


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

**МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

на тему:

«Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю  
1500 МВт з аналізом особливостей обладнання блискавкозахисту»

Виконав: студент 2-го курсу, групи ІЕС-22м  
спеціальності 141 – Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка  
освітня програма «Електричні станції»  
(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)


  
Пташник А.Д.  
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

  
Нетребський В.В.  
(прізвище та ініціали)


« 12 » грудня 2023 р.

Опонент:

  
К.Т.Н., доцент кафедр ЕСЕМ Войтчи Ю-7  
(прізвище та ініціали)

« 13 » 12. 2023 р.

Допущено до захисту  
Завідувач кафедри ЕСС  
д.т.н., проф. Комар В. О.

  
(прізвище та ініціали)  
« 04 » грудня 2023 р.

Вінниця ВНТУ - 2023 рік

Вінницький національний технічний університет  
 Факультет електроенергетики та електромеханіки  
 Кафедра електричних станцій та систем  
 Рівень вищої освіти II-й (магістерський)  
 Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»  
 Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»  
 Освітньо-професійна програма – Електричні станції

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

16 грудня 2023 року

**ЗАВДАННЯ  
 НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Пташнику Артему Дмитровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Електрична частина конденсаційної електростанції  
потужністю 1500 МВт з аналізом особливостей обладнання блискавкозахисту  
керівник роботи к.т.н., доцент. каф. ЕСС Нетребський В. В.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 18.09.2023 року № 247




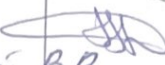
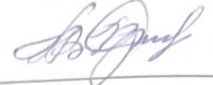

2. Строк подання студентом роботи 05 грудня 2023 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою  
роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення  
обчислювальних експериментів. Станція типу КЕС потужністю 1500 МВт.  
Відстань до енергосистеми 370 км; паливо – вугілля; максимальна потужність,  
що віддається в систему 1000 МВт; номінальна потужність системи 12400  
МВА; номінальний опір системи 0,31 в.о.; номінальна напруга системи 330  
кВ; максимальна потужність, що віддається в місцевий район 200 МВт;  
номінальна напруга району 110 кВ.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування  
проекування КЕС. 2. Електротехнічна частина. 3. Захист електрообладнання від  
ударів блискавки. 4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 5. Техніко-  
економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Графічна: 1. Головна схема електричних з'єднань. 2. План ВРУ-330кВ.  
3. Засоби блискавкозахисту. 4. Блискавкозахист ВРУ-330 кВ.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Нетребський В. В. к.т.н., доц. кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О. В. д.пед.н., проф., зав. каф. БЖДПБ	 Нетребський В.В.	
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання \_\_\_\_\_ 18 вересня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	19.09.23	26.09.23	формування технічного завдання
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування КЕС	27.09.23	2.10.23	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1
3	Електротехнічна частина	3.10.23	2.11.23	розділ 2
4	Блискавкозахист	3.11.23	10.11.23	розділ 3
5	Економічна частина	11.11.23	16.11.23	розділ 4
6	Охорона праці та безпека в НС	17.11.23	24.11.23	розділ 5
7	Оформлення пояснювальної записки	25.11.23	2.12.23	пояснювальна записка
8	Виконання графічної частини та оформлення презентації	3.12.23	5.12.23	плакати, презентація

Студент \_\_\_\_\_

(підпис)

Пташник А.

Керівник роботи \_\_\_\_\_

(підпис)

Нетребський В.

## АНОТАЦІЯ

Пташник Артем Дмитрович «Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 1500 МВт з аналізом особливостей обладнання блискавкозахисту». Магістерська робота. – Вінниця: ВНТУ. 2023 – 99 с./ На укр. мові. рис.12, табл.35, бібліогр.21.

В роботі проведено проектування конденсаційної електростанції потужністю 1500 МВт. Проведено дослідження системи блискавкозахисту. Проведений аналіз небезпечних і шкідливих чинників, що впливають на персонал, обслуговуючий обладнання електростанції.

## ANNOTATION

Ptashnyk Artem « The electrical part of the condensing power plant with a capacity of 1500 MW with an analysis of the features of the lightning protection equipment ». Master thesis./ Vinnytsia: VNTU, 2023- 99 p. fig. 12, table 35, bibl. 21

The design of a condensing power plant with a capacity of 1500 MW was carried out in the work. A study of the lightning protection system was conducted. The analysis of dangerous and harmful factors affecting the personnel servicing the power plant equipment was carried out.



## ЗМІСТ

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ.....	8
ВСТУП.....	9
РОЗДІЛ 1 .....	12
ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУВАННЯ ТЕЦ.....	12
РОЗДІЛ 2 .....	15
ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА .....	15
2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень.....	15
2.2 Вибір силового обладнання.....	20
2.3 Вибір структурної схеми станції .....	21
2.4 Вибір схем ВРУ 330 та 110 кВ .....	26
2.5 Вибір схеми власних потреб .....	32
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання .....	33
2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму .....	46
2.8 Вибір комутаційної апаратури .....	49
2.9 Вибір струмоведучих частин .....	50
2.10 Вибір кабелів в РУ ВП.....	56
2.11 Вибір вимірювальних трансформаторів .....	57
2.12 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів.....	60
2.13 Вибір засобів обмеження перенапруги та високочастотних загороджувачів.....	61
2.14 Вибір акумуляторної батареї.....	61
РОЗДІЛ 3 .....	65
ЗАСТОСУВАННЯ СУЧАСНИХ ЗАСОБІВ ДЛЯ БЛИСКАВКОЗАХИСТУ .....	65
3.1 Сучасний грозозахист довго-іскровими розрядниками (РДІ) .....	65
3.2 Ізолятори-розрядники з мультикамерною системою (ІРМК).....	72
РОЗДІЛ 4 .....	76
ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	76
4.1 Визначення кошторисної вартості проекрованої КЕС .....	76

4.2 Розрахунок собівартості електроенергії на станції.....	77
4.2.1 Амортизація основних фондів .....	77
4.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати .....	79
5.2.3 Розрахунок вартості палива .....	81
4.2.5 Визначення собівартості відпущеної електроенергії .....	83
4.3 Аналіз отриманих результатів .....	84
РОЗДІЛ 5 .....	85
ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ .....	85
5.1 Задачі розділу.....	85
5.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем, та обслуговуванням електрообладнання на ВРУ .....	86
5.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт з трансформатором в діючих електроустановках.....	87
5.4 Технічне рішення з гігієни праці і виробничої санітарії.....	89
5.4.1 Мікроклімат .....	89
5.4.2 Склад повітря робочої зони.....	89
5.4.3 Виробниче освітлення. Природне освітлення.....	90
5.4.4 Штучне освітлення .....	90
5.4.5 Виробничий шум .....	91
5.4.6 Виробнича вібрація .....	91
5.5 Розрахунок захисного заземлення .....	92
5.6 Пожежна безпека.....	95
ВИСНОВКИ.....	96
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....	98
Додаток А .....	101
ПРОТОКОЛ.....	101
Додаток Б 1.....	106

## ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ

- АБ – акумуляторна батарея;  
АТ – автотрансформатор;  
БТ – блочний трансформатор;  
ВДЕ – відновлюване джерело енергії;  
ВРУ – відкрита розподільна установка;  
ВП – власні потреби;  
ГРУ - генераторна розподільна установка;  
ЕЕС – електроенергетична система;  
ЕРС – електрорушійна сила;  
ЕС – електрична станція;  
ЗП – заземлювальний пристрій;  
КЗ – коротке замикання;  
КЕС – конденсаційна електрична станція;  
ЛЕП – лінія електропередачі;  
ММЕМ – магістральні і міждержавні електричні мережі;  
ОЕС – об'єднана електроенергетична система;  
ПС – підстанція;  
ПТЕ – правила технічної експлуатації;  
ПУЕ – правила улаштування електроустановок;  
РУ – розподільна установка  
ТВП – трансформатор власних потреб;  
ТЕО – техніко-економічне обґрунтування;  
ТЕС – теплова електрична станція;  
ТЕЦ – теплоелектроцентрально;  
ТН – трансформатор напруги;  
ТС – трансформатор струму.



## ВСТУП

**Актуальність теми.** В Україні розташовані такі потужні теплоелектростанції, як Вуглегірська, Запорізька, Криворізька, Ладижинська (Вінницька область), Придніпровська (Дніпропетровська область), Трипільська (Київська область), Готвальдська (Харківська обл.).

Теплоелектростанції спалюючи паливо, нагрівають воду, та перетворюють її в пару, що передається під тиском на газові турбіни. В якості паливо використовується різнотипне вугілля, торф, топковий мазут, природній газ. Теплові електростанції ТЕС розділяють на: конденсаційні та теплоелектроцентралі (ТЕЦ). У перших спрацьована водяна пара конденсується і потім воду подають у котлоагрегат. Саме ось такі станції виробляють тільки електричну енергію, для забезпечення великого регіону. Вони визначаються, як КЕС. ТЕЦ виробляють одночасно електроенергію та теплоенергію, що спрямовують по трубах для обігріву побутових споживачів. КЕС, у більшості, мають більшу потужність і розміщуються ближче до видобутку палива та поблизу річок, які дають воду для охолодження. Так економніше, відносно доставки палива.

Проблеми теплоелектростанцій наразі в тому, що вони є значними забруднювачами навколишньої атмосфери. У разі спалюванні вугілля низького гатунку, де є домішки сірки; утворюється сірчистий газ. Він при сполученні із водяною парою у повітрі, утворює кислотні дощі. Таке вугілля наразі ще і не повністю вигорас. Така ситуація стає при використанні старих технологій спалювання палива. Отже надважливим для ТЕС є їх модернізація, та належне виконання очищення викидів у атмосферу. Окрім цього, для виключення значних наслідків та великих економічних втрат вже зараз необхідно забезпечити резерв аварійних потужностей щонайменше 1000 МВт. Отже, проектування та будівництво нових електростанцій із впровадженням новітніх технологій є вельми актуальним.

В роботі буде проведено розрахунок електричної частини конденсаційної електричної станції. Згідно завдання буде спроектовано структурну схему КЕС, обрано основне, комутаційне обладнання та струмоведучі частини і вимірювальні

прилади.

Влучання блискавки у лінію електропередачі ЛЕП або ж поблизу них можуть призвести до виникнення імпульсної перенапруги, яка небезпечна щодо ізоляції самих ліній, відтак і для електричного обладнання силових підстанцій. Вагомий матеріальний збиток також пов'язаний і з непрямим впливом грозових розрядів. Він пов'язаний із порушеннями технологічних процесів у випадку виходу з ладу системи технологічного управління та комбінованих пристроїв управління та вимірювання.

В якості першопричини виходу з ладу ізоляції об'єктів енергетики наразі є ураження блискавкою різних об'єктів електроенергетики.

З метою захисту від прямих ударів блискавки та перенапруги використовують наступні елементи: блискавковідводи, обмежувачі перенапруги, розрядники різних типів та системи заземлення. Також блискавковідводами обладнують інші важливі об'єкти, це житлові та виробничі будівлі, тощо. Метою таких заходів є запобігання безпосередніх ударів блискавки в захищені об'єкти та забезпечення перетоків струмів блискавки по визначеному безпечному шляху.

Разом з тим, надійність захисту електростанцій та електростанцій від грозових перенапруг має бути набагато вища за надійність блискавкозахисту ЛЕП. Це обумовлюється значно більшими збитками від грозових перенапруг на електростанціях, ніж на ЛЕП. Внутрішня ізоляція силових трансформаторів та іншого обладнання електростанції має менші рівні ізоляції, якщо порівняти із ізоляцією ЛЕП.

Захист обладнання електростанцій від прямих ударів блискавки наразі забезпечується стрижневими блискавковідводами. Окрім цього, потрібен захист від хвиль перенапруги, які виникають на лініях та насуваються до електростанції, при влученні блискавки в троси або опори ЛЕП. Для надійного захисту ЛЕП та обладнання електростанцій від перенапруг використовують троси та заземлення опор на лініях, різні типи розрядників та обмежувачі перенапруги ОПН.

**Тому, аналіз системи блискавкозахисту, її оптимізація та проектування є актуальною науково-прикладною задачею.**

**Мета і задачі дослідження.** Метою магістерської роботи є проектування КЕС потужністю 1500 МВт та аналіз сучасних систем блискавкозахисту.

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

- техніко-економічне обґрунтування проекту КЕС, що включає аналіз вартості, ефективності та потенційних ризиків;
- розробка головної схеми електричних з'єднань КЕС, включаючи вивчення оптимальних варіантів розміщення обладнання та мінімізацію втрат енергії;
- вибір комутаційної апаратури, струмоведучих частин, вимірювальних трансформаторів струму та напруги, а також акумуляторної батареї, з огляду на надійність та довговічність;
- аналіз особливостей різних систем блискавкозахисту та ефективності їх використання;
- розрахунок ключових техніко-економічних показників КЕС для оцінки її продуктивності та економічної вигідності;
- розроблення комплексу організаційно-технічних рішень з охорони праці.

**Об'єктом дослідження** магістерської кваліфікаційної роботи є електрична частина конденсаційної станції.

**Предметом дослідження** є методи і засоби проектування електростанцій та режими роботи блискавкозахисту.

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

**Наукова новизна отриманих результатів** полягає у проектуванні електричної частини КЕС, та у підтвердженні перспектив використання сучасної системи грозозахисту в електроенергетичній системі України.

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

## РОЗДІЛ 1

### ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУВАННЯ ТЕЦ

Електроенергетика України – високовиробничий комплекс виробництва і перетворення електроенергії. У наш час енергетика України переживає період великих структурних перетворень, докорінної зміни умов та розвитку.

Вагомими проблемами енергетики України є те, що більш ніж 50 % потужності, що генерується є на теплоелектростанціях (ТЕС). Де наразі зношення обладнання складає 43%, а на деяких ТЕС до 95%, дефіцит органічного палива для генерації тепла і електроенергії, значне зменшення виділення коштів і ресурсів на реконструкцію ТЕС та основне – руйнація внаслідок військової агресії росії.

Стан в енергетиці України в даний час критичний. Через дефіцит потужності частота в системі падає, а це призводить до позапланового, автоматичного відключення споживачів і загрожує розвалом енергосистеми. Виходом з цього положення є реконструкція існуючих та будівництво нових електростанцій.

Встановлена потужність електричних станцій України складала 52,2 млн. кВт, з яких частка ТЕС – 33,6 млн. кВт або 64%.

Об'єм власного здобування пари і газу забезпечує потреби лише на 12 та 20%. Альтернативою для вироблення електроенергії в Україні може стати гідроенергетика, однак наразі обладнання ГЕС морально застаріло та потребує реконструкції.

Добовий та сезонний режим ТЕЦ визначаються згідно зі споживанням тепла. Така електростанція працює найбільш економічно, якщо її електропотужність відповідає відпуску тепла. Максимальне вироблення електроенергії на ТЕЦ можливе лише при спільній роботі з потужними КЕС та ГЕС, які приймають на себе частину навантаження в години зниження споживання тепла.

Теплові електростанції, що використовують органічні види палива, викидають в атмосферу окиси сірки і азоту, а також вуглекислий газ, який накопичується у верхніх шарах атмосфери. Тому питання зниження екологічного впливу на

навколишнє середовище має велике значення як в масштабах країни, так і усього світу.

Перевага у будівництві КЕС полягає у відносно низьких питомих капіталовкладеннях в них і порівняно коротких термінах будівництва порівняно з іншими типами електростанцій.

Відмінною особливістю будівництва КЕС є те, що вони розміщуються на землях, непридатних для сільськогосподарських робіт, і, як правило, на віддалі від населених пунктів.

Збільшення потужності КЕС досягається за рахунок встановлення на них великої кількості однотипних блоків, що призводить до відносно невеликого зниження питомих капітальних затрат. Економія вартості будівництва в даному випадку обумовлена головним чином зниженням питомих затрат на допоміжні споруди, під'їзні шляхи, водопостачання, адміністративно-побутові споруди.

КЕС забезпечують найбільш повне використання встановленого на них обладнання, а річне використання встановленої потужності цих ЕС досягає 6-7 тисяч годин.

Енергетика є виключно важливою, базовою галуззю економіки. Загальною енергетичною проблемою є необхідність у значному підвищенні ефективності використання енергоресурсів та збільшенні енергозбереження.

Згідно проекту енергетичної стратегії України значного розвитку повинні отримати паливні бази держави. Планується збільшення видобутку до 130 млн. тон у 2030 році, а нафти до 14,6 млн. тон, зокрема 9,2 млн. тон заплановано видобути за межами України. Загальний обсяг видобутку природного газу повинен зрости до 40,1 млрд. м<sup>3</sup> у 2030р., причому 11,6 млрд. м<sup>3</sup> планується видобути з іноземних родовищ. Розроблена нова структура електроенергетичної системи (ЕЕС) України. Її принциповою особливістю є те, що в ній до мінімуму зведено використання природного газу на ТЕС (тільки на розпалювання та на високо економічних ТЕЦ). Головне навантаження в ЕЕС несуть АЕС, а також вугільні ТЕС. При загальному виробництві електричної енергії у 2030р. (у базовому сценарію) обсягом 420,1 млрд. кВт. год. У тому числі АЕС вироблятимуть 219 млрд. кВт. годин. (52%), а ТЕС –

180,4 млрд. кВт. годин. (43%). Встановлена потужність АЕС зросте до 29,5 млн. кВт. (тобто, більше ніж у двічі) та ТЕС – до 47,3 млн. кВт (зростання на 40%). Загальна встановлена потужність електричних станцій України зросте від нинішніх 52,7 до 88,5 млн. кВт у 2030р.

Відповідно песимістичного сценарію, із врахуванням сьогоденної ситуації, встановлена потужність АЕС на рівні 2030р. складе 20,0 млн. кВт, а виробництво електроенергії на них – 150,8 млрд. кВт. годин. По завершенню періоду, що розглядається, ЕЕС України повинна перетворитися із системи з застарілим устаткуванням, що не в змозі задовольнити європейським вимогам щодо економічної ефективності, якості електроенергії, регульованості та економічності, у високотехнологічну систему, яка працює паралельно з енергосистемами Євросоюзу та забезпечує значні обсяги експорту електричної енергії (25 – 30 млрд. кВт. годин) з виконанням європейських норм щодо захисту довкілля.

Реалізація положень енергетичної стратегії з модернізації та розвитку національної енергетики повинна призвести до радіального підвищення рівня енергетичної безпеки України.

Таким чином, спорудження сучасної КЕС потужністю 1500 МВт покращує рівень енергетичної безпеки країни, що забезпечує її переведення зі стану морального та фізичного старіння до надсучасної за технологіями та показниками структури з високими економічними та екологічними показниками.

## РОЗДІЛ 2

## ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

## 2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень

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

При розрахунку графіків навантажень за відносну значення постійних і змінних втрат приймаємо [2]:

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

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

Фіксовані втрати для району та системи визначаються за формулами:

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

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 200 = 2 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{1c} = 0,02 \cdot 1000 = 20 \text{ МВт};$$

Змінні втрати в будь-який час доби:

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

$$\Delta P_{2pt} = 0,06 \cdot 140^2 / 200 = 5,88 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{2ct} = 0,14 \cdot 550^2 / 1000 = 42,35 \text{ МВт};$$

Потужність, яка віддається до шин РУ, різних напруг:

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



$$P_{p.вид.1} = 140 + 2 + 5,88 = 147,88 \text{ МВт};$$

$$P_{с.вид.1} = 550 + 20 + 42,35 = 612,35 \text{ МВт};$$

Сумарна потужність, що віддається з шин станції, МВт:

$$P_{вид.t} = P_{p.вид.t} + P_{с.вид.t}; \quad (2.4)$$

$$P_{вид.1} = 147,88 + 612,35 = 760,23 \text{ МВт};$$

Потужність, що витрачається на власні потреби електростанції:

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

$$P_{ВП.1} = \left( 0,4 + 0,6 \cdot \frac{760,23}{1500} \right) \cdot \frac{8 \cdot 1374}{100} = 77,39 \text{ МВт},$$

де  $P_{вст}$  – встановлена потужність станції, МВт;

$P'_{ВП}$  – максимальне навантаження власних потреб відносно загальної потужності електростанції, %;

$P_{вид.маx}$  – максимальна потужність, що віддається з шин станції, МВт.

Потужність, що виробляється електростанцією, МВт:

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

$$P_{вир.1} = 760,23 + 77,39 = 837,62 \text{ МВт}.$$

Згідно з вказаним алгоритмом розраховуємо графіки електричних навантажень для зимового та літнього періодів у різні часові інтервали. Результати вносимо у таблицю 2.1.

За даними розрахунку будуємо добові графіки навантаження для зими та літа ( $P_{p.вид.t}$ ,  $P_{с.вид.t}$ ,  $P_{вир.t}$ ) і річний графік за тривалістю ( $P_{вир.p}$ ) (рис.2.1).

Використовуючи річний графік тривалості, визначаємо техніко-економічні показники роботи електростанції (таблиця 2.2).

Таблиця 2.1 – Дані розрахунків графіків електричних навантажень

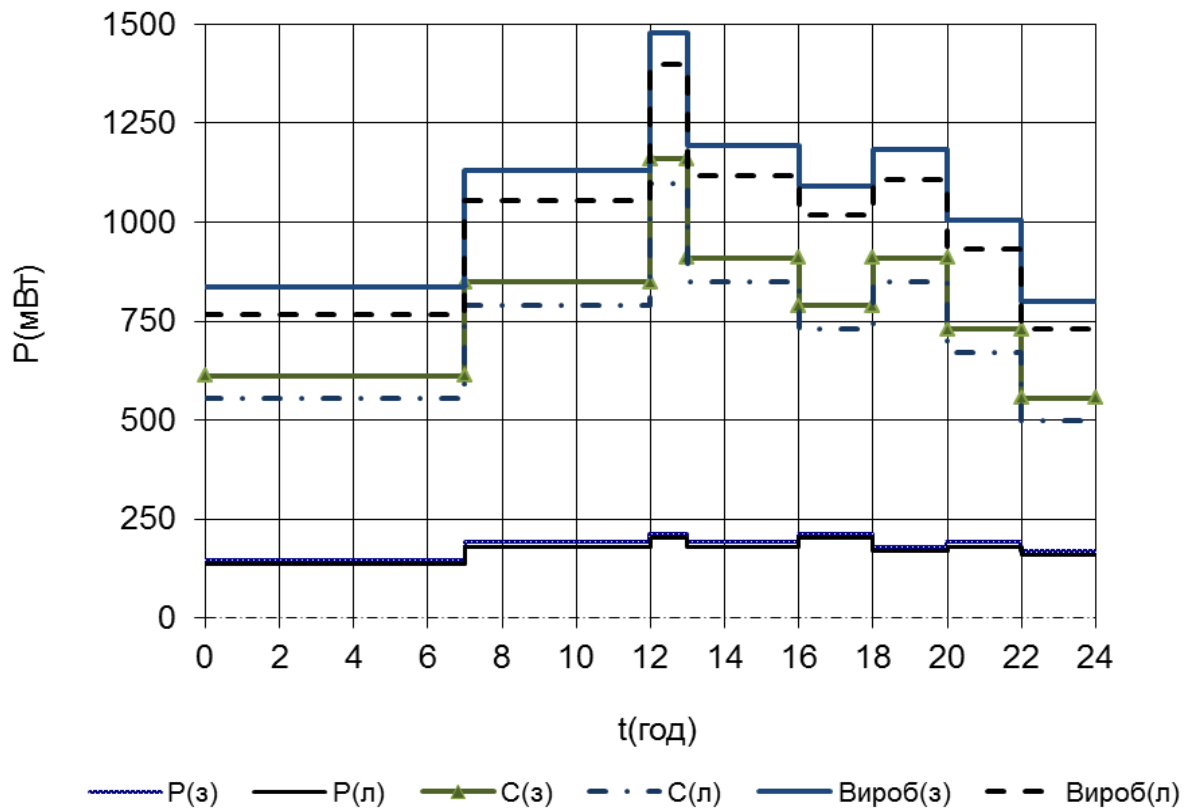
Дані для побудови графіків електричних навантажень	Час доби	0-7	7-11	11-14	14-16	16-18	18-19	19-22	22-24
Навантаження місцевого району, %	Зима	70	90	100	90	100	85	90	80
	Літо	65	85	95	85	95	80	85	75
Навантаження місцевого району, МВт	Зима	140	180	200	180	200	170	180	160
	Літо	130	170	190	170	190	160	170	150
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Зима	2	2	2	2	2	2	2	2
	Літо	2	2	2	2	2	2	2	2
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Зима	5,88	9,72	12,00	9,72	12,00	8,67	9,72	7,68
	Літо	5,07	8,67	10,83	8,67	10,83	7,68	8,67	6,75
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	Зима	147,88	191,72	214,00	191,72	214,00	180,67	191,72	169,68
	Літо	137,07	180,67	202,83	180,67	202,83	169,68	180,67	158,75
Потужність, що віддається в систему, %	Зима	55	75	100	80	70	80	65	50
	Літо	50	70	95	75	65	75	60	45
Потужність, що віддається в систему, МВт	Зима	550	750	1000	800	700	800	650	500
	Літо	500	700	950	750	650	750	600	450
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	Зима	20	20	20	20	20	20	20	20
	Літо	20	20	20	20	20	20	20	20
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	Зима	42,35	78,75	140,00	89,60	68,60	89,60	59,15	35,00
	Літо	35,00	68,60	126,35	78,75	59,15	78,75	50,40	28,35
Потужність, що віддається в шини (РУ)	Зима	612,35	848,75	1160,00	909,60	788,60	909,60	729,15	555,00
	Літо	555,00	788,60	1096,35	848,75	729,15	848,75	670,40	498,35
Сумарна потужність, що віддається з шин станцій, МВт	Зима	760,23	1040,47	1374,00	1101,32	1002,60	1090,27	920,87	724,68
	Літо	692,07	969,27	1299,18	1029,42	931,98	1018,43	851,07	657,10
Витрати на власні потреби, МВт	Зима	77,39	89,72	104,38	92,39	88,05	91,90	84,46	75,83
	Літо	74,40	86,58	101,09	89,23	84,95	88,75	81,39	72,86
Потужність, що виробляється генераторами ЕС, МВт	Зима	837,62	1130,19	1478,38	1193,71	1090,65	1182,17	1005,33	800,51
	Літо	766,47	1055,85	1400,27	1118,65	1016,93	1107,18	932,46	729,96

Примітки:

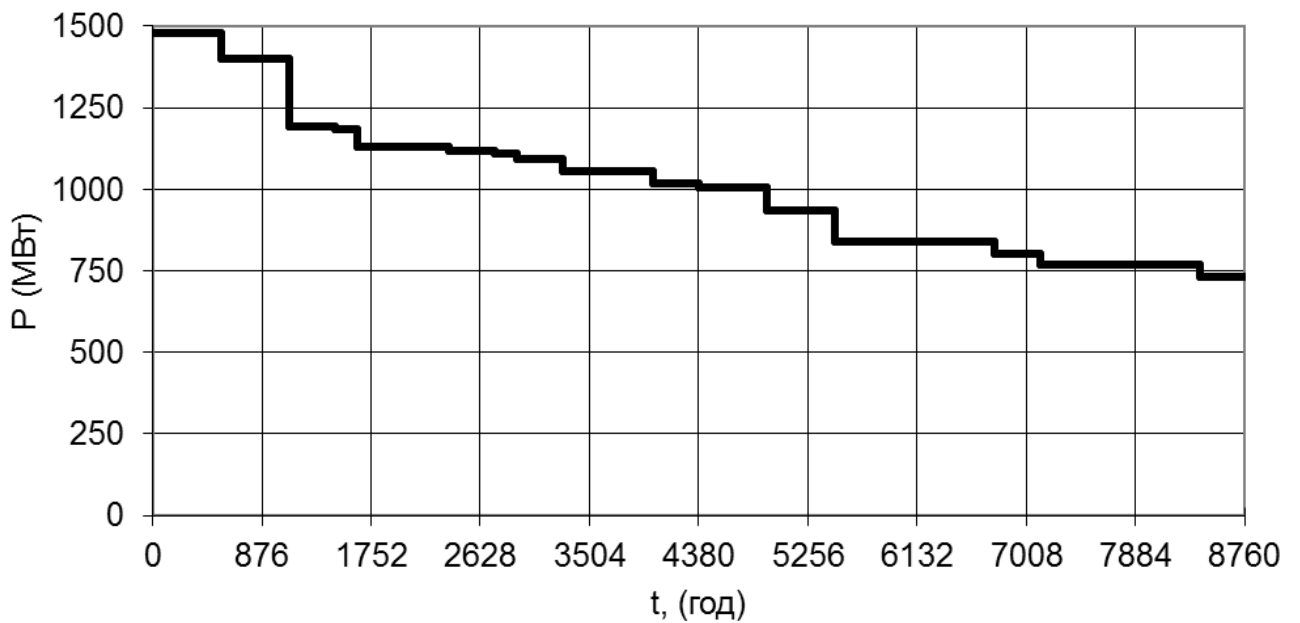
а) тривалість зими та літа:  $t_z = 183$  доби,  $t_l = 182$  доби;

б) максимальне навантаження власних потреб  $P'_{ВП} = 8\%$ ;

в) коефіцієнт попиту  $K_{\text{п}} = 0,8$ .



а) добові графіки електричних навантажень;



б) річний графік за тривалістю

Рисунок 2.1 – Графіки електричних навантажень станції

Таблиця 2.2 – Техніко-економічні показники роботи електростанції

Показники	Розрах. ф-ла	результат
Макс. навантаження станції, МВт	$P_{\max}$	1478,38
Річний виробіток електроенергії, МВт·год.	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}t_i} \cdot t_i$	8872619,32
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{\text{вст}}$	1500
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{\text{ср}} = \frac{E_p}{8760}$	1012,86
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_3 = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\max}}$	0,69
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_B = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{вст}}}$	0,68
Число годин використання максимального навантаження, год.	$T_{\max} = \frac{E_p}{P_{\max}}$	6001,58
Число годин використання встановленої потужності, год.	$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}}$	5915,08
Коефіцієнт резерву	$k_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\max}}$	1,01
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{\text{ВПР}} = \sum_{i=1}^m P_{\text{ВП}t_i} \cdot t_i$	742619,5116
Загальна річна к-сть електричної енергії, яка видається із шин ЕС, МВт·год	$E_{\text{вид.р}} = E_p - E_{\text{ВПР}}$	8129999,81
Час максимальних втрат електроенергії, год.	$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760$	4593,8

## 2.2 Вибір силового обладнання

Таблиця 2.4 – Технічні характеристики турбогенератора типу ТГВ-300-2У3

Параметр	Числове значення
	ТГВ-300-2У3
$n_{\text{НОМ}}$ , об/хв	3000
$S_{\text{НОМ}}$ , МВА	353
$P_{\text{НОМ}}$ , МВт	300
$U_{\text{НОМ}}$ , кВ;	20
$\cos\varphi_{\text{НОМ}}$	0,85
$I_{\text{НОМ}}$ , кА	10,2
Схема з'єднань обмотки статора	УУ
Збудження:	
- $U_{\text{фНОМ}}$ , В	420
- $I_{\text{фх}}$ , А	1060
- $I_{\text{фНОМ}}$ , А	3050
- система	ТС
ВКЗ	0,524
Опори, в.о. :	
$X''_d$	0,195
$X'_d$	0,3
$X_d$	2,195
$X_2$	0,238
$X_0$	0,0963
Опір при 15°C, Ом, обмотка ротора обмотка статора	0,145 0,001335

Таблиця 2.5 – Технічні характеристики турбін [2]

Тип турбіни	Ном. потужність, МВт	Тиск свіжої пари, ата	Темп-ра свіжої пари, °С	Температура проміжного перегріву, °С	Витрата свіжої пари при ном. навантаженні, т/год
К-300-240	300	240	560	-	865

Таблиця 2.6 – Технічні характеристики котельних агрегатів [2]

Марка котлоагрегату	Продуктивність, т/год	Електр. потужність, МВт	Параметри пари			Паливо
			Тиск на виході	Температура пари, °С		
				Перв.	Втор.	
Пп-950/255	950	300	255	545	-	вугілля

### 2.3 Вибір структурної схеми станції

Визначимо кількість ЛЕП, які відходять від РУ різних напруг:

$$n_c = \frac{P_{c.\max}}{P_{гр}}; \quad n_{мр} = \frac{P_{м.р.\max}}{P_{гр}}, \quad (2.7)$$

де  $P_{гр}$  – максимально можлива потужність, яку може передати одна ЛЕП;

$P_{\max}$  – максимальна потужність, що віддається з РУ по всіх ЛЕП.

Для РУ-330 кВ:

$$n_c = \frac{1160}{400} + 1 = 3,9 \approx 4 \text{ шт.}$$

Для РУ-110 кВ:

$$n_{мр} = \frac{214}{50} + 1 = 5,28 \approx 6 \text{ шт.}$$

Розрахункова потужність робочих трансформаторів власних потреб:

$$S_{твп.розр.} = P'_{вп.\max} / 100 \cdot K_{п} \cdot P_{г.\text{ном}}, \quad (2.8)$$

де  $P'_{вп.\max}$  – максимальне навантаження власних потреб, %;

$K_{п} = 0,85$  – коефіцієнт попиту;

$P_{г.\text{ном}}$  – номінальна потужність генератора, МВт.

$$S_{\text{ТВП}} \geq 0,08 \cdot 300 \cdot 0,85 = 20,4 \text{ (МВА)};$$

Розрахункова потужність пускорезервного трансформатора власних потреб:

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

$$S_{\text{ТР,розр.}} = 1,3 \cdot 20,4 = 26,52 \text{ (МВА)}.$$

Розрахункова потужність блочного трансформатора:

$$S_{\text{БТ,розр}} = S_{\text{Г.вст}} - S_{\text{ВП,мак}}, \quad (2.10)$$

$$S_{\text{БТ,розр}} = 353 - 20,4 = 332,6 \text{ (МВА)}.$$

Намічаємо два варіанти структурної схеми КЕС (рисунок 2.2).

Визначаємо перетоки потужності через автотрансформатори зв'язку:

а) максимальний режим

$$S_{\text{мак}} = (S_{\text{Г.вст}} - S_{\text{ВП,мак}} - S_{\text{р,мак}}) / 1,4; \quad (2.11)$$

$$S_{\text{мак АТ31}} = (1 \cdot 353 - 1 \cdot 20,4 - 214 / 0,85) / 1,4 = 57,74 \text{ (МВА)};$$

$$S_{\text{мак АТ32}} = (0 \cdot 353 - 0 \cdot 20,4 - 214 / 0,85) / 1,4 = - 179,83 \text{ (МВА)};$$

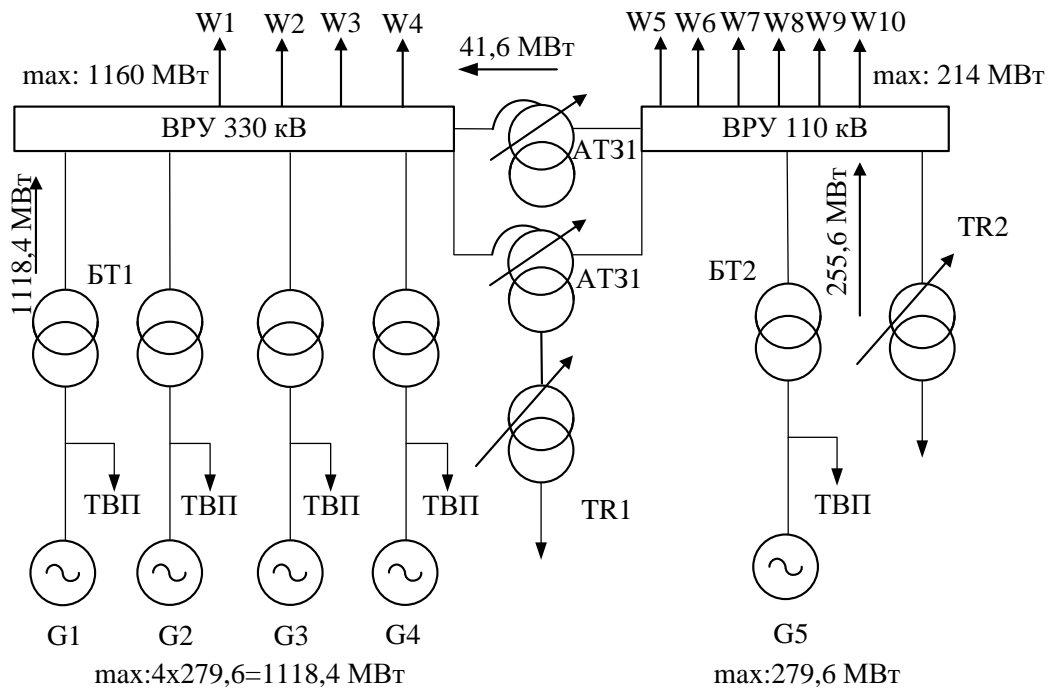
б) мінімальний режим

$$S_{\text{мін}} = (S_{\text{Г.вст}} - S_{\text{ВП,мак}} - S_{\text{р,мін}}) / 1,4; \quad (2.12)$$

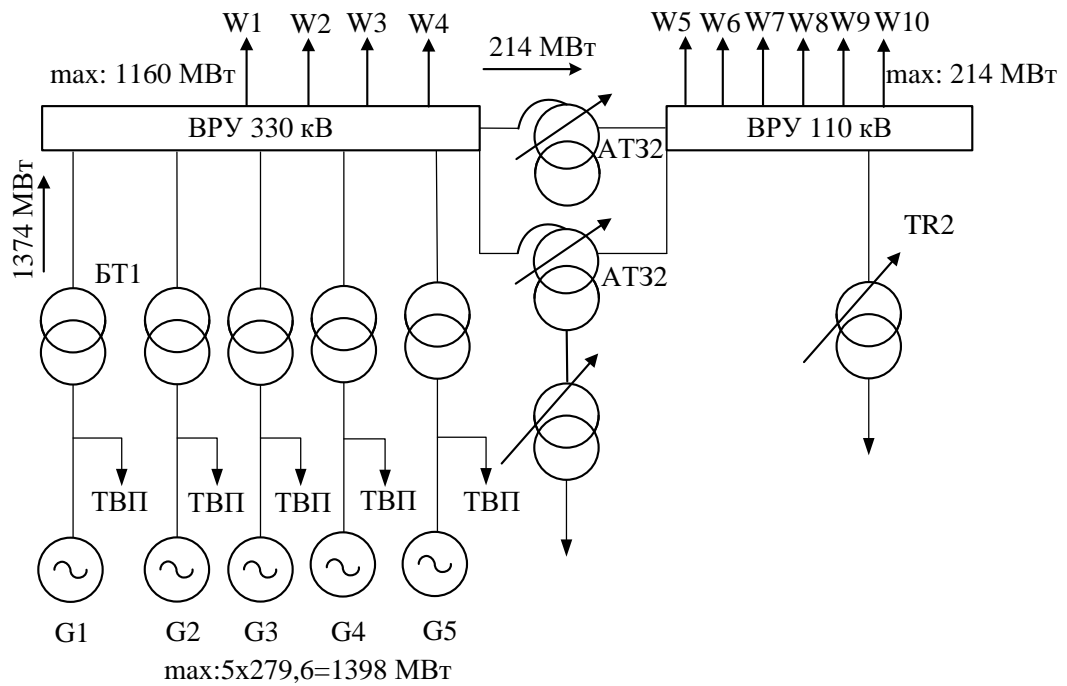
$$S_{\text{мін АТ31}} = (1 \cdot 353 - 1 \cdot 20,4 - 137,07 / 0,85) / 1,4 = 87,43 \text{ (МВА)};$$

$$S_{\text{мін АТ32}} = (0 - 137,07 / 0,85) / 1,4 = - 122,4 \text{ (МВА)};$$





а) I вариант



б) II вариант

Рисунок 2.2 – Варианты структурных схем станції

в) аварійний режим

$$S_{ав} = (S_{г.вст-1} - S'_{ВП.маx} - S'_{р.маx}) / 2; \quad (2.13)$$

$$S_{\text{авАТЗ1}} = S_{\text{авАТЗ2}} = (0 - 214/0,85)/2 = - 124,9 \text{ (МВА)}.$$

Всі параметри трансформативів зводимо в таблицю 2.7.

Таблиця 2.7 – Технічні характеристики трансформативів

Позна- чення	Тип трансформатора	S <sub>ном</sub> МВА	U <sub>ном</sub> , кВ			U <sub>к</sub> ,%			ΔP <sub>х</sub> кВт	ΔP <sub>кз</sub> кВт	I <sub>х</sub> , %
			ВН	СН	НН	ВН- СН	ВН- НН	СН- НН			
БТ-1	ТДЦ- 400000/330	400	347	–	20	–	11,5	–	300	790	0,45
БТ-2	ТДЦ- 400000/110	400	121	–	20	–	10,5	–	320	900	0,45
АТЗ1	АТДЦТН- 125000/330/110	125	330	115	38,5	10	35	24	100	345	0,45
АТЗ2	АТДЦТН- 200000/330/110	200	330	115	38,5	10,5	38	25	155	560	0,45
ТВП	ТРДНС- 25000/35	25	20	–	6,3- 6,3	–	10,5	–	25	115	0,65
TR1	ТРДНС- 32000/35	32	36,75	–	6,3- 6,3	–	12,7	–	29	145	0,6
TR2	ТРДН- 32000/110	32	115	–	6,3- 6,3	–	10,5	–	25	120	0,65

Приведені витрати [2, 4]:

$$З = p_n \cdot K + U, \quad (2.14)$$

де  $p_n = 0,12$  – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень;

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

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

$$U = a/100 \cdot K + B \cdot \Delta W, \quad (2.15)$$

де  $a$  – норма відрахувань на амортизацію та обслуговування, %;

$B = 20$  коп/кВт·год – вартість 1 кВт·год електроенергії, яка втрачається в трансформаторах;

$\Delta W$  – річні втрати електроенергії в трансформаторах, кВт·год.

$$\Delta W = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_k \cdot \left( \frac{S_{\max}}{S_{\text{т.ном.}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (2.16)$$

де  $n$  – кількість трансформаторів, які працюють паралельно, шт.;

$\Delta P_x, \Delta P_k$  – втрати ХХ та КЗ трансформаторів, кВт;

$S_{\max}$  – максимальна потужність, яка передається через трансформатори, МВА;

$S_{\text{т.ном}}$  – номінальна потужність трансформатора, МВА;

$\tau$  – час максимальних втрат, год.

Таблиця 2.8 – Капіталовкладення в електроустановку

Обладнання	Кількість, шт. I вар./II вар.	Вартість, тис. грн.	Капіталовкладення, тис. грн.	
			I варіант	II варіант
БТ-1	4/5	11000	44000	55000
БТ-2	1/0	9000	9000	0
АТЗ1	2/0	6575	13150	0
АТЗ2	0/2	8000	0	16000
Вимикачі :				
- 330 кВ (схема 4/3)	14/15	8000	112000	120000
- 110 кВ	12/11	1600	19200	17600
Разом:			197350	208600

Визначаємо втрати електроенергії в трансформаторах:

$$\Delta W_I = \Delta W_{\text{БТ1}} + \Delta W_{\text{БТ2}} + \Delta W_{\text{АТЗ1}} ;$$

$$\Delta W_I = (4 \cdot 300 \cdot 8760 + \frac{1}{4} \cdot 790 \cdot \left( \frac{1315,8}{400} \right)^2 \cdot 4593,8) +$$

$$+ (1 \cdot 320 \cdot 8760 + 1 \cdot 900 \cdot \left( \frac{300,7}{400} \right)^2 \cdot 4593,8) +$$

$$+ (2 \cdot 100 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 345 \cdot \left( \frac{48,9}{125} \right)^2 \cdot 4593,8) = 27342404,33 \text{ (кВт·год);}$$

$$\Delta W_{II} = \Delta W_{\text{БТ1}} + \Delta W_{\text{АТЗ2}} ;$$

$$\Delta W_{II} = (5 \cdot 300 \cdot 8760 + \frac{1}{5} \cdot 790 \cdot \left(\frac{1584,7}{400}\right)^2 \cdot 4593,8) + \\ + (2 \cdot 155 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 560 \cdot \left(\frac{251,8}{250}\right)^2 \cdot 4593,8) = 29286519,91 \text{ (кВт}\cdot\text{год)}.$$

Щорічні експлуатаційні втрати:

$$U_I = (0,084 \cdot 169150 + 0,094 \cdot 28200) + 20 \cdot 10^{-5} \cdot 27342404,33 = 22327,88 \text{ (тис.грн)};$$

$$U_{II} = (0,084 \cdot 191000 + 0,094 \cdot 17600) + 20 \cdot 10^{-5} \cdot 29286519,91 = 23555,7 \text{ (тис.грн)}.$$

Приведені витрати:

$$Z_I = 0,12 \cdot 197350 + 22327,88 = 46009,88 \text{ (тис.грн)};$$

$$Z_{II} = 0,12 \cdot 208600 + 23555,7 = 48587,7 \text{ (тис.грн)}.$$

$\Delta Z_{I-2} = 5,3\%$ , отже, приймаємо I варіант структурної схеми станції.

## 2.4 Вибір схем ВРУ 330 та 110 кВ

Для ВРУ-110 кВ, згідно рекомендацій, намічаємо схему «дві робочі та обхідна системи збірних шин» (рисунок 2.3), а для ВРУ-330 кВ намічаємо два варіанти схеми:

а) схема «дві системи збірних шин з трьома вимикачами на два приєднання» (3/2);

б) схема «дві системи збірних шин з чотирма вимикачами на три приєднання» (4/3) (рисунок 2.4).

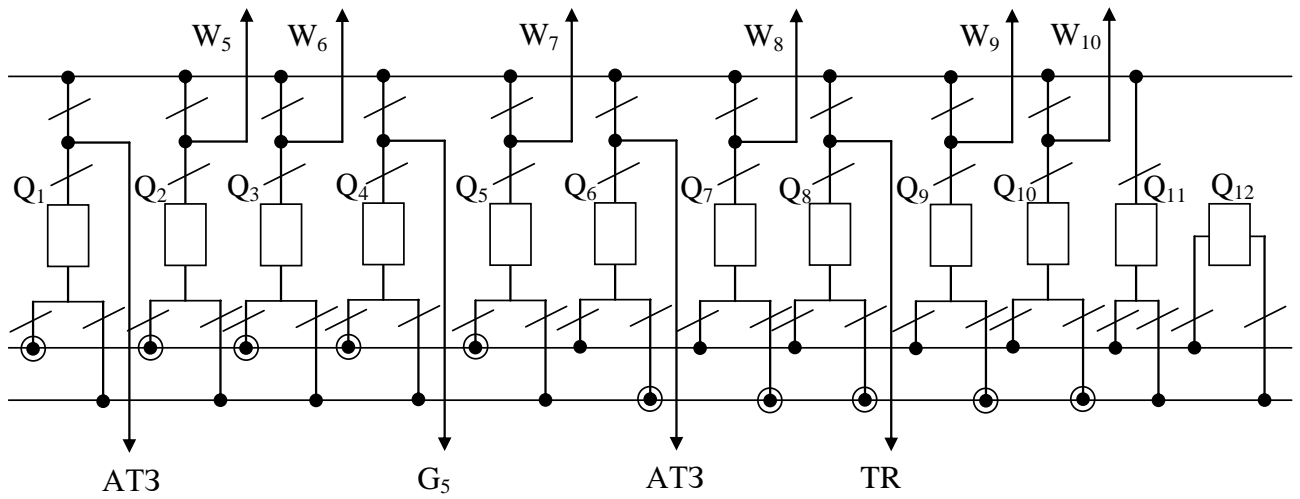
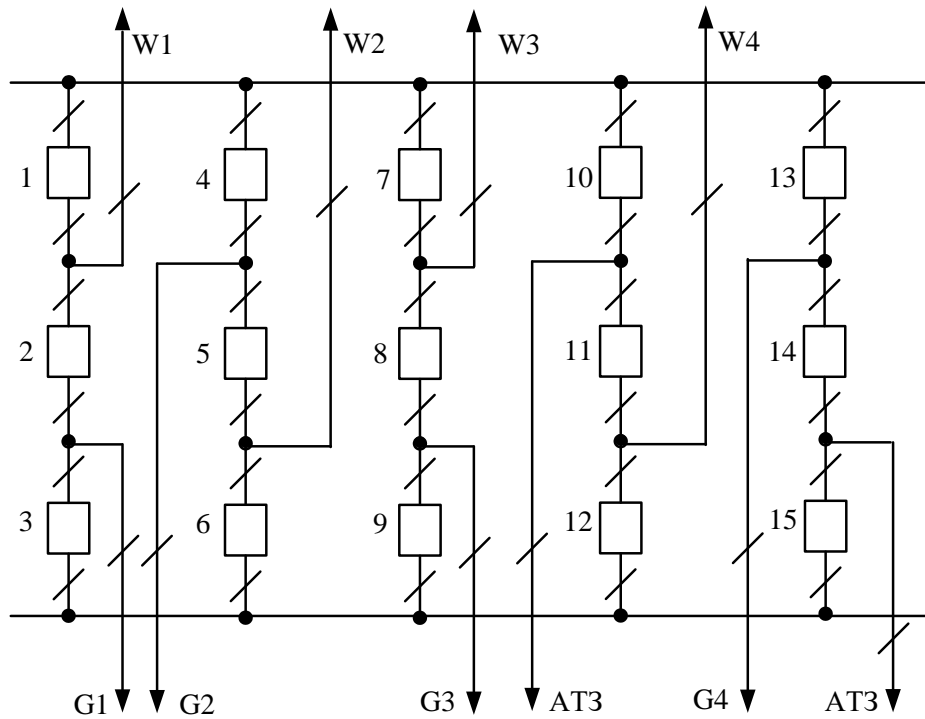
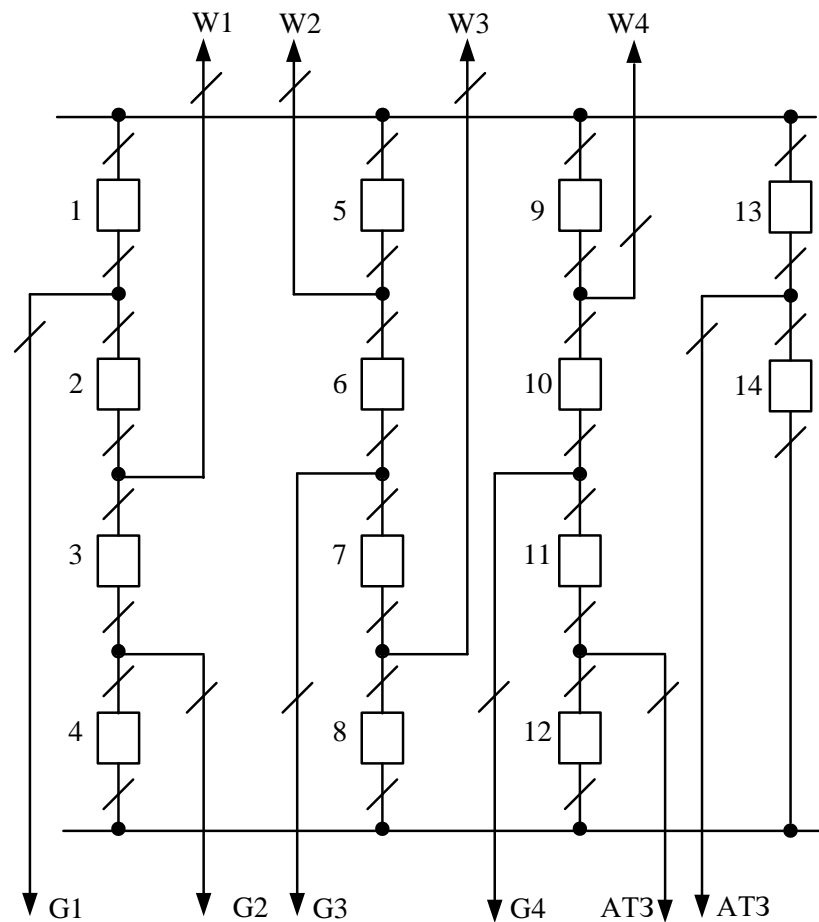


Рисунок 2.3 – Схема ВРУ-110 кВ



а) схема «дві системи збірних шин з трьома вимикачами на два приєднання»

Рисунок 2.4 – Варіанти схем ВРУ-330 кВ



б) схема «дві системи збірних шин з чотирма вимикачами на три приєднання»

Рисунок 2.4 – продовження

Вибір схеми здійснюється за критерієм приведених витрат з урахуванням надійності [2, 5]:

$$З = p_n \cdot K + U + M(З), \quad (2.17)$$

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

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

$$K = n_k \cdot C_k, \quad (2.18)$$

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

$C_k$  – вартість комірки, тис. грн;

$$U = a \cdot K / 100; \quad (2.19)$$

де  $a=8,4 \%$ .

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

Очікуваний збиток від перерви живлення через відмови вимикачів [2]:

$$M(3) = y_0 \sum_j K_j \cdot \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot \Delta P_i \cdot T_i, \quad (2.20)$$

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

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

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

$\Delta P_i$  – потужність, яку втрачаємо, МВт;

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

Розрахунок  $M(3)$  проводиться за алгоритмом, наведеним в [2].

Виконуємо розрахунок надійності схеми у вигляді таблиць, які наведені в додатку Б. Після заповнення таблиць Б.1 та Б.2 визначаються розрахункові показники надійності у вигляді таблиці 2.11.

Таблиця 2.9 – Показники надійності елегазових вимикачів

Напруга, кВ	Складова параметра потоку відмов, 1/рік		Час відновлення, $T_v$ , год	Частота планових ремонтів, $\mu$ , 1/рік	Тривалість планового ремонту, $T_p$ , год
	$\omega_1$	$\omega_2$			
330	0,015	0,005	100	0,2	250



Таблиця 2.10 – Показники для розрахунку надійності схем ВРУ-330 кВ

Параметр	Розрахункова формула	Числове значення	
		I	II
Кількість комірок, шт.	$n_k$	15	14
Вартість комірки, тис. грн.	$C_k$	8000	8000
Параметр потоку раптових відмов генеральних та лінійних вимикачів	$\omega_{ГВ} = 0,6 \cdot \omega_1$	0,009	0,009
	$\omega_{ЛВ} = 0,6 \cdot (\omega_1 + \omega_2 \cdot 1/100)$	0,02	0,02
Коефіцієнти ремонтного $K_p$ та нормального режимів роботи $P_y$	$K_p = \mu \cdot T_{п}/8760$	0,005707763	0,005707763
	$K_0 = 1 - n_k \cdot K_p$	0,914383562	0,920091324
Час простою елемента, год.	$T_0$	1	1
	$T_{ВП} = T_B - T_B^2/2 \cdot T_{П}$	80,0	80,0
Математичне очікування числа відмов генераторних та лінійних вимикачів в нормальному і ремонтному режимах	$K_0 \cdot \omega_{ГВ}$	0,0082295	0,0082808
	$K_0 \cdot \omega_{ЛВ}$	0,0183791	0,0184938
	$K_p \cdot \omega_{ГВ}$	0,0000514	0,0000514
	$K_p \cdot \omega_{ЛВ}$	0,0001147	0,0001147

Таблиця 2.11 – Розрахункові показники надійності схеми ВРУ-330 кВ

Відмова елемента	Потужність, що втрачається $\Delta P$ , МВт	Час простою, $T_0/T_{\text{вп}}$ , год	$K_0$		$K_p$	
			$\omega_{\text{ГВ}}$	$\omega_{\text{ЛВ}}$	$\omega_{\text{ГВ}}$	$\omega_{\text{ЛВ}}$
I варіант						
G	255,6	1	5	3	64	56
W, G		80	–	–	7	3
G,AT	294,4	1	–	–	–	3
W+D(G,AT)		80	–	–	–	–
G+D(W,G)	360	1	–	–	–	2
G+D(W,AT)		80	–	–	–	–
AT+D(G,AT)	535,2	1	–	–	7	–
D(G,AT)		80	–	–	–	–
II варіант						
2AT	41,6	1	–	–	2	–
		80	–	–	–	–
AT+D(2W,G)	80,4	1	–	–	3	–
D(2W,G)		80	–	–	–	2
W+D(W,2G)	135,2	1	–	–	3	2
AT+D(W,2G)		80	–	–	2	–
D(W,2G)	255,6	1	3	5	41	72
G		80	–	–	4	6
W, G	360	1	–	–	–	4
G, AT		80	–	–	–	–
W,G,AT	535,2	1	–	–	–	2
W+D(G,AT)		80	–	–	–	–
G+D(W,G)						
G+D(W,G,AT)						
G+D(2W,G)						
AT+D(G,AT)						
D(G,AT)						

Примітка – події, в яких потужність не втрачається ( $\Delta P=0$ ), в таблицю 2.11 не вносимо

Очікуваний збиток через відмови вимикачів:

$$M(3)_I = 15 \cdot [0,0082295 \cdot (5 \cdot 1 \cdot 255,6) + 0,0183791 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 255,6) + 0,0000514 \cdot (64 \cdot 1 \cdot 255,6 + 7 \cdot 80 \cdot 255,6 + 7 \cdot 1 \cdot 535,2) + 0,0001147 \cdot (56 \cdot 1 \cdot 255,6 + 3 \cdot 80 \cdot 255,6 + 3 \cdot 1 \cdot 294,4 + 2 \cdot 1 \cdot 360)] = 627,9 \text{ (тис грн);}$$

$$M(3)_{II} = 15 \cdot [0,0082808 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 255,6) + 0,0184938 \cdot (5 \cdot 1 \cdot 255,6) + 0,0000514 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 41,6 + 3 \cdot 1 \cdot 80,4 + 3 \cdot 1 \cdot 135,2 + 2 \cdot 80 \cdot 135,2 + 41 \cdot 1 \cdot 255,6 + 4 \cdot 80 \cdot 255,6) + 0,0001147 \cdot (2 \cdot 80 \cdot 80,4 + 2 \cdot 1 \cdot 135,2 + 72 \cdot 1 \cdot 255,6 + 6 \cdot 80 \cdot 255,6 + 4 \cdot 1 \cdot 360 + 2 \cdot 1 \cdot 535,2)] = 807,83 \text{ (тис грн).}$$

Таблиця 2.12 – Приведені витрати схем ВРУ-330 кВ

Складові витрат	Числове значення, тис.грн	
	I	II
Капіталовкладення	120000	112000
Щорічні експлуатаційні витрати	10080	9408
Очікуваний збиток	627,90	807,83
Приведені витрати	28707,90	27015,83

Різниця витрат складає 5,9 %, тому для проектованої КЕС обираємо другий варіант схеми ВРУ-330 кВ – схему 4/3.

## 2.5 Вибір схеми власних потреб

Кожний турбогенератор має свій робочий трансформатор власних потреб (ТВП) з двома секціями на стороні 6 кВ, до яких підключаються споживачі. Резервне живлення здійснюється через магістраль резервного живлення (МРЖ – 6 кВ), яка має зв'язок з пускорезервними трансформаторами (ТР) (рисунок 2.5).

Так як кількість турбогенераторів п'ять, то встановлюємо два пускорезервних трансформатора:

- а) перший підключається до обмотки НН трансформатора зв'язку;

б) другий підключається до шин ВРУ-110 кВ;

Для регулювання напруги всі трансформатори мають пристрій типу РПН, а для живлення споживачів 0,4 кВ до кожної секції підключаємо по одному трансформатору типу ТСЗ-160/10.

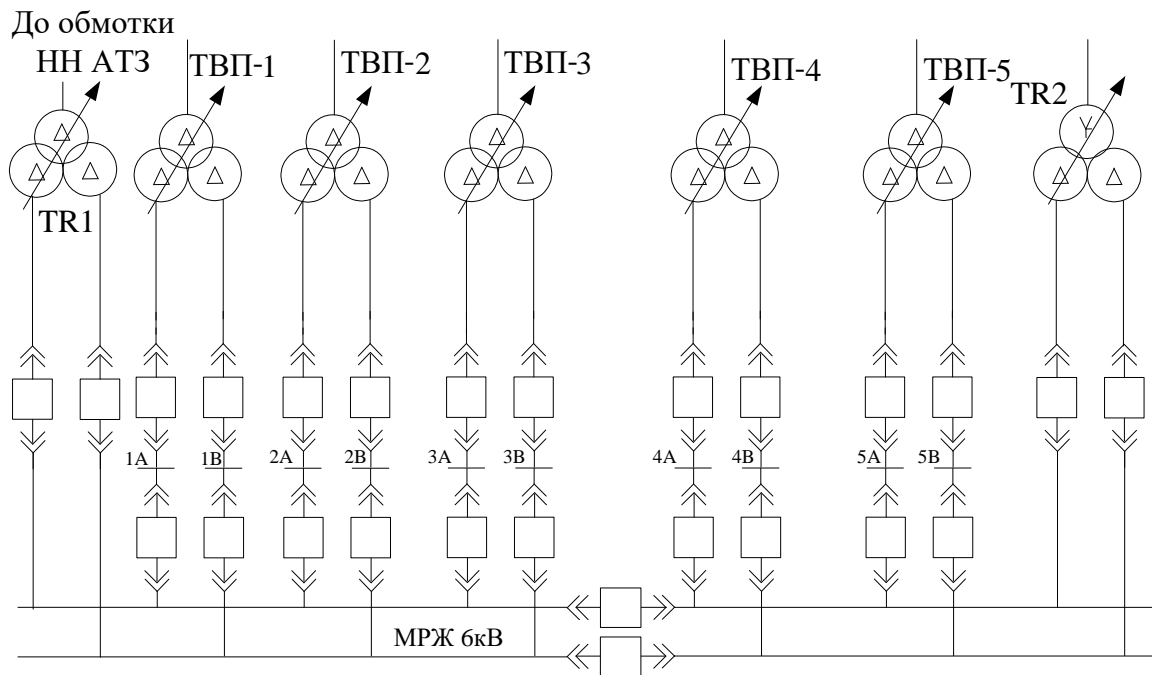


Рисунок 2.5 – Схема власних потреб станції

## 2.6 Розрахунок струмів короткого замикання

Складаємо розрахункову схему (спрощену однолінійну схему електроустановки), на якій вказуємо всі елементи, які впливають на струм КЗ, намічаємо точки КЗ (рисунок 2.6).

Приймаємо  $S_B = 1000$  (МВА).

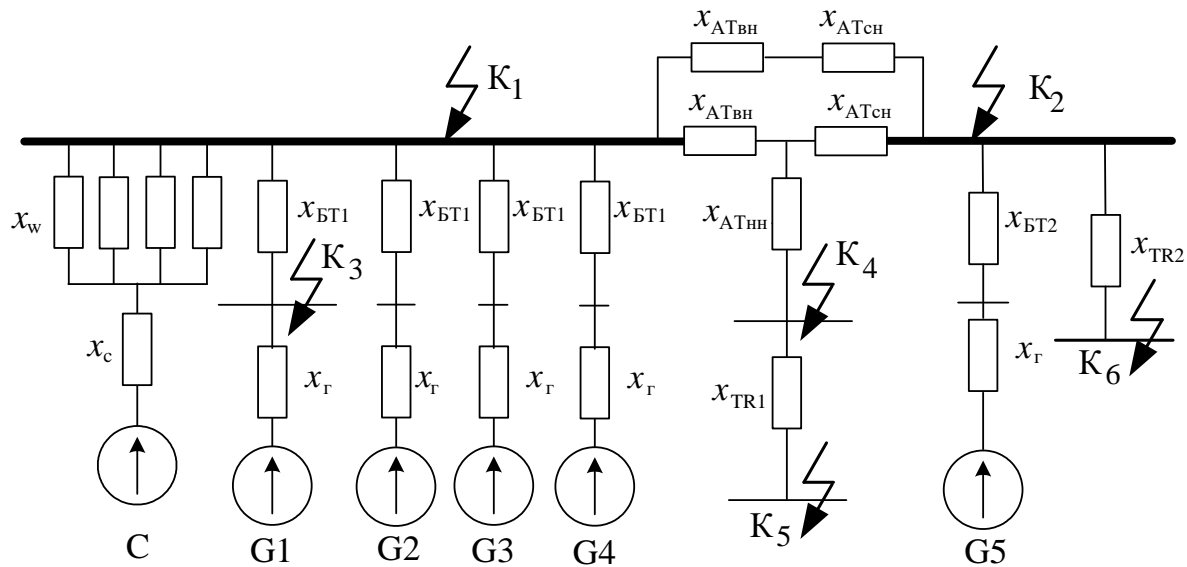


Рисунок 2.6 – Заступна схема станції

Визначимо приведені значення опорів:

- генератор:

$$X^*_{G} = x''_{d^*_{НОМ}} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}}; \quad (2.22)$$

$$X^*_{G1-5} = 0,195 \cdot \frac{1000}{353} = 0,55;$$

- енергосистема:

$$X_c = x^*_{c_{НОМ}} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}}, \quad (2.23)$$

$$x_c = 0,31 \cdot \frac{1000}{12400} = 0,03;$$

- ЛЕП 330 кВ:

$$x_w = x_{\text{пит}} \cdot 1 \cdot \frac{S_B}{u_{\text{ср}}^2}, \quad (2.24)$$

$$x_w = 0,32 \cdot 370 \cdot \frac{1000}{340^2} = 1,025;$$

- трансформатор:

$$x_T = \frac{u_{\text{кв-н}\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{ном}}}, \quad (2.25)$$

$$x_{\text{BT1}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{1000}{400} = 0,3;$$

$$x_{\text{BT2}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{400} = 0,26;$$

$$x_{\text{TR1}} = \frac{12,7}{100} \cdot \frac{1000}{32} = 3,97;$$

$$x_{\text{TR2}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{32} = 3,28;$$

- АТЗ:

$$u_{\text{кВ}\%} = 0,5 \cdot (u_{\text{к В-н}\%} + u_{\text{к В-с}\%} - u_{\text{к с-н}\%});$$

$$u_{\text{кС}\%} = 0,5 \cdot (u_{\text{к В-с}\%} + u_{\text{к с-н}\%} - u_{\text{к В-н}\%}); \quad (2.26)$$

$$u_{\text{кН}\%} = 0,5 \cdot (u_{\text{к В-н}\%} + u_{\text{к с-н}\%} - u_{\text{к В-с}\%}).$$

$$u_{\text{кВ}\%} = 0,5 \cdot (35 + 10 - 24) = 10,5 \%;$$

$$u_{\text{кС}\%} = 0,5 \cdot (10 + 24 - 35) = -0,5 = 0\%;$$

$$u_{\text{кН}\%} = 0,5 \cdot (35 + 24 - 10) = 24,5 \%.$$

$$x_{\text{ВН АТ}} = \frac{u_{\text{кВ}\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{ном}}};$$

$$x_{\text{сН АТ}} = \frac{u_{\text{кС}\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{ном}}};$$

$$x_{\text{НН АТ}} = \frac{u_{\text{кН}\%}}{100} \cdot \frac{S_{\text{Б}}}{S_{\text{НОМ}}}$$

$$x_{\text{ВН АТ}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 0,84;$$

$$x_{\text{СН АТ}} = 0;$$

$$x_{\text{НН АТ}} = \frac{24,5}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 1,96.$$

Спростимо заступну схему (рисунок 2.7):

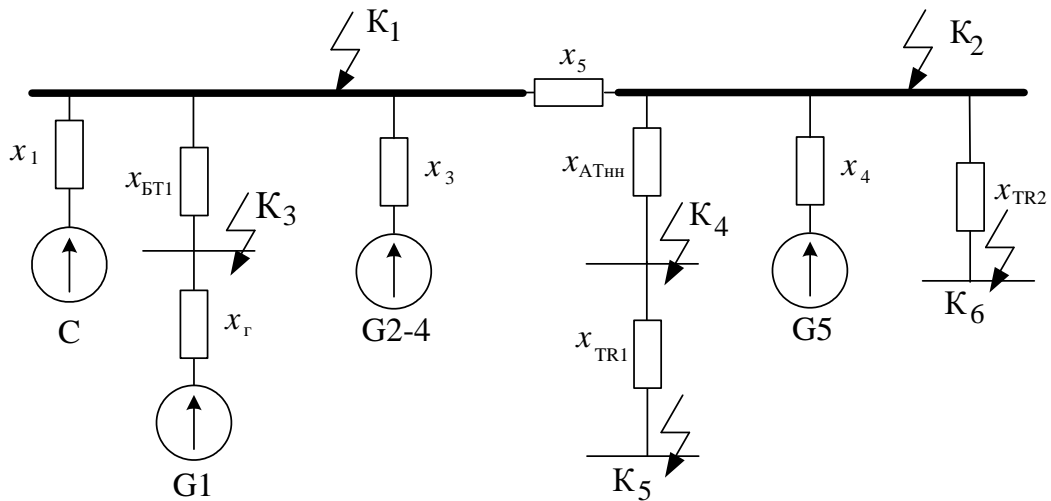


Рисунок 2.7 – Спрощена заступна схема станції

$$x_1 = \frac{x_w}{4} + x_c;$$

$$x_1 = \frac{1,025}{4} + 0,03 = 0,29;$$

$$x_2 = x_{\text{БТ1}} + x_{\text{Г}};$$

$$x_2 = 0,3 + 0,55 = 0,85;$$

$$x_3 = \frac{x_2}{3} = \frac{0,85}{3} = 0,283;$$

$$x_4 = x_{\text{БТ2}} + x_{\text{Г}};$$

$$x_4 = 0,26 + 0,55 = 0,81;$$

$$x_5 = \frac{x_{\text{ВНАТ}}}{2};$$

$$x_5 = \frac{0,84}{2} = 0,42.$$

Початкове значення періодичної складової струму КЗ [2, 4]:

$$I_{\text{п0}_i} = \frac{E_*'' \cdot I_{\text{бi}}}{x_{\text{рез}_i}}, \quad (2.27)$$

де  $E_*'' = 1,13$  – для генераторів;

$E_*'' = 1,00$  – для енергосистеми та власних потреб;

$I_{\text{бi}}$  – базовий струм, кА;

$x_{\text{рез}_i}$  – результуючий опір кола КЗ, в.о.;

Базовий струм [2]:

$$I_{\text{бi}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}}; \quad (2.28)$$

$$I_{\text{б1}} = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 340) = 1,7 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{б2}} = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 115) = 5,02 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{б3}} = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 10,5) = 28,87 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{б4}} = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 37) = 15,6 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{б5}} = I_{\text{б6}} = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 6,3) = 91,64 \text{ (кА)}.$$

*К-1.* Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ  $K_1$ , приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рисунок 2.8).



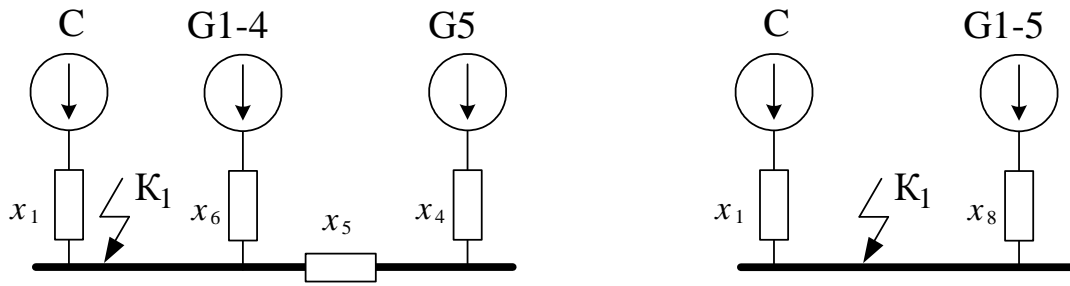


Рисунок 2.8– Спрощення заступної схеми для точки К-1

$$x_6 = \frac{x_2}{4};$$

$$x_6 = \frac{0,85}{4} = 0,21;$$

$$x_7 = x_4 + x_5;$$

$$x_7 = 0,81 + 0,42 = 1,23;$$

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

$$x_8 = \frac{1,23 \cdot 0,2}{1,23 + 0,2} = 0,172;$$

$$I_{\text{Пос}} = \frac{1}{0,29} \cdot 1,7 = 5,862 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{Пог1-5}} = \frac{1,13}{0,172} \cdot 1,7 = 11,169 \text{ (кА)}.$$

*К-2.* Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ  $K_2$ , приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рисунок 2.9).

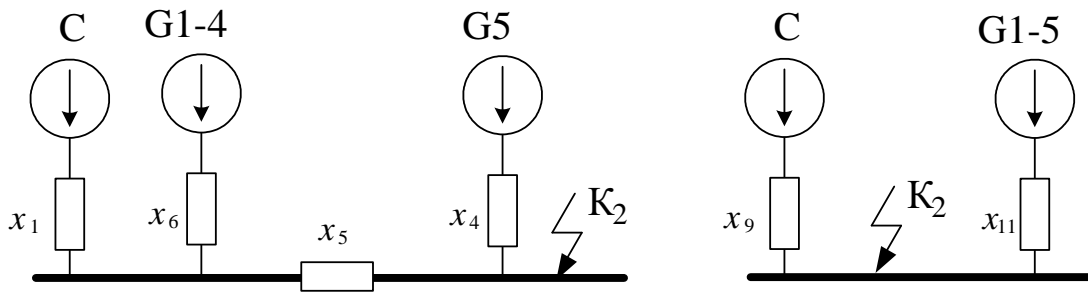


Рисунок 2.9– Спрощення заступної схеми для точки К-2

Розподіляємо  $x_6$  між  $x_1$  та  $x_7$ :

$$\Delta x = x_5 \cdot (x_1 + x_6);$$

$$x_9 = x_1 + (\Delta x / x_6);$$

$$x_{10} = x_6 + (\Delta x / x_1);$$

$$\Delta x = 0,42 \cdot (0,29 + 0,21) = 0,21;$$

$$x_9 = 0,29 + (0,21 / 0,21) = 1,29;$$

$$x_{10} = 0,21 + (0,21 / 0,29) = 0,93;$$

$$x_{11} = \frac{x_{10} \cdot x_4}{x_{10} + x_4};$$

$$x_{11} = \frac{0,93 \cdot 0,81}{0,9 + 0,81} = 0,433;$$

$$I_{\text{Пос}} = \frac{1}{1,29} \cdot 5,02 = 3,891 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{Пог1-5}} = \frac{1,13}{0,433} \cdot 5,02 = 13,101 \text{ (кА)}.$$

*К-3.* Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ  $K_3$ , приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рисунок 2.10).

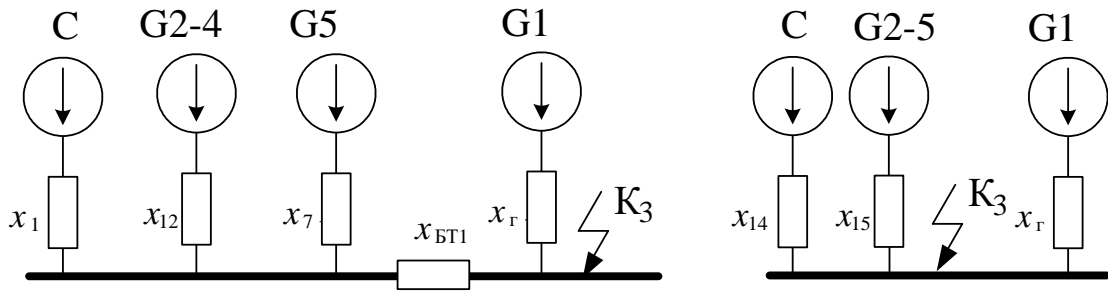


Рисунок 2.10– Спрощення заступної схеми для точки К-3

$$x_{12} = \frac{x_2}{3};$$

$$x_{12} = \frac{0,85}{3} = 0,283;$$

$$x_{13} = \frac{x_7 \cdot x_{12}}{x_7 + x_{12}};$$

$$x_{13} = \frac{1,23 \cdot 0,283}{1,23 + 0,283} = 0,23.$$

Розподіляємо  $x_{БТ1}$  між  $x_1$  та  $x_{13}$ :

$$\Delta x = x_{БТ1} \cdot (x_1 + x_{13});$$

$$x_{14} = x_1 + (\Delta x / x_{13});$$

$$x_{15} = x_{13} + (\Delta x / x_1);$$

$$\Delta x = 0,3 \cdot (0,29 + 0,23) = 0,156;$$

$$x_{14} = 0,29 + (0,156 / 0,23) = 0,97;$$

$$x_{15} = 0,23 + (0,156 / 0,29) = 0,77;$$

$$I_{Пос} = \frac{1}{0,97} \cdot 28,87 = 29,763 \text{ (кА)};$$

$$I_{Пог2-5} = \frac{1,13}{0,77} \cdot 28,87 = 42,368 \text{ (кА)}.$$

$$I_{Пог1} = \frac{1,13}{0,55} \cdot 28,87 = 59,315 \text{ (кА)}.$$

*К-4.* Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають

вплив на точку КЗ  $K_4$ , приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рисунок 2.11).

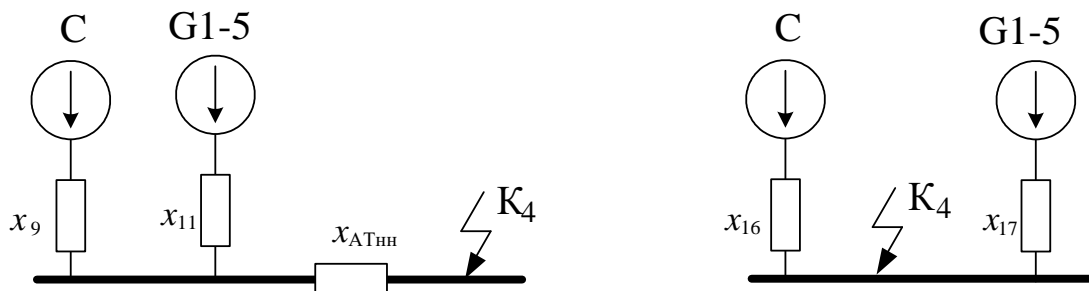


Рисунок 2.11– Спрощення заступної схеми для точки К-4

Розподіляємо  $x_{ATHH}$  між  $x_{10}$  та  $x_{12}$ :

$$\Delta x = x_{ATHH} \cdot (x_9 + x_{11});$$

$$x_{16} = x_9 + (\Delta x / x_{11});$$

$$x_{17} = x_{11} + (\Delta x / x_9);$$

$$\Delta x = 1,96 \cdot (1,29 + 0,433) = 3,38;$$

$$x_{16} = 1,29 + 3,38 / 0,433 = 9,1;$$

$$x_{17} = 0,433 + 3,38 / 1,29 = 3,05;$$

$$I_{Пос} = \frac{1}{9,1} \cdot 15,6 = 1,714 \text{ (кА)};$$

$$I_{Пог1-5} = \frac{1,13}{3,05} \cdot 15,6 = 5,78 \text{ (кА)}.$$

*К-5.* Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ  $K_5$ , приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рисунок 2.12).

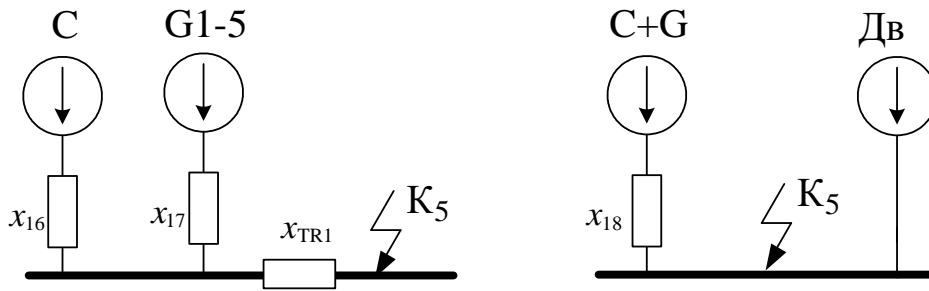


Рисунок 2.12– Спрощення заступної схеми для точки К-5

$$x_{18} = \frac{x_{16} \cdot x_{17}}{x_{16} + x_{17}} + x_{TR1};$$

$$x_{18} = \frac{9,1 \cdot 3,05}{9,1 + 3,05} + 3,97 = 6,254;$$

$$I_{ПОР+G} = \frac{1 \cdot 91,64}{6,254} = 14,653 \text{ (кА)};$$

$$I_{ПО Д} = 4 \cdot \Sigma P_{НОМ} / U_{НОМ};$$

$$I_{ПО Д} = 4 \cdot (1,25 \cdot 26,52) / (6 \cdot 2) = 11,083 \text{ (кА)}.$$

К-6. Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ К<sub>6</sub>, приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рисунок 2.13).

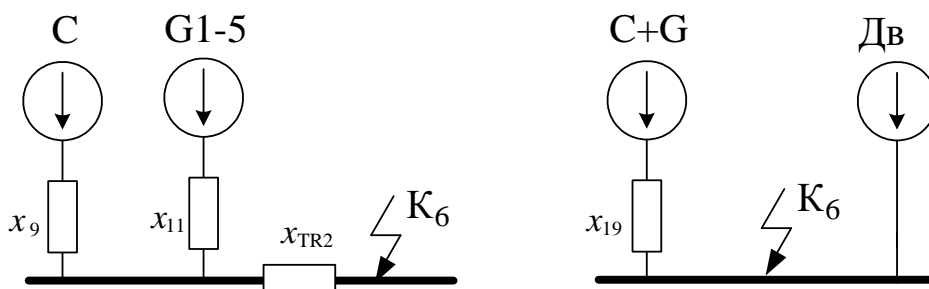


Рисунок 2.13– Спрощення заступної схеми для точки К-6

$$x_{19} = \frac{x_9 \cdot x_{11}}{x_9 + x_{11}} + x_{TR2};$$

$$x_{19} = \frac{1,29 \cdot 0,433}{1,29 + 0,433} + 3,28 = 3,604;$$

$$I_{\text{ПОС+G}} = \frac{1 \cdot 91,64}{3,604} = 25,427 \text{ (кА)}.$$

Для подальших розрахунків залишаємо точку К-6.

Визначимо складові струмів КЗ для розрахункового часу  $\tau$  [2]:

$$\begin{aligned} & \text{- періодичну: } I_{\text{п},\tau} = \gamma_{\text{п},\tau} \cdot I_{\text{п},0}; \\ & \text{- аперіодичну: } i_{\text{а},\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п},0} \cdot e^{-\tau/T\text{а}}; \\ & \text{- ударний струм: } i_{\text{у}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{у}} \cdot I_{\text{п},0}; \end{aligned} \quad (2.29)$$

де  $t_{\text{ВВ}}$  – власний час вимикання вимикача, с:  $\tau = t_{\text{ВВ}} + 0,01$ .

Попередньо приймаємо вимикачі [2] (таблиця 2.13).

Таблиця 2.13 – Попередній вибір вимикачів

Місце встановлення	Тип вимикача	$t_{\text{ВВ}}$ , с
ВРУ 330 кВ	ЛТВ 420E2 (ABB)	0,015
ВРУ 110 кВ	ЛТВ 145D1/B	0,015
НН АТЗ 35 кВ	ВР35НС	0,035
РУВП	ВР-6	0,05

Визначимо значення коефіцієнтів  $\gamma_{\text{п},\tau}$  для генераторних віток за методикою, викладеною в [2, 3]:

К<sub>1</sub>: G<sub>1-5</sub>:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\Sigma\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.НОМ}}};$$

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{5 \cdot 353}{\sqrt{3} \cdot 340} = 3 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{11,169}{3} = 3,72; \text{ за [2]: } \gamma_{\text{п},\tau} = 0,95 \text{ (табл. 2.14)}.$$

К<sub>2</sub>: G<sub>1-5</sub>:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\Sigma\text{НОМ.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.НОМ.}}} = \frac{5 \cdot 353}{\sqrt{3} \cdot 115} = 8,86 (\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{13,101}{8,86} = 1,5,15; \text{ за [2]: } \gamma_{\text{н.}\tau} = 0,97.$$

К<sub>3</sub>: а) G<sub>1</sub>:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\Sigma\text{НОМ.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.НОМ.}}} = \frac{353}{\sqrt{3} \cdot 20} = 10,2 (\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{59,315}{10,2} = 5,8; \text{ за [2]: } \gamma_{\text{н.}\tau} = 0,9.$$

б) G<sub>2-5</sub>:

$$I'_{\text{НОМ}} = 4 \cdot 10,2 = 40,8 (\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{42,368}{40,8} = 1,04, \quad \gamma_{\text{н.}\tau} = 0,99.$$

К<sub>4</sub>: G<sub>1-5</sub>:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\Sigma\text{НОМ.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.НОМ.}}} = \frac{5 \cdot 353}{\sqrt{3} \cdot 37} = 27,54 (\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{5,78}{27,54} = 0,2 < 1, \quad \gamma_{\text{н.}\tau} = 1.$$

Результати розрахунку струмів КЗ для всіх точок зводимо в табл. 2.15.

Визначимо складові струму КЗ від двигунів власних потреб [2]:

$$I_{\text{н,}\tau,\text{Д}} = I_{\text{н,о,Д}} \cdot e^{-\tau/0,07}$$

$$i_{\text{а,}\tau,\text{Д}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н,о,Д}} \cdot e^{-\tau/0,04} \quad (2.30)$$

$$i_{\text{у,Д}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н,о,Д}} \cdot K_{\text{у,Д}}$$

$$I_{\text{н,}\tau,\text{Д}} = 11,083 \cdot e^{-0,06/0,07} = 4,703 (\text{кА});$$

$$i_{\text{а,}\tau,\text{Д}} = \sqrt{2} \cdot 11,083 \cdot e^{-0,06/0,04} = 3,497 (\text{кА});$$

$$i_{\text{у,Д}} = \sqrt{2} \cdot 1,65 \cdot 11,083 = 25,859 (\text{кА}).$$

Таблиця 2.14 – Таблиця даних для розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$\tau$ , с	$T_a$ , с	$k_y$	$e^{-\tau/T_a}$	$\gamma_{п.т}$
К <sub>1</sub> шини 330 кВ	система	0,025	0,04	1,78	0,535	1
	Г1-5		0,32	1,977	0,925	0,95
К <sub>2</sub> шини 110 кВ	система	0,025	0,02	1,608	0,287	1
	Г1-5		0,32	1,977	0,925	0,97
К <sub>3</sub> генератор Г1	система	0,045	0,04	1,78	0,535	1
	Г2-5		0,32	1,977	0,925	1
	Г1		0,54	1,981	0,955	0,85
К <sub>4</sub> НН АТЗ 35 кВ	система	0,045	0,04	1,78	0,325	1
	Г1-8		0,32	1,977	0,869	1
К <sub>6</sub> НН ПРТВП	Г + С	0,06	0,05	1,825	0,301	1
	Д		0,04	1,65	0,223	–

Таблиця 2.15 – Таблиця результатів розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{по}$ , кА	$i_y$ , кА	$i_{ат}$ , кА	$I_{пт}$ , кА	Примітка
К <sub>1</sub> шини 330 кВ	Система	5,862	14,754	4,437	5,862	Ком.апаратура та шини
	Г1-5	11,169	31,222	14,606	10,610	
	Сума	17,031	45,976	19,042	16,472	
К <sub>2</sub> шини 110 кВ	Система	3,891	8,848	1,577	3,891	Ком.апаратура та шини
	Г1-5	13,101	36,623	17,132	12,708	
	Сума	16,992	45,471	18,709	16,599	
К <sub>3</sub> генератор Г1	Система	29,763	74,911	22,526	29,763	
	Г2-5	42,368	118,438	55,406	41,944	
	Сума (без Г1)	72,131	193,349	77,932	71,707	Ком.апарат.
	Г1	59,315	166,148	80,077	53,383	
	Повна сума	131,445	359,497	158,01	125,09	Шини
К <sub>4</sub> НН АТЗ	Г + С	1,714	4,315	0,787	1,714	Ком.апарат.
	Д	5,780	16,157	7,100	5,780	
	Сума	7,494	20,472	7,887	7,494	Шини
К <sub>6</sub> НН ПРТВП	Г + С	25,427	65,616	10,829	25,427	Ком.апарат.
	Д	11,083	25,859	3,497	4,703	
	Сума	27,553	68,361	10,511	21,174	Шини



## 2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму

ВРУ-330 кВ:

Максимальні струми:

- струм генератора:

$$I_{p \max} = \frac{S_{\text{НОМ G}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot 0,95}; \quad (2.31)$$

$$I_{p \max} = \frac{353000}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,95} = 650 \text{ (A)};$$

- струм від ЛЕП:

$$I_{p \max} = \frac{P_{\text{ГР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos \phi}; \quad (2.32)$$

$$I_{p \max} = \frac{400000}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,85} = 823,3 \text{ (A)};$$

- струм від АТЗ:

$$I_{p \max} = 1,5 \cdot \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (2.33)$$

$$I_{p \max} = 1,5 \cdot \frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 330} = 328 \text{ (A)}.$$

Імпульс квадратичного струму:

$$B_k = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{відкл}} + T_a); \quad (2.34)$$

$$B_k = 17.031^2 \cdot (0,2 + 0,32) = 150,8 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

ВРУ-110 кВ:

Максимальні струми:

- струм генератора:

$$I_{p \max} = \frac{353000}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,95} = 1950 \text{ (A)};$$

- струм від ЛЕП:

$$I_{p \max} = \frac{50000}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,85} = 309 \text{ (A)};$$

- струм від АТЗ:

$$I_{p \max} = 1,5 \cdot \frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 984 \text{ (A)};$$

- струм від ТР:

$$I_{p \max} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}};$$

$$I_{p \max} = \frac{26520}{\sqrt{3} \cdot 110} = 139 \text{ (A)};$$

$$B_k = 16,9992^2 \cdot (0,2 + 0,32) = 150,1 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Генератор 300 МВт:

$$I_{\Gamma.\max} = \frac{I_{\Gamma.\text{НОМ}}}{0,95}; \quad (2.34)$$

$$I_{\max G} = \frac{10200}{0,95} = 10737 \text{ A};$$

$$I_{\max \text{ ТВП}} = \frac{20400}{\sqrt{3} \cdot 20} = 589 \text{ A}.$$

Імпульс квадратичного струму [3]:

$$B_k = B_{кп} + B_{ка} = \left( I_c^2 \cdot B_{*пг} + I_{п,о,г}^2 + 2 \cdot I_c \cdot T_* \cdot I_{п,о,г} \right) \cdot t_{\text{вим}} + \left( I_c^2 \cdot T_{а,с} + I_{п,о,г}^2 \cdot T_{а,г} + \frac{4 \cdot I_c \cdot I_{п,о,г}}{1/T_{а,с} + 1/T_{а,г}} \right); \quad (2.35)$$

де  $I_c = 72,131 \text{ кА}$ ;  $I_{п,о,г} = 59,315 \text{ кА}$ ;  $B_{*пг} = 0,31$ ;  $T_* = 0,52$ ;  $t_{\text{вим}} = 4 \text{ с}$ ;

$T_{а,г} = 0,54 \text{ с}$ ;  $T_{а,с} = 0,32 \text{ с}$ ;

$$B_k = \left( 72,131^2 + 0,31 \cdot 59,315^2 + 2 \cdot 72,131 \cdot 0,52 \cdot 59,315 \right) \cdot 4 + \left( 72,131^2 \cdot 0,32 + 59,315^2 \cdot 0,54 + \frac{4 \cdot 72,131 \cdot 59,315}{1/0,32 + 1/0,54} \right) = 49975,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

НН АТЗ:

$$I_{p \max \text{TR}} = \frac{26520}{\sqrt{3} \cdot 35} = 437 \text{ (A)}.$$

$$B_k = 7,494^2 \cdot (0,2 + 0,32) = 29,2 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

РУВП-6 кВ:

$$I_{p \max \text{TR}} = \frac{26520}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 2} = 1276 \text{ (A)}.$$

$$B_k = I_{\text{пос}}^2 (t_{\text{відк}} + T_{\text{асх}}) + I_{\text{под}}^2 (0,5T'_d + T_{\text{асх}}) + 2I_{\text{под}}I_{\text{пос}} (T'_d + T_{\text{асх}}), \quad (2.35)$$

$$T_{\text{асх}} = \frac{T_{\text{ас}}I_{\text{пос}} + T_{\text{ад}}I_{\text{под}}}{I_{\text{пос}} + I_{\text{под}}}; \quad (2.36)$$

$$T_{акс} = \frac{0,05 \cdot 25,427 + 0,04 \cdot 11,083}{25,427 + 11,083} = 0,047 \text{ (с);}$$

$$B_k = 25,427^2 \cdot (0,3 + 0,047) + 11,083^2 \cdot (0,5 \cdot 0,07 + 0,047) + 2 \cdot 25,427 \cdot 11,083 \cdot (0,07 + 0,047) = 300,3 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с).}$$

## 2.8 Вибір комутаційної апаратури

Вибір комутаційних апаратів зведено в таблиці 2.16.

Таблиця 2.16 – Вибір вимикачів і роз'єднувачів

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
<b>ВРУ-330 кВ</b>	<b>362PMI40 (ABB)</b>	<b>РП-330-1/3200 УХЛ1</b>
$U_{ном} = 330 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 330 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 330 \text{ кВ}$
$I_{роб.мах} = 823,3 \text{ А}$	$I_{ном} = 1200 \text{ А}$	$I_{ном} = 3200 \text{ А}$
$I_{п.т} = 16,472 \text{ кА}$	$I_{ном.відк} = 40 \text{ кА}$	—
$i_{а.т} = 19,042 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{ном.відк} \beta_n = 19,8 \text{ кА}$	—
$I_{п.0} = 17,031 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	—
$i_y = 45,976 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{дин} = 160 \text{ кА}$
$2укB_k = 150,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{терt_{тер}} = 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{терt_{тер}} = 7938 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
<b>ВРУ-110 кВ</b>	<b>ЛТВ 145D1/В</b>	<b>РНД3.1-110/2000 У1</b>
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{роб.мах} = 1950 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$I_{п.т} = 16,599 \text{ кА}$	$I_{ном.відк} = 40 \text{ кА}$	—
$i_{а.т} = 18,709 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{ном.відк} \beta_n = 19,8 \text{ кА}$	—
$I_{п.0} = 16,992 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	—
$i_y = 45,471 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 150,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{терt_{тер}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{терt_{тер}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
<b>НН АТЗ 35 кВ</b>	<b>ВР35НС</b>	<b>РНД3.1-35/1000 У1</b>
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{роб.мах} = 437 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{п.т} = 7,494 \text{ кА}$	$I_{ном.відк} = 52 \text{ кА}$	—
$i_{а.т} = 7,887 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{ном.відк} \beta_n = 25,74 \text{ кА}$	—
$I_{п.0} = 7,494 \text{ кА}$	$I_{дин} = 52 \text{ кА}$	—
$i_y = 20,472 \text{ кА}$	$i_{дин} = 128 \text{ кА}$	$i_{дин} = 63 \text{ кА}$
$B_k = 29,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{терt_{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{терt_{тер}} = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

РУВП-6 кВ	Вимикач
	ВРЗ (КРУ серії КУ 10С)
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1276 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$I_{п.т} = 25,427 \text{ кА}$	$I_{ном.відк} = 40 \text{ кА}$
$i_{а.т} = 10,829 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{ном.відк} \beta_H = 19,8 \text{ кА}$
$I_{п.0} = 25,427 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$
$i_y = 65,616 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$
$B_k = 300,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

## 2.9 Вибір струмоведучих частин

ВРУ-330 кВ

а) збірні шини:

$$I_{max} = 823,3 \text{ А};$$

$$I_{п.0} = 17,031 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 45,976 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

Вибираємо шини з проводу  $2 \times \text{АС } 150/19$ , параметри якого взято з [3]:

$$I_{доп} = 450 \text{ А}; \quad d = 16,8 \text{ мм}, m = 0,554 \text{ кг/м}.$$

Перевірка за допустимим струмом:

$$I_{доп} = 2 \cdot 450 = 900 \text{ (А)} > I_{р.мах} = 823,3 \text{ (А)}.$$

Перевірку шин за умовою корони здійснюємо за формулою:

$$0,9 \cdot E_0 \geq 1,07 \cdot E, \quad (2.37)$$

де  $E_0$  – критична початкова напруженість електричного поля;

$E$  – розрахункова напруженість електричного поля.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (2.38)$$

де  $m$  – коефіцієнт жорсткуватості проводів ( $m = 0,82$  [2, 4]);  
 $r_0$  – радіус проводу.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,84}} \right) = 32,952 \text{ (кВ/см)}.$$

Напруженість електричного поля біля розщеплених проводів:

$$E = K \frac{0,354 \cdot U}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{ек}}}}, \quad (2.39)$$

де  $K$  – коефіцієнт, який враховує кількість проводів в фазі;

$U = 363$  кВ – максимально допустима напруга установки;

$n$  – кількість проводів в фазі;

$D_{\text{ср}}$  – середня геометрична відстань між фазами, см.

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

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D; \quad (2.40)$$

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot 450 = 576 \text{ (см)};$$

Для двох проводів в фазі [2]:

$$K = 1 + 2 \frac{r_0}{a};$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt{r_0 \cdot a},$$

де  $a$  – відстань між проводами в розщепленій фазі, для 330 кВ приймаємо  $a = 40$  см.

$$K = 1 + 2 \frac{0,84}{40} = 1,042;$$

$$r_{ек} = \sqrt{0,84 \cdot 40} = 5,797 \text{ (см);}$$

$$E = 1,042 \cdot \frac{0,354 \cdot 363}{2 \cdot 0,84 \cdot \lg \frac{567}{5,797}} = 40,043 \text{ (кВ/см).}$$

$$0,9 \cdot 32,952 = 29,656 \text{ (кВ/см)} < 1,07 \cdot 40,043 = 42,846 \text{ (кВ/см).}$$

Таким чином, обраний провід  $2 \times \text{АС } 150/19$  за умовою корони не проходить.

Збільшуємо переріз проводу, приймаємо провід  $2 \times \text{АС } 400/93$ :

$$I_{\text{доп}} = 860 \text{ А; } d = 29,1 \text{ мм.}$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,455}} \right) = 31,005 \text{ (кВ/см).}$$

$$K = 1 + 2 \frac{1,455}{40} = 1,073;$$

$$r_{ек} = \sqrt{1,455 \cdot 40} = 7,629 \text{ (см);}$$

$$E = 1,073 \cdot \frac{0,354 \cdot 363}{2 \cdot 1,455 \cdot \lg \frac{567}{7,629}} = 25,317 \text{ (кВ/см).}$$

$$0,9 \cdot 31,005 = 27,904 \text{ (кВ/см)} > 1,07 \cdot 25,317 = 27,089 \text{ (кВ/см).}$$

Умова виконується.

Перевірка на термічну дію не виконується, оскільки шини виконані голими проводами на відкритому повітрі.

Перевірка на схлестування провідів не проводиться, оскільки  $I_{п.0} < 20 \text{ кА}$ .

б) відгалуження до блочного трансформатора БТ1:

Економічний переріз:

$$q_e = \frac{I_{\text{норм}}}{J_e},$$

де  $I_{\text{норм}}$  – струм нормального режиму, А;

$J_e = 1$  – економічна густина струму, А/мм<sup>2</sup>.

$$I_{\text{норм}} = 0,95 \cdot 650 = 561,4 \text{ (А)};$$

$$q_e = \frac{I_{\text{норм}}}{J_e} = \frac{617,5}{1,1} = 561,4 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

За економічним перерізом приймаємо провід марки АС 600/72.

в) відгалуження до автотрансформатора зв'язку:

$$I_{\text{норм}} = 328/1,5 = 219 \text{ (А)};$$

$$q_e = \frac{I_{\text{норм}}}{J_e} = \frac{219}{1,1} = 198,8 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Приймаємо провід марки АС 205/27.

ВРУ-110 кВ

а) збірні шини:

$$I_{\text{max}} = 1950 \text{ А};$$

$$I_{\text{п.0}} = 16,992 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 45,471 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

Вибираємо шини з проводу  $2 \times \text{АС } 550/71$ , параметри якого взято з [3]:

$$I_{\text{доп}} = 1050 \text{ А}; d = 32,4 \text{ мм}.$$

Перевірка за допустимим струмом:

$$I_{\text{доп}} = 2 \cdot 1050 = 2100 \text{ (А)} > I_{\text{р.макс}} = 1950 \text{ (А)}.$$

Перевірка шин за умовою відсутності корони:



$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,62}} \right) = 30,683 \text{ (кВ/см)}.$$

Напруженість електричного поля біля розщеплених проводів:

$$U = 121 \text{ кВ};$$

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot 300 = 378 \text{ (см)};$$

$$a = 20 \text{ см для ВРУ-110 кВ};$$

$$K = 1 + 2 \frac{1,62}{20} = 1,162;$$

$$r_{\text{ек}} = \sqrt{1,62 \cdot 20} = 5,69 \text{ (см)};$$

$$E = 1,162 \cdot \frac{0,354 \cdot 121}{2 \cdot 1,62 \cdot \lg \frac{378}{5,69}} = 8,43 \text{ (кВ/см)}.$$

$$0,9 \cdot 30,683 = 27,614 \text{ (кВ/см)} > 1,07 \cdot 8,43 = 9,021 \text{ (кВ/см)},$$

Таким чином, обраний провід  $2 \times \text{АС } 550/71$  за умовою корони проходить.

Перевірка на термічну дію не виконується, оскільки шини виконані голими проводами на відкритому повітрі.

Перевірка на схлестування не проводиться, оскільки  $I_{\text{п.0}} < 20 \text{ кА}$ .

б) відгалуження до блочного трансформатора БТ2:

$$I_{\text{норм}} = 0,95 \cdot 1950 = 1852,5 \text{ (А)};$$

$$q_e = \frac{1852,5}{1,1} = 1684,1 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Приймаємо три проводи марки  $3 \times \text{АС } 600/72$  [3]:

$$I_{\text{доп}} = 1050 \text{ А}; d = 33,2 \text{ мм}.$$

в) відгалуження до автотрансформатора зв'язку:

$$I_{\text{норм}} = 984 / 1,5 = 656 \text{ (А)};$$

$$q_e = \frac{656}{1} = 656 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Приймаємо провід марки АС 650/79:  $d = 34,7$  мм.

г) відгалуження до TR2:

$$I_{\text{норм}} = 139 \text{ (А)};$$

$$q_e = \frac{I_{\text{норм}}}{J_e} = \frac{139}{1,1} = 126,4 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Приймаємо мінімально допустимий за умовою корони для напруги 110 кВ провід марки АС 150/19:  $I_{\text{доп}} = 450$  А;  $d = 16,8$  мм.

НН АТЗ 35 кВ.

$$I_{\text{р.мах}} = 437 \text{ А}; I_{\text{норм}} = 437 \text{ А};$$

Економічний переріз:

$$q_e = \frac{I_{\text{норм}}}{J_e},$$

де  $I_{\text{норм}}$  – струм нормального режиму, А;

$J_e = 1,1$  – економічна густина струму, А/мм<sup>2</sup>.

$$q_e = \frac{437}{1,1} = 397,3 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Вибираємо провід АС 400/18:  $I_{\text{доп}} = 700$  А;  $d = 26$  мм.

Перевірка за допустимим струмом:

$$I_{\text{доп}} = 700 \text{ (А)} > I_{\text{р.мах}} = 437 \text{ (А)}.$$

Генератор

В основному колі генератора встановлюємо пофазноекранований струмопровід генераторної напруги типу ТЭКН-Е-20-12500-400 [4]:

$$\begin{aligned} U_{\text{уст}} &= 20 \text{ кВ} = U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}; \\ I_{\text{max}} &= 10737 \text{ А} < I_{\text{ном}} = 12500 \text{ А}; \\ i_y &= 193,349 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 400 \text{ кА}; \end{aligned}$$

РУВП-6 кВ

Встановлюємо комплектний струмопровід типу ТЗК-10-2000-125:

$$\begin{aligned} U_{\text{уст}} &= 6 \text{ кВ} < U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}; \\ I_{\text{max}} &= 1276 \text{ А} < I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}; \\ i_y &= 91,475 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}. \end{aligned}$$

## 2.10 Вибір кабелів в РУ ВП

Вибираємо кабель для електродвигуна типу ДАЗО2-400Х-4:

$$P_{\text{ном}} = 400 \text{ кВт}; U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}; I_{\text{ном}} = 47 \text{ А}.$$

Приймаємо кабель марки ААШв,  $U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$ ; трижильний. Кабель прокладається у вологому приміщенні в каналі:  $v_0 = 30^\circ\text{C}$ ;  $T_{\text{max}} = 5600 \text{ год}$ .

Визначаємо економічний переріз:

$$q_{\text{ек}} = 47/1,2 = 39,17 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо трижильний кабель  $3 \times 50 \text{ мм}^2$ ;  $I_{\text{доп.ном}} = 155 \text{ А}$ .

Поправочний коефіцієнт на температуру повітря:  $K_2 = 0,93$ .

Тоді

$$I_{\text{доп}} = K_2 \cdot I_{\text{доп.ном}}, \quad (2.41)$$

$$I_{\text{доп}} = 0,93 \cdot 155 = 144,15 \text{ А} > I_{\text{max}} = 47 \text{ А}.$$

Перевіряємо кабель на термічну стійкість:

$$q_{\min} = \sqrt{B_k} / C, \quad (2.42)$$

де  $C = 90 \text{ А} \cdot \text{С}^{1/2} / \text{мм}^2$  – коефіцієнт, що враховує матеріал кабеля [2, 3].

$$q_{\min} = \sqrt{300,3 \cdot 10^6} / 90 = 192,5 \text{ мм}^2 > q_{\text{ек}}.$$

Збільшуємо переріз і приймаємо кабель з жилами перерізом  $240 \text{ мм}^2$ ,  
 $I_{\text{доп.ном}} = 290 \text{ А}$ .

## 2.11 Вибір вимірювальних трансформаторів

Вибираємо вимірювальні трансформатори струму (ТС) та напруги (ТН) в колі ЛЕП-330 кВ.

Встановлюємо трансформатор типу ТВ-330 (таблиця 2.17).

Таблиця 2.17 – Розрахункові та каталожні дані ТС типу ТВ-330

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{\text{уст}} = 330 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 330 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 823,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$i_y = 45,976 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$
$B_k = 150,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 7,66 \text{ Ом}$	$r_{2\text{ном}} = 20 \text{ Ом}$

Примітки:

- 1)  $I_{2\text{ном}} = 1 \text{ А}$ ;
- 2) схема з'єднань ТС – повна зірка;
- 3) 0,2/10P;
- 4)  $I_{\text{розр}} = 150 \text{ м}$

Таблиця 2.18 – Вторинне навантаження трансформатора струму

Прилад	Тип	Навантаження, В·А, фаза		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д-335	0,5		0,5
Варметр	Д-335	0,5		0,5
Лічильник активної енергії	И674	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	И676	2,5	-	2,5
Разом:		6,5	0,5	6,5

- загальний опір приладів [2]:

$$r_{\text{прил}} = S_{\text{прил}} / I^2, \quad (2.43)$$

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

- допустимий опір проводів:

$$r_{\text{пр}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}}, \quad (2.44)$$

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

- розрахунковий переріз проводів:

$$q_{\text{розр}} = \rho \cdot I_{\text{розр}} / r_{\text{пр}}, \quad (2.45)$$

$$q_{\text{розр}} = 0,0283 \cdot 150 / 13,4 = 0,32 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо контрольний кабель марки АКРВГ з алюмінієвими жилами перерізом  $q = 4 \text{ мм}^2$ .

Тоді вторинне навантаження

$$r_2 = 0,0283 \cdot 150 / 4 + 6,5 + 0,1 = 7,66 \text{ Ом} < r_{2\text{ном}} = 20 \text{ Ом}.$$

Встановлюємо трансформатор напруги (ТН) типу НКФ-330-73У1 [3]:

$$U_{1\text{ном}} = 330000/\sqrt{3} \text{ В};$$

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

$$U_{2\text{дод}} = 100 \text{ В};$$

$$S_{2\text{ном}} = 400 \text{ В}\cdot\text{А}.$$

Вторинне навантаження трансформатора напруги підраховано в таблиці 2.19.

Таблиця 2.19 – Вторинне навантаження ТН

Прилад	Тип	S <sub>обм</sub> , В·А	n <sub>обм</sub> , шт	Cosφ	Sinφ	n <sub>прил</sub> , шт	Загальна потужність	
							P, Вт	Q, Вар
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Лічильник активної енергії	И674	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Лічильник реактивної енергії	И676	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Фіксуєчий прилад	ФІП	3	-	1	0	1	3	-
Разом:							21	29

Вторинне навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{21^2 + 29^2} = 35,8 \text{ В}\cdot\text{А} < S_{2\text{ном}} = 3 \cdot 400 = 1200 \text{ В}\cdot\text{А}.$$

Для з'єднання ТН з приладами використовуємо контрольний кабель АКРВГ з жилами 2,5 мм<sup>2</sup>.

Таблиця 2.20 – Вимірювальні трансформатори

Місце розташування	Трансформатори струму	Трансформатори напруги
1	2	3
ВРУ-330 кВ	ТВ-330 0,2/10Р	НКФ-330-73У1
ВРУ-110 кВ	ТВ-110 0,2/10Р	НКФ-110-58У1
Генератор 300 МВт	ТШ-20 0,5/10Р	ЗОМ-1/20, ЗНОМ-20
БТ1: - сторона ВН	ТВТ-330-І-1000/1 0,5/10Р	-

- сторона НН	ТШ-20            0,5/10Р	-
БТ2:		
- сторона ВН	ТВТ110-I-1000/5   0,5/10Р	-
- сторона НН	ТШ-20            0,5/10Р	-
Трансформатор зв'язку:		
- сторона ВН	ТФРМ 330Б-III 0,5/10Р/10Р/10Р	-
- сторона СН	ТФЗМ110Б-III 0,5/10Р/10Р/10Р	-
- сторона НН	ТФЗМ35Б-II 0,5/10Р/10Р/10Р	-
ПРТВП1:		
- сторона ВН	ТВТ-35-I-300/1 0,5/10Р	-
- сторона НН	ТПЛ-10 0,5/10Р	ЗНОЛ.06-6У3
ПРТВП2:		
- сторона ВН	ТВТ-110-I-1000/1 0,5/10Р	-
- сторона НН	ТПЛ-10 0,5/10Р	ЗНОЛ.06-6У3
ТВП:		
- сторона ВН	ТШ-20 0,5/10Р	-
- сторона НН	ТПЛ-10 0,5/10Р	ЗНОЛ.06-6У3

## 2.12 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів

Вибираємо наступні розрядники (таблиця 2.21).

Таблиця 2.21 – Вибір розрядників

Місце встановлення	Тип розрядника
на клас напруги 330 кВ	ОПН-330У1
на клас напруги 110 кВ	ОПН-110У1
сторона НН АТЗ	РВМ-35У1
сторона НН БТ1 та БТ2	РВМ-20У1
нейтраль трансформаторів БТ2	РВМ-35У1
РУ ВП	РВРД-6У1

Для забезпечення нормальної роботи зв'язку та ремонтного захисту встановлюємо на ЛЕП високочастотні загороджувачі:

- а) 110 кВ ВЗ-1250-0,5У1;
- б) 330 кВ ВЗ-1250-0,5У1

### **2.13 Вибір засобів обмеження перенапруги та високочастотних загороджувачів**

Для захисту обладнання від атмосферних та комутаційних перенапруг встановлюємо розрядники [4]

- |                             |          |
|-----------------------------|----------|
| 1) ЛЕП-35 кВ, сторона ВН ТЗ | РВМ-35У1 |
| 2) сторона НН ТЗ та ТР      | РВРД-6У1 |
| 3) РУВП-6,3 кВ              | РВР8-6У1 |

Для забезпечення нормальної роботи зв'язку та засобів РЗА використовуємо на ЛЕП-35 кВ високочастотні загороджувачі типу ВЗ-630-0,5У1.

### **2.14 Вибір акумуляторної батареї**

На КЕС з блочними схемами для блоків потужністю 300 МВт і вище передбачається одна акумуляторна батарея (АБ) на кожний агрегат. Ці батареї встановлюються в головному корпусі мають елементи комутатора для регулювання напруги, працюють в режимі постійного підзаряду, з автоматичним підзарядом хвостових елементів. Кожна АБ має свій під зарядний пристрій, а для заряджання передбачається один загально станційний зарядний агрегат.



Таблиця 2.22 – Розрахунок навантаження установки постійного струму

Електроприймач	К-ть	$P_{\text{ном}}$ , кВт	$I_{\text{ном}}$ , А	$I_{\text{розр}}$ , А	$I_{\text{пуск}}$ , А	$I_{\text{ав}}$ , А	$I_{\text{пошт}}$ , А
Постійне навантаження	—	—	—	35	—	35	35
Аварійне освітлення	—	—	—	180	—	180	—
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	100
Електродвигун аварійного маслonaсосу ущільнень генератора	1	11	53	50	150	50	—
Електродвигун аварійного маслonaсосу змазки турбін	1	42	216	140	540	140	540
Разом						435	675

Приймаємо одну акумуляторну батарею типу «Vatra» на кожен блок.

Згідно з [2, 5] приймаємо:

номінальна напруга на шинах установки  $U_{\text{ш}} = 230 \text{ В}$ ;

напруга на елементі в режимі підзарядки  $U_{\text{кз}} = 2,15 \text{ В}$ ;

Розрахункова температура електроліту  $+25^{\circ}\text{C}$ .

З таблиці 2.23 випливає:  $I_{\text{ав}} = 435 \text{ А}$ ;  $I_{\text{пошт}} = 675 \text{ А}$ .

Розрахуємо кількість елементів батареї:

- основних (приєднаних до шин установки в режимі постійної підзарядки):

$$n_0 = \frac{U_{\text{ш}}}{U_{\text{пз}}};$$

$$n_0 = \frac{230}{2,15} = 106,98 \approx 108;$$

- загальна кількість елементів батареї:

$$n = \frac{U_{\text{ш}}}{U_{\text{р}}};$$

$$n = \frac{230}{1,75} = 131,43 \approx 130,$$

де  $U_p = 1,75 \text{ В}$  [2] – напруга на елементі в кінці аварійного розряду.

– додаткових:

$$n_{\text{дод}} = n - n_0 = 130 - 108 = 22.$$

В режимі заряду при максимальній напрузі на елементі  $2,7 \text{ В}$  до шин приєднується:

$$n_{\text{min}} = 230 / 2,7 = 85.$$

Виходячи із тривалості аварійного навантаження визначимо типовий номер батареї:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{\text{ав}}}{j};$$

$$N = 1,05 \cdot \frac{435}{25} = 18,3,$$

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

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

$j = 25 \text{ А/Н}$  [4] – допустиме навантаження аварійного розряду, приведене до першого номера акумуляторів, в залежності від температури електроліту.

Приймаємо найближчий більший типовий номер  $N=20$ .

Перевіряємо по струму короткочасного аварійного навантаження:

$$N \geq \frac{I_{\text{пошт}}}{46};$$

$$N \geq \frac{675}{46} = 14,7 < 20.$$

Перевіряємо по допустимій напрузі в умовах аварійного короткочасного навантаження:

$$j > \frac{I_{\text{пошт}}}{N},$$

де  $j$  визначається по кривим з [2, 4] для основних елементів з умови забезпечення мінімально допустимої напруги на приводі вимикача  $85\% U_{\text{ном}}$ , з врахуванням падіння напруги в кабелі  $5\% U_{\text{ном}}$ .

$$j = 38 \text{ А/Н} > \frac{675}{20} = 33,8 \text{ А/Н},$$

Остаточно приймаємо для встановлення акумуляторну батарею «Vatra» з типовим номером 20.

Струм підзаряду приймаємо рівним  $0,15 N$  [4]; тоді розрахунковий струм ПЗП основних елементів батареї:

$$I_{\text{ПЗП}} = I_{\text{пост}} + 0,15 \cdot N;$$

$$I_{\text{ПЗП}} = 35 + 0,15 \cdot 20 = 38 \text{ А},$$

де  $I_{\text{пост}}$  – струм постійно включеного навантаження (табл. 2.23).

Розрахункова напруга підзарядного пристрою:

$$U_{\text{ПЗП}} = U_{\text{пз}} \cdot n_0;$$

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

В якості ПЗП застосовують агрегати з твердими випрямлячами типу ВАЗП-380/260-40/80 на напругу 260 В і струм 40 А.

Розрахунковий струм і напруга підзарядного автоматичного пристрою додаткових елементів:

$$I_{\text{ПЗП дод}} = 0,05 \cdot N;$$

$$U_{\text{ПЗП дод}} = U_{\text{пз}} \cdot n_{\text{дод}};$$

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

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

Вибираємо автоматичний ПЗП типу АРН-3.

Розрахунковий струм і напруга (в кінці заряду) зарядного пристрою:

$$I_{\text{зп}} = I_{\text{пост}} + 5N;$$

$$U_{\text{зп}} = U_3 \cdot n;$$

$$I_{\text{зп}} = 30 + 5 \cdot 20 = 130 \text{ А};$$

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

Вибираємо зарядний агрегат типу ТППС-800.

## РОЗДІЛ 3

### ЗАСТОСУВАННЯ СУЧАСНИХ ЗАСОБІВ ДЛЯ БЛИСКАВКОЗАХИСТУ

#### 3.1 Сучасний грозозахист довго-іскровими розрядниками (РДІ)

Аналіз досвіду експлуатації розподільчих електричних мереж показує, що їх надійність нижча, ніж у мереж вищих класів напруги. Пошкодження в розподільних мережах становлять значну частину збитків, пов'язаних з перервами в електропостачанні споживачів.

Однією з основних причин аварій та пошкоджень повітряних ліній електропостачання (ПЛ) таких класів напруги є грозові перенапруги, що спричиняють імпульсні перекриття та руйнування ізоляторів, і супроводжуються дуговими замиканнями, із відповідним пошкодженням обладнання та відімкненням ліній [11].

Аварійні відімкнення ПЛ 6, 10 кВ через грозові перенапруги становлять до 40% від загальної кількості їх відключень. Через низьку імпульсну міцність, ізоляція розподільних мереж схильна до перекриття як від перенапруги під час прямих розрядів блискавки, так і від індукованих перенапруги при розрядах блискавки поблизу лінії. Останні є основною причиною грозових вимкнень і пошкоджень обладнання мереж 6, 10 кВ, становлячи в деяких випадках до 90%, а за проходження траси ПЛ у лісному масиві і до 100% від їх загальної кількості.

Отже, надійність електропостачання споживачів багато в чому залежить від ефективності грозозахисних заходів на таких лініях. Чинні сьогодні норми не передбачають спеціального захисту від грозових перенапруг ПЛ з неізольованими проводами напругою до 20 кВ, за винятком випадків захисту окремих точок ПЛ з ослабленою ізоляцією або з підвищеними вимогами до надійності. У цих місцях передбачається установка обмежувачів перенапруги нелінійних (ОПН), а також за наявності автоматичного повторного ввімкнення (АПВ) іскрових проміжків [11].

Найявний досвід застосування розрядників та незначний досвід застосування ОПН для захисту ПЛ від грозових перенапруг, а також теоретичні дослідження показують, що їх технічні можливості не достатні для надійного захисту повітряних ліній від наслідків грозових розрядів. Іскрові ж повітряні проміжки призводять тільки до збільшення кількості відключень ПЛ, оскільки не здатні гасити дугу, яка виникає після перекриття.

Єдиним засобом, який, хоча і не захищає безпосередньо від грозових впливів, але зменшує наслідки, слугує АПВ, ефективність якого для розподільних мереж становить не більше ніж 50 %. Оскільки АПВ негативно впливає на комуруюче і високовольтне обладнання, його застосовують далеко не скрізь. Такий об'єктивний стан проблеми грозозахисту розподільних ПЛ змушував визнати неминучість їх грозових аварійних відключень і пошкоджень. До того ж здійснювана в останні роки в нашій країні технічна політика, спрямована на застосування на розподільних ПЛ захищених проводів, істотно сприяла необхідності вироблення та прийняття нових прогресивних технічних рішень у галузі блискавкозахисту. Повітряні лінії із захищеними проводами (ПЛЗ) мають відчутні експлуатаційно-технічні переваги перед ПЛ з неізолюваними проводами за рахунок меншої пошкоджуваності, менших габаритів, надійності електропостачання споживачів, безпеки. Та ПЛЗ вимагають спеціального вирішення проблеми їх грозозахисту [11].

Особливістю проблеми грозозахисту ПЛЗ є те, що за відсутності спеціальних заходів під час грозового перекриття ізолятора лінії, дуга промислової частоти не має можливості переміщуватися по дроту і горить у місці пробією ізоляції до моменту відімкнення лінії. Це може призвести до випалу ізоляції проводу, ізолятора лінії, а в разі великих струмів коротких замикань (К.З.) – до перепалення проводу. Оскільки на лінії з неізолюваними проводами дуга під впливом електродинамічних сил здатна переміщатися одним зі своїх кінців уздовж проводу, фактор пошкодження проводу внаслідок теплового впливу дуги був незначним і ніяк не впливав на концепцію грозозахисту ПЛ, у разі ж ПЛЗ запобігання перепалення проводу стає головною умовою, що визначає необхідність обов'язкового застосування тих чи інших грозозахисних заходів [11].

Найпрогресивніші рішення в галузі грозозахисту повітряних ліній, відомі у світовій практиці, пов'язані із застосуванням ОПН. Значного поширення для грозозахисту ПЛЗ ОПН набули в Японії, де на розподільчих ПЛ застосовуються тільки захищені проводи і діють жорсткі вимоги щодо надійності електропостачання споживачів. Встановлення ОПН, розрахованих на струм блискавки 2,5 кА, паралельно кожному ізолятору ПЛЗ з підключенням їх до проводу через іскровий проміжок не тільки ефективно запобігає дуговим замиканням, але й відімкненню лінії під час індукованих перенапруг. Але за прямого розряду блискавки в провід вони пошкоджуються і підлягають заміні.

Оскільки первинний досвід будівництва ПЛЗ в Україні був заснований на використанні того типу захищених проводів, які до цього довгі роки застосовувалися у Фінляндії, то і супутні технології, які забезпечували їх впровадження, були запозичені звідти ж. Зокрема і система захисту, призначена для запобігання перепалення проводів під час грозових перенапруг.

Сенс дії цієї системи за ідеальної реалізації повинен полягати в такому. Встановлювані на всі три проводи поблизу ізоляторів дуго захисні «роги» разом із спіральною арматурою, які повинні забезпечувати відвід від кожного з проводів палаючої після грозового перекриття дуги і сприяти переходу можливих однофазних дугових замикань, щонайменше, в двофазні. Отже, проводи повинні захищатися від перепалення за рахунок обгорання «рогів» і за рахунок того, що гарантується гасіння дуги після відімкнення лінії [11].

Ця умовно звана «фінська» система дуго захисту має істотні недоліки. Перешкоджаючи перегоранню проводів, вона не захищає ізоляцію від перенапруг і не виключає можливості виникнення коротких замикань і відімкнення лінії після грозових впливів. Більше того, вона розрахована на те, щоб за рахунок спеціального розташування дуго захисних «рогів» однофазні замикання переводити в багатофазні тільки для того, щоб добитися відімкнення лінії. Такий принцип її дії ніяк не узгоджується з основною ідеєю функціонування електричних мереж з ізольованою нейтраллю, для яких однофазне замикання не є аварійним режимом, що вимагає

обов'язкового відімкнення. У цьому разі одна проблема, пов'язана з захистом від перепалу проводів, вирішується за рахунок додавання інших проблем.

Під час захисту відбувається інтенсивне прогорання «рогів», що вимагає їх періодичної заміни. Але, крім завідомо очевидних проблем, є одна технічна обставина, з якої є сумнівною працездатність цієї системи навіть у початковому варіанті. Дюгові замикання можуть супроводжуватися струмами різної величини, а можливість виходу дуги на «роги», через електродинамічні закономірності і конструктивні параметри системи, з'являються лише за струмів, що перевершують 1–2 кА. Відповідно за менших струмів дуга не виходить на «роги», і це спричиняє небезпеку перепалу дроту. Така аварійна можливість з'являється, наприклад, навіть під час К.З., зумовленого одночасним перекриттям ізоляторів кількох фаз на одній опорі за прямого розряду блискавки в лінію, на віддалі декількох кілометрів від підстанції. Досвід експлуатації «фінської» системи показав справедливості вищенаведеної критики [11].

Чинні сьогодні нормативні вимоги щодо грозозахисту ПЛЗ в загальному вигляді закріплені в 7-му виданні глави 2.5 ПУЕ, де рекомендовано встановлювати пристрої захисту ізоляції проводів ПЛЗ 6–20 кВ під час грозових перекриттів, і конкретизовані в методичних вказівках щодо захисту розподільних електричних мереж напругою 0,4–10 кВ від грозових перенапруг. Відповідно до них на ПЛЗ 6, 10 кВ, що проходять населеною місцевістю і в зоні з грозовою діяльністю в середньому 20 грозових годин і більше, необхідно передбачати установлення для захисту від грозових перенапруг довго-іскрові розрядники (РДІ).

#### Довго-іскрові розрядники

Довго-іскрові розрядники – особливий клас грозозахисних пристроїв, які за своїми конструктивними параметрами, технічними характеристиками і функціональними можливостями є особливим класом пристроїв грозозахисту. Вони не мають світових аналогів .

Принцип дії всіх видів РДІ полягає в обмеженні грозових перенапруг на ПЛЗ за рахунок іскрового перекриття по поверхні ізоляційного тіла розрядника з

довжиною каналу розряду, в кілька разів більшою, ніж будівельна висота ізоляції, що захищається. Супроводжувальні струми промислової частоти гасяться при цьому за рахунок забезпеченого таким чином зниження величини середнього градієнта робочої напруги вздовж каналу грозового перекриття [11].

Головною відмінністю класу довго-іскрових розрядників є неможливість їх руйнувань і пошкоджень грозовими та дуговими струмами, оскільки вони протікають поза апаратами уздовж поверхні РДІ. Це унікальна для грозозахисних апаратів особливість поєднується з конструктивною простотою.

Розрядний проміжок РДІ в декілька разів довший, ніж будівельна висота ізоляції і має нижчу імпульсну електричну міцність, ніж міцність ізоляції. Це пояснюється особливостями “ковзного” розряду, який розвивається по поверхні ізоляційного проміжку. Напруга ковзного розряду слабко залежить від відстані між електродами, тому великі проміжки можуть бути перекриті порівняно низькими напругами. Цей ефект ковзного розряду покладено в основу конструкцій довго-іскрових розрядників.

Розрядник типу РДІ-П (петлевий) виконано (рисунок 9.1) з металевого стрижня покритого шаром поліетиленової ізоляції і зігнутого в петлю, який за допомогою затискача кріпиться до заземленого електроду опори. У середній частині петлі надіта металева трубка, а між нею і проводом лінії встановлено іскровий проміжок. Внаслідок великої ємності між металевою трубкою і стрижнем, вся напруга виявляється прикладеною між проводом та трубкою. Під час пробою іскрового проміжку перенапруга прикладається між трубкою та металевим стрижнем, внаслідок чого з трубки вздовж поверхні ізоляції розвивається ковзний розряд до замикання його через вузол кріплення на заземлення. Завдяки великій довжині  $L$  каналу перекриття по поверхні петлі, середня напруженість електричного поля в каналі розряду для напруги промислової частоти становить приблизно 7 кВ/м. Зокрема, за товщини поліетиленової ізоляції 4 мм і довжини петлі 80 см за дії грозового імпульсу напруга пробою розрядника становить  $U_{50\%} = 100$  кВ, а ізоляції –  $U_{50\%} = 130$  кВ. Для струмів  $I_{кз} < 300$  А силова дуга не виникає і лінія продовжує





Встановлення таких розрядників на проводах ПЛ підсилює основну ізоляцію лінії та підвищує надійність її роботи .

РДІ-ІТ захищає ПЛ як від індукованих, так і від прямих ударів блискавки в провід. ІРД (ізолятор-розрядник, рисунок 3.3) забезпечує довгий шлях проходження імпульсного перекриття спіральним каналом навколо тіла ізолятора зі спіральними ребрами завдяки наявності напрямного електрода, який створює високу напруженість електричного поля на початку каналу розряду, що сприяє розвитку ковзного розряду. Градієнт потенціалу в каналі перекриття дуже малий, що запобігає виникненню силової дуги.

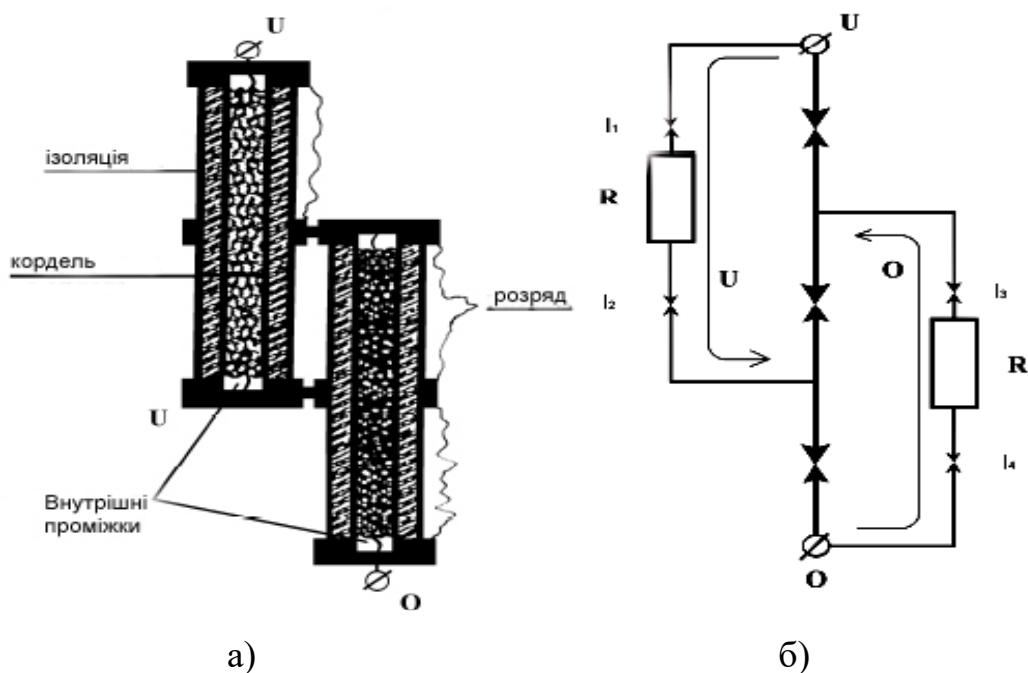


Рисунок 3.2 – Конструкція розрядника РДІ-М (а); схема заміщення (б)

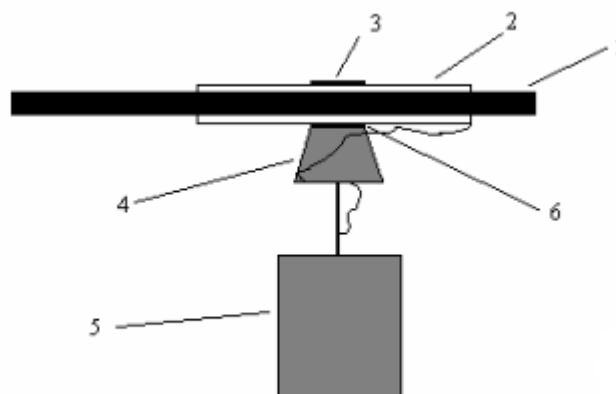


Рисунок 3.3 – Розрядник ІРДІ-ІТ: 1 – провід; 2 – ізоляція, 3 – металева трубка; 4 – ізолятор, 5 – заземлена опора; 6 – іскровий проміжок

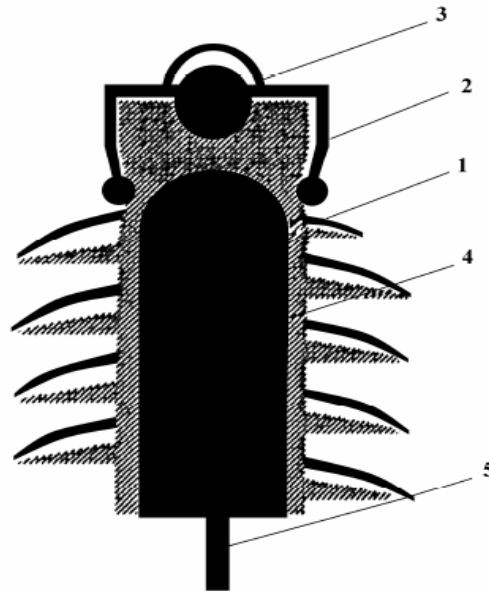


Рисунок 3.4 – Схема ізолятора-розрядника: 1 – внутрішній електрод; 2 – кріплення, 3 – провід, 4 – корпус, 5 – заземлений електрод

При застосуванні довго-іскрових розрядників можна зробити певні висновки:

- грозозахист розподільних ПЛ, як дієву міру підвищення надійності електропостачання та зниження експлуатаційних витрат, можна здійснити за допомогою застосування довго-іскрових розрядників;
- ПЛ 6, 10 кВ необхідно обов'язково захищати від грозових перенапруг і від перепалення проводів якнайбільше недопустимого з їх наслідків;
- установка петльових розрядників по одному на кожну опору з послідовним чергуванням фаз дозволяє запобігти не тільки перепалення проводів за індукованого грозового впливу, а й аварійним вимкненням ПЛЗ .

### 3.2 Ізолятори-розрядники з мультикамерною системою (ІРМК)

Традиційно захист ліній електропередачі від прямих ударів блискавки здійснюється за допомогою заземлених тросів. Проте в умовах, коли традиційні заходи блискавкозахисту не дають бажаного ефекту (локально висока інтенсивність грозової активності, великі переходи через водоймища і інші великі перешкоди) і число грозових відключень є неприпустимо великим, з'являється необхідність відмовитися від застосування грозозахисних тросів. Одним з рішень для

забезпечення блискавкозахисту ПЛЕП без застосування грозотросу є застосування ізоляторів-розрядників з мультикамерною системою (ІРМК) [19].

Розрядники ІРМК (ізолятори-розрядники мультикамерні) – принципово новий апарат, який поєднує в собі властивості ізолятора і розрядника одночасно (рисунок 3.5).



Рисунок 3.5 – Ізолятор-розрядник мультикамерною системою

При використанні розрядників ІРМК можливо забезпечити грозозахист повітряних ліній (ПЛ) будь-якого класу напруги, оскільки із збільшенням класу напруги зростає кількість ізоляторів в гірлянді і, відповідно, збільшується номінальна напруга і дугогасяча здатність пристрою [19].

Оснoву ІРМК складають звичайні ізолятори (скляні, фарфорові або полімерні), що масово випускаються, на яких спеціальним чином встановлена мультикамерна система (МКС), установка МКС не призводить до погіршення ізоляційних властивостей ізолятора, але завдяки ній він набуває властивість розрядника. Тому у разі застосування ІРМК на ПЛ не потрібно застосування грозозахисного тросу. При цьому знижується висота, маса і вартість опор, а також вартість усієї ПЛ в цілому, забезпечується надійний грозозахист ліній, різко скорочується число відключень ліній, зменшуються витрати від недовідпуску електроенергії і експлуатаційні витрати. Дуже перспективним представляється захист контактної мережі залізниць від прямих ударів блискавки за допомогою ІРМК.

Основним елементом ІРМК є МКС. МКС складається з великого числа електродів, вмонтованих в профіль з силіконової гуми. Між електродами виконані отвори, що виходять назовні профілю. Ці отвори утворюють мініатюрні

газорозрядні камери. При дії на розрядник імпульсу грозової перенапруги пробиваються проміжки між електродами. Завдяки тому, що розряди між проміжними електродами відбуваються усередині камер, об'єми яких дуже малі, при розширенні каналу створюється високий тиск, під дією якого канали іскрових розрядів між електродами переміщуються до поверхні ізоляційного тіла і далі видуваються назовні в навколишнє повітря (рисунок 3.6).



Рисунок 9.6 – Мультикамерна система (МКС) в роботі

Внаслідок виникаючого дугтя і подовження каналів між електродами канали розрядів охолоджуються, сумарний опір усіх каналів збільшується, т. ч. загальний опір розрядника зростає, і відбувається обмеження імпульсного струму грозової перенапруги.

У розрядниках з МКС можливі два типи гасіння іскрового розряду:

- під час переходу супроводжуючого струму 50 Гц через нуль;
- без супроводжуючого струму мережі;

Механізм гасіння іскрового розряду в МКС нагадує механізм гасіння дугового розряду в трубчастому розряднику. Істотна відмінність полягає в тому, що всередині трубчастого розрядника достатньо довго (до 10 мс) горить дуга. Вона випалює стінки газогенеруючої трубки, і гази, що утворилися від теплового руйнування, видувають канал розряду назовні. У разі "гасіння в нулі" МКС дуга починається в

дугогасячих камерах, а потім велика її частина видувається назовні у відкритий простір. Матеріал камер не газогенерує, дугтя утворюється просто за рахунок розширення каналу розряду, тому ерозія стінок камер незначна [19].

У разі "гасіння в імпульсі", тривалість якого складає мікросекунди або десятки мікросекунд, ерозії практично немає навіть після багатократних спрацьовувань МКС.

МКС випробувані на електродинамічну стійкість імпульсами струму з максимальним значенням 100-110 кА. Зразки МКС витримали 10 дій вказаних імпульсів без руйнування. Таким чином, МКС можна застосовувати для захисту ПЛ від прямих ударів блискавки (ПУБ). Після закінчення імпульсу грозової перенапруги до розрядника залишається прикладеною напруга промислової частоти.

При використанні ІРМК для захисту від грозових перенапруг знижується висота, маса і вартість опор, а також вартість усієї ПЛ в цілому. ІРМК забезпечують надійну грозозахист ліній, тобто скорочення кількості відключень ліній, зменшення збитку від недовипуску електроенергії, а також скорочення експлуатаційних витрат. ІРМК може забезпечити надійний захист ПЛ 6-35 кВ і вище як від індукованих перенапруг, так і від прямих ударів блискавки. Дуже перспективним представляється впровадження ІРМК на території України

## РОЗДІЛ 4

### ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

#### 4.1 Визначення кошторисної вартості проектованої КЕС

При проектуванні електростанцій з'являється необхідність в рішенні ряду економічних питань, таких як обґрунтування потужності і вибір площадки спорудження S; вибір оптимального варіанту із декількох можливих рішень (складається одинична потужність, параметри робочого темпу), розрахунок техніко-економічних показників параметрів електричної станції, що проектується, та їх аналіз.

В даному розділі вирішуються питання третьої групи, зокрема визначення кошторисної вартості електричної станції, яка проектується, визначення режимів роботи та основних техніко-економічних показників, розрахунок собівартості енергії та аналіз отриманих результатів.

Повні витрати на спорудження КЕС визначають по двом розділам: промислове і житлове будівництво. Вартість промислового будівництва визначають за кошторисно-фінансовим розрахунком, який складається з 13 розділів, кожний з яких має цільове значення [29-31].

Загальна сума капіталовкладень по окремих розділах і в цілому по розрахунках станції має бути розподілена на будівельно-монтажні роботи, на придбання обладнання і решту затрат у відсотковому співвідношенні, яке вказане в таблиці. В практиці будівництва КЕС 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 КЕС починають з розділу 2 "Об'єкти основного виробничого призначення", виходячи з питомих капіталовкладень.

Визначення сумарних капіталовкладень в промислове будівництво КЕС і складання КВФР виконуємо в табличній формі в табл. В.1. (Додаток В)

Питомі капітальні вкладення на 1 кВт встановленої потужності визначається за виразом:

$$k_{\text{пит}} = K_{\Sigma 0} / N_{\text{вст}}, \quad (4.1)$$

$$k_{\text{пит}} = 1855464000 / 1500000 = 1236,9 \text{ (грн/кВт)}.$$

де  $K_{\Sigma 0}$  – сумарні капітальні вкладення на спорудження ЕС за вирахуванням поворотної суми, грн;

$N_{\text{вст}}$  – встановлена потужність КЕС, 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 у відповідності до наступних економічних складових:

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

##### 4.2.1 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 берем з таблиці В.1. Для розрахунку амортизаційних відрахувань вартість основного виробництва (основних виробничих фондів) електростанції розбивають на три укрупнені групи Ф1, Ф2, Ф3.

Детальніше розшифруємо склад груп основних фондів. До першої (Ф1) входять будівлі, споруди, їх структурні компоненти та передавальні пристрої, в тому числі житлові будинки та їх частини.

До другої групи (Ф2) 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 (Ф3) ввійшли будь-які інші основні фонди, не включені до груп 1 і 2.

Розрахуємо вказані показники:

$$\Phi 1 = 0,6 \cdot K_{\Sigma \text{БМР}} + K_{\Sigma \text{обл}} - K_{\text{тр(обл)}}; \quad (4.2)$$

$$\Phi 2 = K_{\Sigma \text{тр}}; \quad (4.3)$$

$$\Phi 3 = 0,4 \cdot K_{\Sigma \text{БМР}} + K_{\Sigma \text{інш}} - K_{\text{тр(БМР)}}. \quad (4.4)$$

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю 4.2.

$$I_a = \Sigma \Phi_i \cdot N_i, \quad (4.5)$$

де  $I_a$  – сумарні амортизаційні відрахування;

$N_i$  – норма амортизації відповідної групи.

Таблиця 4.2 – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань

Груп и ОФ	Вартість ОФ, грн	Норма амортизації ОФ, %	Сума амортизаційних відрахувань, грн
Ф1	655434000	7	45880380
Ф2	46800000	28	13104000
Ф3	1250886000	20	250177200
Разо м		—	309161580

$$I_a = 655434000 \cdot 0,07 + 4680000 \cdot 0,28 + 1250886000 \cdot 0,2 = 309161580 \text{ (грн).}$$

#### 4.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

$$Ч = k_{шт} \cdot N_{вст}, \quad (4.6)$$

$$Ч = 0,75 \times 2 \times 300 + 0,74 \times 4 \times 500 = 1930 \text{ чол.}$$

де  $k_{шт}$  – штатний коефіцієнт, тобто питома чисельність промислово–виробничого персоналу електростанції на одиницю встановленої потужності;

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

$k_{шт}$  для КЕС приймаємо рівним 1,3.

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	КЕС	Кількість, чол.
Робітники	80%	1543
ІТР	16%	309
Службовці	3,5%	66
МОП	0,5%	12

Середня заробітна плата працівників відповідної категорії для КЕС приведена у таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 – Розмір середньої заробітної плати працівників КЕС, грн.

Категорія	Зарплата
Робітники	18000
Службовці	15000
ІТР	20000
МОП	12000

Загальна сума нарахованої річної заробітної плати в загальному по підприємству визначається за формулою:

$$S_{зп} = \sum 12 * Z_i * n_i, \quad (4.7)$$

де  $Z_i$  – середня заробітна плата робітника  $i$ -ої категорії;

$n_i$  - кількість робітників  $i$ -ої категорії.

Розрахунок виконуємо у вигляді таблиці 4.4.

Таблиця 4.4 – Розмір нарахованої заробітної плати в цілому по ЕС

Категорія працівників	Кількість, чол.	Нарахована за рік зарплата, грн.
Робітники	1543	27774000
ІТР	309	6180000
Службовці	66	990000
МОП	12	144000

Фонд заробітної плати підприємства визначається за даними таблиці 4.4 за формулою:

$$I_{зп} = (1,57(S_{зп \text{ роб.}} + S_{зп \text{ МОП}}) + 1,80(S_{зп \text{ ІТР}} + S_{зп \text{ сл.}})) \times K_k \times K_b, \quad (4.8)$$

$$I_{зп} = (1,57(2777400 + 14400) + 1,80(618000 + 99000)) \cdot 0,7 \cdot 1,375 =$$

$$= 54609612,75 \text{ (грн)},$$

де 1,57; 1,80 – коефіцієнти, які враховують преміювання працівників ЕС та додаткову заробітну плату;

$k_k$  – коефіцієнт, який враховує використання частини персоналу ЕС для виконання робіт по капітальному ремонту обладнання (приймається рівним 0,7);

$k_b = 1,375$  – коефіцієнт, який враховує величину відрахувань з фонду заробітної плати на соціальні потреби ( пенсійний фонд, фонд зайнятості та фонд соціального страхування ).

### 5.2.3 Розрахунок вартості палива

Витрати на паливо для ЕС різного типу визначаються з врахуванням технології виробництва електричної та теплової енергії на цій станції. Витрати на паливо для ГЕС взагалі відсутні. Визначення цієї статті витрат для інших типів станцій розглянемо окремо.

При визначенні собівартості електроенергії на КЕС по укрупнених показниках затрати на паливо визначаються за формулою:

$$S_{\Pi} = \frac{(\Pi_{\Gamma} + \Pi_{\Gamma P}) \cdot V_p \cdot (1 + \alpha_{\text{втр}})}{e_{\Pi}}, \quad (4.9)$$

де  $\Pi_{\Gamma}$  – ціна палива;

$\Pi_{\Gamma P}$  – витрати на транспортування;

$V_p$  – річні витрати умовного палива [10, табл. 4-1, ст.72];

$\alpha_{\text{втр}} = 0,015$  – втрати твердого палива на шляху до електростанції;

$e_{\Pi}$  – калорійний коефіцієнт, який дорівнює  $Q/29330$  ( $Q$  – теплова здатність палива [10]).

Річні втрати палива для звітної калькуляції приймаються по фактичних витратах, а при плануванні – по типових енергетичних характеристиках основного обладнання:

$$B_p = B_{xx} \cdot \tau_p + \beta \cdot W_{\text{вир}}, \quad (4.10)$$

де  $B_{xx}$  – годинні витрати умовного палива на холостий хід;

$\tau_p$  – число годин роботи блока ( $\tau_p = \tau_k - \tau_{\text{простою}}$ );

$\tau_{\text{простою}}$  – тривалість капітального чи поточного ремонту блока, год. [11].

Обчислимо число годин роботи блоків 300 МВт при умові, що на одному з них буде виконуватися капітальний ремонт та розширений поточний ремонт на другому. Для блоків 300 МВт:  $t_k=(60+18)$  год,  $t_{\text{п}}=27$  год.

$$\tau_{p300} = 2 \cdot 8760 - 1 \cdot 24 \cdot (60 + 18) - 1 \cdot 24 \cdot 27 = 15000 \text{ год.}$$

Визначимо витрати умовного палива

Таблиця 4.5 – Енергетичні характеристики енергоблоків

Тип турбіни	Енергетична характеристика
К-300-240, вугілля	$B^* = 7,11 \tau_p + 0,2878 W$

$$B_{p500} = 14,8 \cdot 30144 + 0,282 \cdot 3733532,515 = 1498987,369 \text{ т.у.п.}$$

$$B_{p\Sigma} = 3688352,193 + 1498987,369 = 5187339,562 \text{ т.у.п.}$$

Згідно з завданням видом палива є вугілля:  $\text{Ц}_{\text{п}} + \text{Ц}_{\text{тр}} = 9000$  грн/т.

Калорійний коефіцієнт становить:

$$e_{\text{п}} = \frac{41000}{29330} = 1,4252.$$

$$I_{\text{п}} = (9000 \cdot 5187339,562) / 1,452 = 32152931169 \text{ грн}$$

#### 4.2.4 Розрахунок інших затрат

Затрати на інші витрати визначаються у відсотках від суми затрат на амортизацію і зарплату:

$$I_{\text{ін}} = (I_{\text{а}} + I_{\text{зп}}) \cdot I_{\text{н}}, \quad (4.11)$$

$$I_{\text{ін}} = (309161580 + 5460961,275) \cdot 8\% = 25169803,3 \text{ грн},$$

де  $I_{\text{ін}} = 8 \%$ .

#### 4.2.5 Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Калькуляційною одиницею на електростанції є собівартість 1 кВт·год енергії, відпущеної з шин станції.

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва

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

$$I = 309161580 + 54609612,75 + 25169803,3 + 32152931169 = 32\,541\,872\,165,05 \text{ грн}.$$

Собівартість відпущеної електроенергії:

$$C = I / E_{\text{відп}}, \quad (4.13)$$

де  $E_{\text{відп}}$  – електроенергія, відпущена з шин станції за рік, МВт·год.

$$E_{\text{відп}} = E_{\text{вир}}(1 - P_{\text{вп}}),$$

$$E_{\text{відп}} = 8129999,81 \times (1 - 0,03) = 7560899,82 \text{ (МВт год)}.$$

$$C = 32541872165,05 / 7560899,82 \cdot 10^3 = 4,3 \text{ грн/кВт·год}.$$

Результати розрахунків зводимо в таблицю 4.6.

Таблиця 4.6 – Розрахунок собівартості електроенергії

Елементи витрат	Сума річних витрат	Собівартість енергії	
		%	грн/кВт·год
Амортизація	309161580	1,6	0,068
Зарплата	54609612,75	0,45	0,0193
Паливо	32152931169	97,9	4,21
Інші	25169803,3	0,05	0,002
Разом	32541872165,05	100	4,3

#### 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 4.7.

Таблиця 4.7 – Основні техніко-економічні показники КЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	1500
Річний виробіток електроенергії	кВт·год	7560899823
Коефіцієнт витрат електроенергії на власні потреби	%	3
Коефіцієнт обслуговування	МВт/чол	1,347
Кошторисна вартість промислового будівництва	грн	1855464000
Питомі капітальні вкладення	грн/кВт	713,64
Питомі витрати умовного палива	г/кВт·год	227,75
Собівартість відпущеної енергії	грн/кВт·год	4,3

## РОЗДІЛ 5

### ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

#### 5.1 Задачі розділу

Згідно Конституції України всі громадяни України мають право на належні безпечні і здорові умови праці. Закон України «Про охорону праці» визначає основні положення щодо реалізації конституційного права зайнятих працівників на охорону їх життя і здоров'я у процесі трудової діяльності, на належні, безпечні умови праці, це стосується і робіт пов'язаних з монтажем та експлуатацією електрообладнання ВРУ.

Під час роботи в діючих електроустановках питання охорони життя та здоров'я працівників є надзвичайно важливим. До роботи в таких установках допускаються працівники, які пройшли спеціальне навчання з питань охорони праці, безпечної експлуатації електроустановок та надання першої медичної допомоги. Такі працівники обов'язково повинні мати при собі спеціальне посвідчення. Згідно з СОУ-НМПЕ 40.1.12.103:2005 «Навчання/перевірка знань працівників підприємств електроенергетики з питань охорони праці, пожежної безпеки і технічної експлуатації» організацію навчання і перевірку знань працівників з питань охорони праці, пожежної безпеки і технічної експлуатації, а також професійної підготовки, перепідготовки та підвищення кваліфікації здійснюють служби управління (підготовки) персоналу або окремі працівники, яким доручена ця робота [15].

Тому, згідно теми кваліфікаційної роботи «Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 1500 МВт з аналізом особливостей обладнання блискавкозахисту», найголовнішим при експлуатації ліній електропередачі є електробезпека.

Небезпека ураження електричним струмом залежить від напруги електричної мережі, виду дотику людини, що обслуговує обладнання чи проводить його



налагодження до електромережі, режиму роботи електрообладнання, режиму нейтралі джерела живлення та наявності заземлення електроустановки.

Тому сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою «Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 1500 МВт з аналізом особливостей обладнання блискавкозахисту» для мінімізація ризику професійного захворювання чи ураження електричним струмом під час проведення монтажних чи налагоджувальних робіт та при обслуговуванні комутаційного обладнання черговим персоналом на енергооб'єктах:

- Провести аналіз умов праці при виконанні робіт із вимикачами за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
- Запропонувати організаційні та технічні заходи з охорони праці при виконанні робіт на ВРУ 110 кВ. Провести розрахунок захисного заземлення.

5.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем, та обслуговуванням електрообладнання на ВРУ

Досліджуючи питання конструкційних особливостей ліній електропередач згідно теми магістерської роботи «Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 1500 МВт з аналізом особливостей обладнання блискавкозахисту» на основі викладеного в попередньому розділі матеріалу на персонал що виконує обслуговування ліній за ГОСТ 12.0.003-74 впливають наступні небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

а) фізичні:

- підвищена температура повітря робочої зони;
- підвищена та знижена вологість повітря;
- підвищена та знижена рухомість повітря;
- підвищена запиленість і загазованість повітря робочої зони;
- 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).
- підвищений рівень статичної електрики [15].

Джерелами (носіями) небезпеки є:

- електрообладнання;
- природне середовище;
- людина.

5.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт з трансформатором в діючих електроустановках.

Для розробки рішень з охорони праці при роботі в діючих електроустановках було проаналізовано чинні норми:

- Закон України "Про охорону праці";
- ГКД 34.20.507-2003 "Правила - Технічна експлуатація електричних станцій і мереж";
- ГКД 341.004.001-94 – Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ;
- НПАОП 40.1-1.01-97 "Правила безпечної експлуатації електроустановок";
- НПАОП 40.1-1.07-01 "Правила експлуатації електрозахисних засобів";
- Правила улаштування електроустановок;
- ГОСТ 12.1.030-81. ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление;
- ДСТУ ГОСТ 12.1.038:2008. Электробезопасность. Предельно допустимое значение напряжения прикосновения и токов;

Так як монтаж та налагодження пристроїв релейного захисту проводиться в діючих електроустановках, тому за «Правилами безпечної експлуатації електроустановок» для забезпечення безпечних умов праці слід виконати наступні організаційні заходи:

- затвердження переліку робіт, які виконуються за нарядами, розпорядженням;
- призначення відповідальних за безпечне проведення робіт;
- оформлення робіт за нарядами чи розпорядженням;
- підготовка робочих місць;
- допуск до роботи;
- нагляд під час виконання робіт;
- переведення на інше робоче місце;
- оформлення перерв у роботі та її закінчення.

Для підготовки робочого місця до роботи, яка вимагає зняття напруги слід виконати наступні технічні заходи:

- здійснити необхідні відключення і вжити заходів, що унеможливають помилкове або самочинне ввімкнення комутаційної апаратури;
- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційною апаратурою;
- перевірити відсутність напруги на струмовідних частинах;
- встановити заземлення (ввімкнути заземлювальні ножі, встановити переносні заземлення);
- обгородити, за необхідності, робочі місця або струмовідні частини, що залишилися під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки [28].

Врахування та виконання описаних організаційних та технічних заходів з охорони праці дозволяє мінімізувати ризик травматизму, ураження електричним струмом та професійного захворювання при виконанні робіт в діючих електроустановках.

## 5.4 Технічне рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

### 5.4.1 Мікроклімат

Параметри мікроклімату, що нормуються: температура ( $1^{\circ}\text{C}$ ) і відносна вологість повітря ( $XV$ , %), швидкість його переміщення (м/с), потужність теплових випромінювань ( $\text{Вт}/\text{м}^2$ ).

Допустимі параметри мікроклімату для умов, що розглядаються (категорія робіт Іб та період року) в таблиці 5.1

Таблиця 5.1 – Допустимі норми параметрів мікроклімату

Період року	Категорія робіт	Температура, $^{\circ}\text{C}$ Допустима		Відносна вологість	Швидкість руху, X
		Верхня межа	Нижня межа		
Холодний	Іб	20-24	17-25	75	не більше 0,2
Теплий		21-28	19-30	55 при $27^{\circ}\text{C}$	0,1-0,3

### 5.4.2 Склад повітря робочої зони

Склад повітря робочої зони залежить від складу атмосферного повітря і впливу на нього ряду шкідливих виробничих факторів, утворених в процесі трудової діяльності людини. Склад повітря залишається постійним. Забруднення повітря робочої зони регламентується граничнодопустимими концентраціями (ГДК) в  $\text{мг}/\text{м}^3$ .

Таблиця 5.2 – Можливі забруднювачі повітря та їх ГДК

Найменування речовини	ГДК, $\text{мг}/\text{м}^3$		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньодобова	
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

Для нормалізації складу повітря робочої зони потрібно здійснювати щоденне прибирання робочого місця. Нагромадження пилу глибиною в  $1/8''$  у будь-якій області вказує на необхідність у вживанні заходів по очищенню області [15].

### 5.4.3 Виробниче освітлення. Природне освітлення

Природне освітлення – освітленість приміщень світлом неба (прямого або відображеного), яке проникає через світлові пройоми в зовнішніх огорожених конструкціях. По своєму спектральному складу воно є найбільш сприятливим. Природне освітлення характеризується коефіцієнтом природної освітленості КПО.

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2006, нормоване значення коефіцієнта природного освітлення слід визначати за формулою [15]:

$$e_N = e_H \cdot m_N, \quad (5.1)$$

де  $e_H$  – табличне значення КПО (природне – 1,5; суміщене – 0,9);

$m_N$  – коефіцієнт світлового клімату ( $m_N = 0,9$  при орієнтації вікон на північ);

$N$  – номер групи забезпеченості природним світлом.

Таким чином:

природне:  $e_N = 1,5 \cdot 0,9 = 1,35 \%$  ;

суміщене  $e_N = 0,9 \cdot 0,9 = 0,81 \%$ .

### 5.4.4 Штучне освітлення

Штучне освітлення використовується двох систем: загальне та комбіноване. Загальне освітлення – освітлення, при якому світильники розміщуються у верхній зоні приміщення рівномірно або пристосувальне до розташування обладнання. Комбіноване освітлення – додаткове освітлення, при якому до загального освітлення додається ще й місцеве. Місьцеве освітлення – освітлення, яке створюється світильниками, концентруючи світловий потік безпосередньо на робочих місцях.

Нормується величина освітленості  $E$  в люксах [15]. Для умов, що розглядаються в роботі (розряд робіт IV, підрозряд робіт в, система освітлення – загальне) тип джерела освітлення – люмінесцентні лампи, нормативне значення комбінованої освітленості 400 лк, а загальне – 200 лк.

Для забезпечення нормативного значення  $e_{\text{мін}}$  передбачено: штучне освітлення в приміщенні ДП забезпечується люмінесцентними лампами ЛБ-40.

Для забезпечення евакуації працюючих в темний час доби при аварійному відключенні електроенергії в цеху передбачається аварійне освітлення, яке забезпечує освітленість не менше 5% нормальної освітленості. Очищення вікон і світильників має проводитись на менше 4 разів на рік.

#### 5.4.5 Виробничий шум

Вплив шуму на людину може визвати різні подразнення, патологічні зміни, функціональні розлади і механічні пошкодження.

Шум порушує нормальну роботу шлунку, особливо впливає на центральну нервову систему. А також погіршує точність виконання робочих операцій, ускладнює сприйняття інформації, знижує продуктивність праці, збільшує брак в роботі [24].

Таблиця 5.3 – Допустимі рівні звукового тиску і рівні звуку для постійного (непостійного) широкополосного (тонального) шуму

Робочі місця	Рівні звукового тиску, дБ в октавних смугах із середньгеометричними частотами, Гц								Рівень звуку, дБА
Робочі місця в приміщеннях цехового керівного апарату, контор, лабораторій	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	60
	79	70	63	58	55	52	50	49	

#### 5.4.6 Виробнича вібрація

Вібрацією називають будь-які механічні коливання пружинних тіл або систем, коли відбувається переміщення центра їх ваги в просторі відносно статичного стану. Коливання тіл з частотою, нижчою 16 Гц сприймається організмом, як вібрація, а коливання з частотою 16... 20 Гц і більше – одночасно як вібрація і як звук.

У приміщенні оперативного пункту управління знаходиться обладнання, яке є джерелом вібрації. Це в першу чергу пристрої релейного захисту та автоматики, вентиляційні установки. В залежності від дії на людину вібрація ділиться на

загальну і локальну. Загальна вібрація передається через опорні поверхні на тіло сидячої або стоячої людини і викликає струс всього організму, локальна (місцева) – коливальні рухи лише окремих частин тіла (руки, ноги).

Наведемо в таблицю 5.4 допустимі рівні вібрації  $m$  постійних робочих місцях.

Таблиця 5.4 – Допустимі рівні вібрації  $m$  постійних робочих місць.

Вид вібрації	Октавні смуги з середньо геометричними частотами, Гц									
	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Загальна вібрація на постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях	<u>1,3</u> 108	<u>0,45</u> 99	<u>0,22</u> 93	<u>0,2</u> 92	<u>0,2</u> 92	<u>0,2</u> 92	-	-	-	-
Локальна вібрація	-	-	<u>2,8</u> 115	<u>1,4</u> 109	<u>1,4</u> 109	<u>1,4</u> 109	<u>1,4</u> 109	<u>1,4</u> 109	<u>1,4</u> 109	<u>1,4</u> 109

В чисельнику середньоквадратичне значення вібрації, м/с  $10^{-2}$ , в знаменнику – логарифмічні рівні вібрації, дБ.

### 5.5 Розрахунок захисного заземлення

У роботі досліджуються блискавкозахист. Тому приводиться приклад розрахунку заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ.

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

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП:  $S = (200 \times 140) = 28000 \text{ м}^2$ ;

- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$$\rho_1 = 900 \text{ Ом}\cdot\text{м}; \quad \rho_2 = 450 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

- глибина закладення заземлення:  $t = 0,7 \text{ м}$ ;

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

- число вертикальних заземлювачів:  $n_B = 46 \text{ шт}$ ;

- довжина вертикальних заземлювачів:  $l_B = 5 \text{ м}$ .

Заземлювальний пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних поліс  $40 \times 4 \text{ мм}$  та вертикальних заземлювачів-стержнів діаметром  $20 \text{ мм}$  (рисунок 5.1).

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = p / n_B = 2 \cdot (140 + 200) / 46 = 14,8 \text{ м.}$$

Визначимо величини:

$$\rho_1 / \rho_2 = 900 / 450 = 2;$$

$$a / l_B = 14,8 / 5 = 2,96;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{28000} = 167,3 \text{ (м)};$$

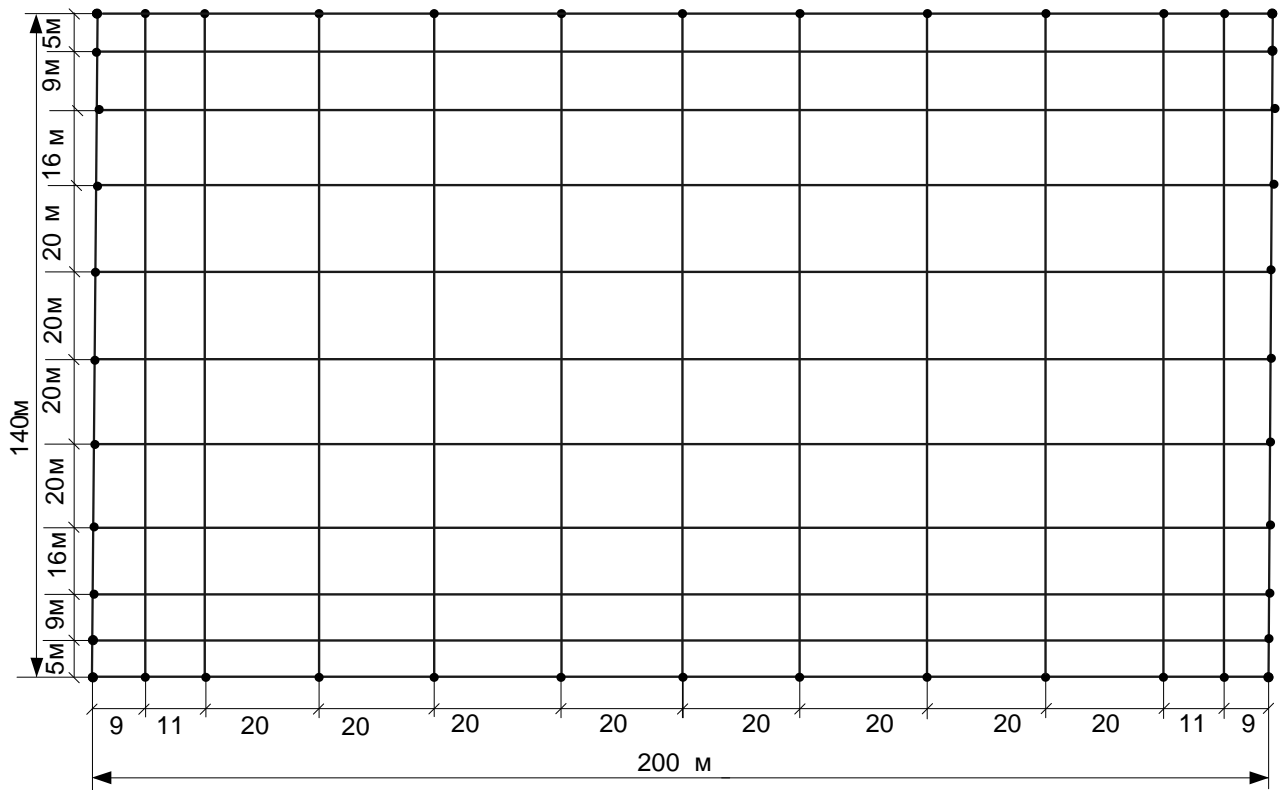


Рисунок 5.1 – План заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ

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

$$R_{ш} = A \cdot \frac{\rho_{екв}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{екв}}{L_r + L_B}, \quad (5.2)$$



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

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

$L_{\Gamma}$ ,  $L_B$  – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів;

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1, \quad (5.3)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0,1 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5; \quad (5.4)$$

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{167,3} = 0,034 < 0,1;$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,034 = 0,415;$$

$$\frac{h - t}{l_B} = \frac{2 - 0,7}{5} = 0,26.$$

$$L_{\Gamma} + L_B = (140 \cdot 13 + 200 \cdot 11) + 46 \cdot 5 = 4250 \text{ м.}$$

З таблиці 7.6 [4] визначаємо, що  $\rho_{\text{екв}}/\rho_2 = 1,14$ .

$$\rho_{\text{екв}} = 1,14 \cdot 450 = 513 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Опір штучного заземлювача:

$$R_{\text{шт}} = 0,415 \cdot 513 / 167,3 + 513 / 4250 = 1,39 \text{ (Ом)} > 0,5 \text{ (Ом)}.$$

На території ВРУ є природні заземлювачі. Приєднуємо до штучних заземлювачів:

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

б) фундаменти опор  $R_{\text{п2}} = 1,2 \text{ Ом}$ .

Опір заземлювача:

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

$$R'_3 = \frac{1,39 \cdot 1,1 \cdot 1,2}{1,39 \cdot 1,1 + 1,39 \cdot 1,2 + 1,1 \cdot 1,2} = 0,406 \text{ (Ом)} < 0,5 \text{ (Ом)}.$$

Згідно ПУЕ розрахунок заземлюючих пристроїв в мережах 110 кВ і вище проводиться по допустимому опорі заземлення  $R_z=0.5$  Ом.

Висновок: з наведеного вище бачимо, що вибраний заземлюючий пристрій повністю відповідає усім вимогам ПУЕ, ПТЕ та ПТБ і може бути встановлений на ВРУ 330 кВ.

## 5.6 Пожежна безпека

Результати розрахунків по розділу представлені у ДОДАТКУ Б1.

## ВИСНОВКИ

В роботі була спроектована КЕС, встановлена потужність якої 1500 МВт. Яка призначена для видачі потужності в енергосистему і забезпечення електроенергією споживачів місцевого району.

В електротехнічній частині були розраховані графіки навантаження електростанції, а також обчислені основні показники роботи станції.

Для встановлення на спроектованій КЕС було обрано основне обладнання. Було обрано структурну схему станції на підставі техніко-економічного порівняння двох варіантів. Видача електроенергії в систему відбувається на напрузі 330 кВ через чотири повітряні лінії. Живлення споживачів місцевого району відбувається на напрузі 110 кВ через шість ЛЕП.

Далі обрана схема власних потреб ЕС. Проведено розрахунок струмів короткого замикання для вибору комутаційного обладнання. Обрано струмоведучі частини, контрольно-вимірювальну апаратуру, розрядники, високочастотні загороджувачі та акумуляторну батарею. Розраховано блискавкозахист та заземлювальний пристрій ВРУ 330 кВ.

Для захисту об'єктів від ураження блискавкою використовують блискавковідводи. Залежно від об'єкта, що захищається ними, застосовують *стрижневі* (підстанції) або *тросові* (ПЛ) блискавковідводи. Необхідною умовою ефективної роботи блискавковідводів є їх належне заземлення.

Грозозахист підстанцій, крім захисту від прямих ударів блискавки, має містити в собі наступні типи захистів:

1) від перекриттів при ударах блискавки в заземлені конструкції підстанцій, тобто від зворотних перекриттів із заземлених елементів на струмопровідні частини устаткування;

2) від хвиль, що надходять із лінії.

Для виконання першої вимоги необхідно опір заземлення підстанції робити малим. Для напруги вище 1000 В опір заземлення підстанції  $R_3 \ll 0,5 \text{ Ом}$ . Зменшення  $R_3$  - найбільш ефективний шлях захисту від зворотних перекриттів.

Захист від атмосферних перенапруг розподільних пристроїв і підстанцій здійснюється: від хвиль перенапруг, що набігають з фідерних ліній електропередачі – блискавковідводами від прямих ударів блискавки на певній довжині цих ліній, захисними апаратами, установленими на підходах і в РП, до яких належать розрядники вентильні (РВ), розрядники трубчасті (РТ), захисні іскрові проміжки (ІП), обмежувачі перенапруг нелінійні (ОПН), а також розрядники довгоіскрові (РДІ), розрядники мультикамерні (РМК) та ізолятори-розрядники мультикамерні (ІРМК).

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

- 1 Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с
2. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
3. Енергетична стратегія України на період до 2035 року. «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». Київ, 2017. URL: <http://195.78.68.67/minugol/doccatalog/document?id=245234103>.
4. Проект Плану відновлення України. Матеріали робочої групи «Енергетична безпека». 2022. 164 с. URL: <https://www.kmu.gov.ua/storage/app/sites/1/recoveryrada/ua/energy-security.pdf>
5. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій: Ч. 1 [Електронний ресурс] : навчальний посібник / НТУУ «КПІ» ; уклад. Є. І. Бардик, П. Л. Денисюк, Ю. В. Безбереж'єв. – Електронні текстові дані (1 файл: 4,75 Мбайт). – Київ : НТУУ «КПІ», 2011.
6. Лагутін В. М. Власні потреби електричних станцій. Навчальний посібник / В. М. Лагутін, ., В. В. Тептя, С. Я. Вишневський. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 102 с.
7. Інженерне обладнання будинків і споруд. Улаштування блискавкозахисту будівель і споруд (ІЕС 62305:2006, NEQ): ДСТУ Б В.2.5-38:2008. – Введений 01.01.2009. - Київ: Держстандарт України, 2008. - 65 с.
8. Ліщак І. В. Оцінка надійності схем грозозахисту повітряних ліній електропередавання / І. В. Ліщак, Т. В. Бінкевич // Вісник Національного університету «Львівська політехніка». – 2014. – № 785 : Електроенергетичні та електромеханічні системи. – С. 39-45.
9. СОУ-Н МЕВ 40.1-21677681-67:2012 "Обмежувачі перенапруг нелінійні напругою 6-35 кВ. Настанова щодо вибору та застосування у розподільчих установках", затвердженого наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 13 липня 2012 року № 515.
- 10 Тептя В. В., Кулик В. В. Електромеханічні перехідні процеси в електроенергетичних системах. Конспект лекцій. Вінниця: ВНТУ, 2021. – 183 с.

11. 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.

12. Ochrona przed piorunowym impulsem elektromagnetycznym. Zasady ogolne. Ochrona przed piorunowym impulsem: PN-IEC 61312-1:2001.

13. Лежнюк П. Д. Комутаційні електричні апарати / П. Д. Лежнюк, В. Ц. Зелінський, Л. Н. Добровольська. - Луцьк: ЛНТУ, 2010. – 321 с.

14. СОУ-Н ЕЕ 40.12-001100227-47:2011 "Обмежувачі перенапруг нелінійні напругою 110-750 кВ. Настанова щодо вибору та застосування", затвердженого наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 19 травня 2011 року № 124

15. Бондаренко Є. А. Безпека життєдіяльності : навч. посіб. / Є. А. Бондаренко., А. В. Сердюк – Вінниця : ВДТУ, 2013. – 160 с.

16. ГКД 34.20.507-2003 Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила.

17. Закон України «Про охорону праці» / Законодавство України про охорону праці. – К. Нова редакція 2002 р.

18. ДБН В.2.5-28-2006 Природне і штучне освітлення - [Електронний ресурс] - Режим доступу: <http://document.ua/prirodne-i-shtuchne-osvitlennja-nor8425.html>

19. ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. - [Електронний ресурс] - Режим доступу: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html>.

20. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів.–Х.: Видавництво «Форт», 2018. – 192с.

21. Артем Пташник, Захар Толстий, Дмитро Гук, Сергій Ладанюк «СИСТЕМИ БЛИСКАВКОЗАХИСТУ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ОБ'ЄКТІВ». Матеріали конференції «Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи (МН2024)». Секція "Електроенергетика та електромеханіка", Вінницький національний технічний університет, м. Вінниця. [Електронний ресурс]. URL1: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mn/mn2024/paper/viewFile/19649/16266>

**ДОДАТКИ**

## Додаток А

### ПРОТОКОЛ

#### ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 1500 МВт з аналізом особливостей обладнання блискавкозахисту

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота  
(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки  
(кафедра, факультет)

#### 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)

Пташник А.Д.  
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи \_\_\_\_\_  
(підпис)

Нетребський В.В.  
(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 КОНДЕНСАЦІЙНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ  
ПОТУЖНІСТЮ 1500 МВТ З АНАЛІЗОМ  
ОСОБЛИВОСТЕЙ ОБЛАДНАННЯ БЛИСКАВКОЗАХИСТУ  
08-13.МКР.011.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц.

\_\_\_\_\_ Нетребський В.В.

Магістрант групи 1ЕС-22м

\_\_\_\_\_ Пташник А.Д.

Вінниця 2023 р.

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

а) в зв'язку з тим, що стан енергетичної галузі України на даний час є досить тяжким, що обумовлено зношенням обладнання, недостатньою кількістю генерувальних потужностей та зростанням споживання електричної енергії, постає необхідність проектування та введення в експлуатацію нових електричних станцій;

б) наказ ректора ВНТУ №247 від 18.09.2023 про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

## **2. Мета і призначення МКР**

а) мета – проектування КЕС потужністю 1500 МВт та аналіз сучасних систем блискавкозахисту;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

## **3. Вихідні дані для виконання МКР**

Список використаних джерел розробки:

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

2. Лагутін В. М. Власні потреби електричних станцій: навчальний посібник / В. М. Лагутін, В. В. Тептя, С. Я. Вишневський. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 102 с.

3. Бондаренко Є. А. Безпека життєдіяльності : навч. посіб. / Є. А. Бондаренко., А. В. Сердюк – Вінниця : ВДТУ, 2013. – 160 с.

## **4. Вимоги до виконання.**

Передбачається спорудження КЕС у центральному регіоні

– Станція потужністю 1500 МВт. Відстань до енергосистеми 370 км; паливо – вугілля; максимальна потужність, що віддається в систему 1000 МВт; номінальна потужність системи 12400 МВА; номінальний опір системи 0,31 в.о.; номінальна напруга системи 330 кВ; максимальна потужність, що віддається в місцевий район 200 МВт; номінальна напруга району 110 кВ.

– елементна база: електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на КЕС, українського та зарубіжного виробництва (“Південнемаш”, “Рівненський завод високовольтної апаратури”, “АВВ” та ін.)

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

– показники технологічності: проектування КЕС, 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 ТЕЦ, виконати проектування резервного живлення.

### 5. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	19.09.23	26.09.23	формування технічного завдання
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування КЕС	27.09.23	2.10.23	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1
3	Електротехнічна частина	3.10.23	2.11.23	розділ 2
4	Блискавкозахист	3.11.23	10.11.23	розділ 3
5	Економічна частина	11.11.23	16.11.23	розділ 4
6	Охорона праці та безпека в НС	17.11.23	24.11.23	розділ 5
7	Оформлення пояснювальної записки	25.11.23	2.12.23	пояснювальна записка
8	Виконання графічної частини та оформлення презентації	3.12.23	5.12.23	плакати, презентація

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

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, протокол попереднього захисту МКР на кафедрі, відгук наукового керівника, відгук опонента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами, довідка про відповідність оформлення МКР діючим вимогам.

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

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

## **8. Вимоги до оформлення МКР**

Вимоги викладені в «Положенні про порядок підготовки магістрів у Вінницькому національному технічному університеті» з урахуванням змін, що подані у бюлетені ВАК України № 9-10, 2011р.

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

Відсутні.

## Додаток Б 1

## Пожежна безпека

Пожежна безпека – стан об'єкта, при якому з регламентованою ймовірністю виключається можливість виникнення та розвиток пожежі і впливу на людей її небезпечних факторів, а також забезпечується захист матеріальних цінностей. Причинами пожеж та вибухів на підприємстві є порушення правил і норм пожежної безпеки, невиконання Закону "Про пожежну безпеку".

Небезпечними факторами пожежі і вибуху, які можуть призвести до травми, отруєння, загибелі або матеріальних збитків є відкритий вогонь, іскри, підвищена температура, токсичні продукти горіння, дим, низький вміст кисню, обвалення будинків і споруд.

За стан пожежної безпеки відповідають керівники, майстри та інші керівники.

Приміщення ВРУ згідно ОНТП 24-86 відносяться до категорії Д. До цієї категорії відносяться негорючі речовини у холодному стані, будівлі II ступеня вогнестійкості.

Приміщення категорії Д захищається вогнегасниками типу ВП-5. Відстань між вогнегасниками та місцями можливого загоряння не повинна перевищувати 70 м.

На території підприємства електричних мереж встановлено 3 пожежних щита. До комплексу засобів пожежогасіння, які розміщуються в ньому, слід включати: вогнегасники ВП-5 – 3 шт., ящик з піском – 1 шт., покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу або повсті 2м x 2м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., ломи – 2 шт., сокири – 2 шт [29].

Ящик для піску має місткість 3 м<sup>3</sup> та укомплектований совковою лопатою. У приміщеннях щит повинен бути в легкодоступному місці, ближче до виходу.

Встановлення блискавковідводів задля забезпечення пожежної безпеки ВРУ – 110кВ.

Кожний блискавковідвід створює навколо себе певний простір, вірогідність попадання блискавки в яке практично рівна нулю. Цей простір називають зоною захисту блискавковідводу.

В залежності від типу, числа і взаємного розташування блискавковідводів зони захисту можуть мати різні геометричні форми.

Виконуємо розрахунок зони захисту стержневим блискавковідводом. Зона захисту подвійного стержневого блискавковідводу представляється вертикальним перерізом конуса у вигляді ламаної лінії [7,9].

Для ВРУ-330 кВ приймаємо дворядну установку вимикачів. План розташування блискавковідводів подано на рисунку 5.2.

Параметри грозозахисту визначаються таким чином:

- радіус захисту блискавковідводу:

$$r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3 h; \quad (5.5)$$

- ширина зони захисту:

$$b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x) \text{ при } 0 \leq h_x \leq 2/3 h; \quad (5.6)$$

де

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2}; \quad (5.7)$$

$h$  – висота блискавковідвода, м;

$h_x$  – розрахункова висота, для якої визначається зона захисту, м;

$h_0$  – висота зони захисту в середині відстані між блискавковідводами, м;

$L$  – відстань між сусідніми блискавковідводами, м.

Вихідні дані :

а) висота блискавковідводу:  $h = 36$  м;

б) розрахункова висота, для якої визначаються зони захисту:  $h_x = 23$  м;

$$2/3 \cdot h = 2/3 \cdot 36 = 24 \text{ м} > h_x = 23 \text{ м}.$$

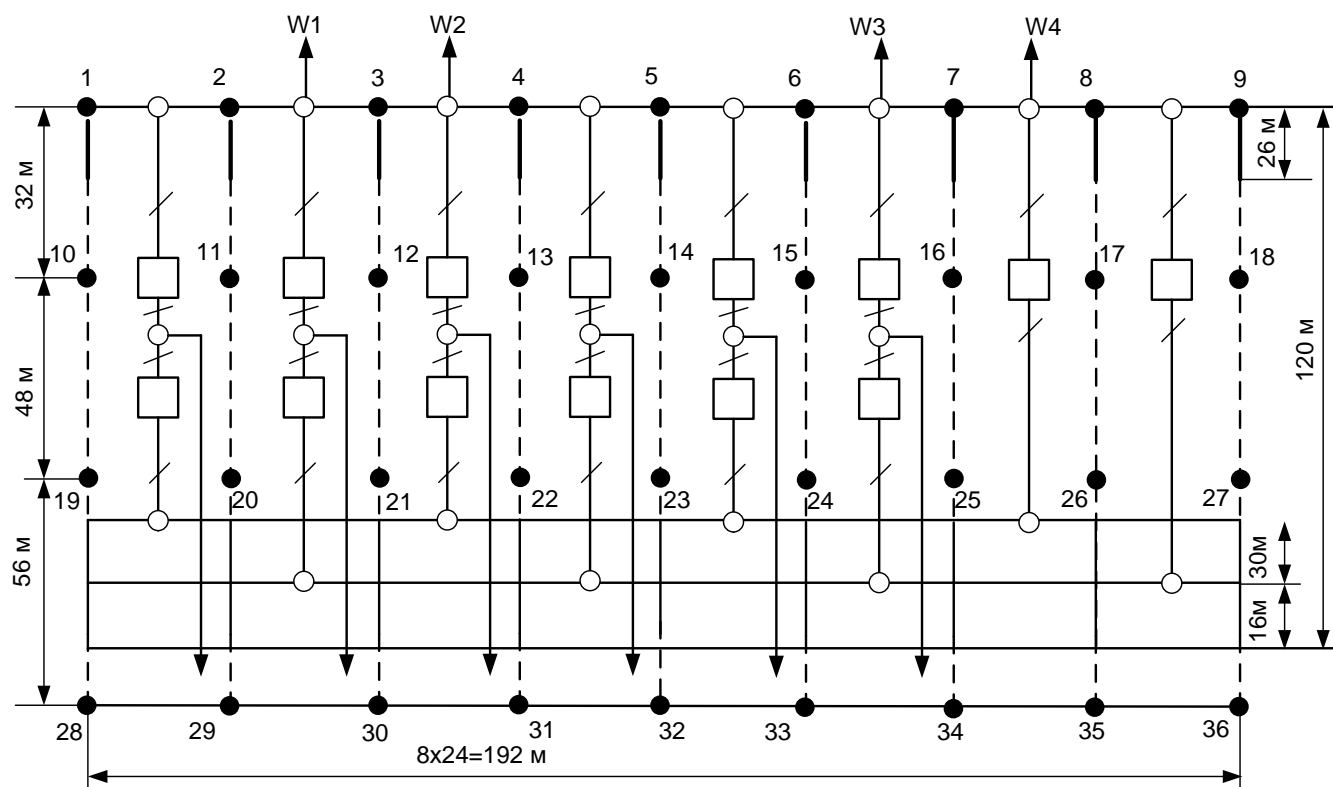


Рисунок 5.3 – Схема розташування блискавковідводів ВРУ – 330кВ

Дані для побудови зони захисту блискавковідводів наведені в таблиці 5.5.

Таблиця 5.5 – Дані для побудови зони захисту блискавковідводів ВРУ-330 кВ

Пари блискавковідводів	L, м	h <sub>0</sub> , м	b <sub>x</sub> , м	r <sub>x</sub> , м
1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 5-6, 6-7, 7-8, 8-9, 10-11, 11-12, 12-13, 13-14, 15-16, 16-17, 17-18, 19-20, 20-21, 22-23, 23-24, 24-25, 25-26, 26-27, 28-29, 29-30, 30-31, 31-32, 33-34, 34-35, 35-36	24	35,34	19,76	10,9
1-10, 2-11, 3-12, 4-13, 5-14, 6-15, 7-16, 8-17, 9-18	32	34,82	18,21	10,9
10-19, 11-20, 12-21, 13-22, 14-23, 15-24, 16-25, 17-26, 18-27	48	33,37	13,85	10,9
19-28, 20-29, 21-30, 22-31, 23-32, 24-33, 25-34, 26-35, 27-36	56	32,43	11,04	10,9
1-11, 2-10, 2-12, 2-10, 3-11, 3-13, 4-12, 4-14, 5-13, 5-15, 6-14, 6-16, 7-15, 7-17, 8-16, 8-18, 9-17	40	34,16	16,24	10,9
10-20, 11-19, 11-21, 12-20, 12-22, 13-21, 13-23, 14-22, 14-24, 15-23, 15-25, 16-24, 16-26, 17-25, 17-27, 18-26	53,70	32,71	11,89	10,9
19-29, 20-28, 20-30, 21-29, 21-31, 22-30, 22-32, 23-31, 23-33, 24-32, 24-34, 25-33, 25-35, 26-34, 26-36, 27-36	60,9	31,79	9,12	10,9

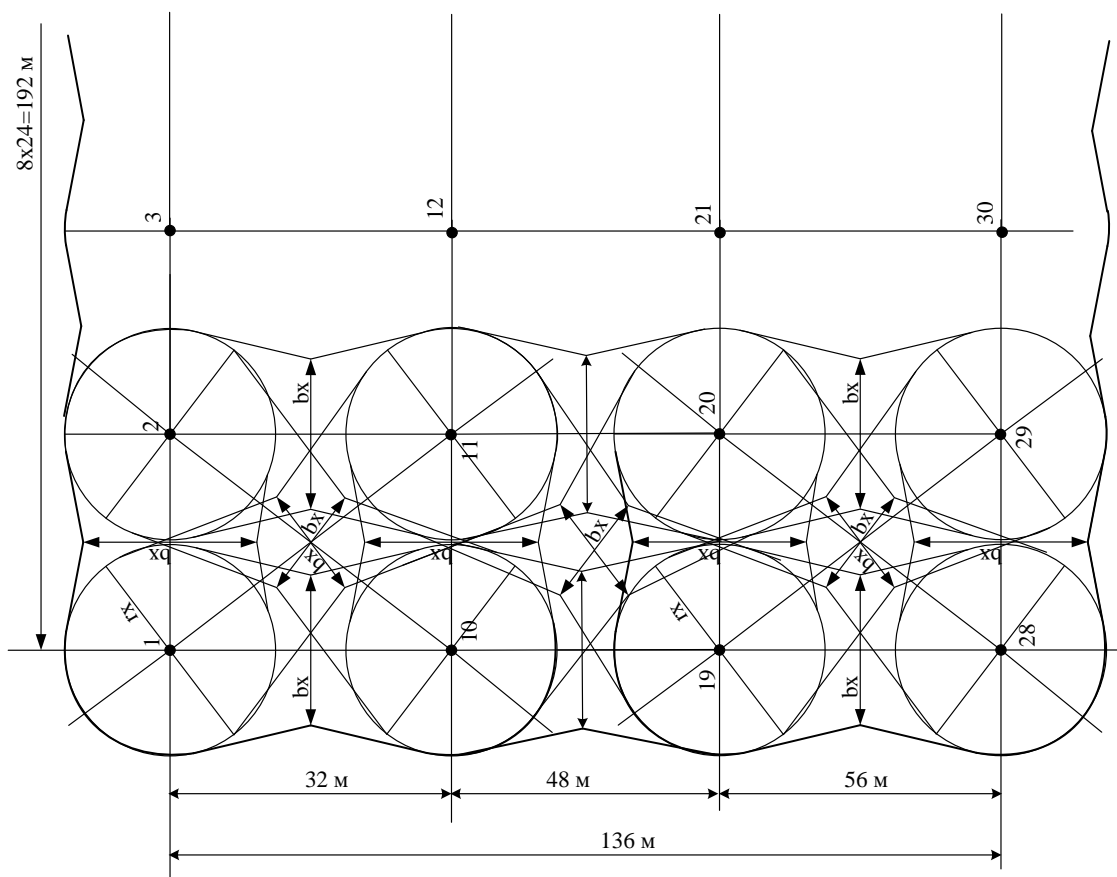


Рисунок 5.4 – Зона захисту блискавковідводів ВРУ-330 кВ (вид зверху)

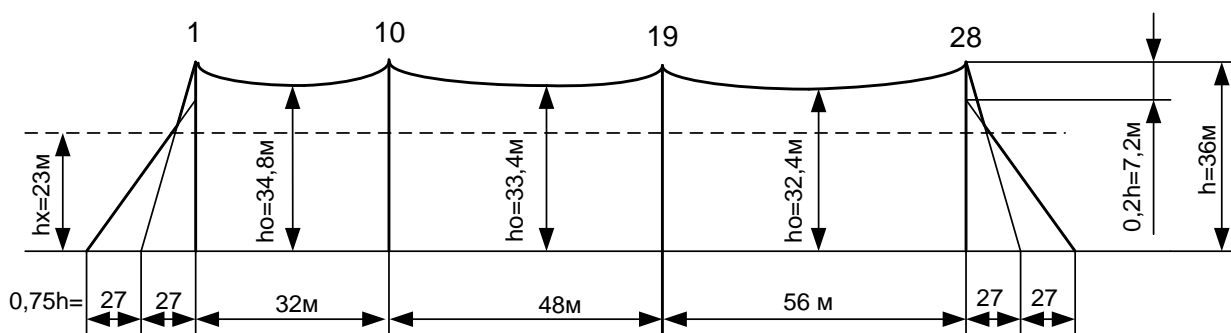


Рисунок 5.5 – Зона захисту блискавковідводів ВРУ-330 кВ (вид збоку)

Висновок: з наведеного вище бачимо, що вибрана система блискавковідводів забезпечить зону захисту ВРУ 330 кВ задля пожежної безпеки.



## Додаток В

таблиця станів схеми чотирикутника

Таблиця 1 – Розрахунок надійності схеми ВРУ-330 кВ (І варіант)

Відмова елемента	$\omega_i$	$K_0=0,91438$	Елементи, які відключаються та час їх відновлення, $K_p=0,005708$														
			Q <sub>1</sub>	Q <sub>2</sub>	Q <sub>3</sub>	Q <sub>4</sub>	Q <sub>5</sub>	Q <sub>6</sub>	Q <sub>7</sub>	Q <sub>8</sub>	Q <sub>9</sub>	Q <sub>10</sub>	Q <sub>11</sub>	Q <sub>12</sub>	Q <sub>13</sub>	Q <sub>14</sub>	Q <sub>15</sub>
Q <sub>1</sub> <sub>Л</sub>	0,02	W-T <sub>0</sub>	-	W-T <sub>0</sub> W-T <sub>ВП</sub>	W,G-T <sub>0</sub> D(W,G)-T <sub>ВП</sub>	W-T <sub>0</sub>	W,G-T <sub>0</sub>	W+D(W,G)-T <sub>0</sub>	W-T <sub>0</sub>	2W-T <sub>0</sub>	W+D(W,G)-T <sub>0</sub>	AT-T <sub>0</sub>	W,AT-T <sub>0</sub>	W+D(W,A T)-T <sub>0</sub>	W-T <sub>0</sub>	W,G-T <sub>0</sub>	W+D(G,A T)-T <sub>0</sub>
Q <sub>2</sub> <sub>Л</sub>	0,02	W,G-T <sub>0</sub>	W,G-T <sub>0</sub> W-T <sub>ВП</sub>	-	W,G-T <sub>0</sub> G-T <sub>ВП</sub>	W,G-T <sub>0</sub>	W,G-T <sub>0</sub>	W,G-T <sub>0</sub>	W,G-T <sub>0</sub>	W,G-T <sub>0</sub>	W,G-T <sub>0</sub>	W,G-T <sub>0</sub>	W,G-T <sub>0</sub>	W,G-T <sub>0</sub>	W,G-T <sub>0</sub>	W,G-T <sub>0</sub>	W,G-T <sub>0</sub>
Q <sub>3</sub> <sub>Г</sub>	0,009	G-T <sub>0</sub>	W,G-T <sub>0</sub> D(W,G)-T <sub>ВП</sub>	G-T <sub>0</sub> G-T <sub>ВП</sub>	-	G+D(W,G)-T <sub>0</sub>	W,G-T <sub>0</sub>	G-T <sub>0</sub>	G+D(W,G)-T <sub>0</sub>	2G-T <sub>0</sub>	G-T <sub>0</sub>	G+D(W,AT)-T <sub>0</sub>	W,G-T <sub>0</sub>	G-T <sub>0</sub>	G+D(G,AT)-T <sub>0</sub>	G,AT-T <sub>0</sub>	G-T <sub>0</sub>
Q <sub>4</sub> <sub>Г</sub>	0,009	G-T <sub>0</sub>	G-T <sub>0</sub>	W,G-T <sub>0</sub>	G+D(W,G)-T <sub>0</sub>	-	G-T <sub>0</sub> G-T <sub>ВП</sub>	W,G-T <sub>0</sub> D(W,G)-T <sub>ВП</sub>	G-T <sub>0</sub>	W,G-T <sub>0</sub>	G+D(W,G)-T <sub>0</sub>	G-T <sub>0</sub>	G,AT-T <sub>0</sub>	G+D(W,A T)-T <sub>0</sub>	G-T <sub>0</sub>	2G-T <sub>0</sub>	G+D(G,A T)-T <sub>0</sub>
Q <sub>5</sub> <sub>Л</sub>	0,02	W,G-T <sub>0</sub>	W,G-T <sub>0</sub>	W,G-T <sub>0</sub>	W,G-T <sub>0</sub>	W,G-T <sub>0</sub> G-T <sub>ВП</sub>	-	W,G-T <sub>0</sub> W-T <sub>ВП</sub>	W,G-T <sub>0</sub>	W,G-T <sub>0</sub>	W,G-T <sub>0</sub>	W,G-T <sub>0</sub>	W,G-T <sub>0</sub>	W,G-T <sub>0</sub>	W,G-T <sub>0</sub>	W,G-T <sub>0</sub>	W,G-T <sub>0</sub>
Q <sub>6</sub> <sub>Л</sub>	0,02	W-T <sub>0</sub>	W+D(W,G)-T <sub>0</sub>	W,G-T <sub>0</sub>	W-T <sub>0</sub>	W,G-T <sub>0</sub> D(W,G)-T <sub>ВП</sub>	W-T <sub>0</sub> W-T <sub>ВП</sub>	-	W+D(W,G)-T <sub>0</sub>	W,G-T <sub>0</sub>	W-T <sub>0</sub>	W+D(W,AT)-T <sub>0</sub>	2W-T <sub>0</sub>	W-T <sub>0</sub>	W+D(G,AT)-T <sub>0</sub>	W,AT-T <sub>0</sub>	W-T <sub>0</sub>
Q <sub>7</sub> <sub>Л</sub>	0,02	W-T <sub>0</sub>	W-T <sub>0</sub>	2W-T <sub>0</sub>	W+D(W,G)-T <sub>0</sub>	W-T <sub>0</sub>	W,G-T <sub>0</sub>	W+D(W,G)-T <sub>0</sub>	-	W-T <sub>0</sub> W-T <sub>ВП</sub>	W,G-T <sub>0</sub> D(W,G)-T <sub>ВП</sub>	W-T <sub>0</sub>	W,AT-T <sub>0</sub>	W+D(W,AT)-T <sub>0</sub>	W-T <sub>0</sub>	W,G-T <sub>0</sub>	W+D(G,AT)-T <sub>0</sub>
Q <sub>8</sub> <sub>Л</sub>	0,02	W,G-T <sub>0</sub>	W,G-T <sub>0</sub>	W,G-T <sub>0</sub>	W,G-T <sub>0</sub>	W,G-T <sub>0</sub>	W,G-T <sub>0</sub>	W,G-T <sub>0</sub>	W,G-T <sub>0</sub>	W,G-T <sub>0</sub>	-	W,G-T <sub>0</sub> G-T <sub>ВП</sub>	W,G-T <sub>0</sub>	W,G-T <sub>0</sub>	W,G-T <sub>0</sub>	W,G-T <sub>0</sub>	W,G-T <sub>0</sub>

Продовження таблиці 1

Відмова елемента	$\omega_i$	$K_0=0,91438$	Елементи, які відключаються та час їх відновлення, $K_p=0,005708$																
			$Q_1$	$Q_2$	$Q_3$	$Q_4$	$Q_5$	$Q_6$	$Q_7$	$Q_8$	$Q_9$	$Q_{10}$	$Q_{11}$	$Q_{12}$	$Q_{13}$	$Q_{14}$	$Q_{15}$		
$Q_9$ Г	0,009	$G-T_0$	$G+D(W,G)-T_0$	$2G-T_0$	$G-T_0$	$G+D(W,G)-T_0$	$W,G-T_0$	$G-T_0$	$W,G-T_0$	$G-T_0$	$W,G-T_0$	$G-T_0$	$G-T_0$	$G-T_0$	$G+D(G,AT)-T_0$	$G,AT-T_0$	$G-T_0$		
$Q_{10}$ Г	0,009	$AT-T_0$	$AT-T_0$	$W,AT-T_0$	$AT+D(W,G)-T_0$	$AT-T_0$	$G,AT-T_0$	$AT+D(W,G)-T_0$	$AT-T_0$	$W,AT-T_0$	$AT+D(W,G)-T_0$	-	$AT-T_0$	$W,AT-T_0$	$D(W,A T)T_{\text{вп}}$	$AT-T_0$	$G,AT-T_0$	$AT+D(G,AT)-T_0$	
$Q_{11}$ Л	0,02	$W,A T-T_0$	$W,AT-T_0$	$W,AT-T_0$	$W,AT-T_0$	$W,AT-T_0$	$W,AT-T_0$	$W,AT-T_0$	$W,AT-T_0$	$W,AT-T_0$	$W,AT-T_0$	$W,AT-T_0$	$W,AT-T_0$	-	$W,AT-T_0$	$W,AT-T_0$	$W,AT-T_0$	$W,AT-T_0$	
$Q_{12}$ Л	0,02	$W-T_0$	$W+D(W,G)-T_0$	$W,G-T_0$	$W-T_0$	$W+D(W,G)-T_0$	$2W-T_0$	$W-T_0$	$W+D(W,G)-T_0$	$W,G-T_0$	$W-T_0$	$W,AT-T_0$	$D(W,A T)-T_{\text{вп}}$	$W-T_0$	$W-T_{\text{вп}}$	-	$W+D(G,AT)-T_0$	$W,AT-T_0$	$W-T_0$
$Q_{13}$ Г	0,009	$G-T_0$	$G-T_0$	$W,G-T_0$	$G+D(W,G)-T_0$	$G-T_0$	$2G-T_0$	$G+D(W,G)-T_0$	$G-T_0$	$W,G-T_0$	$G+D(W,AT)-T_0$	$G-T_0$	$G,AT-T_0$	$G+D(W,AT)-T_0$	-	$G-T_0$	$G-T_{\text{вп}}$	$G,AT-T_0$	$D(G,AT)-T_{\text{вп}}$
$Q_{14}$ Г	0,009	$G,A T-T_0$	$G,AT-T_0$	$G,AT-T_0$	$G,AT-T_0$	$G,AT-T_0$	$G,AT-T_0$	$G,AT-T_0$	$G,AT-T_0$	$G,AT-T_0$	$G,AT-T_0$	$G,AT-T_0$	$G,AT-T_0$	$G,AT-T_0$	$G,AT-T_0$	$G,AT-T_0$	-	$G,AT-T_0$	$AT-T_{\text{вп}}$
$Q_{15}$ Г	0,009	$AT-T_0$	$AT+D(W,G)-T_0$	$G,AT-T_0$	$AT-T_0$	$AT+D(W,G)-T_0$	$W,AT-T_0$	$AT-T_0$	$AT+D(W,G)-T_0$	$G,AT-T_0$	$AT-T_0$	$AT+D(W,AT)-T_0$	$W,AT-T_0$	$AT-T_0$	$G,AT-T_0$	$D(G,A T)-T_{\text{вп}}$	$AT-T_0$	-	



## Продовження таблиці 2

Відмова елемента	$\omega_i$	$K_0=0,92009$	Елементи, які відключаються та час їх відновлення, $K_p=0,005708$																		
			Q <sub>1</sub>	Q <sub>2</sub>	Q <sub>3</sub>	Q <sub>4</sub>	Q <sub>5</sub>	Q <sub>6</sub>	Q <sub>7</sub>	Q <sub>8</sub>	Q <sub>9</sub>	Q <sub>10</sub>	Q <sub>11</sub>	Q <sub>12</sub>	Q <sub>13</sub>	Q <sub>14</sub>					
Q <sub>8</sub> <sub>л</sub>	0,02	$W-T_0$	$W+D(W,2G)-T_0$	$W+D(W,G)-T_0$	$W,G-T_0$	$W-T_0$	$W+D(W,G)-T_0$	$W,G-T_0$	$W-T_0$	$W-T_0$	-	$W+D(W,G,A,T)-T_0$	$W+D(G,AT)-T_0$	$W,AT-T_0$	$W-T_0$	$W,AT-T_0$	$W-T_0$				
Q <sub>9</sub> <sub>л</sub>	0,02	$W-T_0$	$W-T_0$	$W,G-T_0$	$W+D(W,G)-T_0$	$W+D(W,2G)-T_0$	$W-T_0$	$2W-T_0$	$W+D(W,G)-T_0$	$W+D(2W,G)-T_0$	-	$W-T_0$	$W-T_{\text{вп}}$	$W,G-T_0$	$W+D(G,AT)-T_0$	$D(W,G,AT)-T_{\text{вп}}$	$W-T_0$	$W,AT-T_0$			
Q <sub>10</sub> <sub>л</sub>	0,02	$W,G-T_0$	$W,G-T_0$	$W,G-T_0$	$W,G-T_0$	$W,G-T_0$	$W,G-T_0$	$W,G-T_0$	$W,G-T_0$	$W,G-T_0$	$W,G-T_0$	$W,AT-T_0$	$W-T_{\text{вп}}$	-	$W,G-T_0$	$G-T_{\text{вп}}$	$W,G,AT-T_0$	$D(G,AT)-T_{\text{вп}}$	$W,G-T_0$	$W,G-T_0$	
Q <sub>11</sub> <sub>г</sub>	0,009	$G,AT-T_0$	$G,AT-T_0$	$G,AT-T_0$	$G,AT-T_0$	$G,AT-T_0$	$G,AT-T_0$	$G,AT-T_0$	$G,AT-T_0$	$G,AT-T_0$	$G,AT-T_0$	$G,AT-T_0$	$G,AT-T_0$	$W,G,AT-T_0$	$D(W,G)-T_{\text{вп}}$	$G-T_{\text{вп}}$	-	$G,AT-T_0$	$AT-T_{\text{вп}}$	$G,AT-T_0$	$G,AT-T_0$
Q <sub>12</sub> <sub>г</sub>	0,009	$AT-T_0$	$AT+D(W,2G)-T_0$	$AT+D(W,G)-T_0$	$G,AT-T_0$	$AT-T_0$	$AT+D(2W,G)-T_0$	$AT+D(W,G)-T_0$	$W,AT-T_0$	$AT-T_0$	$AT-T_0$	$AT+D(W,G)-T_0$	$D(W,G,AT)-T_{\text{вп}}$	$G,AT-T_0$	$D(G,AT)-T_{\text{вп}}$	$AT-T_0$	$AT-T_{\text{вп}}$	-	$2AT-T_0$	$AT-T_0$	
Q <sub>13</sub> <sub>г</sub>	0,009	$AT-T_0$	$AT-T_0$	$G,AT-T_0$	$AT+D(W,G)-T_0$	$AT+D(W,2G)-T_0$	$AT-T_0$	$W,AT-T_0$	$AT+D(W,G)-T_0$	$AT+D(2W,G)-T_0$	$AT-T_0$	$W,AT-T_0$	$AT+D(W,G)-T_0$	$AT+D(W,G,AT)-T_0$	-	$AT-T_{\text{вп}}$	$AT-T_0$	$AT-T_0$	$AT-T_0$		
Q <sub>14</sub> <sub>г</sub>	0,009	$AT-T_0$	$AT+D(W,2G)-T_0$	$AT+D(W,G)-T_0$	$G,AT-T_0$	$AT-T_0$	$AT+D(2W,G)-T_0$	$AT+D(W,G)-T_0$	$W,AT-T_0$	$AT-T_0$	$AT-T_0$	$AT+D(W,G,AT)-T_0$	$AT+D(G,AT)-T_0$	$2AT-T_0$	$AT-T_0$	$AT-T_0$	$AT-T_0$	$AT-T_{\text{вп}}$	-		

## Додаток Г

Таблиця 1 – Зведений кошторисно-фінансовий розрахунок капітальних вкладень на спорудження КЕС

Розділи зведеного кошторисно-фінансового розрахунку	В % від другого розділу	В тому числі по усіх видах затрат, грн.			Загальна вартість грн
		Будівельно-монтажні роботи	Обладнання	Інші витрати	
1 Підготовка території будівництва	2,1	16380000	655200	15724800	32760000
2 Об'єкти основного виробничого призначення	600	936000000	608400000	15600000	1560000000
3 Об'єкти допоміжного виробничого та обслуговуючого призначення	1,2	14976000	3744000	-	18720000
4 Об'єкти енергетичного господарства	1,9	25194000	4446000	-	29640000
5 Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	3	44460000	2340000	-	46800000
6 Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, тепlopостачання	3	42120000	4680000	-	46800000
7 Благоустрій території	0,5	7800000	-	-	7800000
8 Тимчасові будівлі та споруди	4	49920000	6240000	6240000	62400000
9 Інші роботи та витрати	0,3	-	-	46800000.0	46800000
10 Утримання дирекцій та авторський нагляд	0,2	-	-	3120000	3120000
11 Підготовка експлуатаційних кадрів	0,3	-	-	4680000.00	4680000
12 Проектні та пошукові роботи	5	-	-	78000000	78000000
13 Роботи та затрати по створенню водосховища	1	-	-	15600000.0	15600000
Всього по розділу А – промислове будівництво	–	1136850000	630505200	185764800	1953120000
В т.ч. поворотні суми	–	56842500	31525260	9288240	97656000
разом	–	1080007500	598979940	176476560	1855464000

**ДОДАТОК Д**

(обов'язковий)

**ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА**

**ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА КОНДЕНСАЦІЙНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 1500 МВТ З АНАЛІЗОМ  
ОСОБЛИВОСТЕЙ ОБЛАДНАННЯ БЛИСКАВКОЗАХИСТУ**

**Мета і задачі дослідження.** Метою магістерської роботи є проектування КЕС потужністю 1500 МВт та аналіз сучасних систем блискавкозахисту.

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

- техніко-економічне обґрунтування проекту КЕС, що включає аналіз вартості, ефективності та потенційних ризиків;
- розробка головної схеми електричних з'єднань КЕС, включаючи вивчення оптимальних варіантів розміщення обладнання та мінімізацію втрат енергії;
- вибір комутаційної апаратури, струмоведучих частин, вимірювальних трансформаторів струму та напруги, а також акумуляторної батареї, з огляду на надійність та довговічність;
- аналіз особливостей різних систем блискавкозахисту та ефективності їх використання;
- розрахунок ключових техніко-економічних показників КЕС для оцінки її продуктивності та економічної вигідності;
- розроблення комплексу організаційно-технічних рішень з охорони праці.

**Об'єктом дослідження** магістерської кваліфікаційної роботи є електрична частина конденсаційної станції.

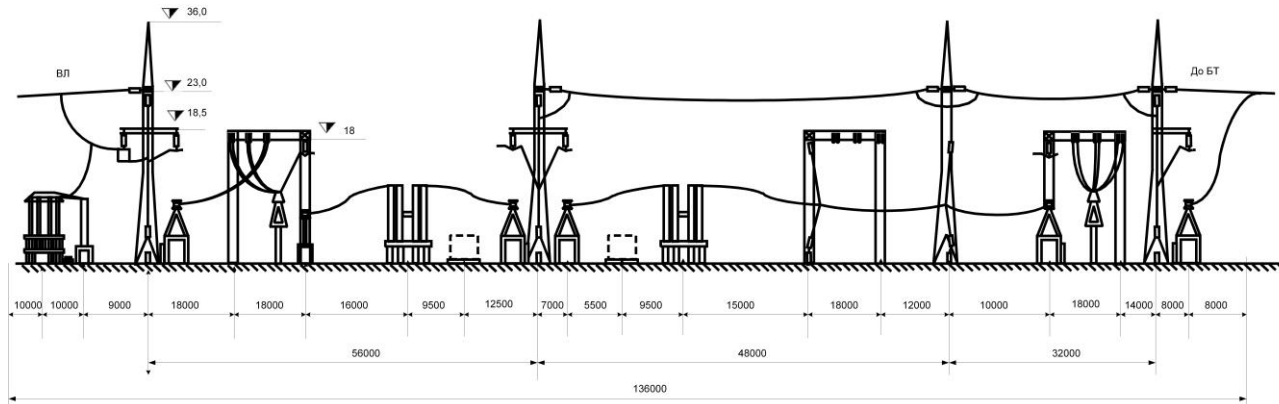
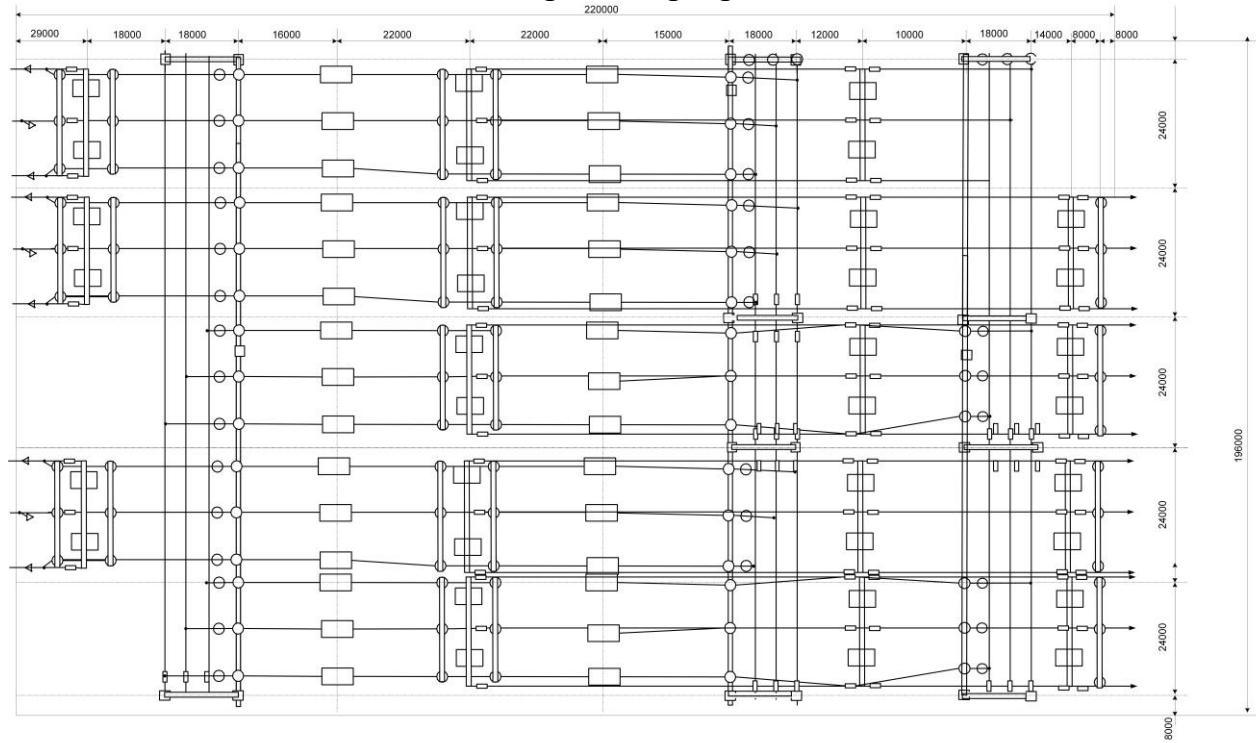
**Предметом дослідження** є методи і засоби проектування електростанцій та режими роботи блискавкозахисту.

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





План та поперечний розріз ВРУ-330 кВ



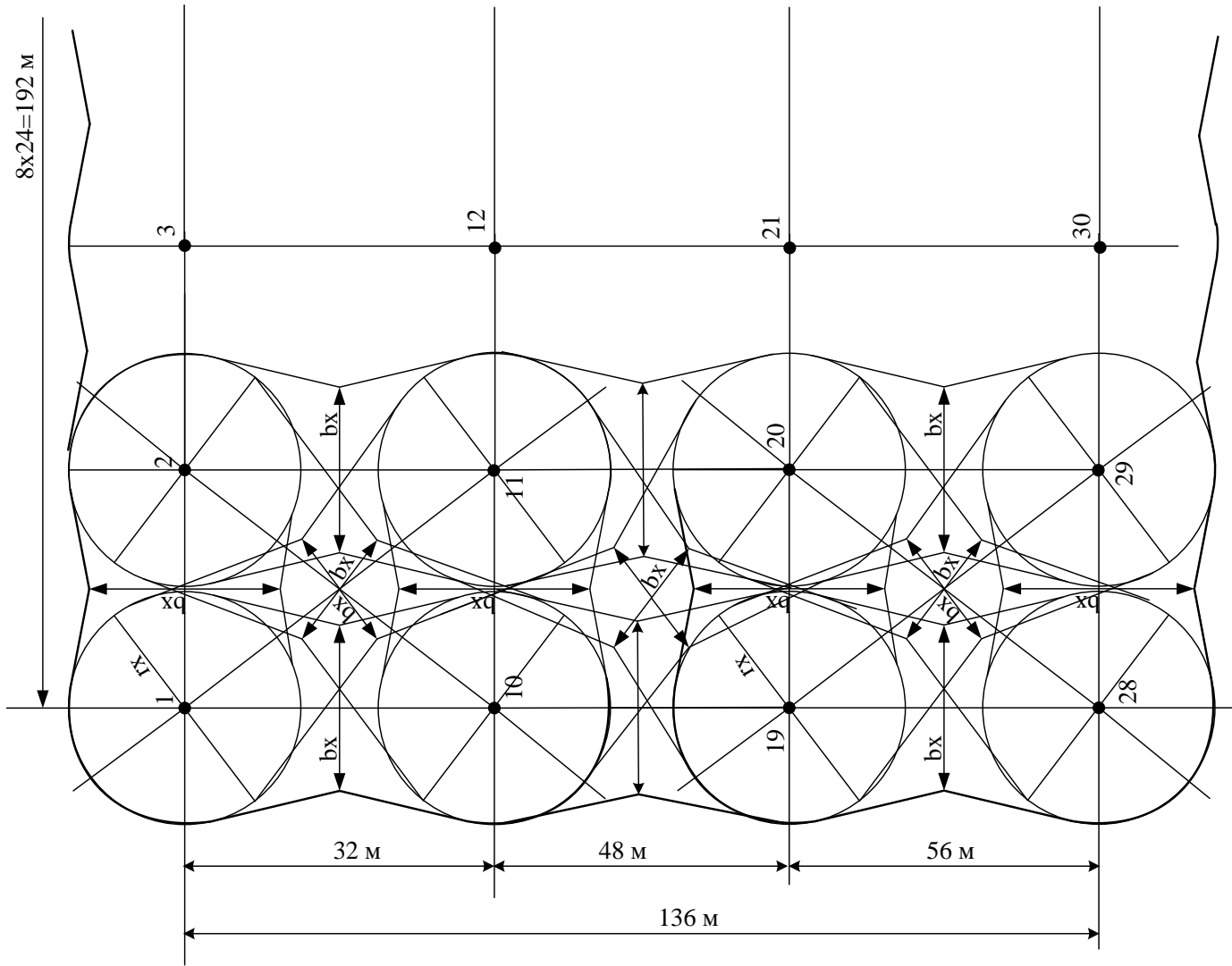


Рисунок – Зона захисту блискавковідводів ВРУ-330 кВ (вид зверху)

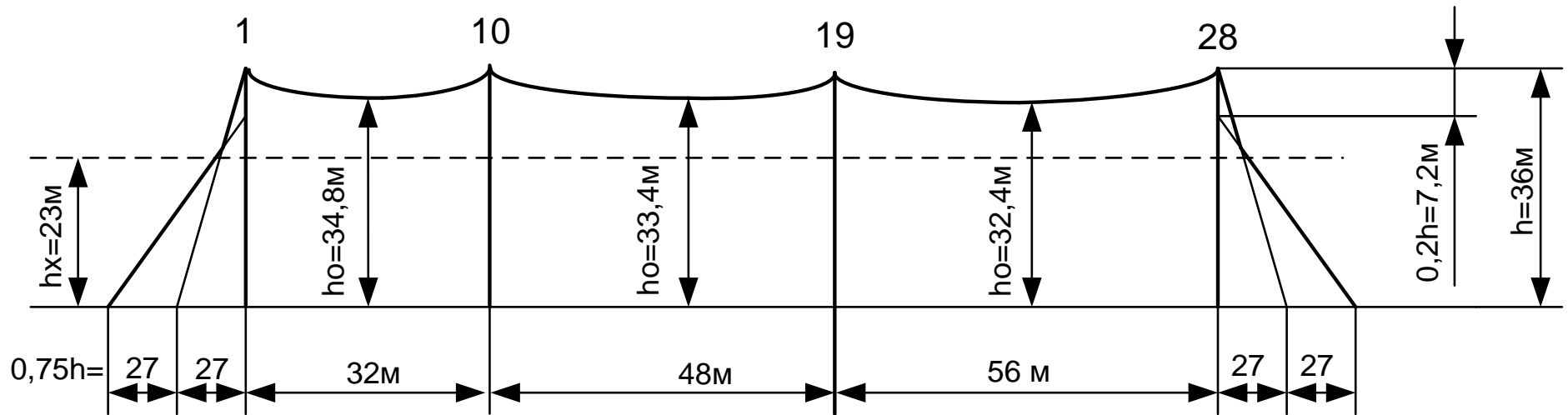


Рисунок – Зона захисту блискавковідводів ВРУ-330 кВ (вид збоку)