

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Електрична частина атомної електростанції потужністю 3880 МВт з дослідженням способів сушки активної частини трансформаторів»

Виконав: студент 2-го курсу, групи 1ЕС-22м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні станції»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Гук Д. А.

Керівник: к.т.н., доц., асистент каф. ЕСС

Ратушняк О.Г.

(прізвище та ініціали)

«04» грудня 2023 р.

Опонент: Ваденко О.В.

Ваденко О.В.

(прізвище та ініціали)

«12» грудня 2023 р.

Допущено до захисту







Завідувач кафедри ЕСС

Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

«11» грудня 2023 р.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видає	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Ратушняк О.Г. к.т.н., доц., асистент кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилінський О. В. д.п.н., проф., завідувач каф. БЖДПБ		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС		

7. Дата видачі завдання _____ 18 вересня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітки
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	21.09.23	23.09.23	вик
2	Обґрунтування проектування АЕС	24.09.23	29.09.23	вик
3	Електротехнічна частина	30.09.23	10.10.23	вик
4	Способи сушки активної частини трансформаторів	11.10.23	28.10.23	вик
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	29.10.23	05.11.23	вик
6	Економічна частина	06.11.23	12.11.23	вик
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11.23	21.11.23	вик
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	22.11.23	27.11.23	вик
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	28.11.23	01.12.23	вик
10	Рецензування МКР	01.12.23	04.12.23	вик
11	Захист МКР	За графіком		вик

Студент

Керівник роботи


(підпис)

Гук Д. А.

Ратушняк О.Г.

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Гук Дмитро Анатолійович «Електрична частина атомної електростанції потужністю 3880 МВт з дослідженням способів сушки активної частини трансформаторів». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця: ВНТУ. 2023. 88 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 18 назв; рис.: 17; табл. 29.

В магістерській кваліфікаційній роботі розглядаються такі розділи, як техніко-економічне обґрунтування, електротехнічна частина, охорона праці, розрахунок техніко-економічних показників станції.

В електричній частині проекту виконується вибір головного обладнання АЕС, головної схеми електричних з'єднань, комутаційної та вимірювальної апаратури, струмоведучих частин, установки постійного струму.

В деталі проекту розглядається питання сушки активної частини трансформаторів.

В розділі охорони праці розглядаються такі питання, як аналіз потенційно небезпечних і шкідливих виробничих факторів на АЕС та протипожежна безпека.

В економічній частині проекту визначається собівартість виробленої електроенергії з урахуванням амортизаційних відрахувань, витрат на паливо, заробітної плати та інших витрат.

Ключові слова: атомний реактор, атомна станція, відкрита розподільна установка, власні потреби, заземлювальний пристрій, схема електричних з'єднань

ABSTRACT

UDC 621.311.1

Dmytro Anatoliyovych Huk "The electrical part of a nuclear power plant with a capacity of 3880 MW with a study of methods of drying the active part of transformers." Master's qualification work on specialty 141 - Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2023. 88 p.

In Ukrainian speech Bibliography: 18 titles; Fig.: 17; table 29.

In the master's qualification work, such sections as technical and economic substantiation, electrotechnical part, labor protection, calculation of technical and economic indicators of the station are considered.

In the electrical part of the project, the selection of the main equipment of the nuclear power plant, the main scheme of electrical connections, switching and measuring equipment, current-carrying parts, direct current installation is carried out.

The issue of drying the active part of transformers is considered in the details of the project.

The occupational health and safety section deals with issues such as analysis of potentially dangerous and harmful production factors at NPPs and fire safety.

In the economic part of the project, the cost of produced electricity is determined, taking into account depreciation deductions, fuel costs, wages and other costs.

Keywords: nuclear reactor, nuclear power plant, open switchgear, own needs, grounding device, electrical connection diagram

Зміст

Вступ.....	5
1 Техніко-економічне обґрунтування проекту.....	7
2 Електротехнічна частина.....	9
2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень.....	12
2.2 Вибір силового обладнання.....	14
2.3 Вибір структурної схеми станції.....	15
2.4 Вибір схем ВРУ 750 та 500 кВ.....	17
2.5 Вибір схеми власних потреб станції.....	19
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання.....	20
2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму.....	38
2.8 Вибір комутаційної апаратури.....	40
2.9 Вибір струмоведучих частин.....	41
2.10 Вибір кабелів в РУВП-6 кВ.....	51
2.11 Вибір вимірювальних трансформаторів.....	52
2.12 Вибір засобів обмеження перенапруг, високочастотних загороджувачів та шунтових реакторів.....	55
2.13 Вибір акумуляторної батареї.....	56
3 Способи сушки активної частини трансформаторів.....	60
3.1 Задача сушки.....	60
3.2 Способи сушки.....	60
3.3 Сушка індукційними втратами у власному баці. Принцип сушки ..	61
3.4 Підготовча робота для проведення сушки.....	63
3.5 Процес сушки у власному баці під вакуумом.....	64
3.6 Процес сушки у власному баці без вакууму.....	66
3.7 Протипожежні заходи і міри по техніці безпеки при сушці активної частини трансформаторів.....	66
4 Економічна частина.....	68

4.1	Визначення кошторисної вартості проектованої АЕС	68
4.2	Розрахунок собівартості електроенергії на станції.....	69
4.3	Аналіз отриманих результатів.....	76
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	77
5.1	Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта.....	77
5.1.1	Електробезпека	77
5.1.2	Технічні рішення з безпечної організації робочих місць.....	78
5.3	Розрахунок грозозахисту ВРУ-750 кВ	81
5.4	Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-750 кВ	83
	Висновки.....	86
	Список літератури	87
	Додаток А Протокол перевірки кваліфікаційної роботи на наявність текстових запозичень.....	89
	Додаток Б Технічне завдання	90
	Додаток В Ілюстративний матеріал.....	95

ВСТУП

Актуальність теми. На сьогоднішній день у сфері паливно-енергетичного комплексу атомна енергетика є надзвичайно перспективною. Атомні електростанції є джерелом як електричної, так і теплової енергії. Порівнюючи їх із тепловими електростанціями, де 1 кілограм урану-235 замінює 2900 тонн вугілля, стає зрозумілим, що в регіонах з недостатніми запасами палива будівництво АЕС є надзвичайно ефективним.

У 2010 році терміни експлуатації енергоблоків №1 та №2 Рівненської АЕС потужністю 0,835 ГВт були подовжені на 20 років понад 30-річний термін, передбачений вихідним проектом. Проектні терміни експлуатації ще 10 енергоблоків загальною потужністю 10 ГВт закінчилися у періоді з 2012 по 2019 роки, а у 2025 році вийшов строк експлуатації ще одного енергоблоку потужністю 1 ГВт.

До 2030 року планується збереження частки генерації електроенергії АЕС на поточному рівні, який становить близько половини загального обсягу виробництва в країні. Розмір частки ядерної енергетики в загальному балансі електроенергії буде переглядатися залежно від макроекономічних показників економіки України, кон'юнктури світових ринків енергетичних ресурсів та ступеня впровадження передових технологій у галузі енергетики.

Розвиток атомної генерації до 2030 року передбачає:

Підвищення безпеки діючих АЕС;

Збільшення надійності та ефективності їх експлуатації;

Продовження роботи АЕС в понадпроектний термін;

Будівництво та введення в експлуатацію нових ядерних енергоблоків до 2030 року з мінімальною сукупною потужністю: – 2 ГВт за песимістичним сценарієм; – 5 ГВт за базовим сценарієм; – 7 ГВт за оптимістичним сценарієм.

Отже, стратегія енергетичного розвитку України до 2030 року підтверджує актуальність обраної теми дипломного проекту "Електрична частина АЕС потужністю 3880 МВт (3хВВЕР-1000 та 2хВВЕР-440)".

Мета: проектування та розрахунок електричної частини АЕС загальною потужністю 3880 МВт (3хВВЕР-1000 та 2хВВЕР-440).

Відповідно до поставленої мети в проекті розв'язуються такі **задачі**:

1. Техніко-економічне обґрунтування вибору станції для виконання дипломного проекту;
2. Розрахунок електричної частини станції АЕС потужністю 3880 МВт;
3. Розрахунок уставок та вибір релейного захисту та автоматики АЕС;
4. Розрахунок автоматизованої системи керування технологічним процесом вироблення електроенергії АЕС;
5. Дослідження питань щодо охорони праці на АЕС;
6. Розрахунок та аналіз техніко-економічних показників проектованої АЕС.

Об'єкт дослідження – електрична частина АЕС потужністю 3880 МВт (3хВВЕР-1000+2хВВЕР-440).

Предмет дослідження: Предметом дослідження є режими роботи електричної частини АЕС потужністю 3880 МВт (3хВВЕР-1000+2хВВЕР-440).

Практична цінність проекту полягає в тому, що виконані розрахунки можуть бути використані під час будівництва нової атомної електричної станції потужністю 3880 МВт (3хВВЕР-1000+2хВВЕР-440).

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

Результати теоретичних досліджень, були отримані у Вінницькому національному технічному університеті.

Апробація результатів МКР. Основні положення роботи та її результати прийняті на ІІІ науково-технічну конференцію підрозділів Вінницького національного технічного університету (м. Вінниця, 2024).

1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУ

Енергетика та паливно-енергетичний комплекс перебувають у складний період. Основна проблема полягає в недостатчі енергетичного палива, що є наслідком подій на сході країни, що призвело до втрати значної частки джерел електроенергії.

У сучасний момент, атомна енергетика вважається найбільш перспективною галуззю в паливно-енергетичному комплексі. Останнім часом атомна енергетика стрімко розвивається. Атомні електростанції, фактично, є тепловими електростанціями, які використовують теплову енергію, що виникає в результаті ядерних реакцій.

Ядерне паливо, якого запаси значно вищі, має надзвичайно велику енергетичну потужність (1 кг U-235 замінює 2900 т вугілля). Тому атомні електростанції особливо ефективні в регіонах з обмеженими запасами паливних ресурсів, таких як Україна. Крім того, споживання палива невелике, що спрощує його транспортування.

Станом на 09.06.2015 року через відсутність палива не працювали 29 енергоблоків та 2 корпуси теплових електростанцій загальною потужністю 7119 МВт. Це включало 13 енергоблоків та 1 корпус ТОВ "ДТЕК ЕНЕРГО" з потужністю 3594 МВт, 9 енергоблоків та 1 корпус ПАТ "Центренерго" з потужністю 2230 МВт, і 7 енергоблоків ПАТ "Донбасенерго" з потужністю 1295 МВт. Імпорт електроенергії з Росії в червні був припинений.

Запаси вугілля на складах теплових електростанцій енергогенеруючих компаній станом на 10.06.2015 року склали 1209,81 тис.т, включаючи антрацитове - 379,0 тис.т., і мазут - 23,61 тис.т.

У покритті електроспоживання 17701 МВт ОЕС України брали участь 31 пилувугільний енергоблок та 1 корпус ТЕС ГК потужністю 6111 МВт, АЕС – 9929 МВт, ГЕС та ГАЕС – 726 МВт, ТЕЦ – 762 МВт, НДЕ – 173 МВт.

Рішення щодо фінансування будівництва нових енергоблоків має враховувати обов'язкове включення фінансових витрат у рахунок інвестиційної складової тарифу на електроенергію, яку генерують АЕС. Також потрібно надавати державні гарантії для залучення кредитних ресурсів з довгостроковим терміном окупності інвестицій, необхідних для будівництва нових енергоблоків.

Орієнтована сума необхідних інвестицій для будівництва одного енергоблоку АЕС потужністю 1000 МВт становить 21 млрд. у.о. Орієнтована сума для будівництва інших енергоблоків розраховується з показника 32 тис. у.о. на 1 кВт встановленої потужності. Попередньо оцінена сума необхідних інвестицій на будівництво нових енергоблоків, враховуючи витрати на початок спорудження заміщуючих потужностей, за базовим сценарієм становить до 265 млрд. грн відповідно до енергетичної стратегії України до 2030 року.

Обсяг інвестицій для будівництва АЕС також залежить від різних зовнішніх та внутрішніх факторів, таких як особливості та параметри електростанцій, інженерні комунікації, вимоги безпеки тощо.

При побудові АЕС враховують такі фактори як оптимальна орієнтація відносно водосховищ, зручність зовнішніх та внутрішніх інженерних комунікацій, розташування споруд допоміжних господарств та можливість подальшого розширення станції. Розробка проекту атомної електричної станції потужністю 3880 МВт (3хВВЕР-1000+2хВВЕР-440) вважається економічно доцільною та перспективною.

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 відносно 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:

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

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 820 = 8,2 \text{ (МВт)}.$$

$$\Delta P_{1c} = 0,02 \cdot 2200 = 44 \text{ (МВт)}.$$

Змінні втрати в будь-який час доби:

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

$$\Delta P_{2p1} = 0,06 \cdot \frac{492^2}{820} = 17,71 \text{ (МВт)},$$

$$\Delta P_{2cl} = 0,14 \cdot \frac{1760^2}{2200} = 197,12 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, яка видається до шин РУ різних напруг:

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

$$P_{р.вид1} = 492 + 8,2 + 17,71 = 517,91 \text{ (МВт)}.$$

$$P_{с.вид1} = 1760 + 44 + 197,12 = 2001,12 \text{ (МВт)}.$$

Сумарна потужність, що віддається з шин станції:

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

$$P_{вид.t} = 517,97 + 2001,12 = 2519,03 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, що віддається на власні потреби станції:

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

$$P_{ВП} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{2519,03}{3880} \right) \frac{6 \cdot 3243,57}{100} = 162,46 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, що виробляється станцією:

$$P_{вир.t} = P_{вид.t} + P_{ВП}, \quad (2.6)$$

$$P_{вир.t} = 2519,03 + 162,46 = 2681,49 \text{ (МВт)}.$$

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

За даними розрахунку будемо добові графіки навантаження для зими та

літа ($P_{р.вид. t}$, $P_{с.вид. t}$, $P_{вир. t}$) і річний графік за тривалістю ($P_{вир.р}$) (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	4-7	7-10	10-12	12-15	15-17	17-20	20-24
Навантаження місцевого району, %	Зима	60	45	100	80	95	65	75	80
	Літо	55	40	95	75	90	60	70	75
Навантаження місцевого району, МВт	Зима	492	369	820	656	779	533	615	656
	Літо	451	328	779	615	738	492	574	615
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Зима	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2
	Літо	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Зима	17,71	9,96	49,20	31,49	44,40	20,79	27,68	31,49
	Літо	14,88	7,87	44,40	27,68	39,85	17,71	24,11	27,68
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	Зима	517,91	387,16	877,40	695,69	831,60	561,99	650,88	695,69
	Літо	474,08	344,07	831,60	650,88	786,05	517,91	606,31	650,88
Потужність, що віддається в систему, %	Зима	80	90	100	100	100	100	90	75
	Літо	75	85	95	95	95	95	85	70
Потужність, що віддається в систему, МВт	Зима	1760	1980	2200	2200	2200	2200	1980	1650
	Літо	1650	1870	2090	2090	2090	2090	1870	1540
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	Зима	44	44	44	44	44	44	44	44
	Літо	44	44	44	44	44	44	44	44
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	Зима	197,12	249,48	308,00	308,00	308,00	308,00	249,48	173,25
	Літо	173,25	222,53	277,97	277,97	277,97	277,97	222,53	150,92
Потужність, що віддається в шини (РУ)	Зима	2001,12	2273,48	2552,00	2552,00	2552,00	2552,00	2273,48	1867,25
	Літо	1867,25	2136,53	2411,97	2411,97	2411,97	2411,97	2136,53	1734,92
Сумарна потужність, що віддається з шин станцій, МВт	Зима	2519,03	2660,64	3429,40	3247,69	3383,60	3113,99	2924,36	2562,94
	Літо	2341,33	2480,60	3243,57	3062,85	3198,02	2929,88	2742,84	2385,80
Витрати на власні потреби, МВт	Зима	162,46	166,97	191,43	185,64	189,97	181,39	175,36	163,86
	Літо	156,80	161,24	185,51	179,76	184,06	175,53	169,58	158,22
Потужність, що виробляється генераторами ЕС, МВт	Зима	2681,49	2827,61	3620,83	3433,33	3573,57	3295,38	3099,71	2726,79
	Літо	2498,14	2641,84	3429,09	3242,61	3382,09	3105,41	2912,42	2544,01

Примітки:

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

б) максимальне навантаження власних потреб $P'_{вп} = 6\%$;

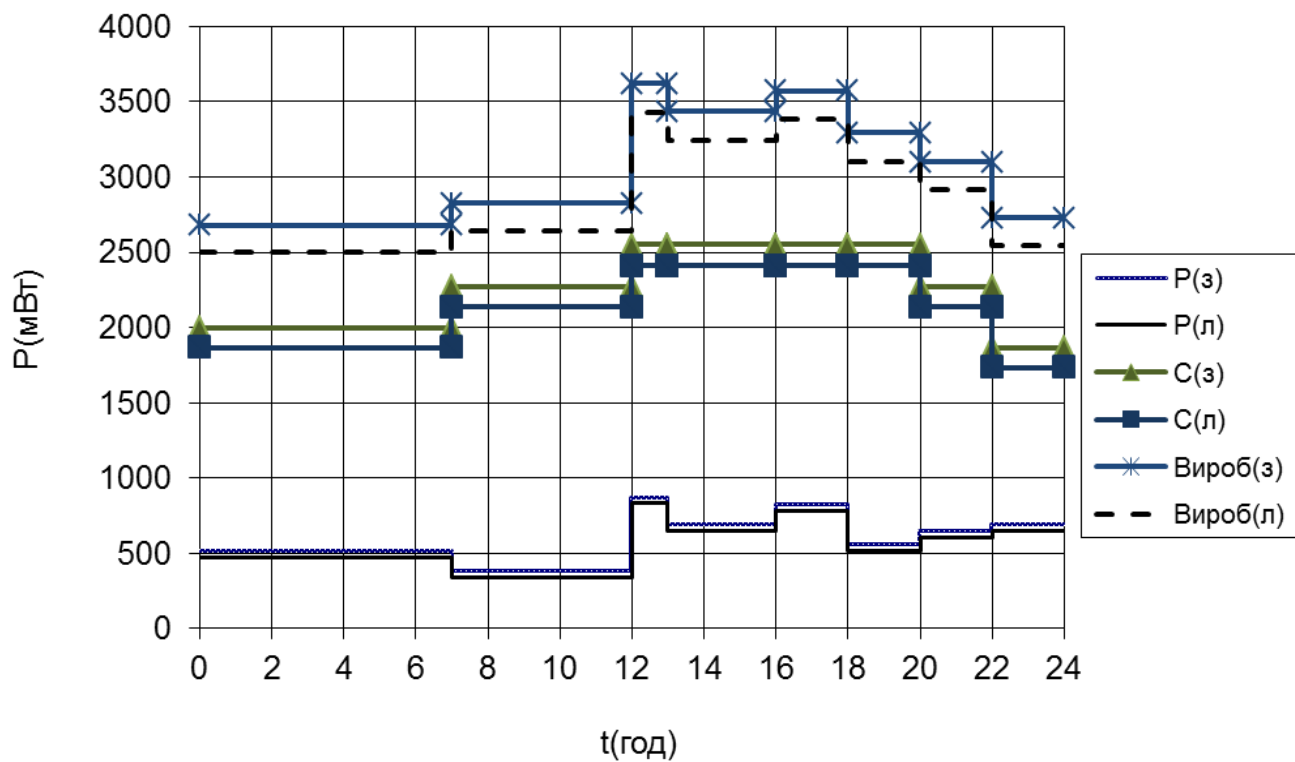
в) коефіцієнт попиту $K_{п} = 0,8$.

Таблиця 2.2 – Річний графік за тривалістю навантаження

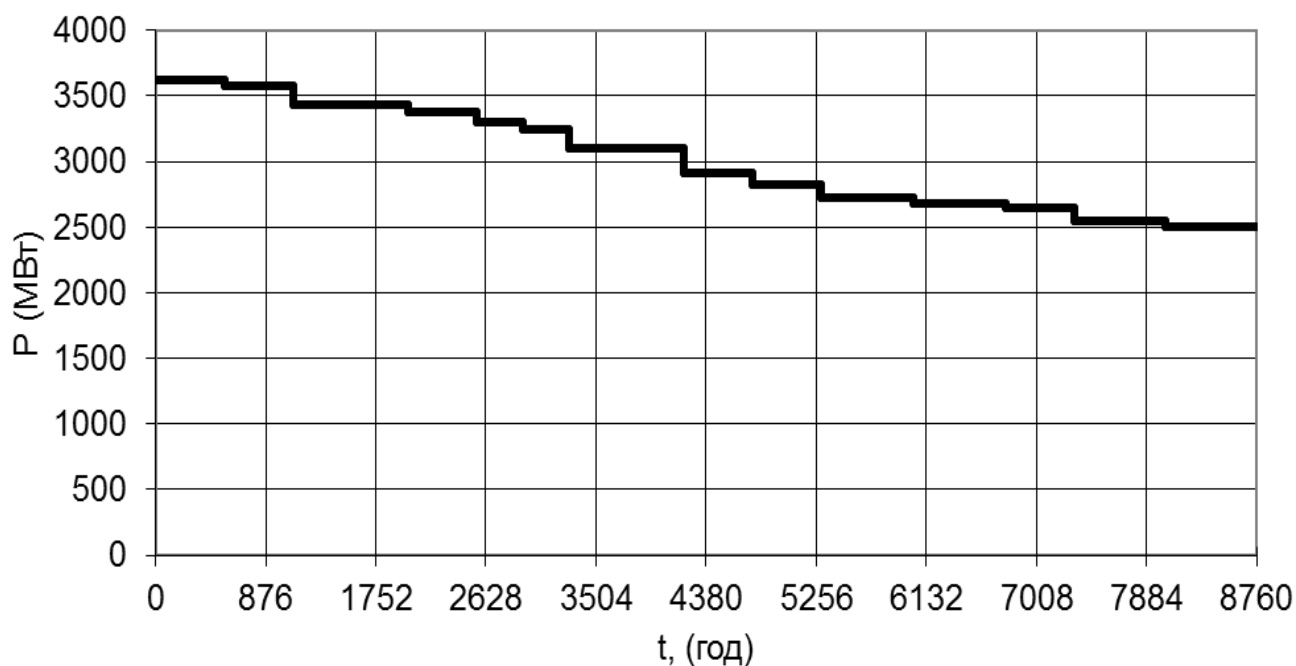
P, МВт	3620,8	3573,6	3433,33	3429,09	3382,09	3295,38	3242,61	3105,41
t, год	549	549	366	546	546	366	364	364
t _Σ , год	549	1098	1464	2010	2556	2922	3286	3650
P, МВт	3099,71	2912,42	2827,61	2726,79	2681,49	2641,84	2544,01	2498,14
t, год	549	546	549	732	732	546	728	728
t _Σ , год	4199	4745	5294	6026	6758	7304	8032	8760

Таблиця 2.3 – Техніко-економічні показники роботи станції

Показник	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	P_{\max}	3620,83
Річний виробіток електроенергії, МВт·год.	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}t_i} \cdot t_i$	26358287,82
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{\text{вст}}$	3880
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{\text{ср}} = \frac{E_p}{8760}$	3008,94
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_3 = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\max}}$	0,83
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_B = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{вст}}}$	0,78
Число годин використання максимального навантаження, год.	$T_{\max} = \frac{E_p}{P_{\max}}$	7279,63
Число годин використання встановленої потужності, год.	$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}}$	6793,37
Коефіцієнт резерву	$k_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\max}}$	1,07
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{\text{ВПр}} = \sum_{i=1}^m P_{\text{ВПр}t_i} \cdot t_i$	1511598,194
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	$E_{\text{вид.р}} = E_p - E_{\text{ВПр}}$	24846689,63
Час максимальних втрат електроенергії, год.	$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760$	6358,4



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-220-2ЕУЗ	Турбогенератор ТВВ-1000-2УЗ
$n_{\text{НОМ}}$, об/хв	3000	3000
$S_{\text{НОМ}}$, МВА	258,3	1111
$P_{\text{НОМ}}$, МВт	220	1000
$U_{\text{НОМ}}$, кВ	15,75	24
$\cos\varphi_{\text{НОМ}}$	0,85	0,9
$I_{\text{НОМ}}$, кА	8,625	26,73
Схема з'єднань обмотки статора	У	УУ
Система збудження:	ТН	БЩ
- $U_{\text{фНОМ}}$, В	316	428
- $I_{\text{фх}}$, А	1025	7580
- $I_{\text{фНОМ}}$, 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
$P_{\text{НОМ}}$, 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:

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

де $P'_{\text{.max}}$ – 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]).

$$n_{750} = 2552/2200 + 1 = 2,16 \approx 3 \text{ шт};$$

$$n_{500} = 877,4/900 + 1 = 1,97 \approx 2 \text{ шт};$$

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 $P_{\text{вп}}' = 6\%$ – максимальне навантаження власних потреб (таблиця 1.2 [2]);

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

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

$$S_{\text{ТВП.розр.}}^{1000} = 6/100 \cdot 0,8 \cdot 1000 = 48 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{ТВП.розр.}}^{220} = 6/100 \cdot 0,8 \cdot 220 = 10,56 \text{ МВА}.$$

Розрахункова потужність пускорезервного трансформатора власних потреб:

$$S_{\text{TR розр.}} = 1,3 \cdot S_{\text{ТВП.розр.}}, \quad (2.9)$$

$$S_{\text{TR розр.}} = 1,3 \cdot 48 = 62,4 \text{ МВА}.$$

ТВП повинні бути з розщепленою обмоткою НН та мати пристрій РПН оскільки потужність генераторів більше 160 МВт.

Розрахункова потужність блочних трансформаторів:

$$S_{\text{БТ. розр.}} = S_{\text{T}} - S_{\text{ВП.мак}}; \quad (2.10)$$

$$S_{\text{БТ1. розр}} = 1111 - 48 = 1063 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{БТ2. розр}} = 258,3 - 10,56 = 247,74 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{БТ3. розр}} = 2(258,3 - 10,56) = 495,48 \text{ МВА}.$$

Намічаємо два варіанти структурної схеми станції (рисунок 2.2).

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

а) максимальний режим:

$$S_{\text{мак}} = S_{\text{Г.вст}} - S_{\text{ВП.мак}} - S_{\text{р.мак}}, \quad (2.11)$$

$$S_{\text{мак}} = 4(258,2 - 10,56) - \frac{877,4}{0,9} = 15,67 \text{ (МВА)};$$

б) мінімальний режим:

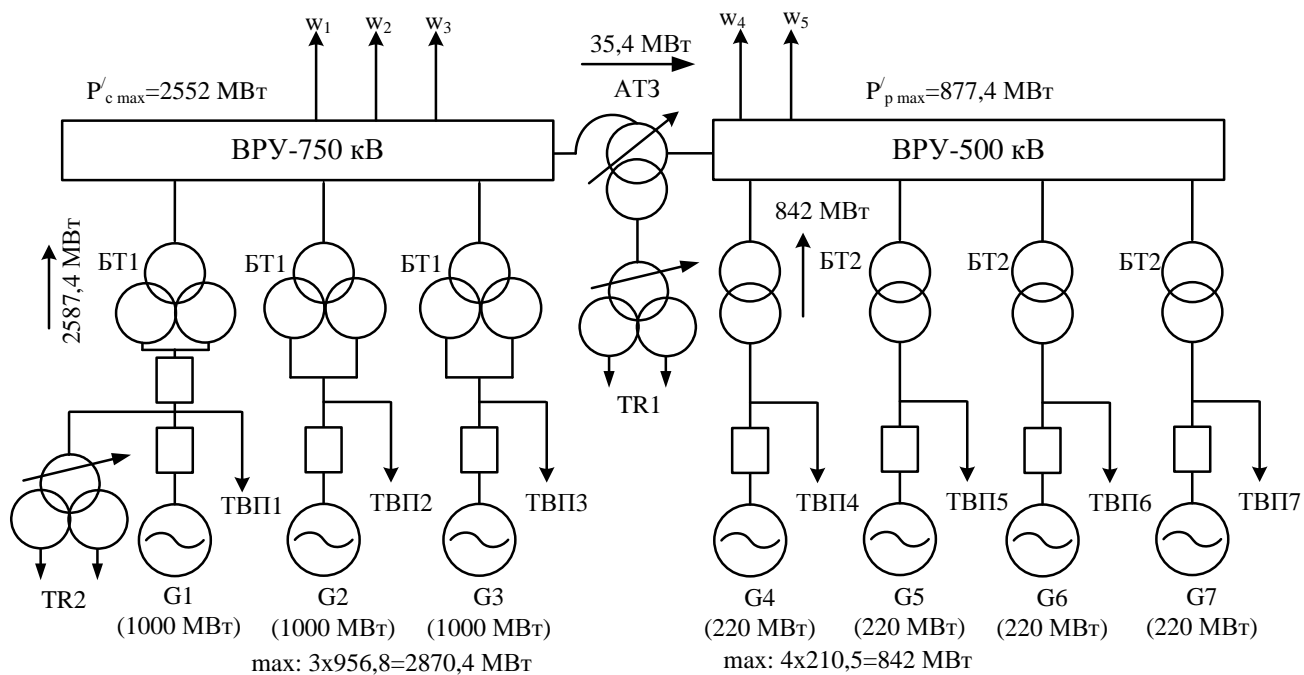
$$S_{\text{мін}} = S_{\text{Г.вст}} - S_{\text{ВП.мак}} - S_{\text{р.мін}}; \quad (2.12)$$

$$S_{\text{мін}} = 4(258,2 - 10,56) - \frac{344,07}{0,9} = 609,16 \text{ (МВА)};$$

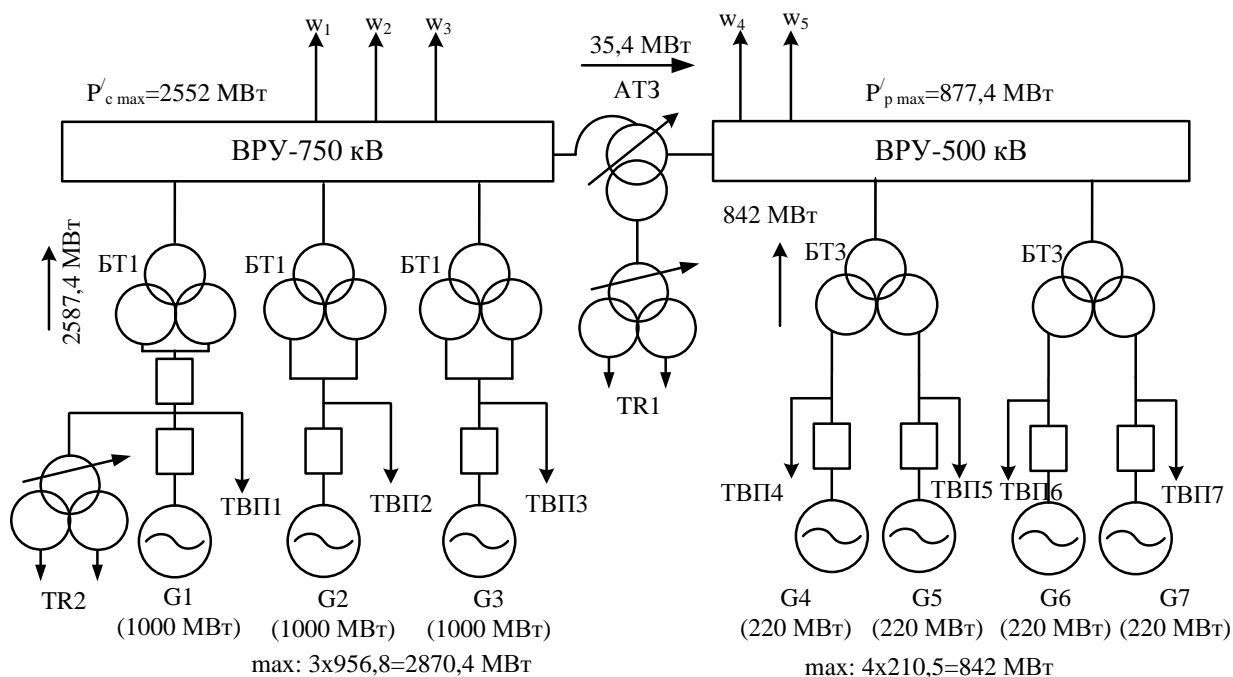
в) аварійний режим:

$$S_{\text{ав}} = S_{\text{Г.вст-1}} - S_{\text{ВП.мак}} - S_{\text{р.мак}},$$

$$S_{\text{ав}} = 3(258,2 - 10,56) - \frac{877,4}{0,9} = 232 \text{ (МВА)}..$$



а) 1 варіант



б) 2 варіант

Рисунок 2.2 – Варіанти структурної схеми АЕС

Встановлюємо одну групу з трьох однофазних автотрансформаторів типу АОДЦТН-417000/750/500 [3]:

$S_{\text{НОМ}} = 417 \text{ МВА}; U_{\text{ВН}} = 750/\sqrt{3} \text{ кВ}; U_{\text{СН}} = 500/\sqrt{3} \text{ кВ}; U_{\text{НН}} = 15,75 \text{ кВ};$
 $U_{\text{кВС}} = 11,5 \text{ \%}; U_{\text{кВН}} = 81 \text{ \%}; U_{\text{кСН}} = 68 \text{ \%}; \Delta P_{\text{х}} = 125 \text{ кВт}; \Delta P_{\text{к}} = 670 \text{ кВт}; I_{\text{х}} = 0,15$
 $\text{\%}; S_{\text{НОМНН}} = 50 \text{ МВА}.$

Технічні характеристики трансформаторів наведено в таблиці 2.6.

Таблиця 2.6—Технічні характеристики трансформаторів

Позначення	Тип трансформатора	$S_{\text{НОМ}}$, МВА	$U_{\text{НОМ}}$, кВ;	$U_{\text{к}}$, %	$\Delta P_{\text{х}}$ кВт	$\Delta P_{\text{кз}}$ кВт	$I_{\text{х}}$, %	n, шт
ТВП1-3	ТРДНС-63000/35	63	$\frac{24}{6,3-6,3}$	12,7	50	250	0,45	3/3
ТВП4-7	ТРДНС-25000/35	32	$\frac{15,75}{6,3-6,3}$	10,5	25	115	0,65	4/4
TR1	ТРДНС-63000/35	63	$\frac{15,75}{6,3-6,3}$	12,7	50	250	0,45	1/1
TR2, TR3	ТРДНС-63000/35	63	$\frac{24}{6,3-6,3}$	12,7	50	250	0,45	2/2
BT1	ОРЦ-417000/750	417	$\frac{787/\sqrt{3}}{24-24}$	14	320	800	0,35	3/3
BT2	ТДЦ-400000/500	400	$\frac{525}{15,75}$	13	315	790	0,45	4/0
BT3	ОРЦ-333000/500	333	$\frac{525/\sqrt{3}}{15,75-15,75}$	14	217	580	0,35	0/2

Приведенні затрати [2, 4, 6]:

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

де $p_{\text{н}} = 0,12$ – нормований коефіцієнт ефективності капіталовкладень;

K – капіталовкладення в електроустановку, тис. грн.;

U – щорічні експлуатаційні витрати, тис. грн. ;

a – норма відрахувань на амортизацію та обслуговування, %;

$B = 9,6 \text{ коп./кВт} \cdot \text{год}$ – 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	3/3	21468	64404	64404
БТ2	4/0	8040	32160	0
БТ3	0/2	12000	0	24000
АТЗ	1/1	22800	22800	22800
Вимикачі:				
750 кВ	10/10	19200	192000	192000
500 кВ	10/7	6720	67200	47040
генераторні	8/8	480	3840	3840
Разом:			382404	354084

Примітка: для ВРУ-750 кВ і ВРУ-500 кВ намічаємо схему «4/3».

2.5 Вибір схеми власних потреб станції

Власні потреби – важливий елемент АЕС. Пошкодження в системі ВП можуть призвести до порушення роботи ЕС в цілому та розвитку аварій в енергосистемах.

Склад електроспоживачів ВП, їх потужність залежать від типу реактора, який застосовується на АЕС, та параметрів основного обладнання.

Всі споживачі в системі ВП АЕС за ступенем надійності та допустимому часі перерви живлення в режимі зникнення напруги в системі ВП можуть бути поділені на 3 групи [6]:

I група – споживачі, які допускають за умови безпеки перерву живлення тільки на долі секунди в усіх режимах роботи, включаючи режимів повного зникнення змінної напруги від робочих та резервних трансформаторів ВП, та які

вимагають обов'язкової наявності надійного живлення після спрацювання аварійного захисту реактора (АЗР).

Мережа живлення таких навантажень має назву мережі живлення I категорії надійності.

Аварійними джерелами живлення таких мереж є акумуляторні батареї (АБ) та агрегати безперебійного живлення (АБЖ).

II група – споживачі, які допускають перерву живлення в залежності від типу реактора та технологічної схеми на час від десятків секунд до десятків хвилин. Ці споживачі також вимагають обов'язкової наявності надійного живлення після спрацювання АЗР.

Мережа живлення таких навантажень має назву мережі живлення II категорії надійності. Аварійними джерелами живлення таких мереж є дизель-генераторні установки (ДГУ) з швидкодіючим автоматичним запуском.

III група – споживачі, які не вимагають до надійності більш високих вимог, ніж до живлення відповідальних споживачів на теплових ЕС.

Ці споживачі не вимагають обов'язкового вмикання при від'єднанні системи живлення ВП та не приймають участі в процесі аварійного розхолодження. Їх нормальне живлення здійснюється від робочих ТВП, а резервне – від резервних трансформаторів ВП.

Враховуючи те, що АЕС має блочну структуру, схеми власних потреб також будуються по блочному принципу: РП кожного блоку приєднуємо через робочі ТВП до відгалуження від блоку.

Схема живлення ВП блоку з реактором ВВЕР-440 наведена на рисунку 2.5.

2.6 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів КЗ проводимо у відносних одиницях. Для цього задаємось 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].

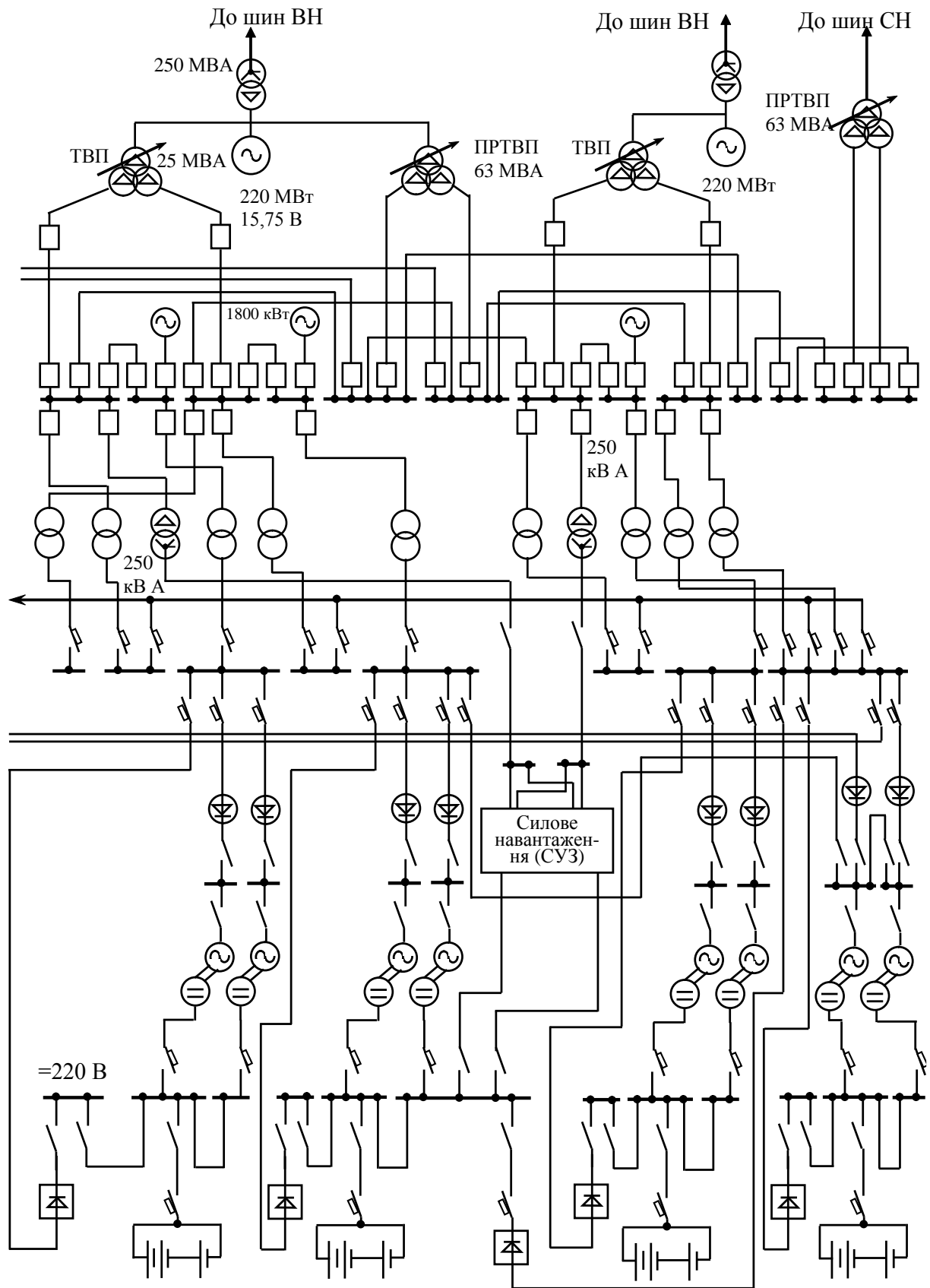


Рисунок 2.5 – Схема електропостачання ВП блока з реактором ВВЕР-440

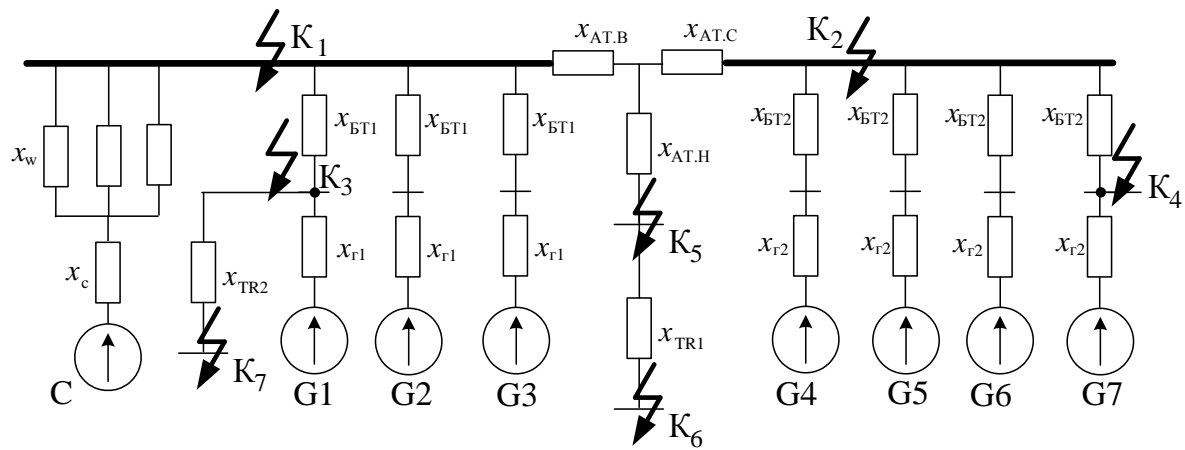


Рисунок 2.6 – Заступна схема електроустановки

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:

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

$$x_w = 0,28 \cdot 1340 \cdot \frac{1000}{770^2} = 0,633;$$

– система:

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

$$x_c = 0,3 \cdot \frac{1000}{17500} = 0,017;$$

– блочні трансформатори БТ1 та БТ2:

$$x_{\text{БТ}} = \frac{u_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{Т.НОМ}}}; \quad (2.22)$$

$$x_{\text{БТ1}} = \frac{14}{100} \cdot \frac{1000}{3 \cdot 417} = 0,112;$$

$$x_{\text{БТ2}} = \frac{13}{100} \cdot \frac{1000}{400} = 0,325;$$

– АТ3:

$$\left. \begin{aligned} x_{\text{АТ.В}} &= \frac{u_{\text{кВ}\%}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{Т.НОМ}}}; \\ x_{\text{АТ.С}} &= \frac{u_{\text{кС}\%}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{Т.НОМ}}}; \\ x_{\text{АТ.Н}} &= \frac{u_{\text{кН}\%}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{Т.НОМ}}}; \end{aligned} \right\} \quad (2.23)$$

$$\left. \begin{aligned} u_{\text{кВ}\%} &= 0,5 \cdot (u_{\text{кВ-Н}\%} + u_{\text{кВ-С}\%} - u_{\text{кС-Н}\%}); \\ u_{\text{кС}\%} &= 0,5 \cdot (u_{\text{кВ-С}\%} + u_{\text{кС-Н}\%} - u_{\text{кВ-Н}\%}); \\ u_{\text{кН}\%} &= 0,5 \cdot (u_{\text{кВ-Н}\%} + u_{\text{кС-Н}\%} - u_{\text{кВ-С}\%}). \end{aligned} \right\} \quad (2.24)$$

$$u_{\text{кВ}\%} = 0,5 \cdot (81 + 11,5 - 68) = 12,25 \%;$$

$$u_{\text{кС}\%} = 0,5 \cdot (11,5 + 68 - 81) = -0,75 = 0\%;$$

$$u_{\text{кН}\%} = 0,5 \cdot (81 + 68 - 11,5) = 68,75 \%;$$

$$x_{\text{АТ.В}} = \frac{12,25}{100} \cdot \frac{1000}{3 \cdot 417} = 0,1;$$

$$x_{\text{АТ.С}} = 0;$$

$$x_{\text{АТ.Н}} = \frac{68,75}{100} \cdot \frac{1000}{3 \cdot 417} = 0,55.$$

– Пускорезервний 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).

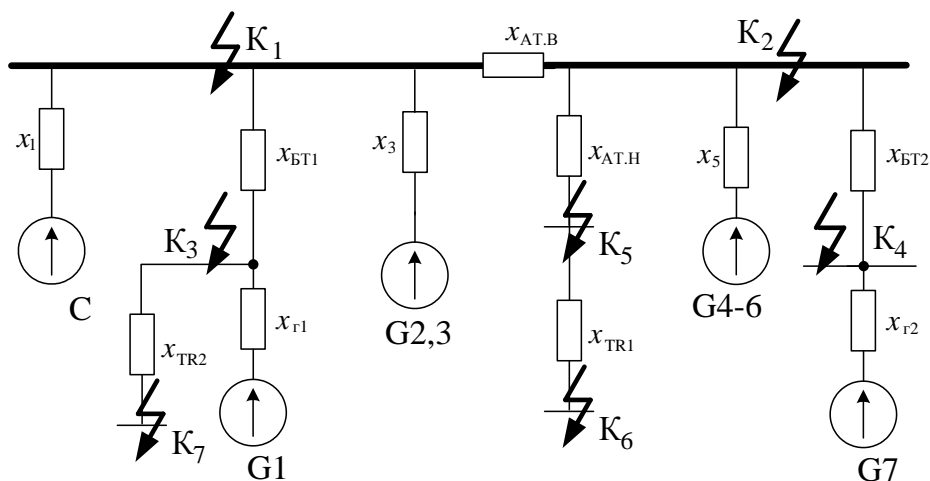


Рисунок 2.7 – Спрощена заступна схема електроустановки

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

$$x_1 = 0,633/3 + 0,017 = 0,23;$$

$$x_2 = x_{Г1} + x_{БТ1};$$

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

$$x_3 = \frac{x_2}{2};$$

$$x_3 = \frac{0,352}{2} = 0,176;$$

$$x_4 = x_{Г2} + x_{БТ2} = 0,74 + 0,325 = 1,065;$$

$$x_5 = \frac{x_4}{3};$$

$$x_5 = \frac{1,065}{3} = 0,355.$$

Базовий струм [2, 5]:

$$I_{\text{бi}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot S_{\text{сер.ном}}}; \quad (2.26)$$

$$I_{\text{б1}} = 1000/(\sqrt{3} \cdot 770) = 0,75 \text{ кА};$$

$$I_{\text{б2}} = 1000/(\sqrt{3} \cdot 515) = 1,12 \text{ кА};$$

$$I_{\text{б3}} = 1000/(\sqrt{3} \cdot 24) = 24,06 \text{ кА};$$

$$I_{\text{б4}} = I_{\text{б5}} = 1000/(\sqrt{3} \cdot 15,75) = 36,7 \text{ кА};$$

$$I_{\text{б6}} = I_{\text{б7}} = 1000/(\sqrt{3} \cdot 6,3) = 91,64 \text{ кА}.$$

Початкове значення періодичної складової струму КЗ:

$$I_{\text{по}} = \frac{E_{*}^{\prime\prime}}{X_{*рез.}} \cdot I_{\text{бi}}; \quad (2.27)$$

де $E_{*}^{\prime\prime}$ – для генераторів: 1,13;

$E_{*}^{\prime\prime}$ – для енергосистеми та власних потреб: 1;

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

Визначимо складові струмів КЗ [2]:

– періодичну:

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

– аперіодичну:

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

– ударний струм:

$$i_{\text{у}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot K_{\text{у}}; \quad (2.30)$$

де $\tau = t_{\text{ВВ}} + 0,01$;

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

$\gamma_{\text{пт}}$ – коефіцієнт;

T_a – постійна часу кола КЗ, с;

K_y – ударний коефіцієнт.

Спростимо заступну схему електроустановки для кожної точки КЗ.

К-1:

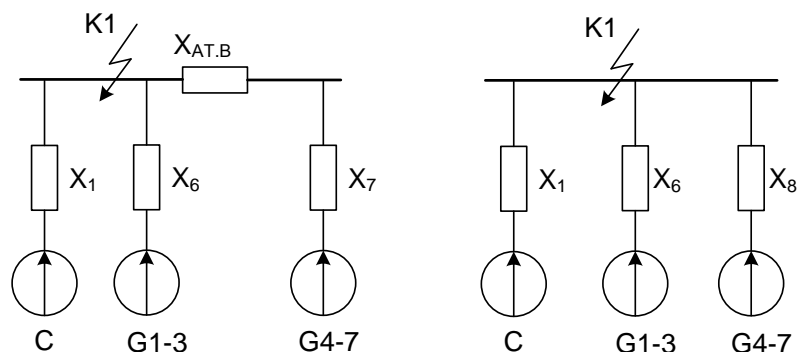


Рисунок 2.8– Спрощення заступної схеми для точки К-1

$$x_6 = x_2 / 3;$$

$$x_6 = 0,352/3 = 0,117;$$

$$x_7 = x_4 / 4;$$

$$x_7 = 1,065/4 = 0,27;$$

$$x_8 = x_7 + x_{\text{АТ.В}};$$

$$x_8 = 0,27 + 0,1 = 0,37;$$

$$I_{\text{по C}} = \frac{1}{0,23} \cdot 0,75 = 3,261 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по G1-3}} = \frac{1,13}{0,117} \cdot 0,75 = 7,244 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по G4-7}} = \frac{1,13}{0,37} \cdot 0,75 = 2,291 \text{ (кА)}.$$

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

К-2:

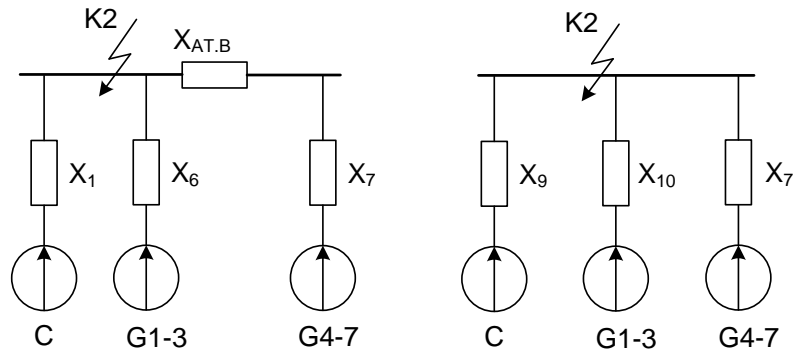


Рисунок 2.9 – Спрощення заступної схеми для точки К-2

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

$$\left. \begin{aligned} x_{\Delta} &= x_{AT.B} \cdot (x_1 + x_6); \\ x_9 &= x_1 + x_{\Delta} / x_6; \\ x_{10} &= x_6 + x_{\Delta} / x_1. \end{aligned} \right\} \quad (2.31)$$

$$x_{\Delta} = 0,1 \cdot (0,23 + 0,117) = 0,0347;$$

$$x_9 = 0,23 + 0,0347 / 0,117 = 0,53;$$

$$x_{10} = 0,117 + 0,0347 / 0,23 = 0,27.$$

$$I_{поC} = \frac{1}{0,53} \cdot 1,12 = 2,113 \text{ (кА)};$$

$$I_{поG1-3} = \frac{1,13}{0,27} \cdot 1,12 = 4,687 \text{ (кА)};$$

$$I_{поG4-7} = \frac{1,13}{0,27} \cdot 1,12 = 4,687 \text{ (кА)}.$$

K-3:

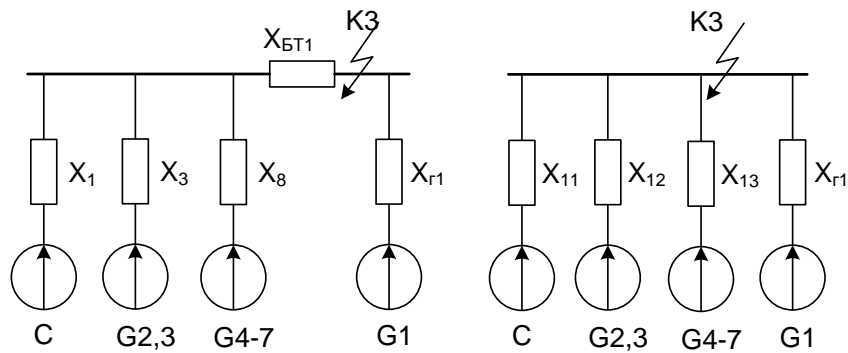


Рисунок 2.10 – Спрощення заступної схеми для точки K-3

Розподіляємо x_{BT1} між x_1 , x_3 та x_8 [2]:

$$x_{\Delta} = x_{BT1} \cdot (x_1 \cdot x_3 + x_1 \cdot x_8 + x_3 \cdot x_8);$$

$$x_{11} = x_1 + \frac{x_{\Delta}}{x_3 \cdot x_8};$$

$$x_{12} = x_3 + \frac{x_{\Delta}}{x_1 \cdot x_8};$$

$$x_{13} = x_8 + \frac{x_{\Delta}}{x_3 \cdot x_1};$$

$$x_{\Delta} = 0,112 \cdot (0,23 \cdot 0,176 + 0,23 \cdot 0,37 + 0,176 \cdot 0,37) = 0,021;$$

$$x_{11} = 0,23 + \frac{0,021}{0,176 \cdot 0,37} = 0,56;$$

$$x_{12} = 0,176 + \frac{0,021}{0,23 \cdot 0,37} = 0,423;$$

$$x_{13} = 0,37 + \frac{0,021}{0,176 \cdot 0,23} = 0,89.$$

$$I_{по C} = \frac{1}{0,56} \cdot 24,06 = 42,964 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по } G_{2,3}} = \frac{1,13}{0,423} \cdot 24,06 = 62,274 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по } G_{4-7}} = \frac{1,13}{0,89} \cdot 24,06 = 30,548 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по } G_1} = \frac{1,13}{0,24} \cdot 24,06 = 113,283 \text{ (кА)}.$$

К-4:

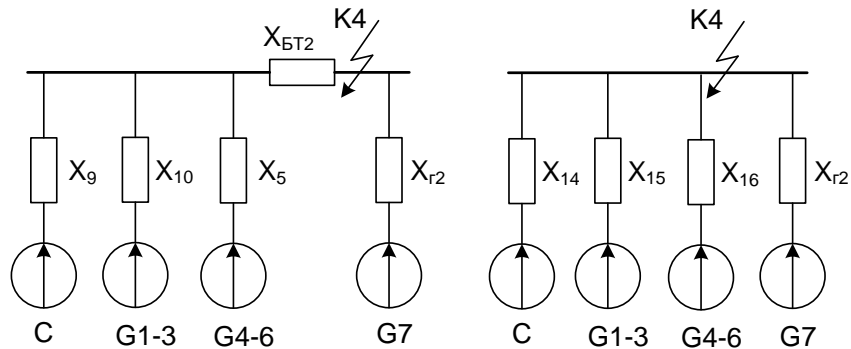


Рисунок 2.11 – Спрощення заступної схеми для точки К-4

Розподіляємо x_{BT2} між x_9 , x_{10} та x_5 [2]:

$$x_{\Delta} = x_{BT2} \cdot (x_9 \cdot x_{10} + x_9 \cdot x_5 + x_{10} \cdot x_5);$$

$$x_{14} = x_9 + \frac{x_{\Delta}}{x_{10} \cdot x_5};$$

$$x_{15} = x_{10} + \frac{x_{\Delta}}{x_9 \cdot x_5};$$

$$x_{16} = x_5 + \frac{x_{\Delta}}{x_{10} \cdot x_9};$$

$$x_{\Delta} = 0,325 \cdot (0,53 \cdot 0,27 + 0,53 \cdot 0,355 + 0,27 \cdot 0,355) = 0,139;$$

$$x_{14} = 0,53 + \frac{0,139}{0,27 \cdot 0,355} = 1,98;$$

$$x_{15} = 0,27 + \frac{0,139}{0,53 \cdot 0,355} = 1,01;$$

$$x_{14} = 0,355 + \frac{0,139}{0,27 \cdot 0,53} = 1,33.$$

$$I_{\text{по C}} = \frac{1}{1,98} \cdot 36,7 = 18,515 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по G1-3}} = \frac{1,13}{1,01} \cdot 36,7 = 41,016 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по G4-6}} = \frac{1,13}{1,33} \cdot 36,7 = 31,147 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по G7}} = \frac{1,13}{0,74} \cdot 36,7 = 55,981 \text{ (кА)}.$$

K-5:

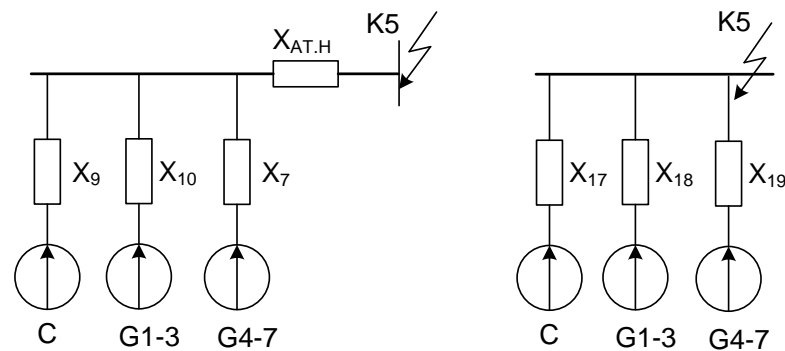


Рисунок 2.12 – Спрощення заступної схеми для точки K-5

Розподіляємо $x_{\text{AT.H}}$ між x_9 , x_{10} та x_7 [2]:

$$x_{\Delta} = x_{\text{AT.H}} \cdot (x_9 \cdot x_{10} + x_9 \cdot x_7 + x_{10} \cdot x_7);$$

$$x_{17} = x_9 + \frac{x_{\Delta}}{x_{10} \cdot x_7};$$

$$x_{18} = x_{10} + \frac{x_{\Delta}}{x_9 \cdot x_7};$$

$$x_{19} = x_7 + \frac{x_{\Delta}}{x_{10} \cdot x_9};$$

$$x_{\Delta} = 0,55 \cdot (0,53 \cdot 0,27 + 0,53 \cdot 0,27 + 0,27 \cdot 0,27) = 0,2;$$

$$x_{17} = 0,53 + \frac{0,2}{0,27 \cdot 0,27} = 3,27;$$

$$x_{18} = 0,27 + \frac{0,2}{0,53 \cdot 0,27} = 1,67;$$

$$x_{19} = 0,27 + \frac{0,2}{0,27 \cdot 0,53} = 1,67.$$

$$I_{\text{по C}} = \frac{1}{3,27} \cdot 36,7 = 4,771 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по G1-3}} = \frac{1,13}{1,67} \cdot 36,7 = 10,556 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{по G4-7}} = \frac{1,13}{1,67} \cdot 36,7 = 10,556 \text{ (кА)}.$$

К-6:

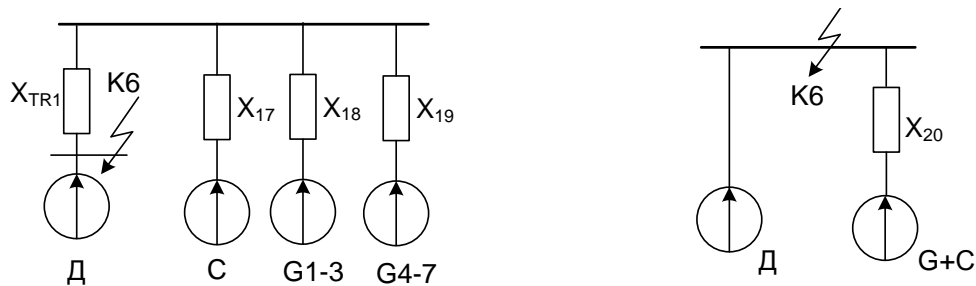


Рисунок 2.13 – Спрощення заступної схеми для точки К-6

$$x_{20} = \frac{1}{\frac{1}{x_{17}} + \frac{1}{x_{18}} + \frac{1}{x_{19}}} + x_{\text{TR1}};$$

$$x_{20} = \frac{1}{\frac{1}{3,27} + \frac{1}{1,67} + \frac{1}{1,67}} + 3,8 = 4,59;$$

$$I_{\text{пос+д}} = \frac{1}{4,59} \cdot 91,64 = 19,965 \text{ (кА)}.$$

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

де $\Sigma P_{\text{нoм}} = 1,25S_{\text{TR,poзp.}}$;

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

К-7:

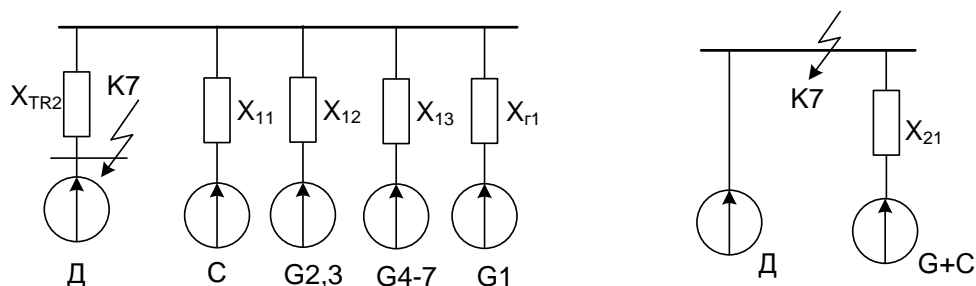


Рисунок 2.14 – Спрощення заступної схеми для точки К-7

$$x_{21} = \frac{1}{\frac{1}{x_{11}} + \frac{1}{x_{12}} + \frac{1}{x_{13}} + \frac{1}{x_{G1}}} + x_{\text{TR}2};$$

$$x_{21} = \frac{1}{\frac{1}{0,56} + \frac{1}{0,423} + \frac{1}{0,89} + \frac{1}{0,24}} + 3,8 = 3,91.$$

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

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

Попередньо встановлюємо вимикачі [3]:

1) ВРУ-750 кВ	ВГБ-750 У1	$t_{\text{BB}}=0,02 \text{ с.};$
2) ВРУ-500 кВ	ВГБ-500 У1	$t_{\text{BB}}=0,02 \text{ с.};$
3) Генератор 220 МВт	ВМГ-15	$t_{\text{BB}}=0,15 \text{ с.};$
4) Сторона АТЗ	ВМГ-15	$t_{\text{BB}}=0,15 \text{ с.};$
5) РУ ВП-6 кВ	ВРЗ	$t_{\text{BB}}=0,05 \text{ с.}$

Визначаємо коефіцієнти $\gamma_{n\tau}$ для генераторних віток.

K₁: а) G₁₋₃:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{3 \cdot 1111}{\sqrt{3} \cdot 770} = 2,45 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{7,244}{2,45} = 2,96; \text{ з [2, рис. 4.2]: } \gamma_{n,\tau} = 0,95.$$

б) G₄₋₇:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{4 \cdot 258,3}{\sqrt{3} \cdot 770} = 0,77 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{2,291}{0,77} = 2,98; \text{ з [2, рис. 4.2]: } \gamma_{n,\tau} = 0,95.$$

K₂: а) G₁₋₃:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{3 \cdot 1111}{\sqrt{3} \cdot 515} = 3,74 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{4,687}{3,74} = 1,25; \quad \gamma_{n,\tau} = 0,99.$$

б) G₄₋₇:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{4 \cdot 258,3}{\sqrt{3} \cdot 515} = 1,16 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{4,687}{1,16} = 4,04; \quad \gamma_{n,\tau} = 0,92.$$

K₃: а) G₁:

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

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{113,283}{26,726} = 4,2; \quad \gamma_{n,\tau} = 0,91.$$

б) G_{2,3}:

$$I'_{\text{НОМ}} = 2 \cdot 26,726 = 53,452 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{62,274}{53,452} = 1,16; \quad \gamma_{n,\tau} = 0,99.$$

в) G₄₋₇:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{4 \cdot 258,3}{\sqrt{3} \cdot 24} = 24,85 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{НО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{30,548}{24,85} = 1,23; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 0,99.$$

К₄: а) G₇:

$$I'_{\text{НОМ}G7} = \frac{258,3}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 9,47 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{НО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{55,981}{9,47} = 5,9; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 0,7.$$

б) G₁₋₃:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{3 \cdot 1111}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 122,2 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{НО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{41,016}{122,2} = 0,33 < 1; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 1.$$

в) G₄₋₆:

$$I'_{\text{НОМ}} = 3 \cdot 9,47 = 28,41 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{НО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{31,147}{28,41} = 1,1; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 0,98.$$

К₅: а) G₁₋₃:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{3 \cdot 1111}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 122,2 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{НО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{10,556}{122,2} = 0,09 < 1; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 1.$$

б) G₄₋₇:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{4 \cdot 258,3}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 37,87 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{НО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{10,556}{37,87} = 0,28; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 1.$$

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 1-3	1,967	0,3	0,03	0,905	0,91
	Г 4-7	1,955	0,26	0,03	0,891	0,91
К-2 ВРУ-500	Система	1,85	0,06	0,03	0,607	1,0
	Г 1-3	1,967	0,3	0,03	0,905	0,99
	Г 4-7	1,955	0,26	0,03	0,891	0,92
К-3 Г1 1000 МВт	Система	1,895	0,08	0,03	0,687	1,0
	Г 2,3	1,967	0,3	0,03	0,905	0,99
	Г 4-7	1,955	0,26	0,03	0,891	0,99
	Г 1	1,978	0,44	0,03	0,934	0,91
К-4 Г7 220 МВт	Система	1,895	0,08	0,16	0,135	1,0
	Г 1-3	1,967	0,3	0,16	0,587	1,0
	Г 4-6	1,955	0,26	0,16	0,540	0,98
	Г 7	1,97	0,326	0,16	0,612	0,7
К-5 НН АТЗ 15,75 кВ	Система	1,895	0,08	0,16	0,135	1,0
	Г 1-3	1,967	0,3	0,16	0,587	1,0
	Г 4-7	1,955	0,26	0,16	0,540	1,0
К-6, К-7 РУ ВП-6 кВ	С + Г 1-7	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]:

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

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

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

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

Всі результати розрахунків струмів КЗ зводимо в таблицю 2.16.

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	3,261	8,738	3,169	3,261	Комут.апар. і шини
	Г 1-3	7,244	20,147	9,268	6,881	
	Г 4-7	2,291	6,332	2,886	2,176	
	Сума	12,795	35,216	15,323	12,318	
К-2 ВРУ-500	Система	2,113	5,528	1,812	2,113	Комут.апар. і шини
	Г 1-3	4,687	13,037	5,997	4,641	
	Г 4-7	4,687	12,958	5,906	4,312	
	Сума	11,488	31,523	13,715	11,066	
К-3 Г1 1000 МВт	Система	42,964	115,124	41,754	42,964	шини в осн. колі
	Г2,3	64,274	178,767	82,234	63,631	
	Г 4-7	30,548	84,446	38,488	30,243	
	Сума без Г1	137,786	378,337	162,476	136,838	шини до ВП
	Г1	113,283	316,839	149,624	103,087	
	Сума	251,069	695,176	312,100	239,925	
К-4 Г7 220 МВт	Система	18,515	49,612	3,543	18,515	шини в осн. колі
	Г 1-3	41,016	114,078	34,023	41,016	
	Г 4-6	31,147	86,102	23,802	30,524	
	Сума без Г7	90,678	249,793	61,368	90,055	шини до ВП
	Г7	55,981	155,939	48,455	39,187	
	Сума	146,659	405,732	109,823	129,242	
К-5 НН АТЗ	Система	4,771	12,783	0,913	4,771	Комут.апар
	Г 1-3	10,556	29,359	8,756	10,556	шини
	Г 4-7	10,556	29,180	8,066	10,556	
	Сума	25,882	71,322	17,735	25,882	
К-6 РУ ВП-6 кВ	С + Г1-7	19,965	52,227	11,055	19,965	Комут.апар шини
	Двигуни	26,250	61,244	8,282	11,140	
	Сума	46,215	113,471	19,337	31,105	
К-7 РУ ВП-6 кВ	С + Г1-7	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:

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

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

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

$$I_{\max.W} = \frac{2200 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 750 \cdot 0,9} = 1881,7 \text{ (А)};$$

$$I_{\max.БТ1} = \frac{1111 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 750 \cdot 0,95} = 900,3 \text{ (А)};$$

$$I_{\max.АТЗ} = \frac{1,5 \cdot 3 \cdot 417 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 750} = 1446,2 \text{ (А)}.$$

Імпульс квадратичного струму:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{но}}^2 (t_{\text{вим}} + T_{\text{а}}), \quad (2.37)$$

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

$$B_{\text{к}} = 12,795^2 (0,2 + 0,3) = 81,9 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

ВРУ-500 кВ:

$$I_{\max.W} = \frac{900 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 500 \cdot 0,85} = 1224,1 \text{ (А)};$$

$$I_{\max.БТ2} = \frac{258,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 500 \cdot 0,95} = 314 \text{ (А)};$$

$$I_{\max.АТЗ} = \frac{1,5 \cdot 3 \cdot 417 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 500} = 2169,4 \text{ (А)};$$

$$B_{\text{к}} = 11,488^2 (0,2 + 0,3) = 66 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Коло генератора 1000 МВт.

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

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

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

$$I_{\max.TR} = \frac{62400}{\sqrt{3} \cdot 24} = 1501 \text{ (кА)}.$$

$$I_{\max.ГВП} = \frac{48000}{\sqrt{3} \cdot 24} = 1155 \text{ (A)}.$$

Імпульс квадратичного струму [3]:

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

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

$I_c = 137,786 \text{ кА}$; $T_{a,c} = 0,3 \text{ с}$.

$$B_K = (137,786^2 + 0,3 \cdot 113,283^2 + 2 \cdot 137,786 \cdot 113,283 \cdot 0,52) \cdot 4 + (137,786^2 \cdot 0,3 + \\ + 113,283^2 \cdot 0,44 + (4 \cdot 137,786 \cdot 113,283) / (1/0,3 + 1/0,44)) = 178751,1 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Коло генератора 220 МВт.

$$I_{\max.G4-7} = \frac{8,625 \cdot 10^3}{0,95} = 9079 \text{ (A)};$$

$$I_{\max.ГВП} = \frac{10560}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 387 \text{ (A)}.$$

Імпульс квадратичного струму:

$$B_K = (90,678^2 + 0,3 \cdot 55,981^2 + 2 \cdot 90,678 \cdot 55,981 \cdot 0,52) \cdot 4 + (90,678^2 \cdot 0,3 + 55,981^2 \cdot 0,326 + (4 \cdot 90,678 \cdot 55,981)) / (1/0,3 + 1/0,326) = 38428,4 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

де $t_{\text{вим}} = 4 \text{ с}$; $B_{*\text{пг}} = 0,30$; $T_* = 0,52$; $T_{\text{а,г}} = 0,326 \text{ с}$; $I_{\text{п,о,г}} = 55,981 \text{ кА}$;
 $I_c = 90,678 \text{ кА}$; $T_{\text{а,с}} = 0,3 \text{ с}$.

Сторона АТЗ 15 кВ:

$$I_{\text{max.}} = \frac{62400}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 2287,4 \text{ (А)}.$$

$$B_K = 25,882^2 (0,2 + 0,3) = 344,9 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

РУ ВП-6 кВ:

$$I_{\text{max.}} = \frac{62400}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 2} = 3002,2 \text{ (А)}.$$

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

$$T_{\text{асх}} = \frac{T_{\text{ас}} I_{\text{пос}} + T_{\text{а д}} I_{\text{но д}}}{I_{\text{пос}} + I_{\text{но д}}};$$

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

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

2.8 Вибір комутаційної апаратури

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

Таблиця 2.16 – Вибір комутаційних апаратів

ВРУ-750 кВ Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВГБ-750 У1	РПД-750-1/3200У1
$U_{уст} = 750$ кВ $I_{мах} = 1881,7$ А $I_{пт} = 12,318$ кА $i_{ат} = 15,323$ кА $I_{по} = 12,795$ кА $i_y = 35,216$ кА $B_k = 81,9$ кА ² ·с	$U_{ном} = 750$ кВ $I_{ном} = 4000$ кА $I_{вим.ном} = 50$ кА $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot B_{ном} \cdot I_{вим.ном} =$ $= \sqrt{2} \cdot 0,5 \cdot 50 = 35,25$ кА $I_{дин} = 50$ кА $i_{дин} = 135$ кА $I^2_T \cdot t_T = 7500$ кА ² ·с	$U_{ном} = 750$ кВ $I_{ном} = 3200$ А - - $i_{дин} = 160$ кА $I^2_T \cdot t_T = 63^2 \cdot 2 = 7938$ кА ² ·с
ВРУ-500 кВ Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВГБ-500 У1	РПД-500/3200У1
$U_{уст} = 500$ кВ $I_{мах} = 2169,4$ А $I_{пт} = 11,066$ кА $i_{ат} = 13,715$ кА $I_{по} = 11,488$ кА $i_y = 31,523$ кА $B_k = 66$ кА ² ·с	$U_{ном} = 500$ кВ $I_{ном} = 3150$ кА $I_{вим.ном} = 50$ кА $i_{а,ном} = 35,25$ кА $I_{дин} = 50$ кА $i_{дин} = 135$ кА $I^2_T \cdot t_T = 7500$ кА ² ·с	$U_{ном} = 500$ кВ $I_{ном} = 3200$ А - - $i_{дин} = 160$ кА $I^2_T \cdot t_T = 7938$ кА ² ·с
Генератор ТВВ-220 Розрахункові дані	Каталожні дані	
	МГУ-20	РВПЗ-1-20/12500У3
$U_{уст} = 15,75$ кВ $I_{мах} = 9079$ А $I_{пт} = 90,055$ кА $i_{ат} = 61,368$ кА $\sqrt{2} \cdot I_{н,\tau} + i_{а,\tau} =$ $= 142,7$ кА $I_{по} = 90,678$ кА $i_y = 249,793$ кА $B_k = 38428,4$ кА ² ·с	$U_{ном} = 20$ кВ $I_{ном} = 9500$ А $I_{вим.ном} = 105$ кА $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot 0 \cdot 105 = 0$ кА $\sqrt{2} \cdot I_{вим.ном} \cdot (1 + B_{ном}) =$ $= 148,5$ кА $I_{дин} = 105$ кА $i_{дин} = 300$ кА $I^2_T \cdot t_T = 44100$ кА ² ·с	$U_{ном} = 20$ кВ $I_{ном} = 12500$ А - - $i_{дин} = 490$ кА $I^2_T \cdot t_T = 180^2 \cdot 4 = 129600$

Продовження таблиці 2.16

Сторона АТЗ Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВМГ-15	РВР-20/6300У3
$U_{уст} = 15 \text{ кВ}$ $I_{max} = 2287,4 \text{ А}$ $I_{н,τ} = 25,882 \text{ кА}$ $i_{а,τ} = 17,735 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{н,τ} + i_{а,τ} =$ $= 54,34 \text{ кА}$ $I_{по} = 25,882 \text{ кА}$ $i_y = 71,322 \text{ кА}$ $B_k = 334,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 15 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 10000 \text{ кА}$ $I_{вим.ном} = 90 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = 0 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{вим.ном} \cdot (1 + B_{ном}) =$ $= 126,9 \text{ кА}$ $I_{дин} = 90 \text{ кА}$ $i_{дин} = 320 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 33075 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 15 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 6300 \text{ А}$ $-$ $-$ $i_{дин} = 260 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 100^2 \cdot 4 = 40000$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$
РУВП-6 кВ Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВР3	(КРУ типу КУ-10)
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ $I_{max} = 3002,2 \text{ А}$ $I_{н,τ} = 23,437 \text{ кА}$ $i_{а,τ} = 12,978 \text{ кА}$ $I_{н,о} = 26,25 \text{ кА}$ $i_y = 61,244 \text{ кА}$ $B_k = 401,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 3150 \text{ А}$ $I_{вим.ном} = 40 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot B_{ном} \cdot I_{вим.ном} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 40 = 16,97 \text{ кА}$ $I_{дин} = 40 \text{ кА}$ $i_{дин} = 102 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 3150 \text{ А}$

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:

$I_{max} = 1881,7 \text{ (А)}$;

$$I_{\text{но}} = 12,795 \text{ (кА)} < 20 \text{ (кА)};$$

$$i_y = 35,216 \text{ (кА)} < 50 \text{ (кА)};$$

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

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

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:

$$I_{\text{max}} = 1881,7 \text{ (А)} < I_{\text{доп}} = 4 \cdot 900 = 3600 \text{ (А)}.$$

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 $n = 4$:

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

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

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

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

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

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

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

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: $d = 37,5 \text{ мм}$;

$$I_{доп} = 950 \text{ А}, \quad m_1 = 4,005 \frac{\text{кг}}{\text{м}}.$$

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

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

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

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

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

Умова виконується.

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

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:

$$I_{норм.АТЗ} = \frac{1446,2}{1,5} = 964,1 \text{ (А)};$$

$$q_{ек} = 964,1/1 = 964,1 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Встановлюємо чотири проводи марки АС 500/336.

ВРУ-500 кВ:

а) збірні шини:

$$I_{\max} = 2169,4 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{по}} = 11,488 \text{ (кА)} < 20 \text{ (кА)};$$

$$i_y = 31,523 \text{ (кА)} < 50 \text{ (кА)};$$

Приймаємо три проводи марки АС 300/204: $I_{\text{доп}} = 740 \text{ (A)}$;

$$d = 29,2 \text{ (мм)}; D = 600 \text{ (см)};$$

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot 600 = 756 \text{ см.}$$

$$I_{\max} = 2169,4 \text{ (A)} < I_{\text{доп}} = 3 \cdot 740 = 2200 \text{ (A)}$$

Перевірка на коронування:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,46}}\right) = 31 \text{ (кВ/см)};$$

$$a = 40 \text{ (см)};$$

$$U_{\max} = 1,05 \cdot 500 = 525 \text{ (кВ)};$$

При $n = 3$:

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

$$K = 1 + 2\sqrt{3} \cdot \frac{1,46}{40} = 1,126;$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt[3]{1,46 \cdot 40^2} = 13,26 \text{ (см)};$$

$$E = 1,126 \cdot \frac{0,354 \cdot 525}{3 \cdot 1,46 \cdot \lg \frac{756}{13,26}} = 27,1 \text{ (кВ/см)};$$

$$1,07 \cdot 27,1 = 29 \text{ (кВ/см)} > 0,9 \cdot 31 = 27,9 \text{ (кВ/см)}.$$

Умова не виконується.

Встановлюємо три проводи марки АС 500/204: $I_{\text{доп}} = 945 \text{ (А)}$; $d = 34,5 \text{ (мм)}$

;

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,725}}\right) = 30,5 \text{ (кВ/см)};$$

$$K = 1 + 2\sqrt{3} \cdot \frac{1,725}{40} = 1,149;$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt[3]{1,725 \cdot 40^2} = 14,03 \text{ (см)};$$

$$E = 1,149 \cdot \frac{0,354 \cdot 525}{3 \cdot 1,725 \cdot \lg \frac{756}{14,03}} = 23,82 \text{ (кВ/см)};$$

$$1,07 \cdot 23,82 = 25,49 \text{ (кВ/см)} < 0,9 \cdot 30,5 = 27,45 \text{ (кВ/см)}.$$

Умова виконується.

б) відгалуження до БТ2:

$$I_{\text{норм.БТ2}} = \frac{258,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 500} = 298,3 \text{ (А)};$$

$$q_{\text{ек}} = \frac{298,3}{1} = 298,3 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Встановлюємо три проводи марки АС 500/204.

в) відгалуження до АТЗ:

$$I_{\text{норм.АТЗ}} = \frac{2169,4}{1,5} = 1446,3 \text{ (А)};$$

$$q_{\text{ек}} = 1446,3/1 = 1446,3 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Встановлюємо три проводи марки АС 500/204.

Генератор 1000 МВт:

Встановлюємо екрановані генераторні струмопроводи

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

$$U_{\text{уст}} = 24 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 24 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{max}} = 28,137 \text{ кА} < I_{\text{ном}} = 30 \text{ кА};$$

$$i_y = 378,337 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 560 \text{ кА}.$$

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

$$U_{уст} = 24 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 24 \text{ кВ};$$

$$I_{max} = 1,5 \text{ кА} < I_{ном} = 3,15 \text{ кА};$$

$$i_y = 695,176 \text{ кА} < i_{дин} = 750 \text{ кА}.$$

Генератор 220 МВт:

Встановлюємо екрановані генераторні струмопроводи

а) в основному колі типу ТЭКНЕ-20/10000-300У1:

$$U_{уст} = 15,75 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{max} = 9,079 \text{ кА} < I_{ном} = 10 \text{ кА};$$

$$i_y = 249,793 \text{ кА} < i_{дин} = 300 \text{ кА}.$$

б) на відгалуженні до ТВП типу ТЭКНЕ-20/1600-560У1:

$$U_{уст} = 15,75 \text{ кВ} < U_{ном} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{max} = 0,387 \text{ кА} < I_{ном} = 1,6 \text{ кА};$$

$$i_y = 405,732 \text{ кА} < i_{дин} = 560 \text{ кА}.$$

Сторона НН АТЗ:

$$I_{max} = 2287,4 \text{ А};$$

$$I_{н,о} = 25,882 \text{ кА};$$

$$i_y = 71,322 \text{ кА};$$

$$B_k = 334,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

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

$$K_2 = 0,94.$$

Встановлюємо алюмінієві шини коробчастого перерізу:

$$q = 2(100 \times 45 \times 4,5) \text{ мм}^2, I_{доп.ном} = 2820 \text{ А}, q = 2 \times 775 \text{ мм}^2.$$

Перевірка за допустимим струмом:

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

$$I_{\text{доп.}} = 0,94 \cdot 2820 = 2650,8 \text{ A} > I_{\text{max}} = 2287,4 \text{ A}.$$

Перевірка шин на термічну стійкість:

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

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{334,9 \cdot 10^6}}{90} = 203,3 \text{ мм}^2 < q = 2 \times 775 \text{ мм}^2,$$

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

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 полос, МПа.

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

$$W_{y0-y0} = 48,6 \text{ см}^3.$$

Напруга в матеріалі шин від взаємодії фаз:

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

$$\sigma_{\phi} = 2,2 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{1,5^2}{0,8 \cdot 48,6} \cdot 71,322^2 = 6,5 \text{ (МПа)},$$

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

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

$$\sigma_{\text{розр}} = \sigma_{\phi} = 6,5 \text{ МПа} < \sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ МПа}.$$

Шини механічно стійкі.

Вибір ізоляторів.

Максимальна сила, що діє на згинання:

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

$$F_{\text{зг}} = 1,62 \frac{71,322^2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 10^{-1} = 1545,1 \text{ (Н)};$$

Поправка на висоту коробчастих шин:

$$K_h = \frac{H_{i3} + c + \frac{h}{2}}{H_{i3}}. \quad (2.54)$$

Встановлюємо опорні ізолятори типу С4-125 I УХЛ [3]:

$$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ};$$

$$F_p = 4000 \text{ Н};$$

$$H_{i3} = 305 \text{ мм}.$$

Перевіряємо ізолятор на механічну міцність:

$$K_h = \frac{305 + 4,5 + \frac{100}{2}}{305} = 1,18.$$

$$F_{\text{розр}} = K_h \cdot F_{3г} \leq 0,6 \cdot F_p; \quad (2.55)$$

$$F_{\text{розр}} = 1,18 \cdot 1545,1 = 1823,2 \text{ (Н)} < 0,6 \cdot 4000 = 2400 \text{ (Н)}.$$

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

$$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А};$$

$$F_p = 12500 \text{ Н};$$

$$l_{\text{із}} = 886 \text{ мм}.$$

Перевіряємо ізолятор на механічну міцність:

$$F_{\text{розр}} = 0,5 \cdot F_{3г} \leq 0,6 \cdot F_p; \quad (2.56)$$

$$F_{\text{розр}} = 0,5 \cdot 1545,1 = 772,6 \text{ (Н)} < 0,6 \cdot 12500 = 7500 \text{ (Н)}.$$

РУВП-6 кВ

Встановлюємо струмопровід типу ТЗК-10-3200-125

$$U_{\text{уст}} = 6 \text{ (кВ)};$$

$$U_{\text{ном}} = 6 \text{ (кВ)};$$

$$I_{\text{max}} = 3002,2 \text{ (А)};$$

$$I_{\text{ном}} = 3200 \text{ (А)};$$

$$i_y = 122,554 \text{ (кА)};$$

$$i_{\text{дин}} = 125 \text{ (кА)}.$$

2.10 Вибір кабелів в РУВП-6 кВ

Вибираємо кабель до електродвигуна циркуляційного насосу типу ВАН143/51-10У3 [5]:

$$U_{\text{ном}} = 6 \text{ (кВ)}; P_{\text{ном}} = 1250 \text{ (кВт)};$$

$$\cos\varphi_{\text{ном}} = 0,827; I_{\text{ном}} = 154 \text{ (А)};$$

$$n_{\text{ном}} = 593 \text{ об/хв}; K_{\text{п}} = 4,2.$$

Кабель прокладається у вологому приміщенні в каналі:

$$v_0 = 35^\circ \text{C}; \quad T_{\max} = 3500 \text{ год.}$$

Приймаємо кабель марки ААШВ, 6 кВ, трижильний.

Економічний переріз:

$$q_{\text{ек}} = 154/1,4 = 110 (\text{мм}^2).$$

Приймаємо кабель $3 \times 120 (\text{мм}^2)$, $I_{\text{доп.ном}} = 190 (\text{А})$, поправний коефіцієнт на температуру повітря $K_2 = 0,87$, тоді

$$I_{\text{доп}} = 0,87 \cdot 190 = 165,3 (\text{А}) > I_{\text{ном}} = 154 (\text{А}).$$

Перевірка на термічну стійкість:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{401,7 \cdot 10^6}}{98} = 204,5 (\text{мм}^2) > q = 120 (\text{мм}^2).$$

Приймаємо переріз 240 мм^2 .

2.11 Вибір вимірювальних трансформаторів

Вибираємо вимірювальні трансформатори струму та напруги для ЛЕП-750 кВ. Розрахункові та каталожні дані трансформатора струму наведено в таблиці 2.17.

Таблиця 2.17 – Розрахункові та каталожні дані трансформатора струму ТВ-750

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} = 750$ (кВ)	$U_{ном} = 750$ (кВ)
$I_{max} = 1881,7$ (А)	$I_{ном} = 3000$ (А)
$i_y = 35,216$ (кА)	$i_{дин} = 75$ (кА)
$B_k = 81,9$ (кА ² · с)	$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500$ (кА ² · с)
$r_2 = 8,64$ (Ом)	$r_{ном}^2 = 20$ (Ом)

Примітка: а) варіант виконання вторинних обмоток:

0,2/10Р

б) схема з'єднання обмоток: повна зірка;

в) розрахункова довжина з'єднувальних проводів:

$l_{розр} = 175$ (м);

г) $I_{2ном} = 1$ (А).

Перевіримо ТС за вторинним навантаженням.

Таблиця 2.18 – Вторинне навантаження ТС

Прилад	Тип	Навантаження, В·А, фаза		
		А	В	С
Амперметр	Э-377	0,1	0,1	0,1
Ватметр	Д-305	0,5	–	0,5
Варметр	Д-305	0,5	–	0,5
Датчик активної потужності	Е-829	1,0	–	1,0
Датчик реактивної потужності	Е-830	1,0	–	1,0
Лічильник активної енергії	И-680	2,5	–	2,5
Разом:		6,5	0,1	6,5

Загальний опір приладів:

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

$$r_{прил} = 6,5 / 1^2 = 6,5(\text{Ом}).$$

Допустимий опір проводів:

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

$$r_{\text{пр}} = 20 - 6,5 - 0,1 = 13,4(\text{Ом}).$$

Розрахунковий переріз проводів:

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

$$q_{\text{розр}} = 0,0175 \cdot 175 / 13,4 = 0,23(\text{мм}^2).$$

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

Вторинне навантаження:

$$r_2 = 6,5 + 0,1 + (0,0175 \cdot 175) / 1,5 = 8,64 (\text{Ом}) < 20 (\text{Ом}).$$

Встановлюємо трансформатор напруги (ТН) типу НДЕ-750-72У1:

$$U_{1\text{ном}} = 750000 / \sqrt{3}(\text{кВ});$$

$$U_{2\text{ном}} = 100\sqrt{3}(\text{В});$$

$$U_{3\text{дод}} = 100(\text{В});$$

$$S_{2\text{ном}0,5} = 300(\text{В} \cdot \text{А}).$$

Таблиця 2.19 – Вторинне навантаження НДЕ-750-72У1

Прилад	Тип	$S_{\text{обм}},$ В·А	$n_{\text{обм}},$ шт	Cos φ	Sin φ	$n_{\text{прил}},$ шт	Загальна потужність	
							P, Вт	Q, Вар
Ватметр	Д-305	2	2	1	0	1	4,0	–
Варметр	Д-305	2	2	1	0	1	4,0	–
Фіксууючий прилад	ФІП	3	–	1	0	1	3,0	–
Датчик активної потужності	Е-829	10	–	1	0	1	10	–

Продовження таблиці 2.19

Датчик реактивної потужності	Е-830	10	–	1	0	1	10	–
Лічильник активної енергії	И-680	2 Вт	2	0,38	0,925	1	4	9,7
Разом:							35	9,7

Вторинне навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{Q^2 + P^2} = \sqrt{35^2 + 9,7^2} = 36,3 \text{ (В} \cdot \text{А)} < S_{2\text{доп}} = 3 \cdot 300 = 900 \text{ (В} \cdot \text{А)}.$$

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-500	НДЕ-500-72У1
Автотрансформатор зв'язку: сторона ВН: сторона СН: сторона НН:	ТВТ-750-І-3000/1 ТВТ-500-І-3000/1 ТШВ-15-6000/5	– – ЗНОЛ.06-15У3
Блочний трансформатор БТ ₁ : сторона ВН: сторона НН	ТВТ-750-І-3000/1 ТШВ-24-24000/1	– –
Блочний трансформатор БТ ₂ : сторона ВН: сторона НН:	ТВТ-500-І-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.06-6У3

Продовження таблиці 2.20

Пускорезервний трансформатор власних потреб TR2: 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
та блочних трансформаторів БТ1: ОПН-750У1;
2. ЛЕП-500 кВ, сторона СН АТЗ, сторона ВН
блочних трансформаторів БТ2: ОПН-500У1;
3. Сторона НН АТЗ РВМ-15У1;
4. Сторона НН БТ1 РВЭ-25М;
5. Сторона НН БТ2 РВМ-15У1;
6. Сторона НН трансформаторів ВП РВРД-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-500 кВ ВЗ-1250-0,5У1.

Для обмеження перенапруг на ЛЕП в режимі холостого ходу та малих навантажень встановлюємо шунтові реактори:

- | | |
|-----------|--------------------|
| а) 750 кВ | РОДЦ-110000/750У1; |
| б) 500 кВ | РОДЦ-60000/500У1. |

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 кожен 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: | $n_d = 22$ |
| - загальна кількість елементів батареї: | $n = 130$ |
| - напруга на елементі в режимі підзаряду: | $U_{\text{пз}} = 2,15 \text{ В}$ |
| - 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	$P_{\text{ном}}$, кВт	$I_{\text{ном}}$, А	$I_{\text{розр}}$, А	$I_{\text{пуск}}$, А	$I_{\text{ав}}$, А	$I_{\text{т}}$, 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 маслососу ущільнень генератора	1	25	128	120	320	120	320
Електродвигун аварійного маслососу змазки турбін	1	14	73,5	73	146	73	146
Разом						453	526

Виходячи з тривалості аварійного навантаження визначимо типовий номер батареї

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

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

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

$j = 25 \text{ A/N}$ [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:

$$N \geq I_{\text{т}} / 46, \quad (2.61)$$

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

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

Перевіряємо по допустимій напрузі в умовах аварійного короткочасного

навантаження:

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

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

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

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

$$U_{\text{пзп дод}} = U_{\text{пз}} \cdot n_{\text{дод}}, \quad (2.66)$$

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

Вибираємо автоматичний ПЗП типу АРН-3.

Розрахунковий струм і напруга зарядного пристрою:

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

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

3 СПОСОБИ СУШКИ АКТИВНОЇ ЧАСТИНИ ТРАНСФОРМАТОРІВ

3.1 Задача сушки

Ізоляція трансформаторів при взаємодії з навколишньою атмосферою, або находячись в баці з вологим маслом, сильно поглинає вологу. Волога ізоляція повністю, або частково втрачає свої ізоляційні якості.

Тому " Інструкція по експлуатації трансформаторів" встановлює, що активна частина може знаходитись на повітрі після ремонту не більше:

1) 24год.-для трансформаторів 35 кВ і нижче при вологості повітря не більше 75%.

2) 16год.-для трансформаторів 110 кВ і вище.

Таким чином, після любого виду ремонту, який пов'язаний зі зміною обмоток, або тією чи іншою ізоляцією, активна частина підлягає сушці. З другої сторони, якщо трансформатор довгий час знаходиться без масла, або активна частина його знаходилась на відкритому повітрі більше указанного вище часу, тоді вона повинна підлягати сушці.

3.2 Способи сушки

В практиці відомо багато різних способів сушки активної частини як з маслом, так і без масла, а також з вакуумом і без вакууму.

В теперішній час сушку активної частини проводять без масла і при цьому використовують наступні способи:

1) сушка у вакуумній шафі.

2) сушка індукційними втратами у власному баці з вакуумом.

3) сушка індукційними втратами у власному баці без вакууму.

- 4) сушка в спеціальній камері без вакууму з нагрівом вітредувкою.
- 5) сушка інфрачервоними променями.
- 6) сушка струмами "нульової послідовності".

Сушка у вакуумній шафі передбачає наявність такої шафи і знайшло використання головним чином на трансформаторних заводах. Сушка інфрачервоними променями передбачає наявність спеціальних інфрачервоних ламп. Тому ці обидва способи не знаходять використання в місцевих умовах роботи та ремонту.

Найбільш розповсюдженим способом сушки активної частини при роботі на місцях являється сушка індукційними втратами в власному баку, як з вакуумом (якщо є відповідний вакуум-насос), так і без вакууму.

Крім цього, в останні роки для сушки активних частин силових трансформаторів із стержневим магнітопроводом застосовують метод сушки струмами "нульової послідовності", який не потребує обмотки намагнічування і при цьому споживається менше електроенергії, ніж при сушці індукційними втратами.

Спосіб сушки в тепляку з нагрівом при допомозі повітродувки мало ефективний і небезпечний у пожежному плані, так як випадково залетівша іскра при інтенсивному повітряному дутті, легко може викликати пожежу. Тому нагрівом повітродувки користуються лише в якості додаткового підігріву ззовні дна баку при використанні других способів сушки.

Приведемо лише два способи сушки, а саме:

- 1) Індукційними втратами в баці,
- 2) струмами нульової послідовності, як найбільш розповсюджений і прийнятний при умовах ремонту.

3.3 Сушка індукційними втратами у власному баці. Принцип сушки

Спосіб сушки індукційними втратами у стінках бака оснований на трансформаторному принципі, а саме: на бак намотують обмотку намагнічення, через яку пропускають змінний струм, який створює змінний магнітний потік. Зміна магнітного потоку наводять у сталевих стінках бака Е.Д.С. індукції і в них з'являються вихреві струми, які нагрівають бак, тоді відповідно від тепла, яке виділяють стінки бака, нагрівається і активна частина, яка розташована в цьому баці.

Розрахунок обмотки намагнічування проводять слідуочим чином:

1) Підраховується потужність, яка споживається при сушці:

$S_{\text{суш.}} = 5 * F_{\text{б.}} (100 - T_{\text{нав.сер.}}) * 10^3$, - для утепленого баку.

$S_{\text{суш.}} = 12 * F_{\text{б.}} (100 - T_{\text{нав.сер.}}) * 10^3$, - для неутепленого баку.

де: $F_{\text{б.}}$ - повна поверхня бака, м^2

2) Підраховуємо поверхню бака $F_{\text{бо.}}$, на яку намотують обмотку намагнічення:

$$F_{\text{бо.}} = h_{\text{бо.}} * P_{\text{рб.}}, \text{м}^2$$

де: $h_{\text{бо.}}$ - висота бака, на яку намотують обмотку намагнічення, м.

$P_{\text{рб.}}$ - периметр бака, м.

3) Визначають питому поверхневу потужність $\Delta S_{\text{суш.}}$:

$$\Delta S_{\text{суш.}} = S_{\text{суш.}} / F_{\text{бо.}}, \text{кВт/м}^2.$$

4) Для даного $\Delta S_{\text{суш.}}$ по таблицях знаходять ампервитки (ав) на 1 см. висоти $h_{\text{бо.}}$, на яку намотують обмотку, а також величину A .

5) Визначають необхідну кількість витків $W_{\text{н.об.}}$ обмотки намагнічення:

$$W_{H.об.} = A * U / P_{пр.}, \text{ витків,}$$

де: U – напруга, яку підводять до обмотки намагнічення, В

б) Знаходимо струм в обмотці намагнічування:

$$I = (S_{сущ.} / U * \cos \varphi) * 10^3, \text{ А}$$

де: $\cos \varphi$ - коефіцієнт потужності, приймаємо рівним 0.7.

7) Підраховуємо переріз проводу обмотки намагнічення N пр.:

$$N_{пр.} = I / A, \text{ мм}$$

де: A -густина струму, яка приймається рівною 3-4 А/мм². Якщо бак ребристий, то при розрахунку обмотки намагнічення периметр бака $P_{пр.}$ приймають рівним випрямленій довжині бокових стінок з коефіцієнтом 0.6.

Напругу, яка підводиться до обмотки, беруть 220 або 380 В (від мережі) для трансформаторів середніх і великих потужностей, і 50-100 В (від зварювальних трансформаторів) для трансформаторів невеликої потужності.

3.4 Підготовча робота для проведення сушки

Провід для обмотки намагнічення, який відповідає перерізу приймають або ізолюваний (ПР, ПРГ, ПРТО, з азбестовою ізоляцією і т.д.), або голий. Бак перед сушкою утеплюють азбестовими листами або азбестовим полотном на товщину 5-6 мм. Азбестові листи закріплюють хлопкопаперовою смугою або шпагатом (але тільки не проводкою.) При ізолюваному проводі витки намотують з відстанню між ними 5-6 мм., при голому проводі-20 мм.

Для отримання більш рівномірного розподілення температури всередині бака обмотку намагнічення у трансформаторах середньої та великої потужності розмішують неоднаково по висоті бака, а саме 60-70% всіх намотують

на нижню частину баку, приблизно на половину його висоти, рахуючи знизу, останні 30-40% витків розміщують у верхній частині бака, відступаючи на 200 мм. вниз від радіаторних кранів. Біля 20-25% висоти в середині бака зостається вільною від витків, дно бака в процесі сушки рекомендується ззовні підогрівати електропечами або повітродувками.

Перед опусканням активної частини в бак, останній всередині очищують, видаляють залишки масла і протирають його насухо. Потім активну частину опускають в бак, якщо сушка проводиться під вакуумом, герметично закривають кришкою. Попередньо знімають постійні вводи і встановлюють на ущільненнях які-небудь підходячі тимчасові вводи на 6-10 кВ. До закриття бака кришкою встановлюють всередині бака на активну частину термопари або термобалони від термосигналізаторів, а ззовні бака-термометри.

Як вже говорилося, якщо на місці ремонту є вакуум - насос, то сушку рекомендується проводити під вакуумом. Значення його в тому, що він збільшує швидкість випаровування вологи (так звана зовнішня дифузія) і одночасно полегшує внутрішню дифузію тобто рух вологи всередині ізоляції. Крім того, при вакуумі потрібна менша температура для випаровування вологи, яка міститься в ізоляції.

3.5 Процес сушки у власному баці під вакуумом

Після виконання всіх вказаних вище підготовчих робіт збирають вакуумну установку по схемі на мал.1. і запускаючи вакуум - насос, плавно піднімають вакуум в баці. По мірі збільшення вакууму виявляють всі порушення ущільнювачів, і вони знаходяться та знешкоджуються. Одночасно включають обмотку намагнічення на першу ступень, тобто на всі витки. Попередньо заміряють мегомметром 2500 В опір ізоляції обмоток по відношенню до корпусу і між собою. Данні замірів заносять в журнал сушки, відмічаючи при цьому всі температури, а також час почата сушки.

Нарощування температури всередині бака повинна бути не більше 40°C в час. При досягненні температури бака $100-105^{\circ}\text{C}$ обмотку намагнічення переключають на другу ступень (тобто на меншу кількість витків), на якій і ведуть сушку.

Коли температура обмоток досягає 60°C , вакуум поступово піднімають до $10-15$ мм.рт.ст. і підтримують на протязі 3 год. Потім вакуум-насос виключають, але вакуум не знімають. Коли температура досягне $95-100^{\circ}\text{C}$, вакуум знову піднімають до $10-15$ мм.рт.ст., а потім через кожний час збільшують його на 5 мм.рт.ст., але вакуумне повинен бути вище:

- 1) при хвильових баках $18-20$ мм.рт.ст.
- 2) при гладких (без радіаторів), а також трубчатих $30-35$ мм.рт.ст.

Температура активної частини не повинна перевищувати $95-100^{\circ}\text{C}$, а бака $115-120^{\circ}\text{C}$. При перевищенні цих температур обмотку намагнічування відключають і, коли температура обмоток знизиться на 5°C , знову включають.

За процесом сушки повинен спостерігати черговий із числа кваліфікованих робітників. Крім цього, хід сушки повинен періодично перевіряти майстер по ремонту. Черговий повинний кожний час записувати в журнал сушки, а також заміряти мегомметром 2500 В опір ізоляції обмоток по відношенню до корпусу і між собою, і кількість конденсату.

Сушка рахується завершеною, якщо опір ізоляції обмоток при встановленій температурі і постійній величині вакууму не змінюються на протязі $5-6$ год., а також якщо на протязі цього часу величина конденсату який виділяється не перевищує $3-5$ гр. в час на кожен тону трансформаторного масла, яке заливається в бак трансформатора.

По закінченні сушки температуру всередині бака зменшують до 80°C і трансформатор заливають сухим чистим маслом під вакуумом через нижній кран бака за допомогою насоса. Температура масла повинна бути $15-20^{\circ}\text{C}$. Масло заливають до покриття верхнього ярма магнітопроводу. Потім активну

частину витримують в маслі на портязі 6-8 год під вакуумом, після чого вакуум знімають, відключають вакуум-насос і витримують активну частину 3-4 год. Коли температура обмоток знизиться до 40-50°C, активну частину виймають для ревізії, а обмотку намагнічення і утеплення бака демонтують.

3.6 Процес сушки у власному баці без вакууму.

Якщо в місцевих умовах ремонту відсутня вакуумна установка, тоді сушку проводять індукційними втратами в стінках бака без вакууму. В цьому випадку бак не герметизують, а просто накривають кришкою. На одне із відгалужень в кришці встановлюють трубу висотою 2-2.5 м., а в нижній частині бака залишають один із отворів відкритим, щоб в процесі сушки активної частини проходила вентиляція повітря в баці.

Повітря, яке поступає через нижній отвір в бак, рекомендується підігрівати. З цією метою на фланець нижнього зливного крана встановлюють відрізок труби, на яку попередньо укладають азбестову ізоляцію і поверх неї намотують спіраль із ніхромової або фехралівої проводки, яка служить підігрівачем повітря, яке поступає в бак.

Сушку активної частини ведуть так само і при тій же температурі, що і при вакуумі. Для прискорення сушки рекомендується використовувати термодифузію, тобто в процесі сушки знижувати періодично температуру в баці до 50-60 °C, а потім знову піднімати її до 95-100°C. Сушка без вакууму рахується завершеною при досягненні таких же показників, що і при вакуумі, виключаючи виділення конденсату, якого при сушці без вакууму практично не проходить.

3.7 Протипожежні заходи і міри по техніці безпеки при сушці активної частини трансформаторів

При сушці активної частини трансформатора повинні виконуватись наступні протипожежні заходи, а також міри по техніці безпеки:

1) В приміщенні, де проводиться сушка, забороняються роботи, які пов'язані з вогнем (зварка, пайка і т.д.)

2) Поблизу трансформатора повинні бути встановлені засоби вогнегашення (ящики з піском, лопати, відра і незамерзаючі піногонні вогнегасники).

3) Приміщення повинно бути очищено від сміття і матеріалів, які легко загоряються (масляні тряпки, стружка, войлок і т.д.)

4) Лаки, бензин і другі легко-займаючі матеріали повинні зберігатися в закритих металічних закритих ящиках і в закритій металічній посуді і не знаходитись в приміщенні, де проводиться сушка.

5) Всі електричні установки повинні бути заземлені, а рубильники і плавкі вставки-змонтовані в закритих ящиках.

6) В приміщеннях, де проводиться сушка, повинна бути вентиляція.

7) Всі заміри опору ізоляції повинні проводитись при відключеному трансформаторі від мережі.

8) Переносні лампи повинні бути на напругу не більше 24 В.

9) Включення і відключення трансформатора необхідно проводити в гумових рукавичках.

10) Крім спеціального чергового із числа кваліфікованих робітників, які виконують ремонт, в приміщенні, де проводиться сушка, рекомендується встановлювати на час сушки пожежний пост з черговим.

11) При виникненні пожежі черговий по сушці повинен підняти пожежну тривогу, відключити трансформатор від напруги і одночасно гасити пожежу. Якщо пожежа великих розмірів до її потрібно гасити вогнегасниками, гасіння водою не допускається.

4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

4.1 Визначення кошторисної вартості проектованої АЕС

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, кожен з яких має цільове призначення.

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 табл.1[1]. В практиці будівництва АЕС всі затрати по розділах кошторисно-фінансового розрахунку визначають, виходячи з виконання фізичного об'єму робіт. В дипломному проектуванні така можливість відсутня, і визначення кошторисної вартості будівництва АЕС починають з розділу 2 “Об’єкти основного виробничого призначення”, виходячи з питомих капіталовкладень.

Визначаємо сумарні капіталовкладення в промислове будівництво АЕС і складаємо КВФР у табличній формі (табл.4.1)

Таблиця 4.1 – Розрахунок капіталовкладень

Розділи зведеного кошторисно фінансового розрахунку	В % від другого розділу	В тому числі в % по виду робіт						
		Будівельно-монтажні роботи		Обладнання		Інші витрати		Загальна вартість
1	2	4	5	6	7	8	9	10
	%	%	грн	%	грн	%	грн	грн
1. Підготовка території будівництва	1,8	50	20952000,00	2,0	838080,00	48	20113920,00	41904000,00
2. Об'єкти основного виробничого призначення	600	70	1629600000,00	29,5	686760000,00	0,5	11640000,00	2328000000,00
3. Об'єкти допоміжного виробничого та обслуговуючого призначення	1,0	80	18624000,00	20	4656000,00	-	-	23280000,00
4. Об'єкти енергетичного господарства	1,2	88	24583680,00	12	3352320,00	-	-	27936000,00
5. Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	3,0	93	64951200,00	7,0	4888800,00	-	-	69840000,00
6. Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, тепlopостачання	2,8	90	58665600,00	10	6518400,00	-	-	65184000,00
7. Благоустрій території	0,3	100	6984000,00	-	-	-	-	6984000,00
8. Тимчасові будівлі та споруди	4,0	80	74496000,00	10	9312000,00	10	9312000,00	93120000,00
9. Інші роботи та витрати	4,0	-	-	-	-	100	9312000,00	93120000,00
10. Утримання дирекції та авторський нагляд	0,15	-	-	-	-	100	3492000,00	3492000,00
11. Підготовка експлуатаційних кадрів	0,5	-	-	-	-	100	11640000,00	11640000,00
12. Проектні та пошукові роботи	6,5	-	-	-	-	100	151320000,00	151320000,00
13. Роботи та затрати по створенню водосховища	1,0	-	-	-	-	100	23280000,00	23280000,00
14. Всього:			1898856480,00		716325600,00		323917920,00	2939100000,00

Питомі капіталовкладення:

$$k_{num} = K_{\Sigma 0} / N_{вст.} \quad (4.1)$$

$$k_{num} = 2939100000,00 / 3880000 = 757,5 \text{ (грн/кВт)}$$

- 4.2 Розрахунок собівартості електроенергії на станції

Собівартість електроенергії є найважливішим економічним показником роботи електростанції і є сукупністю всіх витрат на виробництво енергії в

грошовому вираженні. Собівартість одиниці виробленої електроенергії визначають як відношення сумарних затрат виробництва до кількості відпущеної електроенергії. Річний кошторис затрат на виробництво енергії складається за чотири економічними елементами:

- амортизація основних фондів;
 - заробітна плата;
 - паливо;
 - інші витрати.
- Амортизація основних фондів

Амортизація – це систематичний розподіл вартості основних засобів, яка амортизується протягом строку їх корисного використання. Амортизація основних фондів – відшкодування їх зношування, пов'язане з поступовою втратою їх вартості і перенесення її на продукцію, що виготовляється. Амортизація нараховується протягом строку корисного використання підприємством при визначенні цього об'єкта активом. Метод амортизації об'єкта основних засобів обирається підприємством самостійно. Існують такі методи нарахування амортизації: прямолінійний, прискореного зменшення залишкової вартості, кумулятивний та виробничий.

На електричній станції амортизація відраховується при розрахунках собівартості енергії, яка відпускається, перераховують тільки з виробничих фондів станції. При визначенні вартості основних виробничих фондів величину капітальних витрат беруть з таблиці 4.1. Для розрахунку амортизаційних відрахувань вартість основного виробництва (основних виробничих фондів) електростанції розбивають на три укрупнені групи *ОФ1*, *ОФ2*, *ОФ3*.

Детальніше розшифруємо склад груп основних фондів. До першої (*ОФ1*) входять будівлі, споруди, їх структурні компоненти та передавальні пристрої, в тому числі житлові будинки та їх частини.

До другої групи (ОФ2) входять: автомобільний транспорт та вузли до нього, меблі, побутові електронні, оптичні, електромеханічні прилади та інструменти, включаючи електронно-обчислювальні машини, інші машини для автоматичної обробки інформації, інформаційні системи, телефони, мікрофони, рації, інше конторське обладнання, устаткування та приладдя до них.

До третьої групи (ОФ3) ввійшли будь-які інші основні фонди, не включені до груп 1 і 2.

Розрахуємо вказані показники:

$$ОФ1 = 60\% \cdot (K_{БМР} - K_{БМР5}) \quad (4.2)$$

$$ОФ2 = K_5$$

$$ОФ3 = 40\% \cdot (K_{БМР} - K_{БМР5}) + K_{обл} - K_{обл5} + K_{ини} \quad (4.3)$$

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю:

Таблиця 4.2 – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань

Групи ОФ	Вартість ОФ	Норма амортизації ОФ, %	Сума амортизаційних відрахувань
Ф1	1100343168,00	7%	77024021,76
Ф2	69840000,00	28%	19555200
Ф3	1768916832,00	20%	353783366,4
Разом:			450362588,2

$$I_a = \sum \Phi_i \cdot H_i, \quad (4.4)$$

де I_a – сумарні амортизаційні відрахування;

H_i – норма амортизації відповідної групи.

$$I_a = 1100343168 \cdot 7\% + 6980000 \cdot 28\% + 1768916832 \cdot 20\% = 450362588,2 \text{ у.о.}$$

- Розрахунок фонду заробітної плати

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

$$P = k_{\text{шт}} \cdot N_{\text{вст}}, \quad (4.5)$$

де $k_{\text{шт}}$ – штатний коефіцієнт, тобто питома чисельність промислово–виробничого персоналу електростанції на одиницю встановленої потужності [5, табл. 4-2, ст.72];

$N_{\text{вст}}$ – встановлена потужність станції, МВт.

$k_{\text{шт}}$ для блоків АЕС типу ВВЕР-440 дорівнює 0,68

$k_{\text{шт}}$ для блоків АЕС типу ВВЕР-1000 дорівнює 0,62

$$P = 2 \cdot 440 \cdot 0,68 + 3 \cdot 1000 \cdot 0,62 = 2458 \text{ чоловік.}$$

Для розрахунку фонду зарплати загальна чисельність персоналу станції має бути розбита на категорії:

- робітники;
- інженерно-технічний персонал (ІТР);
- службовці;
- молодший обслуговуючий персонал (МОП).

Для цього можна використати таке співвідношення:

Категорія працівників	Чисельність персоналу, %	Чисельність персоналу, чол.
Робітники	80	1967
ІТР	16	393
Службовці	3,5	86
МОП	0,5	12
Всього:	100,00	2458

Таблиця 4.3 – Розрахунок фонду зарплати

Категорія працівників	Кількість, чол.	Зарплата, грн./місяць	Нарахована за рік зарплата, грн.
Робітники	1967	4200	8261400
ІТР	393	4560	1792080
Службовці	86	7200	619200
МОП	12	2160	25920
Всього:	2458		10698600

Річний фонд заробітної плати підприємства:

$$S_{zn} = \sum 12 \cdot 3_i \cdot n_i \quad (4.6)$$

$$I_{zn} = (1,57 \cdot (\sum (S_{сер\ роб} \cdot n_i \cdot 12) + \sum (S_{сер\ МОП} \cdot n_i \cdot 12)) + 1,8 \cdot (\sum (S_{сер\ сл} \cdot n_i \cdot 12) + \sum (S_{сер\ ІТР} \cdot n_i \cdot 12))) \cdot \kappa_k \cdot \kappa_b, \quad (4.7)$$

де $S_{сер}$ – середня зарплата, що відповідає категорії персоналу;

n_i – чисельність персоналу по категоріях;

κ_k – коефіцієнт, що враховує використання частини персоналу ЕС для виконання робіт по капітальному ремонту обладнання (приймаємо рівним 0,7);

κ_b – коефіцієнт, який враховує відрахування з фонду заробітної плати на соціальні потреби (приймаємо рівним 1,375).

$$I_{zn} = (1,57 \cdot (8261400 + 25920) + 1,8 \cdot (1792080 + 619200)) \cdot 0,7 \cdot 1,375 = 16700719,04 \text{ у.о.}$$

- Розрахунок затрат на паливо

Затрати на паливо визначаються за формулою:

$$C_{св} = C_{поч} + C_{зб} + C_{виг} + C_{тсв} + C_{вит}, \quad (4.8)$$

де $C_{поч}$ – початкова ціна ядерного палива;

$C_{зб}$ – ціна збагаченого палива по U^{235} ;

$C_{виг}$ – ціна виготовлення тепловиділяючих елементів (ТВЕЛ);

$C_{тсв}$ – ціна транспортування свіжого палива;

$C_{вит}$ – ціна витримки (зберігання) палива на АЕС.

$$C_{св} = 20880 \text{ грн/кг.}$$

- Річні витрати на паливо для АЕС визначимо по наступній формулі:

$$I_{п} = \frac{100 \cdot C_{св} \cdot E_{вир}}{24 \cdot B_{яз} \cdot \eta_{АЕС}^H} \quad (4.9)$$

$$I_{I1000} = \frac{100 \cdot 20880 \cdot 1000 \cdot 0,77 \cdot 26358287,82}{24 \cdot 18100 \cdot 33} = 2956205761 \text{ грн}$$

$$I_{I440} = \frac{100 \cdot 20880 \cdot 440 \cdot 0,23 \cdot 26358287,82}{24 \cdot 30000 \cdot 32} = 241738447,2 \text{ грн}$$

$$I_{I\Sigma} = 2956205761 + 241738447,2 = 3197944208 \text{ грн}$$

- Розрахунок інших витрат

При визначенні затрат на інші витрати використовуємо метод розрахунку по укрупнених показниках, тому вони визначаються у відсотках від суми затрат на амортизацію і зарплату:

$$I_{\text{ін}} = \frac{(I_a + I_{\text{зп}}) \times I_{\text{н}}}{100}, \quad (4.10)$$

де $I_{\text{н}}$ - процент інших витрат, що визначається по графіку[].

З графіка [Л.1] вибираємо для АЕС з встановленою потужністю 3000 МВт $I_{\text{н}} \approx 7\%$.

Розраховуємо затрати інші витрати:

$$I_{\text{ін}} = \frac{(450362588,2 + 16700719,04) \cdot 8}{100} = 79400762,22 \text{ грн.}$$

- 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.

$$C = \frac{I}{E_{\text{відп}}}. \quad (4.11)$$

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва дорівнюють:

$$I = I_a + I_{зп} + I_{п} + I_{ін}, \quad (4.12)$$

Розраховуємо сумарні експлуатаційні витрати :

$$\begin{aligned} I &= 450362588,2 + 16700719,04 + 79400762,22 + 3197944208 = \\ &= 3744408277 \text{ у.о.} \end{aligned}$$

Собівартість електроенергії дорівнює:

$$C = \frac{3744408277 \cdot 100}{24776790,55 \cdot 1000} = 15,11256379 \text{ коп / кВт} \cdot \text{год.}$$

Результати розрахунків зводимо в таблицю 4.4.

Таблиця 4.4 – Розрахунок собівартості відпущеної електроенергії

Елементи витрат	Сума річних витрат, грн	Собівартість енергії	
		%	У.о*10 ⁻² /кВт*год
Амортизація	450362588,2	12,028%	1,81774
Зарплата	16700719,04	0,446%	0,0674020
Паливо	3197944208	85,406%	12,90704
Інші	79400762,22	2,121%	0,32054
Разом	3744408277	100	15,11256

- 4.3 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 4.5.

Коефіцієнт обслуговування розраховується по формулі:

$$K_{\text{обс}} = \frac{N_{\text{вст}}}{\Psi} \quad (4.13)$$

$$K_{\text{обс}} = \frac{3880}{2458} = 1,579 \text{ МВт / чол}$$

Таблиця 4.5 – Основні техніко-економічні показники ЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	3880
Річний виробіток електроенергії	МВт·год	26358287,82
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	%	6
Коефіцієнт обслуговування	МВт / чол.	1,579
Кошторисна вартість промислового будівництва	млн. у.о.	2939,1
Питомі капітальні вкладення	у.о. / кВт	757,5
Собівартість відпущеної електроенергії	у.о*10 ⁻² . / кВт·год	15,113

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

У випускній кваліфікаційній роботі розглянуті умови праці на АЕС потужністю 3880 (2 ВВЕР 440, 3 ВВЕР 1000) МВт. На електромонтерів з обслуговування генераторів на АЕС впливають за ГОСТ 12.0.003-74 такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

а) фізичні:

- підвищена та знижена температура повітря робочої зони;
- підвищена та знижена швидкість руху повітря;
- рухомі машини і механізми, незахищені рухомі елементи виробничого обладнання;

- підвищена запиленість та загазованість повітря робочої зони;
- підвищена та знижена вологість повітря у робочій зоні;
- недостатність природного освітлення;
- недостатня освітленість робочої зони;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може відбутись через тіло людини;

- підвищений рівень вібрації,

в) психофізіологічні:

- фізичні перевантаження (динамічні);
- нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, перенапруга аналізаторів).

5.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта

5.1.1 Електробезпека

Відповідно з ГОСТ 12.1.013-78 умови праці у приміщеннях атомних станцій за ступенем небезпеки ураження працівників електричним струмом є умовами з підвищеною небезпекою, тому що підлога у приміщеннях є струмопровідною.

Згідно із ГОСТ 12.1.030-81, в якості захисту від ураження людей електричним струмом застосовується заземлення. Крім того безпека експлуатації при нормальному режимі роботи забезпечується застосуванням ізолювальних пристроїв, огороженням струмоведучих частин, використанням малих напруг. Особи, що обслуговують електроустановки повинні користуватися ЗІЗ - спецвзуття, рукавиці. Засоби захисту необхідно періодично випробувати, їх слід захищати від механічних пошкоджень, впливу факторів, що погіршують їх діелектричні властивості.

Загальні вимога безпеки до виробничого обладнання встановлені згідно з ГОСТ 12.2.003-74, в якому визначені вимоги до основних елементів конструкції, органів управління і засобів захисту, які входять в конструкцію виробничого обладнання любого виду і призначення.

5.1.2 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

Для забезпечення робіт, що їх провадять в колах вимірювальних приладів і пристроїв релейного захисту, всі вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів струму і напруги слід постійно заземлювати.

За необхідності розриву кола струму вимірювальних приладів і реле кола вторинної обмотки трансформатора струму попередньо закорочується на спеціально призначених для цього затискачах.

Розривати кола, підключені до вторинної обмотки трансформатора струму, забороняється. За необхідності розриву цих кіл вони мають бути попередньо замкнуті перемичкою, встановленою до передбачуваного місця розриву (рахуючи від трансформатора струму). Під час встановлення перемички слід застосовувати інструмент з ізолювальними рукоятками.

Під час роботи на трансформаторах струму або в колах, підключених до їх вторинних обмоток, слід виконувати такі заходи безпеки: зажими вторинних обмоток до закінчення монтажу кіл, що до них підключаються, мають бути замкнені накоротко. Після приєднання змонтованих кіл до трансформатора струму закоротку слід переносити на найближчу збірку затискачів і знімати тільки після повного закінчення монтажу та перевірки правильності приєднання змонтованих кіл; під час перевірки полярності до подавання імпульсів струму в первинну обмотку прилади слід приєднувати до затискачів вторинної обмотки.

Забороняється використовувати шини первинних обмоток як струмовідні під час монтажних та зварювальних робіт.

Робота в колах пристроїв релейного захисту, електроавтоматики і телемеханіки (РЗАіТ) проводиться за виконавчими схемами.

Під час робіт в пристроях РЗАіТ слід користуватися слюсарно-монтажним інструментом з ізолювальними рукоятками.

Під час перевірки кіл вимірювання, сигналізації, керування і захисту за необхідності в приміщенні електроустановок напругою понад 1000 В дозволяється залишатися одному члену бригади за умовами роботи (наприклад, регулювання вимикачів, перевірка ізоляції); працівник, який перебуває окремо від керівника робіт, повинен мати групу Ш.

Під час робіт в колах трансформаторів напруги з подачею напруги від стороннього джерела знімаються запобіжники з боку вищої і нижчої напруги, а також відключаються автомати від вторинних обмоток.

За необхідності проведення будь-яких робіт в колах чи на апаратурі РЗАіТ за умови ввімкненого основного обладнання слід вжити додаткових заходів щодо запобігання його випадковому відключенню.

Забороняється на панелях або поблизу місця розміщення релейної апаратури провадити роботи, які викликають сильний струс релейної апаратури, що може спричинити до помилкових дій реле.

Перемикання, вмикання і вимикання вимикачів, роз'єднувачів та іншої комутаційної апаратури, пускання і зупинення агрегатів, регулювання режиму їх роботи, необхідні під час налагодження або перевірки пристроїв РЗАіТ, провадять тільки оперативні працівники.

Електропривод насосів, вентиляторів, іншого обладнання повинний бути виконаний відповідно до Правил устрою електричних установок.

В установках напругою до 1 кВ огороження роблять суцільними. Безпечні відстані між огороженнями і не ізолюваними струмоведучими частинами регламентується ПУЕ і в установках до 1 кВ із суцільними огороженнями - 5см. Висота розміщення не огорожених струмоведучих частин залежить від значення напруги і рівня підготовки людей, що працюють з електроустаткуванням. Струмоведучі частини напругою до 1 кВ у місцях, де працюють люди, висота розміщення повинна бути не менше 3,5 м. Постійний контроль за ізоляцією, тому що протягом часу відбувається старіння ізоляції, що може привести до пробію і створити небезпеку при дотику людини до ізолюваних проводів. Використовують наступні кольори для маркування ізоляції: чорна - для силових ланцюгів; червона - для ланцюгів керування.

Обов'язкова установка захисного заземлення та захисного відключення. При роботі з електроустаткуванням використовуються основні і додаткові електрозахисні засоби. До основних відносяться: ізолюючі штанги; ізолюючі і струмовимірювальні кліщі; слюсарно-монтажні інструменти з ізолюючим руків'ям. До додаткових відносяться: діелектричні рукавички; переносне заземлення; огорожуючі пристосування; плакати та знаки безпеки.

На ключах керування і приводах роз'єднувачів віддільників і вимикачах навантаження, а також на підставках запобіжників, за допомогою яких може бути подана напруга до місця робіт, вивішують плакат: "Не включати - працюють люди". На вентилях, що закривають доступ повітря в пневматичні приводи таких апаратів, вивішується плакат: "Не відкривати - працюють люди".

Передбачена проектом апаратура повинна експлуатуватися у відповідності з паспортними значеннями номінального струму та напруги. В процесі експлуатації слід постійно контролювати стан контактних сполучень та ізоляції апаратури, відсутність слідів дуги та оплавлення ошиновування, опір ізоляції силових та освітлювальних мереж, правильність підключення. На всіх підготовлених місцях роботи після накладається заземлення вивішується плакат "Працювати тут".

5.2 Розрахунок грозозахисту ВРУ-750 кВ

Для ВРУ-750 кВ приймаємо однорядну установку вимикачів. План розташування блискавковідводів на рисунку 5.2.

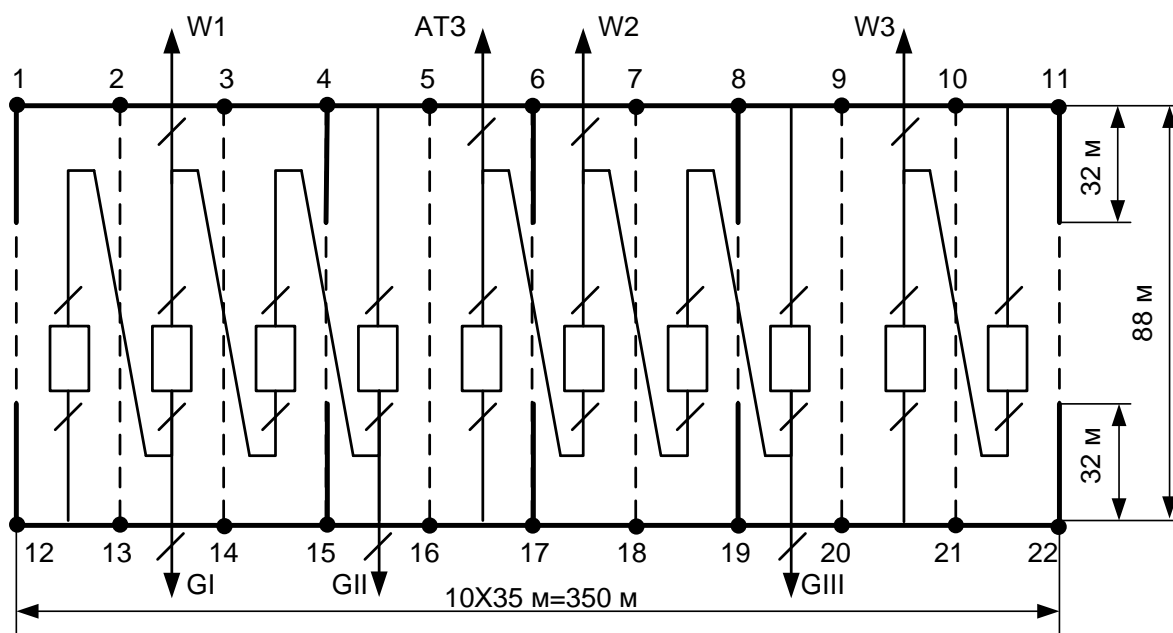


Рисунок 5.2 – Схема розташування блискавковідводів на ВРУ-750 кВ

Вихідні дані для розрахунку [4]:

а) висота блискавковідводу: $h = 60$ (м);

б) розрахункова висота, для якої визначаються зони захисту: $h_x = 35$ (м).

$$2/3h = 2/3 \cdot 60 = 40(\text{м}) > h_x = 35(\text{м}).$$

Радіус та ширина зони захисту:

$$\left. \begin{aligned} r_x &= 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x); \\ v_x &= 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x). \end{aligned} \right\} \quad (5.1)$$

де

$$h_0 = 4h - \sqrt{9h^2 + 0,25L^2}, \quad (5.1)$$

де L – відстань між сусідніми блискавковідводами, м.

Таблиця 5.1 – Дані для побудови захисту блискавковідводів ВРУ-750 кВ

Пари блискавковідводів	L , м	h_0 , м	v_x , м	r_x , м
1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 5-6, 6-7, 7-8, 8-9, 9-10, 10-11, 12-13, 13-14, 14-15, 15-16, 16-17, 17-18, 18-19, 19-20, 20-21	35	59,2	46,4	24,4
1-12, 2-13, 3-14, 4-15, 5-16, 6-17, 7- 148, 8-19, 9-20, 10-21, 11-22	88	54,7	32,9	24,4
1-13, 2-12, 2-14, 3-13, 3-15, 4-14, 4- 16, 5-15, 5-17, 6-16, 6-18, 7-17, 7- 19, 8-18, 8-20, 9-19, 9-21, 10-20, 11- 21	94,7	54,0	30,8	24,4

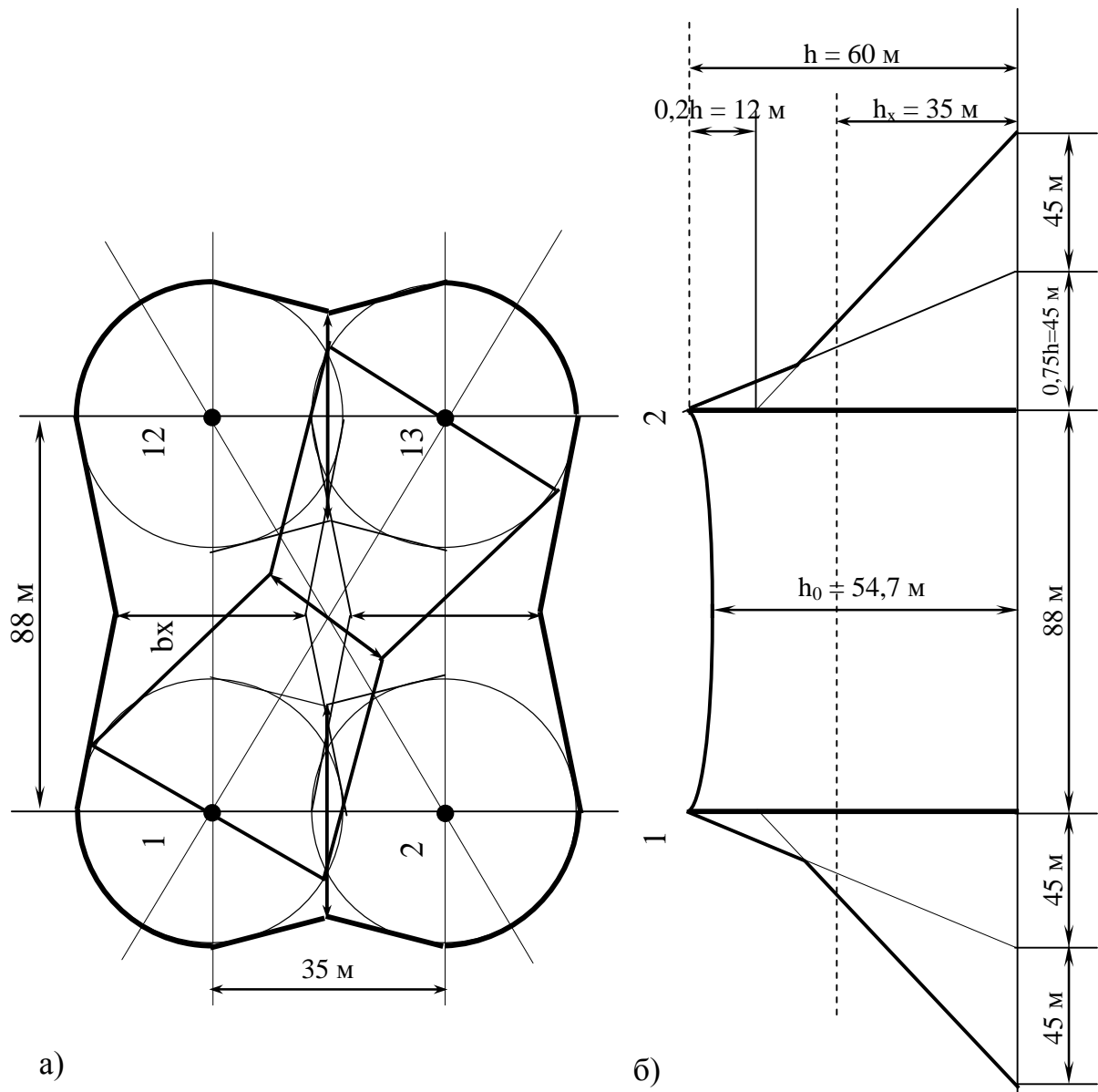


Рисунок 5.3 – Вид на зону блискавковідводів зверху (а) та збоку (б)

5.3 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-750 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S = (352 \times 120) = 42360 \text{ м}^2$;

- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$$\rho_1 = 600 \text{ Ом}\cdot\text{м}; \quad \rho_2 = 300 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

- глибина закладення заземлення: $t = 0,6 \text{ м}$;

- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м}$;

- число вертикальних заземлювачів: $n_B = 60$ шт;
- довжина вертикальних заземлювачів: $l_B = 4$ м.

Заземлювальний пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних поліс 40×4 мм та вертикальних заземлювачів-стержнів діаметром 20 мм.

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = p / n_B = 2 \cdot (120 + 352) / 60 = 15,73 \text{ м.}$$

Визначимо величини:

$$\rho_1 / \rho_2 = 600 / 300 = 2;$$

$$a / l_B = 15,73 / 4 = 3,93;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{42360} = 205,8 \text{ (м)};$$

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

$$R_{ш} = A \cdot \frac{\rho_{екв}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{екв}}{L_r + L_B}, \quad (5.3)$$

де A – функція відношення $\frac{l_B + t}{\sqrt{S}}$;

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

L_r, L_B – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів;

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1, \quad (5.4)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0,1 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5; \quad (5.5)$$

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{4 + 0,6}{205,8} = 0,022 < 0,1;$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,022 = 0,405;$$

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

$$L_{\Gamma}+L_B, = (352 \cdot 11 + 120 \cdot 21) + 4 \cdot 60 = 6632 \text{ м.}$$

З таблиці 7.6 [4] визначаємо, що $\rho_{\text{екв}}/\rho_2 = 1,188$.

$$\rho_{\text{екв}} = 1,188 \cdot 300 = 354,4 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Опір штучного заземлювача:

$$R_{\text{ш}} = 0,426 \cdot 354,4 / 205,8 + 354,4 / 6632 = 0,783 \text{ (Ом)} > 0,5 \text{ (Ом)}.$$

На території ВРУ є природні заземлювачі. Приєднуємо ЗП до штучного заземлювача системи «трос-опори» $R_{\text{п}} = 1,2 \text{ Ом}$.

Опір заземлювача:

$$R'_3 = \frac{R_{\text{ш}} \cdot R_{\text{п}}}{R_{\text{ш}} + R_{\text{п}}};$$

$$R'_3 = \frac{0,783 \cdot 1,2}{0,783 + 1,2} = 0,474 \text{ (Ом)} < 0,5 \text{ (Ом)}.$$

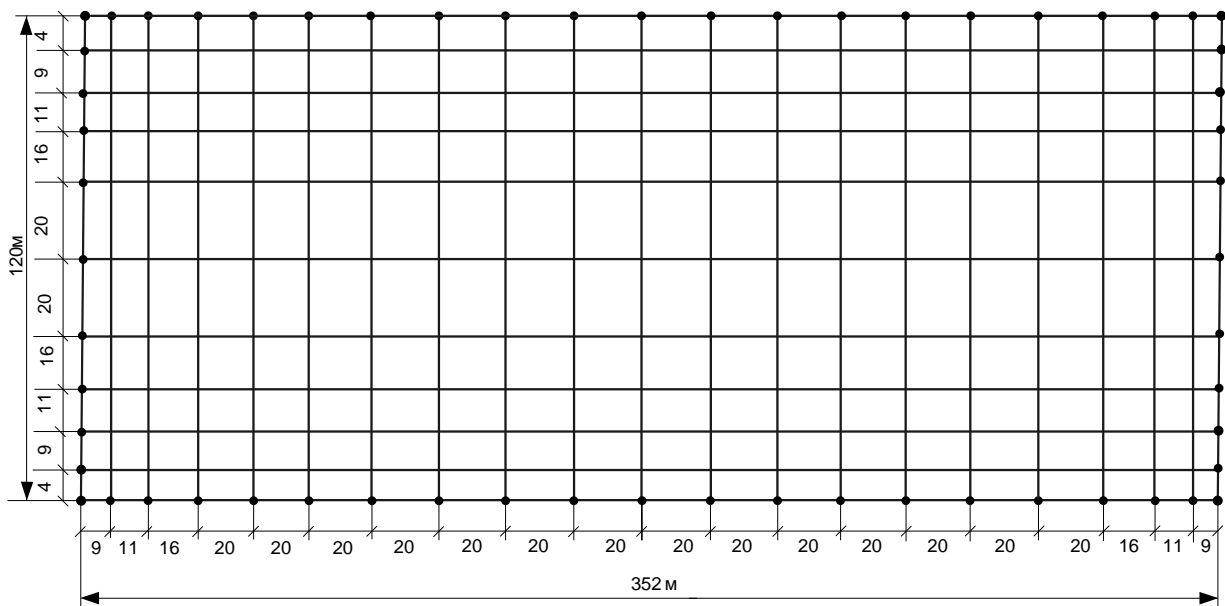


Рисунок 5.6 – План заземлювального пристрою ВРУ-750 кВ

ВИСНОВКИ

В магістерській кваліфікаційній роботі спроектовано електричну частину АЕС потужністю 3880 МВт з енергетичними реакторами 2хВВЕР-440 та 3хВВЕР-1000.

В кваліфікаційній роботі було розраховано графіки добових та річних навантажень станції, видача потужності здійснюється на двох класах напруг, з ВРП-750 – в систему, з ВРП-500 – в місцевий район. Перетоки потужності між РП здійснюються через автотрансформатор зв'язку.

Для вибору схеми РП-750 кВ було розглянуто два варіанти. На основі розрахунку надійності і зведених витрат на будівництво і експлуатацію варіантів РП оптимальним було визнано варіант схеми 4/3.

У відповідності до результатів проведеного розрахунку рівнів струмів КЗ та їх складових було проведено вибірку основного обладнання, комутаційної апаратури, струмоведучих частин, вимірювальних трансформаторів струму і напруги.

В системі живлення ВП ЕС в якості основних джерел обрані трансформатори власних потреб, які підключаються в ділянку між генератором і блочним трансформатором БТ. Для резервування ВП ЕС передбачено підключення до НН автотрансформатора зв'язку АТЗ.

Для найбільш відповідальних механізмів передбачене використання установок постійного струму.

В економічній частині магістерської кваліфікаційної роботи проведено розрахунки основних техніко-економічних показників електричної станції.

В розділі охорони праці було проведено аналіз шкідливих виробничих факторів АЕС і розроблено засоби покращення умов праці.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Стогній Б.С. Основні параметри енергозабезпечення національної економіки на період до 2020 року. / Б.С. Стогній, О.В. Кириленко, А.В. Праховник, С.П. Денисюк, В.О. Негодуйко, П.Л. Пертко, І.В. Блінов – К.: Вид. Ін-ту електродинаміки НАН України, 2011 – 275 с.
2. Никиторович О. В. Мала гідроенергетика в Україні. Перспективи і проблеми розвитку. Енергоефективність, екологія та безпека // Гідроенергетика України. – 2003. – №1. – С. 40-41.
3. Стогній Б.С. Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їхнє технологічне забезпечення / Б. С. Стогній, О. В. Кириленко, С. П. Денисюк // Технічна електродинаміка, 2010, № 6. – С. 44-50.
4. Лежнюк П. Д. Проектування електричної частини електричних станцій. Навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.
5. Перехідні процеси в системах електропостачання: підруч. Для ВНЗ / Г. Г. Півняк, І. В. Жежеленко, Ю. А. Папаїка, Л. І. Несен, за ред.. Г. Г. Півняка. МОН України, Нац. гірн. гн-т. 5-те вид. Дніпро: НГУ, 2016. 600 с.
7. Свиридов М. П. Перехідні процеси. Розрахунок статичної і динамічної стійкості електричної мережі : навч. посібник / М. П. Свиридов, В. В. Тептя. Вінниця : ВНТУ, 2017. 99 с.
8. Лагутін В. М. Власні потреби електричних станцій. Навчальний посібник / В. М. Лагутін, В. В. Тептя, С. Я. Вишневський. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 102 с.
9. Бржезицький В. О., Зелінський В.Ц., Лежнюк П.Д., Рубаненко О.Є. Електричні апарати: підручник. Херсон: ОЛДІ-ПЛЮС, 2016. 602с. ISBN 978-966-289-101-0.
10. Лесько В. О., Кравчук С.В., Сікорська О.В. Електричні апарати: Навчальний посібник. Вінниця : ВНТУ, 2017. 145 с.
11. Лесько В.О., Волинець В.І., Нетребський В.В. Електричні апарати. практикум. Луцьк: ЛТНУ. 2015. 114 с.

12. Кириленко О.В., Сегеда М.С., Буткевич О.Ф., Мазур Т.А. Математичне моделювання в електроенергетиці: Підручник / Львів: 2-е видання. Вид-во нац. ун-ту «Львівська політехніка», 2013. 608 с.
13. Лежнюк П.Д. Взаємовплив електричних мереж і систем в процесі оптимального керування їх режимами: Монографія / П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, О.Б. Бурикін. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2008.– 123с.
14. Кобилянський О.В. Методичні вказівки щодо опрацювання розділу «Охорона праці в дипломних проектах і роботах студентів електротехнічних спеціальностей» / О.В. Кобилянський, О.М. Терещенко. – Вінниця: ВНТУ, 2003. – 46 с.
15. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень: ДСН 3.3.6.042-99. – Офіц. вид. – К. : ГРІФРЕ: МОЗ України, 1999. – 21 с. – (Постанова, Норми, МОЗ України).
16. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила.: ГКД 34.20.507. – Офіц. вид. – К. : ГРІФРЕ: М-во палива та енергетики України, 2003. – VI, 48 с. – (Галузевий керівний документ Міністерства палива та енергетики України).
17. Попов О.Я. Визначення основних техніко-економічних показників роботи електричної станції / О.Я. Попов, Л.О. Попова. – Вінниця: ВДТУ, 2001. – 186 с.
18. Методичні вказівки до виконання магістерських кваліфікаційних робіт для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» (освітня програма – «Електричні станції») [Електронний ресурс] / уклад.: В. О. Комар, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2023, (PDF, 96 с.)

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Електрична частина атомної електростанції потужністю 3880 МВт з дослідженням способів сушки активної частини трансформаторів

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота

(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки

(кафедра, факультет)

1 Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність _____ Схожість _____

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

1. Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.

2. Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її виконання автором. Роботу направити на розгляд експертної комісії кафедри.

3. Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

Особа, відповідальна за перевірку _____

(підпис)

Вишневський С. Я.

(прізвище, ініціали)

Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unicheck щодо роботи.

Автор роботи _____

(підпис)

Гук Д. А.

(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____

(підпис)

Ратушняк О.Г.

(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б

Технічне завдання МКР

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

_____ (підпис)

" _____ " _____ 2023 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

Електрична частина атомної електростанції потужністю 3880 МВт з

дослідженням способів сушки активної частини трансформаторів

08-21.МКР.004.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.

_____ Ратушняк О.Г.

Магістр групи ЕС-22м

_____ Гук Д. А.

Вінниця 2023 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень полягає в впровадженні новітніх енергетичних технологій для забезпечення сталого розвитку. АЕС відкривають перспективи для ефективного та безпечного виробництва атомної енергії, що сприяє зменшенню викидів парникових газів та забезпеченню надійного енергетичного постачання. Магістерська кваліфікаційна робота спрямована на дослідження та аналіз технічних, економічних та екологічних аспектів впровадження таких реакторів, сприяючи подальшому розвитку сучасної ядерної енергетики.

б) наказ ректора ВНТУ № 247 від 18 вересня 2023 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – підвищення ефективності функціонування ОЕС України за рахунок проектування та спорудження електричної частини атомної електростанції;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

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

2. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.

3. Сучасний стан, проблеми та перспективи розвитку гідроенергетики України. Аналітична доповідь / О. М. Суходоля та ін. Київ, 2014. 112 с. [Електронний ресурс].

4. Технічні вимоги до виконання МКР

2 Передбачається спорудження атомної електричної станції у західному регіоні України.

– технічне завдання: проектування атомної електростанції потужністю 3880 МВт;

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

– конструктивне виконання: компоновку та головну схему електростанції виконують згідно прийнятої системи використання енергії водотоку (оригінальне рішення).

– 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	21.09.23	23.09.23	формування технічного завдання
2	Обґрунтування проектування АЕС	24.09.23	29.09.23	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Електротехнічна частина	30.09.23	10.10.23	розділ 2 ПЗ
4	Способи сушки активної частини трансформаторів	11.10.23	28.10.23	розділ 3 ПЗ
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	29.10.23	05.11.23	розділ 4 ПЗ
6	Економічна частина	06.11.23	12.11.23	розділ 5 ПЗ
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11.23	21.11.23	ПЗ
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	22.11.23	27.11.23	пояснювальна записка
9	Перевірка МКР на плагіат Попередній захист МКР	28.11.23	01.12.23	Результат перевірки на плагіат, відгук керівника
10	Рецензування МКР	01.12.23	04.12.23	Відгук опонента
	Захист МКР	Перша декада червня		Доповідь та відповіді на запитання

7. Очікувані результати

В результаті виконання магістерської кваліфікаційної роботи очікується проект електричної частини АЕС потужністю 3880 МВт, а також одержання результатів

аналізу перспектив розвитку малих модульних реакторів, які можуть використовуватись на станціях з метою підвищення ефективності функціонування об'єднаної енергосистеми України.

8. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР (паперовий екземпляр), ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук опонента, анотації до МКР українською та іноземною мовами, протокол перевірки МКР на наявність текстових запозичень.

9. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником та завідувачем кафедри ЕСС згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні екзаменаційної комісії, затвердженої наказом ректора.

10. Вимоги до оформлення МКР

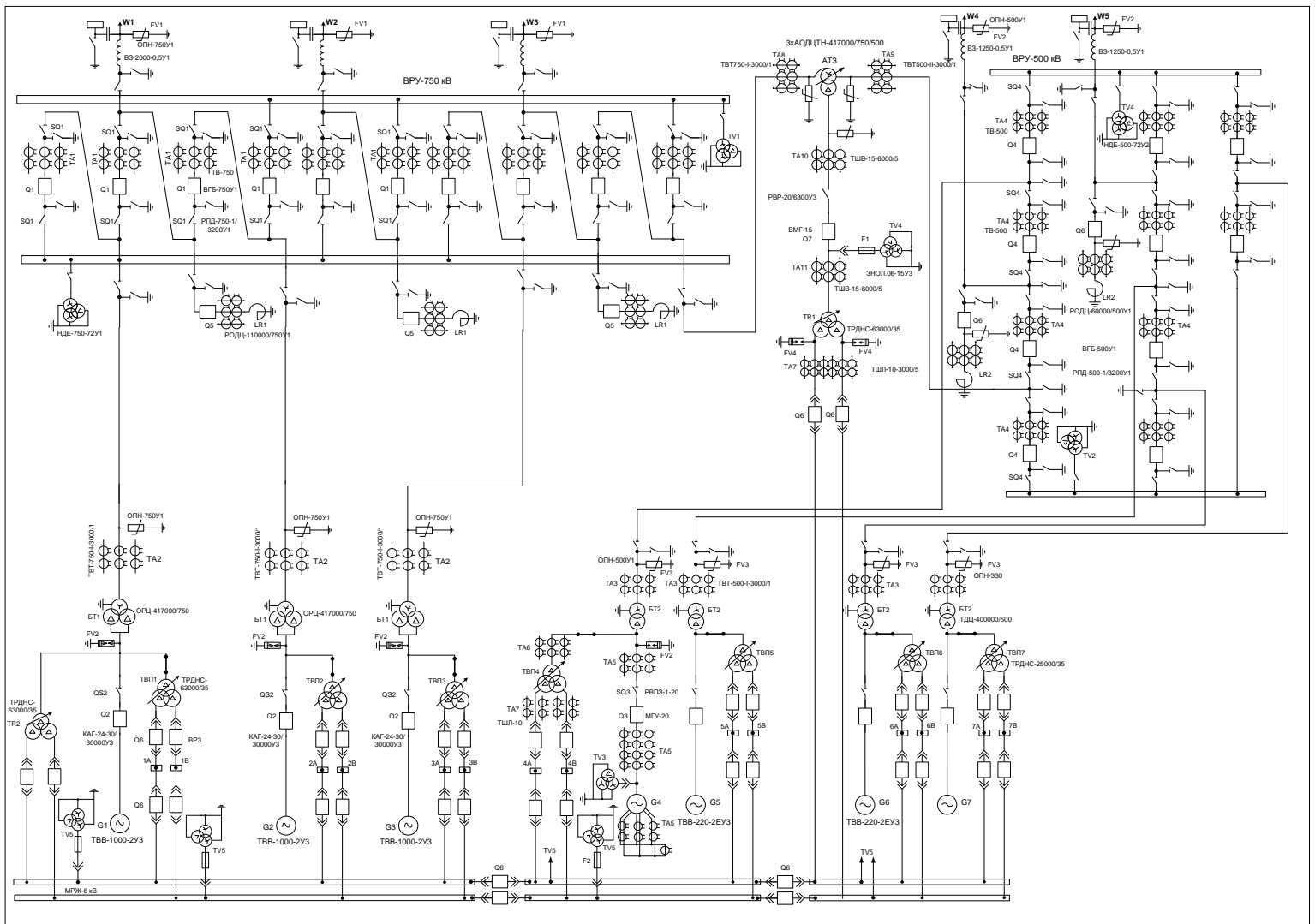
Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021 р.

11. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом

Відсутні.

ДОДАТОК В

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА



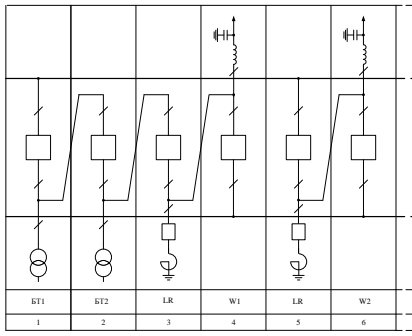
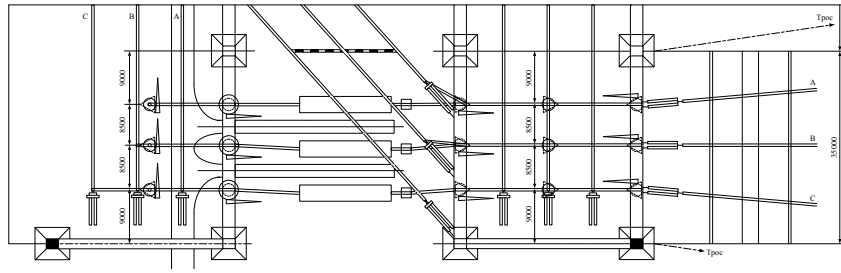
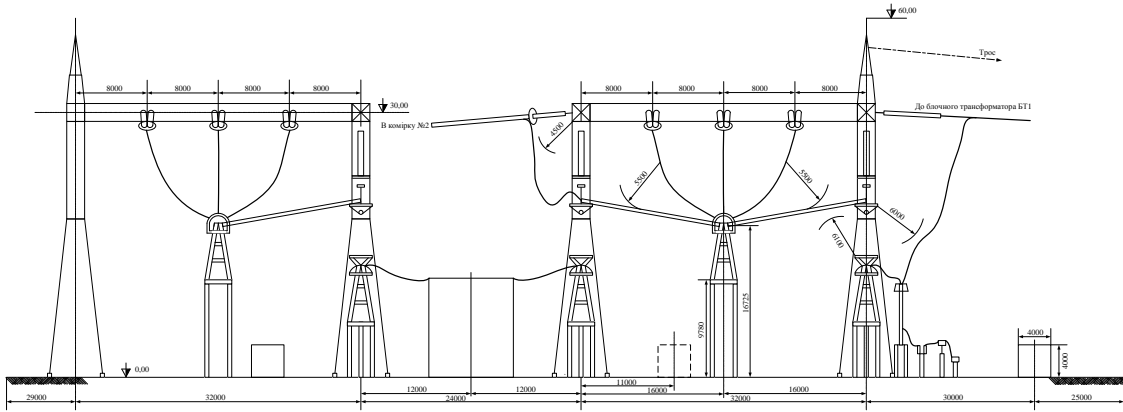


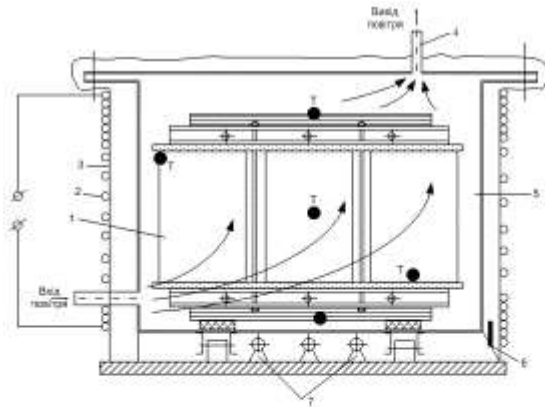
Схема заповнення ВРУ 750 кВ



План комірки №1

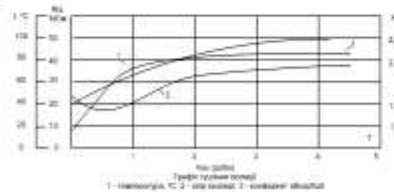


Розріз комірки №1



Індукційна сушка трансформатора у власному баці

- 1-активна частина;
- 2-намагнітуюча обмотка з ізоляваного провона;
- 3-асбест для утеплення бака;
- 4-витяжна труба;
- 5-бак;
- 6-землення баку;
- 7-додаткові електронечі



Таблиця сушіння ізоляції

1 - температура, °C; 2 - опір ізоляції; 3 - коефіцієнт абсорбції



Характеристики залежності струму від витягання дисбалансної напруги виснаженого струму

1-12 - залюкляні; 13 - незалюкляні

U номінальна = 400В/мм; k_н = 3,27

Час (доби)

Графік сушіння ізоляції

1 - температура, °C; 2 - опір ізоляції; 3 - коефіцієнт абсорбції

⊕

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	3880
Річний виробіток електроенергії	МВт·год	26358287,82
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	%	6
Коефіцієнт обслуговування	МВт / <u>чол.</u>	1,579
Кошторисна вартість промислового будівництва	млн. <u>у.о.</u>	2939,1
Питомі капітальні вкладення	<u>у.о.</u> / кВт	757,5
Собівартість відпущеної електроенергії	<u>у.о.*10⁻².</u> / кВт·год	15,113

Висновки: В магістерській кваліфікаційній роботі спроектовано електричну частину АЕС потужністю 3880 МВт з енергетичними реакторами 2хВВЕР-440 та 3хВВЕР-1000.

В дипломному проекті було розраховано графіки добових та річних навантажень станції, видача потужності здійснюється на двох класах напруг, з ВРП-750 – в систему, з ВРП-500 – в місцевий район. Перетоки потужності між РП здійснюються через автотрансформатор зв'язку.

Для вибору схеми РП-750 кВ було розглянуто два варіанти. На основі розрахунку надійності і зведених витрат на будівництво і експлуатацію варіантів РП оптимальним було визнано варіант схеми 4/3.

У відповідності до результатів проведеного розрахунку рівнів струмів КЗ та їх складових було проведено вибірку основного обладнання, комутаційної апаратури, струмоведучих частин, вимірювальних трансформаторів струму і напруги.

В розділі охорони праці було проведено аналіз шкідливих виробничих факторів АЕС і розроблено засоби покращення умов праці.

В економічній частині дипломного проекту проведено розрахунки основних техніко-економічних показників електричної станції.