з безпеки праці на робочих місцях (89/654/ЄЕС, 89/655/ЄЕС, 90/269/ЄЕС та ін.).

Сьогодні актуальним є: приведення нормативно-правової бази України в галузі охорони праці у відповідність до сучасних вимог законодавства ЄС з урахуванням оцінки ризиків електротравмування й захисту здоров'я працівників в умовах

робочого середовища, формування на базі трьох чинних в Україні систем стандартів безпеки праці (міждержавної Системи стандартів безпеки праці (ССБП)), міждержавних без ССБП та державних стандартів безпеки [25] з єдиною термінологічною і понятійною базами.

Основною метою розділу являється на основі комбінованого підходу запропонувати шляхи удосконалення нормативно-правових актів України з питання захисту електротехнічного персоналу електричних станцій та систем напругою 330-750 кВ ві дії електричної енергії.

9.2 Аналіз дії електричних та магнітних полів електроустановок надвисокої напруги на людину

За умов невиконання вимог безпеки на персонал який обслуговує електроустановки надвисокої напруги , діє періодичне або тривале електромагнітне поле промислової частоти що може стати причиною електротравматизму або професійного захворювання.

Питання поглинання електричної енергії живим організмом вивчені ще не в достатній мірі, що пов'язано зі складною структурою тканин та складністю біологічних процесів та здатністю викликати декілька фізіологічних ефектів.

Перші дослідження впливу ЕМП електроустановок НВН були проведені в середині 60-х років. Тоді вперше були відмічені зміни стану здоров'я працівників. У робітників відмічались скарги неврологічного характеру , а також скарги на порушення серцево судинної системи і шлунково кишкового тракту. Відмічалось збільшення часу сенсорних реакцій , підвищення порогів нюхової чутливості , зниження пам'яті , уваги.

В наш час проблемою негативного впливу електричного та магнітного полів на організм людини займаються багато міжнародних організацій, таких як Васесвітня організація охорони здоров'я , Міжнародна електротехнічна комісія, Міжнародна комісія з захисту від неіонізуючого випромінювання, та багато інших.

Згідно сучасного уявлення про механізм дії ЕМП основну небезпеку являє собою плив електричного струмі що наводиться у структурі тіла людини і збуджує нервові та м'язові тканини.

Параметром, що виявляє міру дії, є густина наведеного в тілі вихрового струму.

Таблиця 9.1 – Результати медичних досліджень дії ЕМП ПЧ на організм людини

Е, кВ/м	Велечина струму, що протікає крізь тіло людини, мкА	Час експозиції, хвилин	Дія на організм людини
10	50	Не вказано	Не впливає
16	80	90	Не впливає
16	80	120	Страждає точність роботи, рухи стають менш економічними, і підвищується вплив на серцево-судинну систему
32	160	20	Справляє несприятливу дію на людину, що виконує автоматизовану роботу. Погіршується самопочуття, знижується точність роботи, змінюються нейродинамічні процеси
46	320	20	Така ж дія як при 16 кВ/м

9.3 Результати дослідження

Результати проведеного теоретичного аналізу [26] електромагнітного поля в електроустановках 330–750 кВ довели, що оцінювання електробезпеки перебування персоналу в електромагнітному полі електроустановок НВН за напруженістю електричного поля промислової частоти, відповідно діючих норм, неоднозначно визначають вибір захисних засобів (екранів і тому подібне) в неоднорідних полях, що характерно для відкритих розподільних установок НВН, при роботі на струмовідних частинах та поблизу заземлених конструкцій. Чинні в Україні стандарти, які гарантують безпеку праці людини в електричному полі промислової частоти, не

враховують: імовірнісний та причинно-наслідковий характер електротравм, параметри конкретного працівника та взаємозв'язок з кількістю енергії, поглинутої його тілом.

Гармонізація стандартів потребує внесення змін в міждержавному ГОСТ 12.0.003–74 ССБП «Небезпечні і шкідливі виробничі фактори. Класифікація» в якому вказані лише «небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може відбутися крізь тіло людини» і нема згадки про шкідливу дію електричної енергії, яка пов'язує низку параметрів, від яких залежить ступінь електротравми [27].

На даний момент допустимий час перебування в ЕП напруженістю від 5 до 20 кВ/м обчислюється за формулою:

$$t = \frac{50}{E} - 2 \quad (9.1)$$

Пропонується у ГОСТ 12.1.002–84 та ДСанПіН 3.3.6.096-2002, нормування гранично допустимого часу T , год. та напруженості електричного поля ПЧ E , кВ/м здійснювати з урахуванням встановленого значення гранично допустимої енергії за запропонованою залежністю та виразом відповідно (1):

$$t_{\text{дон.}} = \frac{200 \cdot k}{E^2}, \quad E = \sqrt{\frac{200 \cdot k}{T}} \quad (9.2)$$

де k – поправковий коефіцієнт, який враховує масу конкретної людини.

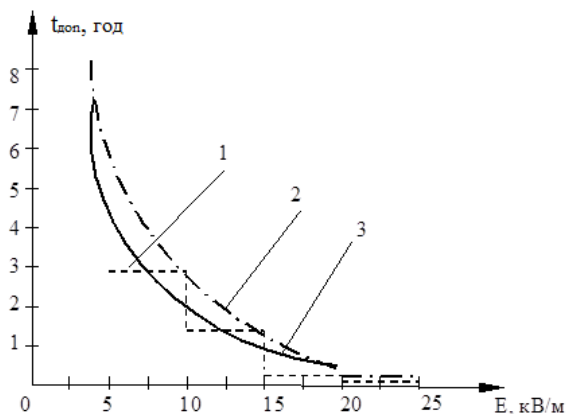


Рисунок 9.1 – Графіки залежностей допустимого часу перебування в електричному полі від напруженості ЕП ПЧ

Отриманий вираз (9.2) дозволяє обчислювати значення допустимого часу перебування працівника в зоні дії впливу електромагнітного поля, а імовірність загрози від дії ЕМП в діапазоні від 5 до 20 кВ/м підвищиться відповідно до рис 9.1.

9.4 Безпека у надзвичайних ситуаціях роботи електричної частини АЕС в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Вплив іонізуючого випромінювання на обладнання АЕС викликає незворотні процеси, в наслідок яких можуть відбуватись порушення роботи електричних елементів, що в свою чергу призводять до виходу з ладу пристроїв в цілому. Так як вказані зміни можуть спричинити відмови електричних підсистем, в останні роки багато зусиль направляється на розробку засобів які дозволять зберегти працездатність РЕА при опроміненні.

Впливу електромагнітного імпульсу (ЕМІ) пошкоджує напівпровідникові прилади , резистори , конденсатори та ін. Це являє собою велику загрозу для приладів які захищають від інших чинників. Також ЕМІ може впливати на апаратуру незалежно від ступеню захищеності від механічних пошкоджень.

9.4.1 Визначення області працездатності електричної частини станції в умовах дії іонізуючого випромінювання.

За основу берем елементну базу систем захистів які найбільш вразливі до дії випромінювання , та складемо таблицю потужностей експозиційної дози для кожного елемента $P_{зв.і}$, що викликають початок зворотніх змін (табл 9.1)

Визначаємо елемент що найменшою мірою піддається випромінювання, тобто елемент із найменшим значенням $P_{зв.мін} = 10^4 P$.

Розрахуємо граничне значення потужності експозиційної дози

$$P_{зр} = K_{над} \cdot P_{в.мін} \cdot K_{носл} \text{ [P/год] ;} \quad (9.4)$$

$$P_{zp} = 0,95 \cdot 10^4 \cdot 2 = 19000 \text{ (P/год)},$$

де : $K_{над}$ - коефіцієнт надійності (приймається $K_{над} = 0,95$)

$P_{зв}$ - потужність експозиційної дози яка відповідає початку зворотніх змін в елементах

$K_{посл}$ - коефіцієнт послаблення радіації (приймаємо $K_{посл} = 2$)

Таблиця 9.2 Потужності експозиційних доз кожного елемента електричної частини АЕС

Підсистеми АЕС	Елементи електричної частини АЕС	$P_{зв.i}$ P/год	$P_{зв.min}$ P/год
Система живлення	Дросель ФРОС-1000/0,5УЗ	10^7	10^4
	Контролер К50-6	10^7	
	Діод Д 123-250-20	10^5	
	Діод MG 150M2YK1	10^5	
	Інвертор УКС SSK	10^4	
Система керування	Пускач ПМЛ-1210	10^6	
	Тумблер ASW-29D	10^7	
	Транзистори SS8050 TO92 NPN	10^4	
	Конденсатор К73-16-8,2 мкФ 250В	10^6	
	Резистори CR-2W-130, 0,25W-36	10^4	
Мікропроцесорна система	Мікросхема ПІ регулятор струму ВТА41-800b	10^5	
	Блок обмеження струму К342ЕН8Б	10^6	
	Тахогенератор ТД-102	10^5	

Таким чином присторої в умовах дії іонізуючих випромінювань будуть працювати безпечно при рівні радіації 19000 Р/год, а допустимий час його безвідмовної роботи буде складати :

$$t_{\text{дон}} = \left(\frac{10^4 \cdot 2}{2 \cdot 19000} + \sqrt{1} \right)^2 \text{ [год]}$$

$$t_{\text{дон}} = \left(\frac{P_{\text{зв. min}} \cdot K_{\text{посл}}}{2 \cdot P_{\text{зр}}} + \sqrt{t_n} \right)^2 = 2,32 \text{ [год]}$$

Цього часу більш ніж достатньо для спрацювання всіх захистів, та переведення систем в безпечний режим.

9.4.2 Дослідження безпеки роботи електричної частини АЕС в умовах дії електромагнітного імпульсу

Початкові дані : Напряга живлення $U_{\text{ж}} = 220 \pm 5\% \text{ В}$; максимальна довжина горизонтальної струмопровідної частини електричної принципової схеми $l_2 = 0,2 \text{ м}$

Як критерій безпеки пристроїв в цих умовах приймаємо коефіцієнт безпеки:

$$K_{\sigma} = 20 \lg \frac{U_{\sigma}}{U_{\sigma(r)}} \geq 40 \text{ [дБ]},$$

де U_{σ} - допустимі коливання напруги живлення , В;

$U_{\sigma(r)}$ - напруга наведена за рахунок електромагнітного імпульсу вертикальних (горизонтальних) струмопровідних частинах, В.

Розрахуємо спочатку допустиме коливання напруги живлення:

$$U_{\sigma} = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}}}{100} \cdot N \text{ [В]}, \quad (9.5)$$

де $U_{\text{ж}}$ - робоча напруга ивлення , В;

N – допустимі коливання напруги, %;

Визначаємо максимально очікувану напругу в горизонтальних лініях:

$$U_{\sigma} = \frac{U_{\sigma}}{10^{K/20}} \text{ [В]}, \quad (9.6)$$

Де K – коефіцієнт безпеки ($K = 40 \text{ дБ}$)

Розрахуємо вертикальну складову напруженості електромагнітного поля за формулою:

$$E_g = \frac{U_z}{l_z} [\text{В/м}], \quad (9.7)$$

Розрахуємо горизонтальну складову напруженості електромагнітного поля за формулою:

$$E_z = 10^{-3} \cdot E_g [\text{В/м}] \quad (9.8)$$

Підставивши значення у формули отримаємо:

$$U_\partial = 220 + \frac{220}{100} \cdot 5 = 231(\text{В});$$

$$U_z = \frac{231}{10^{40/20}} = 2,31(\text{В});$$

$$E_g = \frac{2,31}{0,2} = 11,55(\text{В/ м});$$

$$E_z = 10^{-3} \cdot 11,55 = 0,0116(\text{В/ м}).$$

Таким чином електрична частина працює безпечно в межах : E_z до 0,016 В/м і E_g до 11,2 В/м.

9.3.3 Розробка превентивних заходів по підвищенню безпеки роботи електричної частини АЕС потужністю 3320 МВт у надзвичайних ситуаціях

Бородьба з впливом іонізуючого випромінювання може бути здійснена новітнім методом, який полягає у захисному покритті РЕА, що розташована на поверхнях даних елементів, які зазнають іонізуючих впливів, при цьому захисне покриття нанесене у вигляді наноструктури, або атомно молекулярної металевої матриці що покращує механічні властивості.

Бородьба з впливом електромагнітного імпульсу виконується струмопровідними сітками і плівковим покриттям вікон , стальними конструкціями для вентиляційних отворів.

Висновки. В нашій країні слід активізувати роботу з узгодження вимог, законів та нормативноправових актів у відповідності директивам ЄС. Розроблені

авторами на основі комбінованого підходу пропозиції по удосконаленню нормативної бази України з електробезпеки дають змогу враховувати ризик електротравматизму персоналу електричних станцій та систем НВН від дії електричної енергії, обґрунтовувати заходи щодо його мінімізації та адаптувати вимоги нормативноправових актів з електробезпеки України у відповідності з директивами ЄС.

Також у даному розділі визначено область працездатності елементів електричної частини АЕС в умовах дії загрозливих чинників. На підставі проведених розрахунків можна зробити висновок що прилади будуть працювати в будівлі з коефіцієнтом послаблення радіації 2 на протязі 2,32 год. Цього цілком достатньо для виконання своїх функцій.

Також вище було встановлено межі ЕМП в яких обладнання буде працювати , а також вказано дієві заходи щодо підвищення безпеки

ВИСНОВКИ

В роботі виконано проектування електричної частини АЕС потужністю 3320 МВт, яка має зв'язок з районом і системою на напругах 750 та 330 кВ.

Здійснено розрахунок графіків електричних навантажень, вибір силового обладнання, структурної схеми станції, схем ВРУ різних напруг та схеми власних потреб.

На базі розрахунку струмів КЗ вибрана комутаційна апаратура, ошиновка, вимірювальні трансформатори, засоби обмеження перенапруг, акумуляторна батарея, а для ВРУ-750 кВ виконано розрахунок грозозахисту та заземлення.

Таким чином, ми ознайомились з методикою проектування електричної частини АЕС.

На основі розробленого проекту АЕС, було досліджено питання експлуатації та обслуговування силових трансформаторів та автотрансформаторів.

Як і будь яке електрообладнання силові трансформатори і автотрансформатори потребують постійного нагляду під час експлуатації, а також своєчасного технічного обслуговування. Це дозволяє експлуатувати їх на протязі всього часу що зазначений в технічній документації заводу виробника.

До процесу експлуатації можна віднести:

- процеси включення і відключення;
- регулювання напруги;
- контроль основних показників;
- проведення різноманітних оглядів.

Оновні процеси обслуговування це:

- капітальні , поточні і профілактичні ремонти;
- високовольтні дослідження;
- процес продовження строку служби.

І ще дуже багато різноманітних пунктів але потрібно розуміти що експлуатація і обслуговування не є окремими пунктами в роботі трансформаторів. Це процеси, які тісно пов'язані одне з одним.

При неналежному обслуговуванні чи порушенні порядку оглядів можуть виникати дефекти які значно скорочують час експлуатації. На даний момент трансформатор є одним із самих дорогих пристроїв в енергосистемі.

В даній магістерській роботі було проведено аналіз експлуатаційного процесу і ремонту, а також показано основні етапи їх проведення.

Також проведено розрахунок відновленого опору ізоляції після ремонту і визначено тангенс кута діелектричних втрат для існуючого трансформатора.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Лежнюк П.Д. Проектування електричної частини електричних станцій / П.Д. Лежнюк, В.М. Лагутін, В.В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.
2. Справочник по наладке электрооборудования электростанций и подстанций / Под ред. Э.С. Мусаэляна. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 344 с.
3. Грудинский П.Г. Техническая эксплуатация основного электрооборудования станций и подстанций / П.Г. Грудинский, С.А. Мандрыкин, М.С.Улицкий – М., Энергия, 1974. – 576 с.
4. Макаров Е.Ф. Обслуживание и ремонт электрооборудования электростанций и сетей. – М.: Издательский центр «Академия», 2003. – 448 с.
5. Испытания, эксплуатация и ремонт электрических машин / Н.Ф. Котеленец, Н.А. Акимова, М.В. Антонов. М.: Издательский центр “Академия”, 2003. – 384 с.
6. Красник В. В. Эксплуатация электрических подстанций и распределительных устройств : производственно-практическое пособие /В. В. Красник. - М. : ЭНАС, 2011. - 320 с.
7. Филатов А.А. Обслуживание электрических подстанций оперативным персоналом. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 175 с.
8. Пичугина М. Т. Высоковольтная электротехника : учебное пособие / Пичугина М. Т. - Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2011. - 120 с.
9. Правила улаштування електроустановок — Київ, 2017 . -617с.
10. Правила технічної експлуатації станцій та систем— Київ , 2006. -228с.
11. Нормы технологического проектирования понижающих подстанций с высшим напряжением 35—750 кВ —М.: СЦНТИ ЭнергоНОТ, ОРГРЭС, 2 е изд, 1983.- 40 с.

12. Миронов П.Е. Предлагаемые новые нормы перегрузок и методы выбора номинальной мощности силовых масляных трансформаторов общего назначения — Электротехника, 1976, № 4, с 91 с.
13. Могузов В.Ф. Обслуживание силовых трансформаторов. Часть 1 - Москва : Издательство НТФ «Энергопрогресс», «Энергетик» 1998. -101 с.
14. Могузов В.Ф. Обслуживание силовых трансформаторов. Часть 2 - Москва : Издательство НТФ «Энергопрогресс», «Энергетик» 1998. -81 с.
15. Лизунов С. Д. Силовые трансформаторы. Справочная книга - Москва : Энергоиздат, 2004 – 615 с.
16. Правила безпечної експлуатації електроустановок – Київ: 2000. -152 с.
17. Шеберстов А.Н. Состояние тепловых электростанций Украины, перспективы их обновления и модернизации / А. Н. Шеберстов // Энергетика и электрификация, №12, 2004. – С. 1-6.
18. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
19. Проектирование электрической части станций и подстанций / Ю.Б. Гук, В.В. Кантан, С.С. Петрова. – Л.: Энергоатомиздат, 1985. – 312 с.
20. Лагутін В. М., Тептя В. В., Вишневський С. Я. Власні потреби електричних станцій. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 102 с.
21. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
22. Енергетична стратегія України на період до 2030 року. Схвалено розпорядженням Кабінету Міністрів України від 15 березня 2006 р. – 145 с. zakon.rada.gov.ua
23. Кульматицкий О. И. Безопасность линий электропередачи / О. И. Кульматицкий, В. М. Кутин. – К. : Техника, 1991. – 112 с.

24. Измеров Н. Ф. Физические факторы производственной и природной среды. Гигиеническая оценка и контроль : учебное пособие / Измеров Н. Ф. , Суворов Г. А. // – М. : Медицина, 2003. – 560 с.

25. Исследование электрического поля линий и подстанций сверхвысокого напряжения переменного и постоянного тока. Сборник научных трудов. / [Л. С. Перельман, Н. Н. Тиходеев, Ю. А. Морозов и др.] – Л. : Энергоатомиздат, НИИПТ, 1985. – 104 с.

26. Бондаренко Є. А. Методи аналізу та оцінювання ризику електротравматизму / Бондаренко Є. А. // Вісник Вінницького політехнічного інституту – 2013. – № 2. – С. 52-56.

27. Бондаренко Є. А. Методика нормування допустимого часу перебування людини в електричному полі промислової частоти / Бондаренко Є. А.// Стандартизація, сертифікація, якість. – Харків : ДП «Укр. НД НЦ» – 2012. – № 5 – С. 26-28.

28. ДСТУ EN 50160:2014 (EN 50160:2010, IDT) Національний стандарт України. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності

29. ДСТУ 3461-96 (ГОСТ 24126-97) «Пристрої перемикання відгалужень обмоток трансформаторів під навантаженням. Загальні технічні умови"»

30. ДСТУ 3270-95 Трансформатори силові

ДОДАТКИ

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 ЕССд.т.н., професор Лежнюк П.Д.

(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(підпис)

" _____ " _____ 20__ р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА АТОМНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ
3320 МВт (3xВВЕР-440+2xВВЕР-1000) З ДОСЛІДЖЕННЯМ ПИТАНЬ
ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТА ОБСЛУГОВУВАННЯ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

08-13.МКР.006.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доцент

_____ Нетребський В.В.

(підпис)

Магістрант групи ЕС-18м

_____ Залізняка І.Ю.

(підпис)

Вінниця 2019 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) в зв'язку з тим, що стан енергетичної галузі України на даний час є досить тяжким, що обумовлено зношенням обладнання, недостатньою кількістю генерувальних потужностей та зростанням споживання електричної енергії, постає необхідність проектування та введення в експлуатацію нових електричних станцій.;

б) наказ ректора ВНТУ № 254 від 02 жовтня 2019 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – проектування АЕС потужністю 3320 МВт та дослідження питань експлуатації та обслуговування силових трансформаторів;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. Лежнюк П.Д. Проектування електричної частини електричних станцій / П.Д. Лежнюк, В.М. Лагутін, В.В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.
2. Справочник по наладке электрооборудования электростанций и подстанций / Под ред. Э.С. Мусаэляна. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 344 с.
3. Грудинский П.Г. Техническая эксплуатация основного электрооборудования станций и подстанций / П.Г. Грудинский, С.А. Мандрыкин, М.С.Улицкий – М., Энергия, 1974. – 576 с.
4. Испытания, эксплуатация и ремонт электрических машин / Н.Ф. Котеленец, Н.А. Акимова, М.В. Антонов. М.: Издательский центр “Аккадемия”, 2003. – 384 с.
5. Бондаренко Є. А. Методи аналізу та оцінювання ризику електротравматизму / Бондаренко Є. А. // Вісник Вінницького політехнічного інституту – 2013. – 88 с.
6. Бондаренко Є. А. Методика нормування допустимого часу перебування людини в електричному полі промислової частоти / Бондаренко Є. А.// Стандартизація, сертифікація, якість. – Харків : ДП «Укр. НД НЦ» – 2012. – 104 с

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Передбачається спорудження АЕС у центральному регіоні України.

- технічне завдання: проектування атомної електростанції потужністю 3320 МВт з п'ятьма турбоагрегатами потужністю 3x440 МВт та 2x1000 МВт. В систему, приєднання до якої знаходиться на відстані 1200 км, потужність віддається по ЛЕП 750 кВ.
- елементна база: електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на АЕС, українського та зарубіжного виробництва (“Південномаш”, “Рівненський завод високовольтної апаратури”, “АВВ” та ін.)
- конструктивне виконання: компоновку та головну схему електростанції виконують за типовими схемами.
- показники технологічності: проектування АЕС, 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 станції.
- живлення об'єкта: для забезпечення надійного живлення споживачів власних потреб АЕС виконати проектування резервного живлення.

5. Економічні показники

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

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	30.09.19	15.10.19	формування технічного завдання
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування АЕС	16.09.19	23.09.19	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Електротехнічна частина	24.09.19	28.10.19	розділ 2
4	Захист електрообладнання від ударів блискавки	29.10.19	08.11.19	розділ 3

5	Захист підстанцій від перенапруг	09.11.19	13.11.19	розділ 4
6	Економічна частина	14.11.19	19.11.19	розділ 5
	Охорона праці та безпека в НС	20.11.19	22.11.19	розділ 6
7	Оформлення пояснювальної записки	23.11.19	04.12.19	пояснювальна записка
8	Виконання графічної частини та оформлення презентації	04.12.19	12.12.19	плакати, презентація

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук опонента, 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

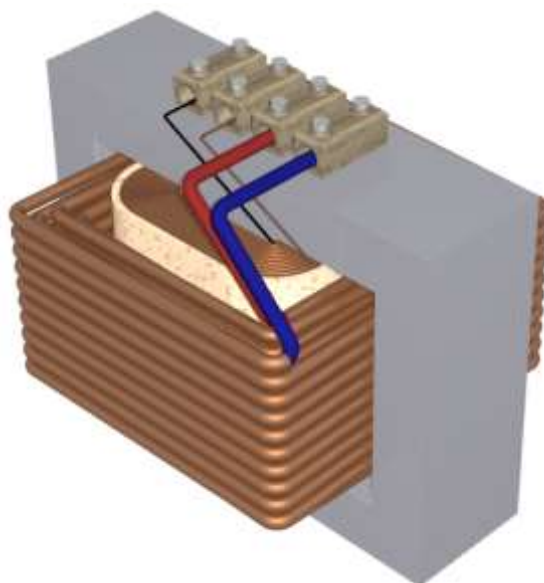


Рисунок 3.1 Двохомотковий трансформатор

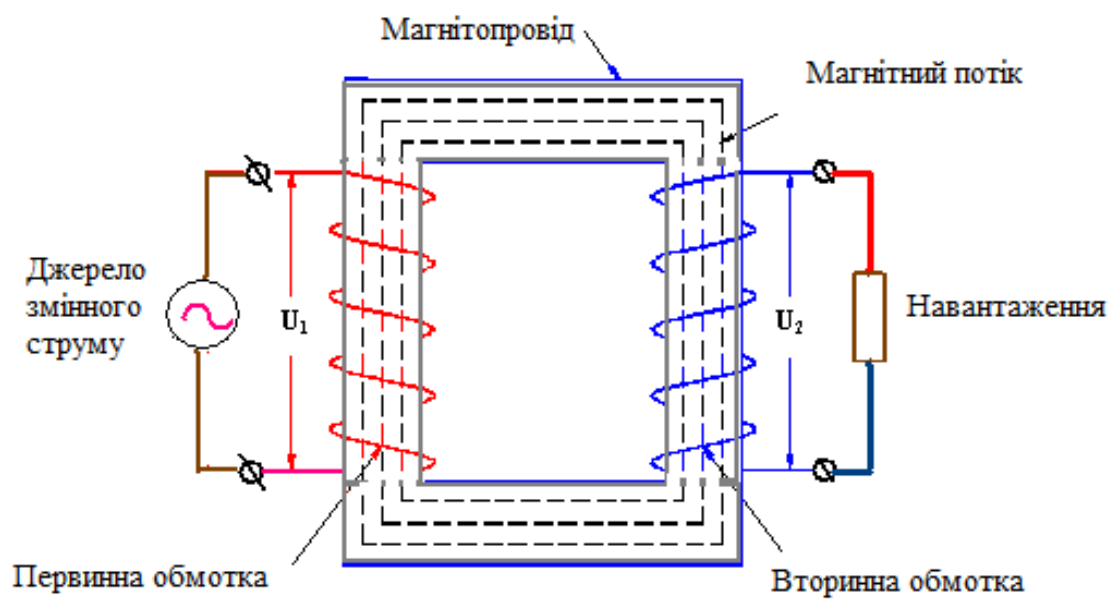


Рисунок 3.2 Принцип роботи двохомоткового трансформатора

Додаток В

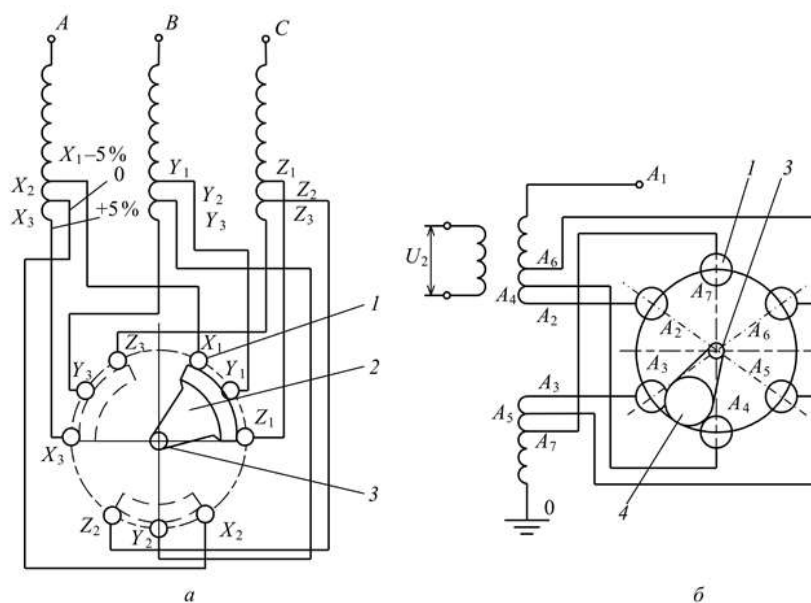


Рис. 5.1. Схема регулювання напруги з пристроєм ПБЗ:

- а – відгалуження поблизу нульової точки обмотки $\pm 5\%$ з трифазним перемикачем на три положення;
 б – відгалуження в середині обмотки $\pm 2,5\%$ з однофазними перемикачами на п'ять положень (зображена фаза А);
 1 – нерухомий контакт; 2 – контактний сегмент; 3 – вал перемикача;
 4 – контактні кільця

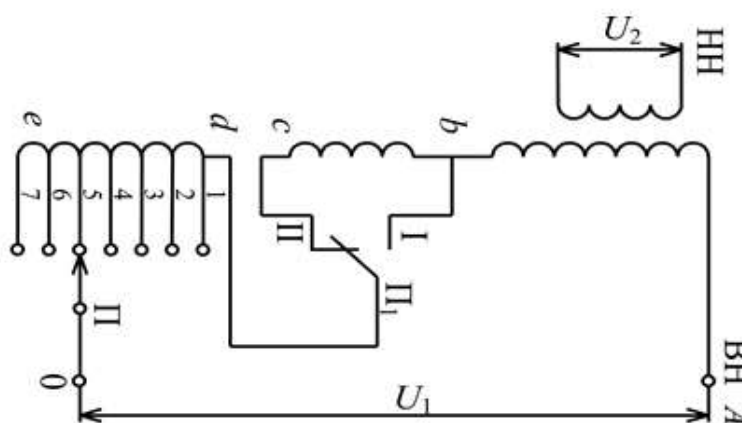


Рис. 5.2. Схема ввімкнення регулювальних ступенів пристрою РПН: Аb – основна обмотка;

- bc – ступінь грубого регулювання; de – ступені плавного регулювання; П₁ – перемикач грубого регулювання; П – перемикач відгалужень

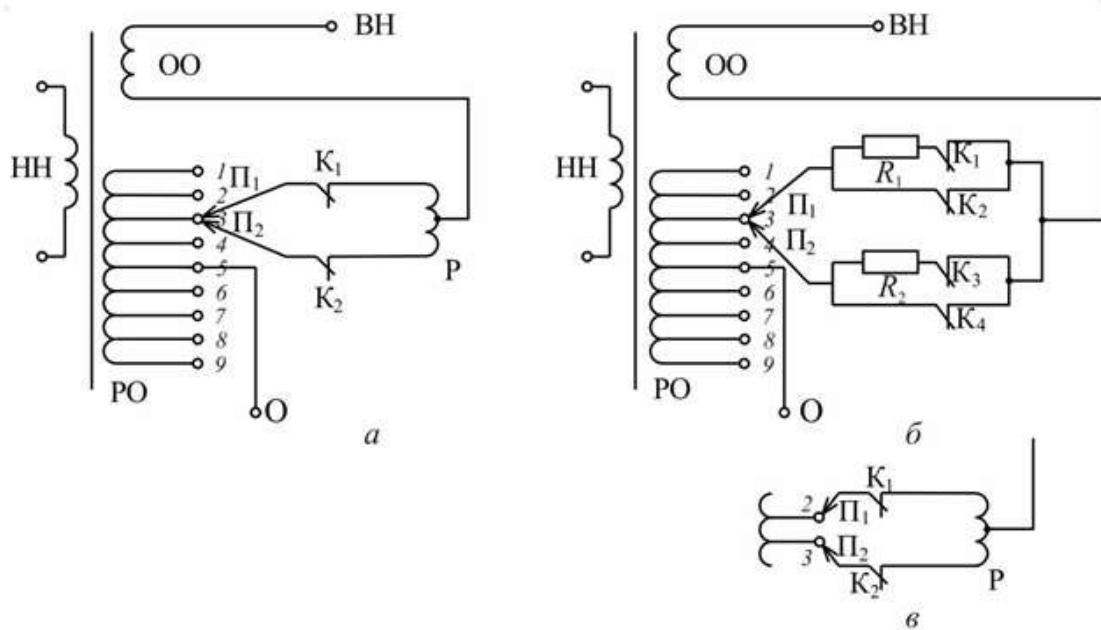


Рис. 5.3. Принципові схеми обмоток трансформатора з РПН:

- а – із струмообмежувальним редактором;
- б – із струмообмежувальними резисторами

Додаток Г

Табл. 6.1 Вимоги до якості експлуатаційних масел

Показник якості масла і номер стандарта на метод випробування	Категорія електрообладнання
1. Пробивна напруга по ГОСТ 6581-75, кВ не менше	Електрообладнання: До 15 кВ включно До 35 кВ включно Від 60 до 150 кВ включно Від 220 до 500 кВ включно 750 кВ
2. Кислотне число по ГОСТ 5985-79, мг КОН/г масла, не більше	Силкові та вимірювальні трансформатори, не герметичні маслонаповнені вводи
3. Температура вспишки в закритому тиглі по ГОСТ 6356-75, °С, не менше	Силкові та вимірювальні трансформатори, не герметичні маслонаповнені вводи
4. Вміст вологи по ГОСТ 7822-75, % маси (г/т) не більше ГОСТ 1547-84 (якісно)	Трансформатори с плівковим, або азотним захистом, герметичні маслонаповненні вводи, герметичні вимірювальні трансформатори. Силкові та вимірювальні трансформатори без спец. захистів масел, не герметичні маслонаповнені вводи. Електрообладнання, при відсутності вимог заводів виробників по кількісному визначенню даного показника.
5. Вміст механічних домішок: ГОСТ 6370-83, % (клас чистоти по ГОСТ 17216-71, не більше) РТМ 34.70.653-83, % не більше (клас чистоти по ГОСТ 17216-71, не більше)	Електрообладнання до 220 кВ включно Електрообладнання вище 220 кВ до 750 кВ включно
6. Тангес кута діелектричних втрат по ГОСТ 6581-75, %, не більше, при температурі при 70 °С /90 °С	. Силкові трансформатори, високовольтні вводи: 110 – 150 кВ включно 220 – 500 кВ включно 750 кВ

Продовження таблиці 6.1

<p>7. Вміст водорозчинних кислот і лугів мг КОН / г, не більше</p>	<p>Силові трансформатори, герметичні високо-вольтні вводи, герметичні вимірювальні трансформатори до 750 кВ включно Визначення даного показника здійснюється за РД 34.43.105-89 Негерметичні високовольтні вводи та вимірю-тільні трансформатори до 500 кВ, включно</p>
<p>8. Вміст антиокисної присадки АГДОЛ-1 (2,6-дітретбутил-4-метил-фенол або ионол) по РД 34. 43.105-89,% маси, не менше</p>	<p>Трансформатори без спеціальних захистів масла, негерметичні маслонаповнювальні вводи понад 110 кВ</p>
<p>9. Вміст розчинного шламу,% маси, не більше</p>	<p>Силові та вимірювальні трансформатори, негерметичні високовольтні вводи, понад 110 кВ</p>
<p>10. Газовміст відповідно до інструкцій заводу виробника, % обсягу, не більше</p>	<p>Трансформатори з плівковим захистом, герметичні маслонаповнені вводи</p>
<p>11. Вміст фуранових похідних, % маси, не більше (в тому числі фурфуролу) *</p>	<p>Трансформатори і вводи понад 110 кВ</p>

Додаток Д

Ремонт системи охолодження типу ДЦ

Очистити трубні поверхні охолоджувачів і міжтрубний простір калорифера.

Виявити місця течі масла. Течі масла по гумовим ущільненням усуваються підтяжкою фланцевих з'єднань або заміною гумових ущільнень. Усунення течі масла в елементах калорифера охолоджувача. Трубки і трубні решітки з алюмінієвого сплаву АД-1-М необхідно ретельно знежирити і заварити місця течі в зварних швах трубки з трубної пластиною. Зварювання виконати аргоннодуговий зварюванням з присадкою алюмінієвого дроту діаметром 3 мм. При виявленні течі за межами приварювання трубок в трубну решітку, їх необхідно замінити. Допускається глушіння дефектних трубок, але не більше 2-х на кожен хід трубної пластини. Глушити трубки слід по обидва боки.

Для забезпечення компенсації різного температурного подовження робочих і заглушених трубок необхідно з боку плаваючої головки зняти зварений шов заглушених трубок і вкоротити (проторцювати) їх на глибину 5 -6 мм нижче верхньої кромки трубної решітки і до трубної решітці приварити заглушку (сплав АД-1-М) аргоннодуговий зварюванням

Провести ремонт маслонасосів, вентиляторів, запірної арматури, труб системи охолодження і адсорбних фільтрів. Випробувати охолоджувачі на маслощільність сухим трансформаторним маслом надлишковим тиском 3 кг / см² протягом 30 хвилин. Температура масла при випробуванні 50 - 60 ° С. Промити охолоджувачі трансформаторним маслом з температурою 50-60 ° С. Промивання вважати закінченою, якщо проба масла, взята на виході з охолоджувача, задовольняє вимогам: Упр > 55кв, вологовміст не більше 10 г / т, механічних домішок не більше 50 г / т. Промити міжтрубний простір маслоохладителей струменем води тиском 20 - 50 кг / см². Промивання необхідно проводити при демонтованих диффузорах.

Ремонт систем охолодження типу Д і М. Прочистити радіатори від забруднення і іржі, протерти ганчіркою, змоченою уайт-спіритом (щільний зовнішній шар забруднень слід видаляти лужним розчином 10 -15% каустичної соди) у ванні.

Промити радіатори трансформаторним маслом з температурою не нижче 45 °С і випробувати тиском 2 кг / см² протягом не менше 30 хвилин. Місця течі відзначити крейдою, зняти тиск. Підварити місця течі, виправити місця пошкоджень, зачистити місця зварювання від окалини і бризок. Відновити різьбу на пробках і гніздах радіаторів.

Провести ревізію електродвигунів вентиляторів системи Д. Провести монтаж вентиляторів. Перевірити мегаомметром напругою 500 вольт опір ізоляції двигунів і електричних ланцюгів. Опір ізоляції повинен бути не нижче 0,5 МОм.

Перевірити по черзі всі вентилятори провертанням від руки (крильчатки повинні вільно обертатися). Перевірити правильність напрямку обертання крильчаток: обертання має бути проти годинникової стрілки, якщо дивитися на двигуни з боку крильчатки. Провести пробний пуск системи охолодження, керуючись технічним описом.

Ремонт вентиляторів. Очистити вентилятори від пилу і забруднень. Демонтувати крильчатку і розібрати електродвигун. Оцінити стан підшипників, замінити їх мастилом. У разі непридатності встановлених підшипників провести їх заміну.

Зібрати вентилятор. Замінити амортизаційні прокладки під лапами електродвигуна. Виміряти опір ізоляції статорних обмоток мегаомметром на напругу 500 В, при цьому опір ізоляції має бути не менше 0,5 МОм при температурі обмотки не нижче 20 ° С. При значенні опору ізоляції нижче 0,5 МОм зробити сушку ізоляції.

Перевірити правильність установлення вентиляторів на охолоджувачах. При цьому слід дотримуватись таких вимог:

- охолоджувач повинен бути жорстко закріплений;
- електродвигуни вентиляторів повинні бути встановлені і закріплені;
- вал з крильчаткою повинен легко провертатися вручну;
- осьові зазори у валів електродвигунів повинні бути відсутніми;
- зазор між крильчатками вентиляторів і дифузорами повинен бути рівномірним і не перевищувати 1,5% діаметра робочого колеса.

Включити електродвигун і виміряти споживані струми по фазах, вібрацію електродвигунів. Емісійний показник вібрації в будь-якій точці вимірювання не повинно перевищувати 0,06 мм. При вібрації, що перевищує 0,06 мм, перевірити биття лопатей вентиляторів у осьовому напрямку (описують чи лопаті при осьовому обертанні однакову поверхню обертання).

При великих розбіжностях необхідно підігнути лопаті вентилятора до отримання допустимого значення 3 мм. Повторно виміряти вібрацію електродвигуна. Якщо значення вібрації буде перевищувати 0,06 мм провести статичне і динамічне балансування вентилятора.

Додаток Е

- **Актуальність теми.** Успішне функціонування атомної енергетики – одна з необхідних умов забезпечення національної безпеки країни.
- Для України атомна енергетика є стратегічно важливим елементом енергозабезпечення: сьогоднішній і прогнозований внесок її складає близько 50% електроенергії, що виробляється в країні.
- Електрична енергія, що виробляється на електростанціях, при передачі до споживачів піддається багаторазовій трансформації підвищуючих та понижаючих трансформаторах. Тому потужність трансформаторів, що встановлюються в енергосистемах, перевищує встановлену потужність генераторів в 4-5 разів. На сьогоднішній день понад 80 % електроенергії, що виробляється на електростанціях СНД, на шляху до шин споживачів 0,4-10 кВ піддається від однієї до восьми трансформацій. В кожному ступені трансформації на кіловатт потужності, що передається необхідно встановлювати 1,5-2,5 кВт трансформаторної потужності . За таких масштабів кожен відсоток пониження трансформаторної потужності, що вводяться за рахунок кращого її використання дає великий економічний ефект.
- При цьому усі трансформатори потребують постійного обслуговування, та особливих умов експлуатації. Під час експлуатації потрібно проводити постійний контроль: температури , стану масла , показників напруги та інших параметрів.