

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Електрична частина гідроелектростанції потужністю 5 МВт

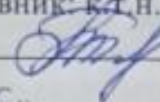
з дослідженням впливу відновлюваних джерел на втрати електроенергії в
розподільних мережах»

Виконав: студент 2-го курсу, групи 1ЕС-23м
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні станції»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

 Коновал А. В.
(прізвище та ініціали)

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

 Тептя В. В.
(прізвище та ініціали)

« 06 » 12 2024 р.

Опонент: к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС

 Вавелько О. А.
(прізвище та ініціали)

« 09 » 12 2024 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

 д.т.н., проф. Комар В. О.
(прізвище та ініціали)

« 06 » 12 2024 р.

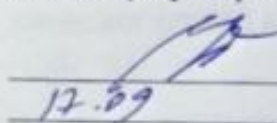
Вінниця ВНТУ – 2024 рік

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.



12.09 2024 року

З А В Д А Н Н Я

НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Коновалу Артему Володимировичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Електрична частина гідроелектростанції потужністю 5 МВт з дослідженням впливу відновлюваних джерел на втрати електроенергії в розподільних мережах»

керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Тептя В. В.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 17.09.2024 року № 310

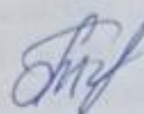
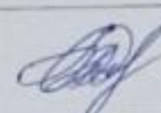
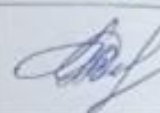
2. Строк подання студентом роботи «28» листопада 2024 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: відстань до мережі району 5 км; вид промисловості району – хімія; тип гідрогенератора – ВГСП5-213/24-24; максимальна потужність, що віддається в район 4,4 МВт; номінальна потужність системи $S_N = 420$ МВА; номінальна напруга мережі району 10 кВ.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Обґрунтування проєктування гідроелектростанції. 2. Електротехнічна частина. 3. Розрахунок втрат електроенергії в розподільних мережах з ГЕС. 4. Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок. 5. Економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Поперечний розріз головної будівлі станції. 2. Вибір схем ГЕС. 3. Головна схема електричних з'єднань станції. 4. Поперечний розріз комірки ВРУ-10 кВ. 5. Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-10 кВ. 6. Результати розрахунків втрат потужності в електричній мережі 10 кВ. 7. Розрахунок грозозахисту ВРУ 10 кВ.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання ви- дав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Тептя В. В., к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС		

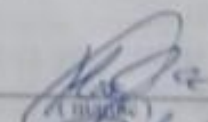
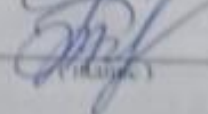
7. Дата видачі завдання 17 вересня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання ета- пів роботи		При- мітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.09.24	20.09.24	<i>вик.</i>
2	Обґрунтування проєктування ГЕС	21.09.24	26.09.24	<i>вик.</i>
3	Електротехнічна частина	27.09.24	10.10.24	<i>вик.</i>
4	Розрахунок втрат електроенергії в розподільних мережах	11.10.24	28.10.24	<i>вик.</i>
5	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок	29.10.24	05.11.24	<i>вик.</i>
6	Економічна частина	06.11.24	12.11.24	<i>вик.</i>
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11.24	20.11.24	<i>вик.</i>
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	21.11.24	26.11.24	<i>вик.</i>
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	27.11.24	01.12.24	<i>вик.</i>
10	Рецензування МКР	01.12.24	04.12.24	<i>вик.</i>
	Захист МКР	За графі- ком		

Студент

Керівник роботи


(підпис)

(підпис)

А. В. Коновал

В. В. Тептя

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Коновал Артем Володимирович «Електрична частина гідроелектростанції потужністю 5 МВт з дослідженням впливу відновлюваних джерел на втрати електроенергії в розподільних мережах». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця: ВНТУ. 2024. 84 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 30 назв; рис.: 13; табл. 31.

В магістерській кваліфікаційній роботі запроєктовано електричну частину гідроелектростанції потужністю 5 МВт. Розраховано графіки електричних навантажень станції, обрано основне та допоміжне обладнання. Запроєктовано структурну схему станції, схему відкритої розподільної установки (ВРУ) 10 кВ і схему власних потреб ГЕС. Обрано комутаційні апарати, струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори, засоби обмеження перенапруг, акумуляторну батарею. Розраховано параметри заземлювального пристрою та блискавкозахисту ВРУ-10 кВ. Проведено аналіз впливу ГЕС потужністю 5 МВт на втрати потужності в розподільних електричних мережах. Проведено аналіз потенційно небезпечних і шкідливих виробничих факторів на ГЕС та запропоновано технічні рішення з організації робочих місць на електростанції.

Ключові слова: мала гідроелектростанція, розподільна електрична мережа, відновлювані джерела енергії, графік навантаження, розподільна установка, власні потреби, заземлювальний пристрій

ABSTRACT

Konoval Artem Volodymyrovych "Electrical part of a 5 MW hydroelectric power plant with a study of the impact of renewable sources on electricity losses in distribution networks." Master's qualification work on specialty 141 – Electric power, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2024. 84 p.

In Ukrainian language. Bibliography: 30 titles; Fig.: 13; table 31.

In the master's qualification work, the electrical part of a 5 MW hydroelectric power plant was designed. The schedules of the electrical loads of the plant were calculated, the main and auxiliary equipment were selected. The structural diagram of the plant, the diagram of an open switchgear (OS) of 10 kV and the scheme of the own needs of the hydroelectric power plant were designed. Switching devices, current-carrying parts, measuring transformers, means of limiting overvoltages, and a battery were selected. The parameters of the grounding device and lightning protection of the OS-10 kV were calculated. An analysis of the impact of a 5 MW hydroelectric power plant on power losses in distribution electrical networks was conducted. An analysis of potentially dangerous and harmful production factors at the hydroelectric power plant was conducted and technical solutions for organizing workplaces at the power plant were proposed.

Keywords: small hydroelectric power plant, distribution electrical network, renewable energy sources, load schedule, switchgear, own needs, grounding device

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	4
ВСТУП.....	5
1 ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЄКТУВАННЯ ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 5 МВт	8
2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА	11
2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень	11
2.2 Вибір типу та потужності генераторів.....	14
2.3 Вибір структурної схеми станції	15
2.4 Вибір схем ВРУ високої напруги на підставі порівняння не менше двох варіантів за техніко-економічними показниками	20
2.5 Вибір схеми власних потреб станції	25
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання для вибору апаратури та струмоведучих частин	26
2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадрати- чного струму	37
2.8 Вибір комутаційної апаратури.....	41
2.9 Вибір струмоведучих частин	41
2.10 Вибір вимірювальних трансформаторів	44
2.11 Вибір апаратури обмеження перенапруг	46
2.12 Вибір акумуляторної батареї	47
2.13 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-10 кВ.....	49
3 РОЗРАХУНОК ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ З ГЕС	54
4 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК.....	65
4.1 Задачі розділу та аналіз умов праці робіт, пов'язаних з обслуговуван- ням розподільної установки МГЕС потужністю 5 МВт.	65
4.2 Розроблення організаційно-технічних рішень з охорони праці під час	

обслуговування і ремонту ВРУ ГЕС потужністю 5 МВт	66
4.2.1 Організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць.....	66
4.2.2 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць	67
4.3 Розрахунок блискавкозахисту ВРУ 10 кВ	68
5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	71
5.1 Визначення кошторисної вартості ГЕС	71
5.2 Розрахунок собівартості електроенергії на станції	72
5.2.1 Амортизація основних фондів	73
5.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати	74
5.2.3 Інші витрати.....	77
5.2.4 Визначення собівартості відпущеної електроенергії	77
5.3 Аналіз отриманих результатів	78
ВИСНОВКИ	80
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	81
Додаток А (обов'язковий). Протокол перевірки навчальної (кваліфікаційної) роботи	85
Додаток Б (обов'язковий). Технічне завдання МКР	86
Додаток В Результати розрахунку надійності схеми ВРУ 10 кВ	90
Додаток Г Вихідні дані для аналізу впливу малих ГЕС на режими роботи електричних мереж 10 кВ	93
Додаток Д (обов'язковий). Ілюстративна частина.....	96

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АБ – акумуляторна батарея;
АРН – автоматичне регулювання напруги;
БТ – блочний трансформатор;
ВДЕ – відновлювані джерела енергії;
ВРУ – відкрита розподільна установка;
ВП – власні потреби;
ГАЕС – гідроакумулююча електрична станція;
ГЕС – гідравлічна електрична станція;
ГТВП – головний трансформатор власних потреб
ЕЕС – електроенергетична система;
ЕРС – електрорушійна сила;
ЕС – електрична станція;
ЗП – заземлювальний пристрій;
КЗ – коротке замикання;
КРУ – комплектна розподільна установка;
ЛЕП – лінія електропередачі;
РДЕ – розосереджені джерела енергії;
РПН – регулювання під навантаженням;
РТВП – резервний трансформатор власних потреб;
РУ – розподільна установка;
ТВП – трансформатор власних потреб;
ТН – трансформатор напруги;
ТС – трансформатор струму.

ВСТУП

Актуальність теми. Завданням енергетичної стратегії України до 2050 року є створення умов для сталого розвитку національної економіки через забезпечення доступу до надійних, стійких і сучасних джерел енергії. До 2050 року енергетичний сектор має бути максимально наближений до кліматичної нейтральності. Це означатиме наявність чистої енергії, подолання енергетичної бідності, розвиток інноваційної та децентралізованої енергосистеми, повноцінне функціонування національних енергетичних ринків і їх інтеграцію в міжнародні.

До цілей енергетичної стратегії України 2050 зокрема відносяться:

- оновлення й модернізація енергетичної інфраструктури;
- максимальне скорочення використання вугілля в енергетичному секторі;
- розвиток альтернативних джерел енергії, нових продуктів та інноваційних рішень в енергетичному секторі [1].

Будівництво малих ГЕС є доцільним як з екологічної, так і з економічної точки зору. Ефективність будівництва малих ГЕС визначається їх мінімальним впливом на навколишнє середовище, а також невеликими інвестиціями і термінами будівництва (зазвичай протягом одного сезону).

Стимулюючими факторами в будівництві малих ГЕС є:

- мінімальний вплив на навколишнє середовище;
- постійна оновлюваність водних ресурсів;
- низька собівартість електроенергії порівняно з тепловими станціями;
- значна економія мінерального палива;
- поліпшення комунально-побутових умов та праці людей;
- малі ГЕС не вимагає тривалих термінів будівництва;
- низька капіталомісткість, короткий інвестиційний цикл [2].

Гідроелектростанція має подвійну перевагу в боротьбі зі зміною клімату. Перша перевага – це внесок у пом'якшення наслідків зміни клімату. Гідроенергетика не тільки забезпечує чисту енергію зі значно нижчими шкідливими ви-

кидами, порівняно з іншими, а також підтримує еволюцію інших відновлюваних джерел енергії шляхом маневрування [3, 4].

Другою перевагою є здатність ГЕС надавати послуги з водопостачання та виконувати функцію водойм. Гідроенергетика може забезпечувати резервуари для зберігання води, вони можуть бути використані для зрошення та споживання людьми, навігації, боротьби з повенями. Водойми потрібні для адаптації до теплішого світу та для задоволення зростаючих потреб у воді.

Отже, ГЕС є не тільки економічно вигідними, але й екологічно чистими, що сприяє енергетичній стратегії. А проектування електричної частини малих гідроелектростанцій та аналіз їх впливу на нормальні режими роботи розподільних електричних мереж є актуальними задачами на сьогодні.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської кваліфікаційної роботи є підвищення ефективності функціонування та надійності роботи об'єднаної енергосистеми України шляхом проектування електричної частини малої гідроелектростанції потужністю 5 МВт та аналіз впливу відновлюваних джерел енергії, а саме малих ГЕС, на втрати електроенергії в нормальних режимах.

Відповідно до вказаної мети в магістерській роботі поставлені такі **основні задачі**:

- аналіз методів проектування електричної частини гідроелектростанцій;
- проектування схеми електричних з'єднань головної МГЕС потужністю 5 МВт; розробка схеми живлення споживачів власних потреб ГЕС;
- вибір комутаційних апаратів, струмоведучих частин, акумуляторної батареї, вимірювальних трансформаторів струму та напруги, розрахунок грозозахисту та заземлювального пристрою ВРУ-10 кВ;
- дослідження впливу спроектованої МГЕС на втрати електроенергії в розподільних електричних мережах;
- розроблення заходів забезпечення надійної та безпечної експлуатації електрообладнання ГЕС;
- розрахунок основних техніко-економічних показників ГЕС потужністю 5 МВт.

Об'єктом дослідження магістерської роботи є електрична частина гідроелектростанцій, нормальні режими роботи електричних мереж.

Предметом дослідження є методи та засоби проєктування електричної частини ГЕС.

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

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

Результати теоретичних досліджень були отримані у Вінницькому національному технічному університеті.

Апробація результатів МКР. Основні положення роботи та її результати доповідалися й обговорювалися на міжнародній науково-практичній конференції ВНТУ «Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи» (м. Вінниця, 2024).

1 ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЄКТУВАННЯ ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 5 МВт

Згідно міжнародної класифікації (норматив ООН) до обладнання великої гідроенергетики відносять станції, нижня межа потужності гідроенергетичного обладнання яких становить 30 МВт, до малої гідроенергетики – станції, верхня межа потужності гідроенергетичного обладнання становить 30 МВт.

Гідроелектрична станція – це комплекс гідротехнічних споруд, що обладнані гідромеханічним та електричним устаткуванням і призначений для перетворення енергії водяного потоку в електричну.

За потужністю малі гідроелектростанції (МГЕС) варіюються від 1000 до 10000 кВт (1-10 МВт). Призначені для енергозабезпечення споживачів в радіусі до 50-60 км. Розподіл електроенергії здійснюється напругою 10-35 кВ. Працюють паралельно з центральною енергосистемою [3].

За величиною використання напору МГЕС можуть бути:

- низьконапірні – 25 м;
- середньонапірні – 25-130 м;
- високонапірні – понад 130 м.

За способом створення напору гідроелектростанції споруджуються за наступними схемами:

- пригребельні;
- дериваційні;
- гребельно-дериваційні (мішані) [3].

Згідно з даними НКРЕКП, станом на початок 2022 року, встановлена потужність ВДЕ в Україні досягла 9655,9 МВт [4]. На рисунку 1.1 показано динаміку росту встановленої потужності відновлювальних джерел, в тому числі МГЕС.

Мала гідроенергетика має особливе значення для країн, в першу чергу, завдяки забезпеченню принципу децентралізації. Електроенергія від малих ГЕС зазвичай передається розподільними мережами, які мають відносно невелику

лику кількість споживачів, розташованих поблизу від ГЕС.

Сучасна гідроенергетика порівняно з іншими традиційними видами електроенергетики є найбільш економічним та екологічно безпечним способом отримання електроенергії. Мала гідроенергетика крокує в цьому напрямку ще далі. Невеликі гідроелектростанції дозволяють зберегти природний ландшафт, не впливають на навколишнє середовище у процесі будівництва та на етапі експлуатації. Під час експлуатації відсутній негативний вплив на якість води, вона повністю зберігає первинні природні властивості. В водоймах зберігається риба, вода може використовуватися для водопостачання населенню [5-8].

Важливим напрямком у дослідженні малих ГЕС є вивчення методів та засобів проєктування електричної частини станції. В цьому розділі спроектуємо електричну частину ГЕС потужністю 5 МВт.

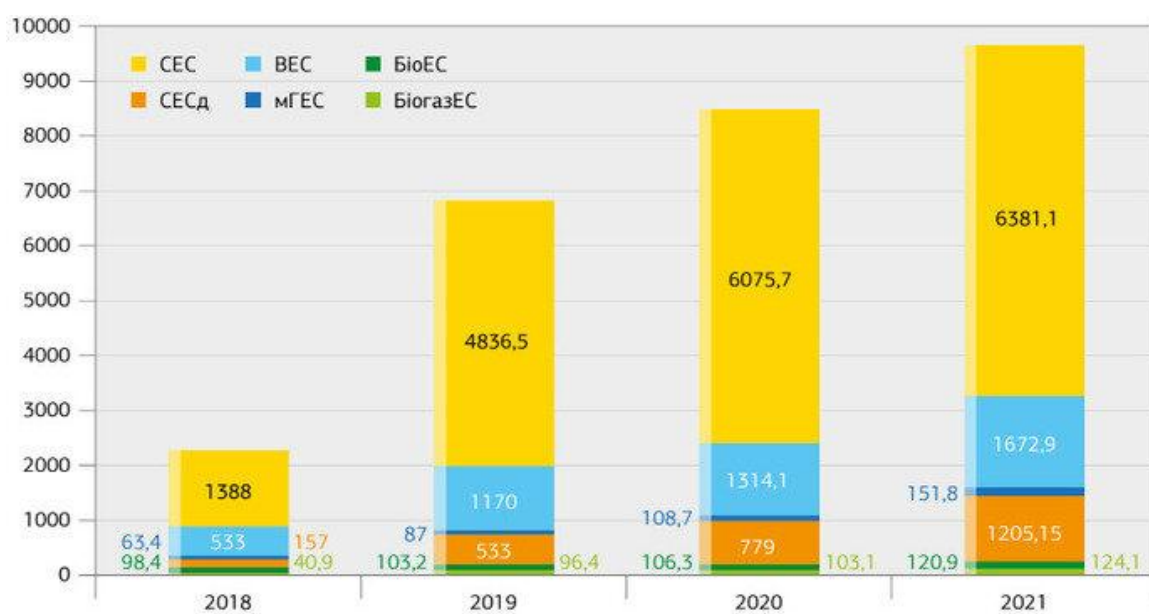


Рисунок 1.1 – Динаміка росту встановленої потужності ВДЕ в Україні (станом на 2024 рік)

Хоча МГЕС не займають велику частку ВДЕ, але завдяки своїй маневреності вони можуть виробляти електроенергію під час пікових навантажень і накопичувати воду в водосховищах при надлишку потужності в енергосистемі, тобто бути активним учасником балансуєного сегмента ринку.

На сьогодні використовується лише близько 7% технічно досяжного гідроенергетичного потенціалу країни. При цьому потенціал малих річок в Україні становить як мінімум 3 млрд. кВт·год на рік [8, 9].

Виходячи з цього, розвиток МГЕС є одним з пріоритетних напрямів підвищення надійності енергосистеми України, покращення екологічних та економічних аспектів в її функціонуванні.

Впровадження відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) є ключовим елементом у процесі декарбонізації електроенергетики. Однак розширення використання ВДЕ стримується, насамперед, через відсутність достатньої кількості маневрових потужностей, які необхідні для балансування непередбачуваних коливань генерованої енергії. Наразі енергосистема функціонує за умов дефіциту таких потужностей [7-9].

Згідно з положеннями Енергетичної стратегії, реконструкція і модернізація діючих гідроелектростанцій (ГЕС), а також будівництво нових ГЕС і гідроакumuлюючих станцій (ГАЕС) сприятиме покращенню структури генерації та збільшенню частки економічно ефективних і маневрових потужностей.

При підключенні ВДЕ до наявних електричних мереж важливо враховувати їх вплив на режими роботи цих мереж [5]. Проєктування і будівництво ГЕС є виправданим як з економічної, так і з екологічної точки зору. Малі ГЕС, зокрема, характеризуються мінімальним впливом на навколишнє середовище, низькими капіталовкладеннями та короткими термінами реалізації проєктів.

Водночас важливим завданням для розвитку ВДЕ залишається забезпечення надійності, безпеки та ефективності функціонування електричних мереж, особливо розподільних, адже саме в них зосереджена більшість потужностей ВДЕ.

2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Розрахунок графіків електричних навантажень

Режим роботи електростанцій задається графіками електричних навантажень району, що обслуговується. Потужність електричних станцій повинна забезпечувати виконання графіків навантаження з врахуванням втрат енергії, пов'язаних з її передаванням з місця вироблення до місця перетворювання, а також витрати на власні потреби станції [10, 11].

Відносна величина постійних та змінних втрат потужності в мережах району: $\Delta P_{1*} = 0,01$; $\Delta P_{2*} = 0,06$.

Постійні втрати підраховуються за формулами:

$$\Delta P_1 = \Delta P_{1*} \cdot P_{p.max}; \quad (2.1)$$

$$\Delta P_1 = 0,01 \cdot 4,4 = 0,044 \text{ МВт.}$$

Змінні втрати в будь-який час доби:

$$\Delta P_{2t} = P_{2*}' \cdot \frac{P_{pt}^2}{P_{p.max}}; \quad (2.2)$$

$$\Delta P_{2t} = 0,06 \cdot \frac{4,092^2}{4,4} = 0,23 \text{ МВт.}$$

Потужність яка видається до шин РУ:

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

$$P_{\text{вид.}t} = 4,092 + 0,044 + 0,23 = 4,36 \text{ МВт.}$$

Витрати потужності на власні потреби:

$$P_{\text{ВП}t} = \left(0,4 + 0,6 \frac{P_{\text{вид.}t}}{P_{\text{вст}}} \right) \cdot \frac{P'_{\text{ВП}}}{100} \cdot P_{\text{вид.}max}; \quad (2.4)$$

$$P_{\text{ВП}t} = \left(0,4 + 0,6 \frac{4,36}{5} \right) \cdot \frac{2 \cdot 4,71}{100} = 0,09 \text{ МВт},$$

де $P_{\text{вст}}$ – встановлена потужність станції;

$P'_{\text{ВП}}$ – максимальне навантаження власних потреб, %;

$P_{\text{вид.мах}}$ – максимальна потужність, що видається з шин станції, МВт.

Потужність, що виробляється електростанцією:

$$P_{\text{вир.}t} = P_{\text{вид.}t} + P_{\text{ВП}t}; \quad (2.5)$$

$$P_{\text{вир.}t} = 4,36 + 0,09 = 4,45 \text{ МВт}.$$

За наведеним алгоритмом розраховуються графіки електричного навантаження для багатоводного та маловодного сезону (табл. 2.1). Використовуючи річний графік за тривалістю, визначаємо основні техніко-економічні показники роботи станції (табл. 2.2). Тривалість багатоводного сезону для ГЕС: $t_{\text{БВ}} = 100$ діб. Тривалість маловодного сезону для ГЕС: $t_{\text{МВ}} = 265$ діб.

Таблиця 2.1 – Дані для побудови графіків електричних навантажень

Дані для побудови графіків навантажень	Час доби	0-4	4-8	8-10	10-15	15-17	17-19	19-21	21-24
Навантаження місцевого району, %	Багатоводний	93	97	100	94	100	93	90	93
	Маловодний	35	40	40	35	35	40	35	30
Навантаження місцевого району, МВт	Багатоводний	4,092	4,268	4,4	4,136	4,4	4,092	3,96	4,092
	Маловодний	1,54	1,76	1,76	1,54	1,54	1,76	1,54	1,32
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Багатоводний	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044
	Маловодний	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Багатоводний	0,23	0,25	0,26	0,23	0,26	0,23	0,21	0,23
	Маловодний	0,03	0,04	0,04	0,03	0,03	0,04	0,03	0,02
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	Багатоводний	4,36	4,56	4,71	4,41	4,71	4,36	4,22	4,36
	Маловодний	1,62	1,85	1,85	1,62	1,62	1,85	1,62	1,39
Витрати на власні потреби, МВт	Багатоводний	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
	Маловодний	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,05
Потужність, що виробляється генераторами ЕС, МВт	Багатоводний	4,45	4,65	4,80	4,50	4,80	4,45	4,30	4,45
	Маловодний	1,67	1,90	1,90	1,67	1,67	1,90	1,67	1,44

Таблиця 2.2 – Техніко-економічні показники роботи станції

Показник	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	$P_{\max}$	4,80
Річний виробіток електроенергії, МВт·год.	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}t_i} \cdot t_i$	21841,33
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{\text{вст}}$	5
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{\text{ср}} = \frac{E_p}{8760}$	2,49
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_3 = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\max}}$	0,52
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_b = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{вст}}}$	0,50
Число годин використання максимального навантаження, год.	$T_{\max} = \frac{E_p}{P_{\max}}$	4551,36
Число годин використання встановленої потужності, год.	$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}}$	4368,27
Коефіцієнт резерву	$k_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\max}}$	1,04
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{\text{ВПР}} = \sum_{i=1}^m P_{\text{ВПР}_i} \cdot t_i$	788,4
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	$E_{\text{вид.р}} = E_p - E_{\text{ВПР}}$	21052,92
Час максимальних втрат електроенергії, год.	$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760$	2938

За даними розрахунку будуюмо добовий графік навантаження для багатоводного і маловодного сезону і річний графік за тривалістю $P_{\text{вир.р}}$, беручи тривалість багатоводного сезону 100, маловодного – 265 діб.

Добовий та річний графіки показані на рисунках 2.1-2.2.

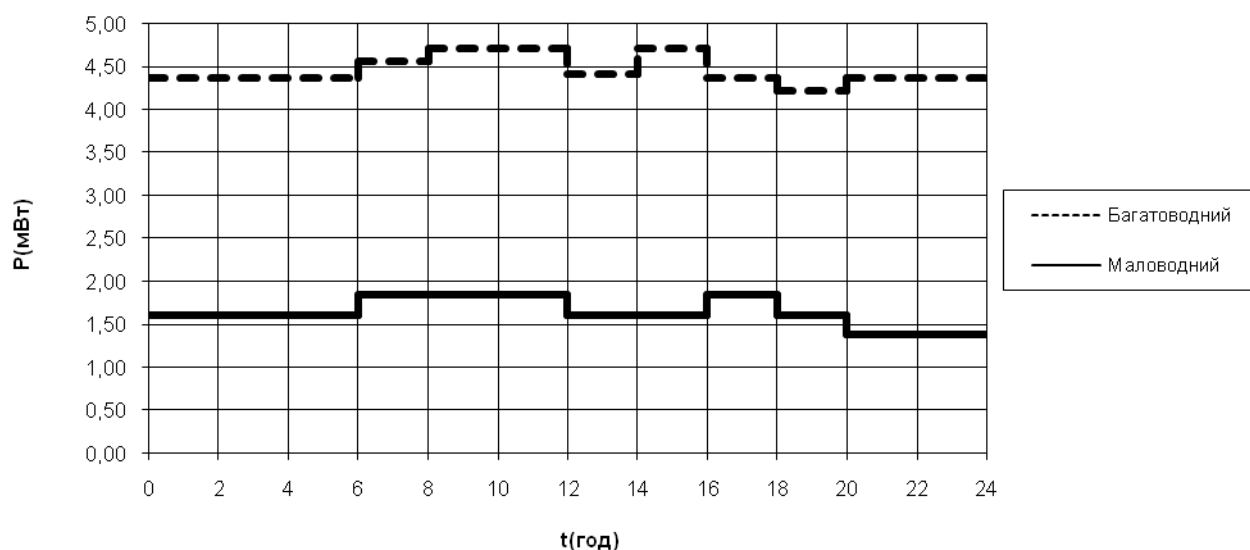


Рисунок 2.1 – Добовий графік за тривалістю навантаження в багатоводний та маловодний сезони

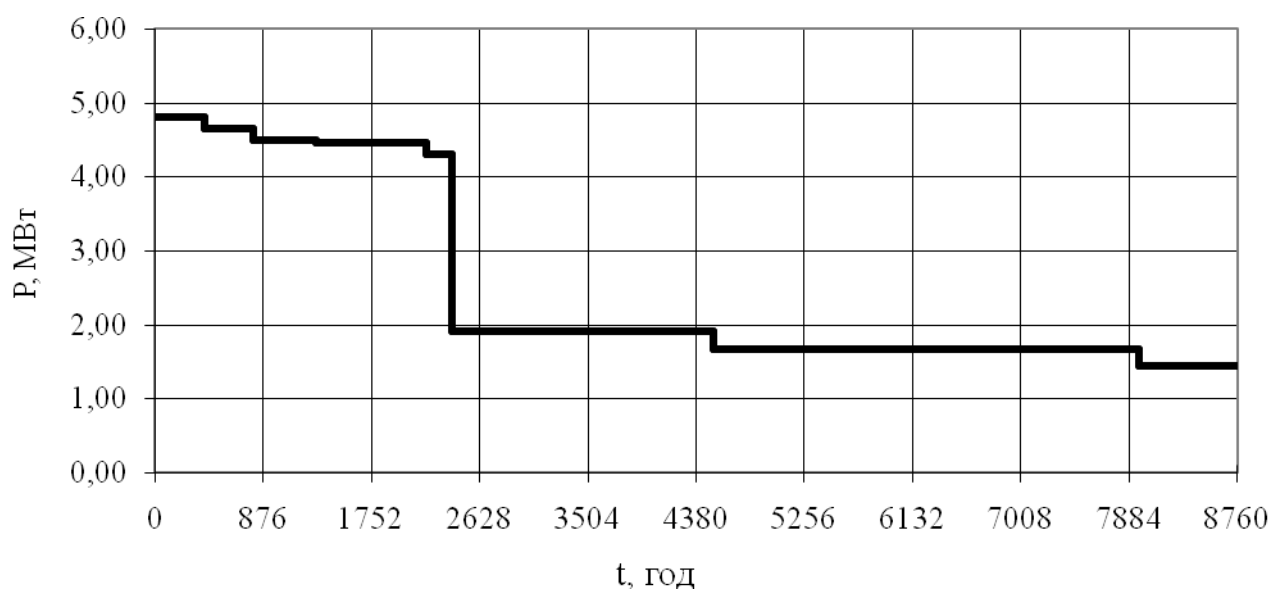


Рисунок 2.2 – Річний графік за тривалістю навантаження

2.2 Вибір типу та потужності генераторів

Основне обладнання за можливості обирається однотипним, адже при цьому забезпечується можливість індустріалізації будівництва, покращуються

умови експлуатації і ремонту. До основного енергетичного обладнання ГЕС відносяться гідрогенератори.

Згідно завдання обираємо гідрогенератор ВГСП5-213/24-24. Параметри генератора зведені в табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Технічні характеристики генератора ВГСП5-213/24-24

Тип	$S_{ном},$ кВА	$P_{ном},$ кВт	$U_{ном},$ кВ	$\cos \varphi_{ном}$	X_{d*}'' , в. о.	$I_{ном},$ А	$n_{ном},$ об./хв.
ВГСП5-213/24-24	625	500	6,3	0,8	0,3	57,3	250

2.3 Вибір структурної схеми станції

Кількість ЛЕП, що відходять від РУ ЕС визначаємо за формулою [10]:

$$n = \frac{P'_{\max}}{P_{ГР}} + 1, \quad (2.6)$$

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

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

$$n = \frac{4,71}{3} + 1 = 2,57 \approx 3 \text{ (шт.)}.$$

Згідно завдання ЕС має видавати потужність на клас напруги 10 кВ. У відповідності до цього обираємо два варіанти структурної схеми ЕС (рис. 2.3, 2.4).

Номінальна потужність головних трансформаторів власних потреб обирається згідно з їх розрахунковим навантаженням. З урахуванням підвищених вимог надійності, які пред'являються до системи власних потреб електростанцій, перенавантаження працюючих ГТВП не допускається.

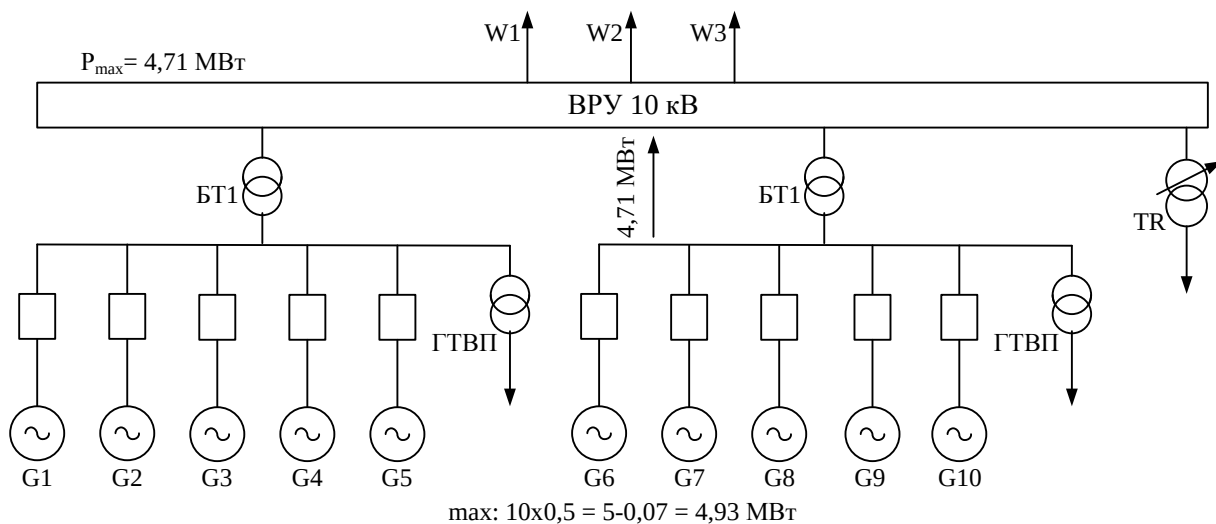


Рисунок 2.3 – Структурна схема МГЕС (варіант №1)

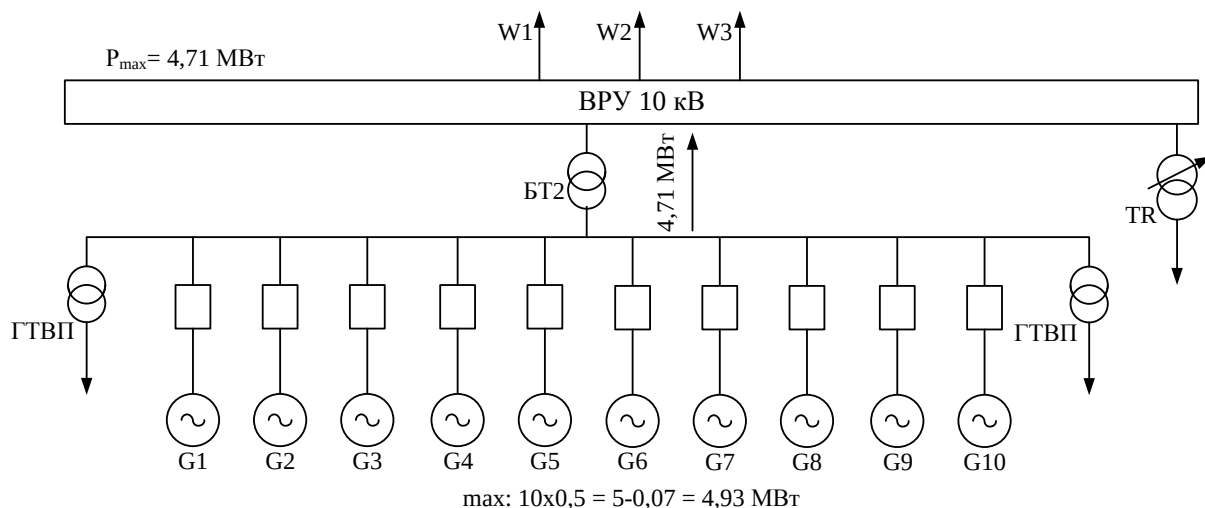


Рисунок 2.4 – Структурна схема МГЕС (варіант №2)

Розрахункова потужність головних трансформаторів ВП [12]:

$$S_{ГТВП.розр} = \frac{P'_{ВП}}{100} \cdot K_n \cdot n \cdot P_{Г.ном}; \quad (2.7)$$

де $P'_{ВП}$ – максимальне навантаження власних потреб, %;

K_n – коефіцієнт попиту;

n – кількість генераторів, шт;

$P_{Г.ном}$ – номінальна потужність генератора, МВт.

$$S_{ГТВП.розр} = \frac{2}{100} \cdot 0,7 \cdot 5 \cdot 0,5 = 0,035 \text{ МВА.}$$

Розрахункова потужність резервного трансформатора ВП [12]:

$$S_{TR.розр} = 1,58 \cdot S_{ГТВП.розр} \quad (2.8)$$

$$S_{TR.розр} = 1,58 \cdot 0,035 = 0,055 \text{ МВА.}$$

Вибір блочних трансформаторів полягає у визначенні їх числа, типу і номінальної потужності.

$$S_{BT} = n_{ген} \cdot S_{Гном} - S_{ГТВП.розр} \quad (2.9)$$

Перший варіант:

$$S_{BT} = 5 \cdot 0,625 - 0,035 = 3,1 \text{ МВА.}$$

Другий варіант:

$$S_{BT} = 10 \cdot 0,625 - 0,035 = 6,2 \text{ МВА.}$$

Всі марки та параметри трансформаторів обираємо в [12] і зводимо в таблицю 2.4.

Таблиця 2.4 – Параметри трансформаторів

Позн. на схемі	Тип трансфор- матора	S _{ном} , кВА	U _{ном} , кВ		U _к , %	P _{xx}	P _к	Варт., тис. грн	n
			ВН	НН					
БТ1	ТМ-4000/10	4000	10	6,3	7,5	5,2	33,5	310,8	2
БТ2	ТМ-6300/10	6300	10	6,3	7,5	7,4	46,5	421,8	1
ГТВП	ТС3-40/10	40	10	0,4	4,5	0,255	0,88	122,4	2
TR	ТС3-63/10	63	10	0,4	4,5	0,3	1,28	150,2	1

Приведені затрати [10, 11]:

$$З = p_n K + U + M(З); \quad (2.10)$$

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

K – капіталовкладення в електроустановку, тис.грн;

U – щорічні експлуатаційні витрати, тис.грн;

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

$$U = a/100 \cdot K + B \cdot \Delta W; \quad (2.11)$$

де a – норма відрахувань на амортизацію та обслуговування, %, $a = 9,4\%$;

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

ΔW – річні втрати електроенергії в трансформаторах, кВт·год.

$$\Delta W = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_k \cdot \left(\frac{S_{\max}}{S_{\text{т.ном.}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (2.12)$$

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

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

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

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

τ – час максимальних втрат, год.

Очікуваний збиток [11]:

$$M(З) = y_0 \cdot \Sigma \omega_{\text{тi}} \cdot \Delta P_i \cdot T_i, \quad (2.13)$$

де $y_0 = 22$ грн/кВ·год – питомий збиток;

$\omega_{\text{тi}}$ – параметр потоку відмов трансформаторів, 1/рік;

ΔP_i – потужність, що втрачається, МВт;

T_i – час простою, год.

Таблиця 2.5 – Капіталовкладення в електроустановку

Обладнання	Кількість, шт	Вартість, тис. грн.	Капіталовкладення, тис. грн.	
			I варіант	II варіант
БТ-1	2/0	310,8	621,6	0
БТ-2	0/1	421,8	0	421,8
ГТВП	2/2	122,4	245	245
TR	1/1	150,2	150,2	150,2
Вимикачі:				
- 10 кВ	7/5	170	1190	850
- 6 кВ	10/10	90	900	900
Сума			3106,8	2567

Таблиця 2.6 – Дані для визначення очікуваного збитку через відмови трансформаторів

Трансформатор	ω_{Ti} , 1/рік	ΔP_i , МВт	T_i , год
БТ1	0,008	0,71	120
БТ2	0,008	4,71	120

$$M(3)_I = 22 \cdot 0,008 \cdot 0,71 \cdot 120 \cdot 2 = 29,99 \text{ (тис.грн);}$$

$$M(3)_{II} = 22 \cdot 0,008 \cdot 4,71 \cdot 120 = 99,48 \text{ (тис.грн).}$$

Визначаємо втрати електроенергії в трансформаторах:

$$\Delta W_I = \Delta W_{BT1} = (2 \cdot 5,2 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 33,5 \cdot \left(\frac{4,71}{4}\right)^2 \cdot 2938) = 197626,06 \text{ (кВт·год);}$$

$$\Delta W_{II} = \Delta W_{BT2} = (1 \cdot 7,4 \cdot 8760 + \frac{1}{1} \cdot 46,5 \cdot \left(\frac{4,71}{6,3}\right)^2 \cdot 2938) = 184035,07 \text{ (кВт·год).}$$

Щорічні експлуатаційні витрати:

$$U_I = 0,094 \cdot 3106,8 + 30 \cdot 10^{-5} \cdot 197626,06 = 351,33 \text{ (тис.грн);}$$

$$U_{II} = 0,094 \cdot 2567 + 30 \cdot 10^{-5} \cdot 184035,07 = 296,51 \text{ (тис.грн).}$$

Приведені затрати:

$$Z_I = 0,12 \cdot 3106,8 + 351,33 + 29,99 = 754,13 \text{ (тис.грн);}$$

$$Z_{II} = 0,12 \cdot 2567 + 296,51 + 99,48 = 704,02 \text{ (тис.грн).}$$

Таблиця 2.7 – Приведені затрати структурних схем станції

Складові витрат	Варіанти, тис.грн	
	I варіант	II варіант
Капіталовкладення	3106,8	2567
Щорічні експлуатаційні витрати	351,33	296,51
Очікуваний збиток	29,99	99,48
Приведені затрати	754,13	704,02

$\Delta Z = 6,65\% > 5\%$, отже, приймаємо II-й варіант структурної схеми станції.

2.4 Вибір схем ВРУ високої напруги на підставі порівняння не менше двох варіантів за техніко-економічними показниками

Для ВРУ-10 кВ намічаємо два варіанти згідно [13, 14] (рисунок 2.5):

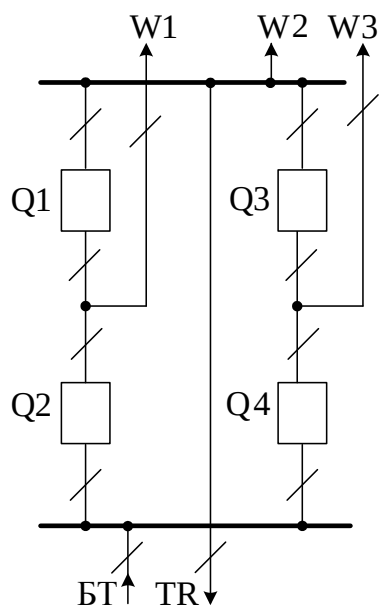
- а) схема розширеного чотирикутника;
- б) схема «дві системи шин з двома вимикачами на приєднання».

Вибір схеми здійснюється за критерієм приведених затрат з урахуванням надійності [10]:

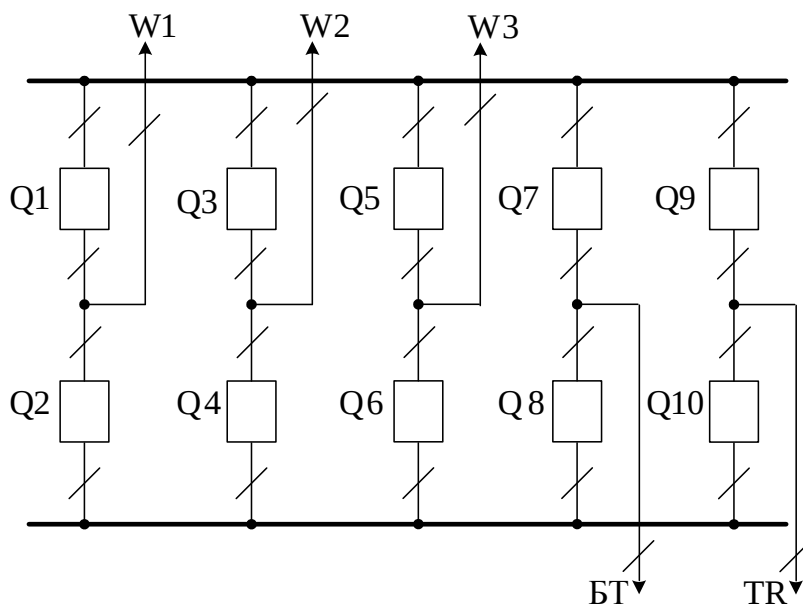
$$Z = p_n K + U + M(3), \quad (2.14)$$

$$K = n \cdot C_k; \quad (2.15)$$

$$U = \frac{a}{100} \cdot K, \quad (2.16)$$



а) схема розширеного чотирикутника



б) схема «дві системи шин з двома вимикачами на приєднання»

Рисунок 2.5 – Варіанти схем ВРУ-10 кВ

де $p_n = 0,15$;

n_k – кількість комірок з вимикачами, шт.;

C_k – вартість комірки, тис. грн.

Розрахунок приведених затрат наведено в таблицях 2.8 – 2.12 та в додатку В.

Таблиця 2.8 – Показники надійності вимикачів 10 кВ

Напруга, кВ	Складові параметри потоку відмов, 1/рік		Час відновлення, $T_{\text{в}}$, год.	Частота планових ремонтів, μ , 1/рік	Тривалість планового ремонту, $T_{\text{п}}$, год.
	ω_1	ω_2			
10	0,01	0,01	6	0,2	8

Таблиця 2.9 – Показники для розрахунку надійності схем ВРУ-10 кВ

Параметр		Числові значення для варіанта	
		I	II
Кількість комірок з вимикачами, шт.	n_k	4	10
Вартість комірки, тис.грн	C_k	280	280
Параметр потоку раптових відмов генераторних ($\omega_{\text{ГВ}}$) та лінійних ($\omega_{\text{ЛВ}}$) вимикачів, 1/рік	$\omega_{\text{ГВ}} = 0,6 \cdot \omega_1$	0,006	0,006
	$\omega_{\text{ЛВ}} = 0,6 \cdot (\omega_1 + \omega_2 \cdot 1/100)$	0,0063	0,0063
Коефіцієнти ремонтного (K_p) і нормального (K_0) режимів роботи РУ	$K_p = \mu \cdot T_{\text{п}} / 8760$	0,0001	0,0001
	$K_0 = 1 - n_k \cdot K_p$	0,9992	0,9982
Час простою елемента, год:	$T_0 = T_{\text{вим}} + m \cdot T_p$	1	1
	$T_{\text{вп}} = T_{\text{в}} - T_{\text{в}}^2 / (2 \cdot T_{\text{п}})$	3,75	3,75
Математичне очікування числа відмов генераторних та лінійних вимикачів в нормальному і ремонтному режимах	$K_0 \cdot \omega_{\text{ГВ}}$	0,0599	0,0598
	$K_0 \cdot \omega_{\text{ЛВ}}$	0,0063	0,0063
	$K_p \cdot \omega_{\text{ГВ}}$	0,000001	0,000001
	$K_p \cdot \omega_{\text{ЛВ}}$	0,000001	0,000001

Очікуваний збиток від перерв живлення через відмови вимикачів [11]:

$$M(3) = y_0 \sum_j K_j \cdot \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot \Delta P_i \cdot T_i, \quad (2.17)$$

де $y_0 = 30$ грн./кВт·год – питомий збиток;

K_j – коефіцієнт режиму схеми (K_0 або K_p);

ω_i – параметр потоку відмов вимикача, 1/рік;

ΔP_i – потужність, що втрачається, МВт;

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

Розрахунок математичного збитку від ненадійності електропостачання проводили в програмі «Надійність». В результаті отримали такі значення:

$$M(3)_I = 16,91 \text{ (тис. грн.)};$$

$$M(3)_{II} = 41,47 \text{ (тис. грн.)}.$$

Таблиця 2.10 – Розрахункові показники надійності схеми ВРУ-10 кВ для І варіанту

Відмова елемента	Потужність, що втрачається ΔP , МВт	Час простою, $T_0/T_{вп}$, ГОД	K_0		K_p	
			$\omega_{ЛВ}$	$\omega_{ГВ}$	$\omega_{ЛВ}$	$\omega_{ГВ}$
W1, W2, D(БТ, W3)	4,71	1	1	–	2	–
		3,75	–	–	–	–
W1, БТ, D(W2, W3)	4,71	1	1	–	2	–
		3,75	–	–	–	–
W3, W2, D(БТ, W1)	4,71	1	1	–	2	–
		3,75	–	–	–	–
W3, БТ, D(W2, W1)	4,71	1	1	–	2	–
		3,75	–	–	–	–
W3, W1, БТ, W2	4,71	1	–	–	4	–
		3,75	–	–	–	–
D(W2, БТ, W1, W3)	4,71	1	–	–	–	–
		3,75	4	–	–	–
W1, D(W2, БТ, W3)	4,71	1	–	–	–	–
		3,75	–	–	2	–
W2, D(БТ, W1, W3)	4,71	1	–	–	–	–
		3,75	–	–	2	–
D(W2, W3), D(БТ, W1)	4,71	1	–	–	–	–
		3,75	–	–	2	–
D(W2, W1), D(БТ, W3)	4,71	1	–	–	–	–
		3,75	–	–	2	–
БТ, D(W2, W1, W3)	4,71	1	–	–	–	–
		3,75	–	–	2	–
W3, D(W2, БТ, W1)	4,71	1	–	–	–	–
		3,75	–	–	2	–

Таблиця 2.11 – Розрахункові показники надійності схеми ВРУ-10 кВ для II варіанту

Відмова елемента	Потужність, що втрачається ΔP , МВт	Час простоя, $T_0/T_{вп}$, ГОД	K_0		K_p	
			$\omega_{лв}$	$\omega_{гв}$	$\omega_{лв}$	$\omega_{гв}$
W1	4,71	1	2	—	10	—
		3,75	—	—	—	—
W2	4,71	1	2	—	10	—
		3,75	—	—	—	—
W3	4,71	1	2	—	10	—
		3,75	—	—	—	—
БТ	4,71	1	—	2	—	10
		3,75	—	—	—	—
TR	4,71	1	—	2	—	10
		3,75	—	—	—	—
W2, W1, D(W3, БТ, TR)	4,71	1	—	—	4	—
		3,75	—	—	—	—
W3, W1, D(W2, БТ, TR)	4,71	1	—	—	4	—
		3,75	—	—	—	—
БТ, W1, D(W2, W3, TR)	4,71	1	—	—	2	2
		3,75	—	—	—	—
TR, W1, D(W2, W3, БТ)	4,71	1	—	—	2	2
		3,75	—	—	—	—
W3, W2, D(W1, БТ, TR)	4,71	1	—	—	4	—
		3,75	—	—	—	—
БТ, W2, D(W1, W3, TR)	4,71	1	—	—	2	2
		3,75	—	—	—	—
TR, W2, D(W1, W3, БТ)	4,71	1	—	—	2	2
		3,75	—	—	—	—
БТ, W3, D(W1, W2, TR)	4,71	1	—	—	2	2
		3,75	—	—	—	—
TR, W3, D(W1, W2, БТ)	4,71	1	—	—	2	2
		3,75	—	—	—	—
TR, БТ, D(W1, W2, W3)	4,71	1	—	—	—	4
		3,75	—	—	—	—
D(W1, W2, W3, БТ, TR)	4,71	1	—	—	—	—
		3,75	6	4	48	32
W1	4,71	1	—	—	—	—
		3,75	—	—	2	—
W2	4,71	1	—	—	—	—
		3,75	—	—	2	—
W3	4,71	1	—	—	—	—
		3,75	—	—	2	—
БТ	4,71	1	—	—	—	—
		3,75	—	—	—	2
TR	4,71	1	—	—	—	—
		3,75	—	—	—	2

Розрахункові витрати зведені до таблиці 2.12.

Таблиця 2.12 – Розрахункові витрати

Складові витрат, тис. грн	Варіанти	
	1	2
Капітальні витрати	1120	2800
Щорічні витрати	94,08	235,2
Очікуваний збиток	16,91	41,47
Приведені затрати	278,99	696,71

$\Delta Z = 59,96\% > 5\%$, тому приймаємо для ВРУ-10 кВ I варіант схеми – схему розширеного чотирикутника.

2.5 Вибір схеми власних потреб станції

Система власних потреб отримує живлення від двох ГТВП, які під'єднуються до генераторів G1 та G10. Всі споживачі власних потреб підключаються до секціонованої шини 0,4 кВ. Резервне живлення здійснюється від резервного трансформатора TR, який живиться від найближчої підстанції району 10 кВ. Для підвищення надійності системи електропостачання власних потреб 0,4 кВ на її шинах встановлюється пристрій АВР. Схема власних потреб станції зображена на рисунку 2.6 .

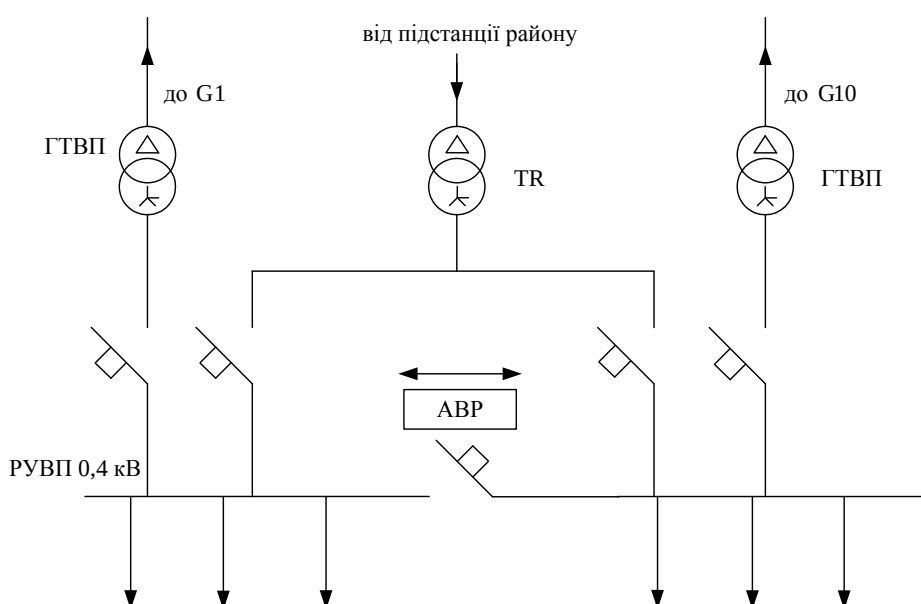


Рисунок 2.6 – Схема власних потреб станції

2.6 Розрахунок струмів короткого замикання для вибору апаратури та струмоведучих частин

Складаємо заступну схему станції (рисунок 2.7) та визначаємо параметри її елементів: $S_6 = 100$ МВА; $U_6 = U_{\text{сер.ном.}}$ [10, 16].

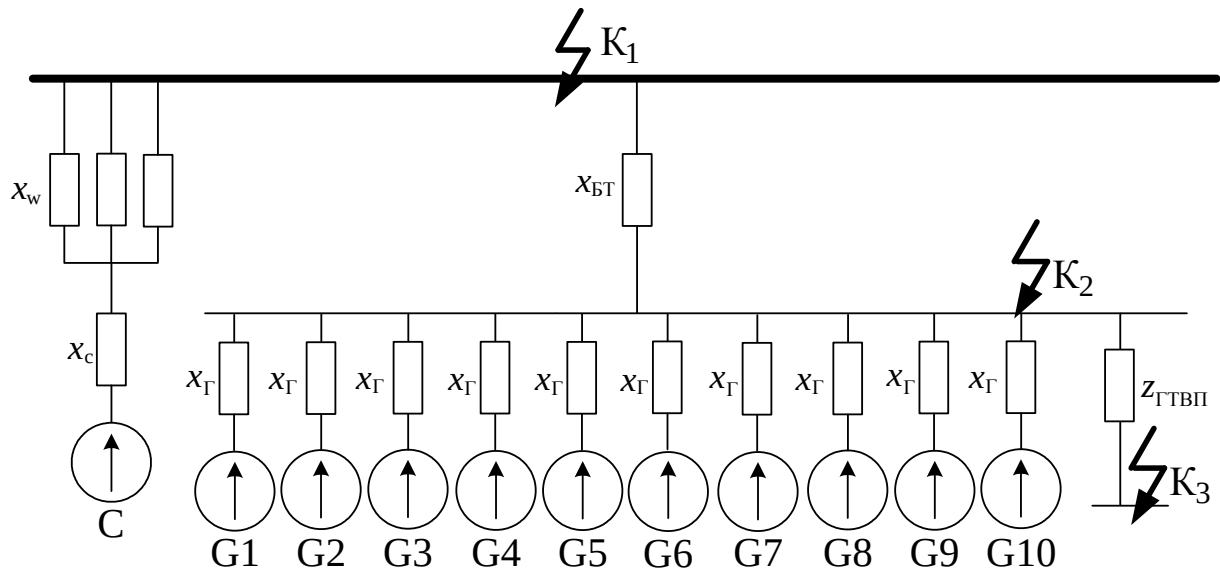


Рисунок 2.7 – Заступна схема станції

Енергосистема:

$$x_c = \frac{S_6}{S_K^{(3)}}; \quad (2.18)$$

$$x_c = \frac{100}{420} = 0,238.$$

ЛЕП:

$$x_w = x_{\text{пит}} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср.ном}}^2}; \quad (2.19)$$

$$x_w = 0,4 \cdot 5 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 1,814.$$

Блочний трансформатор:

$$x_{BT} = \frac{u_K}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{T.ном}}; \quad (2.20)$$

$$x_{BT} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{4} = 2,625.$$

Генератор:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \frac{S_6}{S_{\text{ном } \Gamma}}; \quad (2.21)$$

$$x_{\Gamma} = 0,3 \cdot \frac{100}{0,625} = 48.$$

Початкове значення періодичної складової струму КЗ [10, 16]:

$$I_{\Pi 0i} = \frac{E_*''}{x_{\text{рез}^*i}} \cdot I_{6i}, \quad (2.22)$$

де $E_{*\Gamma}'' = 1,13$, $E_{*C}'' = 1$;

I_{6i} – базовий струм, кА;

$x_{\text{рез}^*i}$ – результуючий опір кола КЗ, в.о.

$$I_{6i} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{сер.ном}}}; \quad (2.23)$$

$$I_{61} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ (кА)};$$

$$I_{62} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,16 \text{ (кА)}.$$

Складові струмів КЗ [10, 16]:

$$\text{ - періодична: } I_{n,\tau} = \gamma \cdot I_{n,0}; \quad (2.24)$$

$$\text{ - аперіодична: } i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot e^{-\tau/Ta}; \quad (2.25)$$

$$\text{ - ударний струм: } i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot K_y. \quad (2.26)$$

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

γ – коефіцієнт;

T_a – стала затухання аперіодичної складової струму КЗ.

Розрахунковий час, для якого необхідно визначити складові струму КЗ:

$$\tau = t_{BB} + 0,01, \quad (2.27)$$

де t_{BB} – власний час вимикання вимикача, с.

Для визначення τ попередньо виберемо вимикачі. Результати вибору занесені до таблиці 2.13.

Таблиця 2.13 – Попередній вибір вимикачів

Вимикачі			
- 10 кВ	ВРС-10	$t_{BB} = 0,04$ с	$\tau = 0,05$ с
- 6 кВ			

Розрахунок точки K_1

Складаємо розрахункову схему [10], враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ K_1 , приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рисунок 2.8).

$$x_1 = x_c + \frac{x_w}{3};$$

$$x_1 = 0,238 + \frac{1,814}{3} = 0,843;$$

$$x_2 = x_{BT} + \frac{x_{\Gamma}}{10};$$

$$x_2 = 2,625 + \frac{32}{10} = 5,825.$$

Розраховуємо струми I_{I0} .

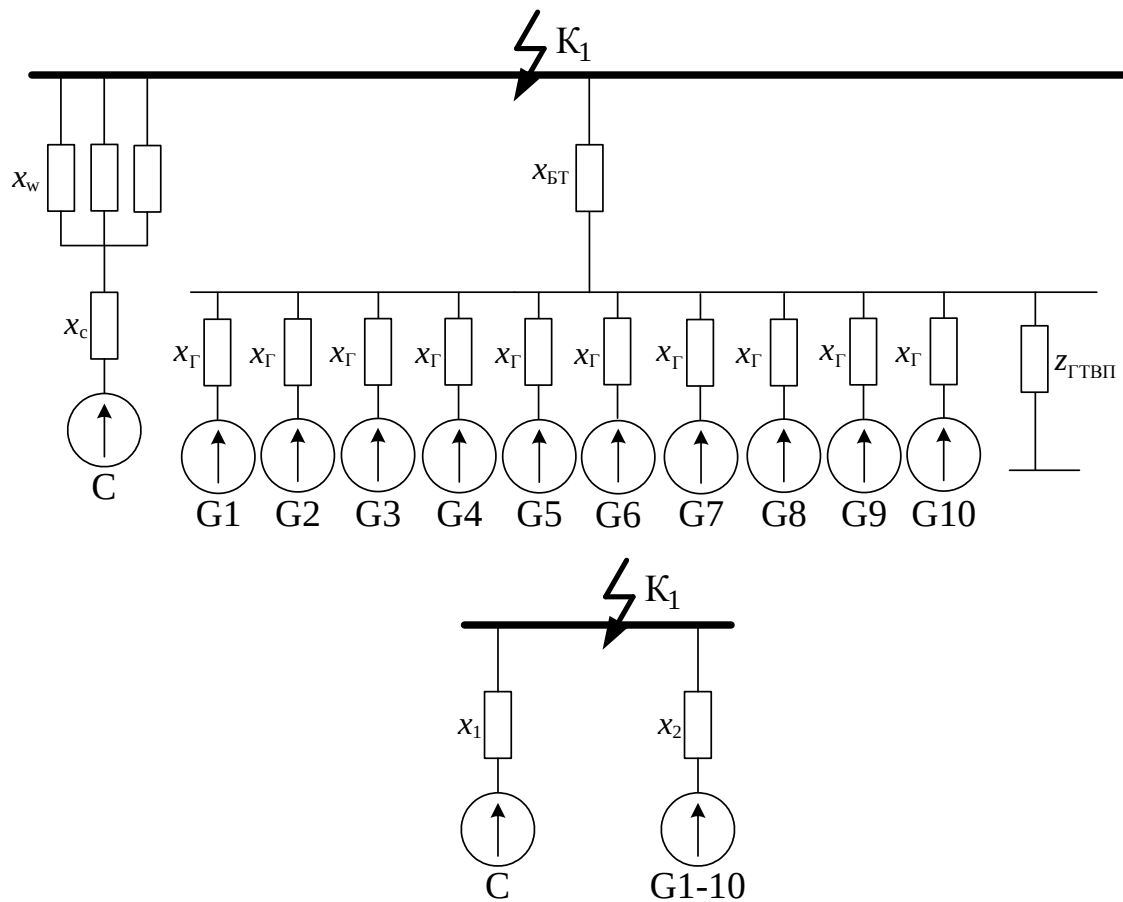


Рисунок 2.8 – Процес спрощення розрахункової схеми

$$I_{\Pi 0 C} = \frac{1}{0,843} \cdot 5,5 = 6,52 \text{ (кА)};$$

$$I_{\Pi 0 G1-10} = \frac{E''_{* \Gamma}}{x_2} \cdot I_{\delta 1};$$

$$I_{\Pi 0 G1-10} = \frac{1,13}{5,825} \cdot 9,16 = 0,84 \text{ (кА)};$$

$$I_{\Pi 0 \Sigma(K1)} = I_{\Pi 0 C} + I_{\Pi 0 G1-10};$$

$$I_{\Pi 0 \Sigma(K1)} = 6,52 + 0,84 = 7,36 \text{ (кА)}.$$

Виконаємо розрахунок ударного струму КЗ, аперіодичної та періодичної складової струму КЗ в момент часу $t = \tau$.

Значення початкової періодичної складової струму КЗ $I_{\Pi 0}$, розрахункового часу τ , постійної часу затухання аперіодичної складової струму КЗ T_a і ударного коефіцієнта k_y для точки K_1 наведено в таблиці 2.14.

Таблиця 2.14 – Значення $I_{\Pi 0}$, τ , T_a та k_y для точки K_1

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{\Pi 0}$, кА	τ , с	T_a , с	k_y
K_1 (шини 10 кВ)	Система	6,52	0,05	0,01	1,369
	Генератор 1-10	0,84	0,05	0,05	1,82

Ударний струм:

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot 6,52 \cdot 1,369 = 12,63 \text{ (кА)};$$

$$i_{yG1-10} = \sqrt{2} \cdot 0,84 \cdot 1,82 = 2,15 \text{ (кА)}.$$

Аперіодична складова:

$$i_{a.\tau.C} = \sqrt{2} \cdot 6,52 \cdot e^{-0,05/0,01} = 0,06 \text{ (кА)};$$

$$i_{a.\tau.G1-G10} = \sqrt{2} \cdot 0,84 \cdot e^{-0,05/0,05} = 0,44 \text{ (кА)}.$$

Періодична складова в момент часу $t = \tau$:

Оскільки система зв'язана з точкою КЗ безпосередньо, то по [10] приймаємо, що $I_{n.\tau.C} = I_{\Pi 0C} = \text{const}$.

$$I_{n.\tau.C} = I_{\Pi 0C} = 6,52 \text{ (кА)}.$$

Для визначення значень періодичної складової струму КЗ для моментів часу τ скористаємося методом типових кривих [10].

Номінальний струм генератора, приведений до того ступеня напруги, де знаходиться точка КЗ:

$$I'_{ном} = \frac{n \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}, \quad (2.28)$$

де $P_{ном}$ і $\cos\phi$ – номінальне значення потужності, МВт, і коефіцієнта потужності генератора, відповідно;

U_{cp} – середня напруга того ступеня, на якому знаходиться точка КЗ.

$$I'_{номG1-10} = \frac{10 \cdot \frac{0,5}{0,8}}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,344 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{п0G1-10}}{I'_{номG1-10}} = \frac{0,84}{0,344} = 2,44 \Rightarrow \gamma = 0,87 \Rightarrow I_{н.гG1-10} = 0,87 \cdot 0,84 = 0,73 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки К₂

Приведемо схему для К₂ до спрощеного вигляду так, як це показано на рисунку 2.9.

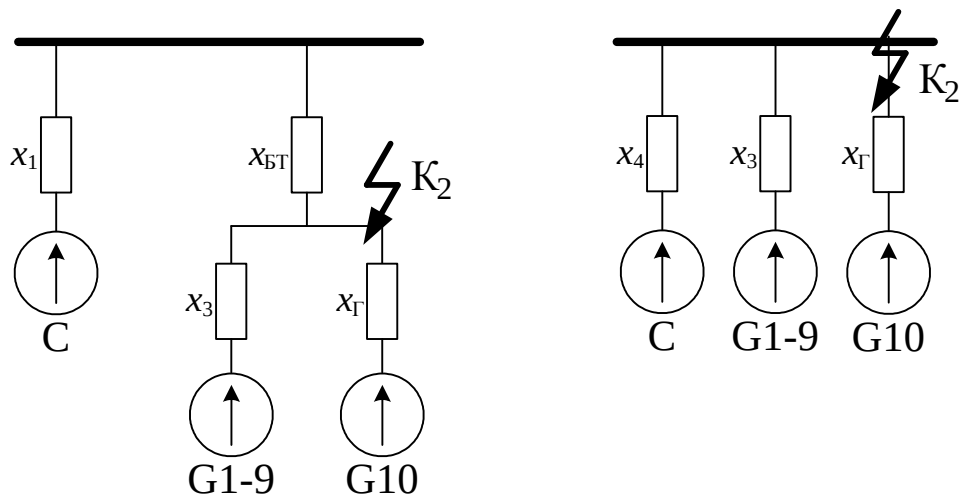


Рисунок 2.9 – Процес спрощення розрахункової схеми

$$x_3 = \frac{x_{Г}}{9}; \quad (2.29)$$

$$x_3 = \frac{48}{9} = 5,33;$$

$$x_4 = x_1 + x_{БГ}; \quad (2.30)$$

$$x_4 = 0,843 + 2,625 = 3,47.$$

Розраховуємо струми $I_{п0}$:

$$I_{\Pi 0C} = \frac{1}{3,47} \cdot 9,16 = 2,64 \text{ (кА)};$$

$$I_{\Pi 0G1-9} = \frac{E_{*Г}''}{x_3} \cdot I_{62};$$

$$I_{\Pi 0G1-9} = \frac{1,13}{5,33} \cdot 9,16 = 1,94;$$

$$I_{\Pi 0G10} = \frac{E_{*Г}''}{x_{Г}} \cdot I_{62};$$

$$I_{\Pi 0G10} = \frac{1,13}{48} \cdot 9,16 = 0,216 \text{ (кА)};$$

$$I_{\Pi 0\Sigma(K2)} = I_{\Pi 0C} + I_{\Pi 0G1-9} + I_{\Pi 0G10};$$

$$I_{\Pi 0\Sigma(K2)} = 2,64 + 1,94 + 0,216 = 4,8 \text{ (кА)}.$$

Виконаємо розрахунок ударного струму КЗ, аперіодичної та періодичної складової струму КЗ в момент часу $t = \tau$.

Значення початкової періодичної складової струму КЗ $I_{\Pi 0}$, розрахункового часу τ , постійної часу затухання аперіодичної складової струму КЗ T_a і ударного коефіцієнта k_y для точки К₂ розраховуємо аналогічно точці К-1. Результати розрахунку наведено в таблиці 2.15.

Таблиця 2.15 – Значення $I_{\Pi 0}$, τ , T_a та k_y для точки К₂

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{\Pi 0}$, кА	τ , с	T_a , с	k_y
К ₂ (генератор 10)	Система	2,64	0,05	0,01	1,369
	Генератор 1-9	1,94	0,05	0,05	1,82
	Генератор 10	0,216	0,05	0,05	1,82

Періодична складова в момент часу $t = \tau$:

$$I_{n.\tau C} = I_{\Pi 0C} = 2,64 \text{ (кА)};$$

$$I'_{номG1-9} = \frac{9 \cdot \frac{0,5}{0,8}}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 0,515 \text{ (кА)};$$

$$I'_{номG10} = \frac{1 \cdot \frac{0,5}{0,8}}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 0,057 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{п0G1-9}}{I'_{номG1-9}} = \frac{1,94}{0,515} = 3,767 \Rightarrow \gamma = 0,775 \Rightarrow I_{н.гG1-9} = 0,775 \cdot 1,94 = 1,51 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{п0G10}}{I'_{номG10}} = \frac{0,216}{0,057} = 3,789 \Rightarrow \gamma = 0,77 \Rightarrow I_{н.гG10} = 0,77 \cdot 0,216 = 0,166 \text{ (кА)};$$

Розрахунок точки K_3

Заступна схема електроустановки 0,4 кВ для розрахунку точки K_3 зображена на рисунку 2.10.

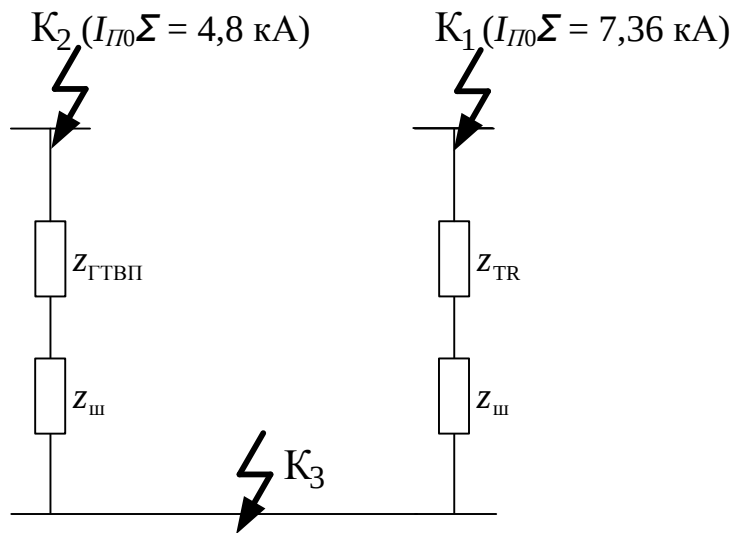


Рисунок 2.10 – Заступна схема електроустановки

Максимальний струм РУВП-0,4 кВ:

$$I_{maxГТВП} = \frac{S_{ГТВП}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (2.31)$$

$$I_{maxГТВП} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 57,74 \text{ (А)}.$$

$$I_{maxTR} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 90,93 \text{ (A)}.$$

Встановлюємо шинопровід марки ШРА73 [10]:

$$I_{ном} = 250 \text{ A};$$

$$q = 35 \times 5 = 175 \text{ мм}^2;$$

$$r_{num} = 0,2 \text{ мОм/м};$$

$$x_{num} = 0,1 \text{ мОм/м};$$

$$l = 10 \text{ м}.$$

$$r_{uu} = r_{num} \cdot l; \quad (2.32)$$

$$r_{uu} = 0,2 \cdot 10 = 2 \text{ мОм};$$

$$x_{uu} = x_{num} \cdot l; \quad (2.33)$$

$$x_{uu} = 0,1 \cdot 10 = 1 \text{ мОм};$$

Опір енергосистеми, який проведено до сторони ВН трансформатора:

$$x_{C.BH} = \frac{U_{cp.ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{II0\Sigma}}; \quad (2.34)$$

$$x_{C.BH1} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 4,8} = 1,26 \text{ (Ом)};$$

$$x_{C.BH2} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 7,36} = 0,82 \text{ (Ом)}.$$

Опір енергосистеми, який проведено до сторони НН трансформатора:

$$x_c = x_{C.BH} \cdot 10^3 \left(\frac{U_{HH}}{U_{BH}} \right)^2; \quad (2.35)$$

$$x_{c1} = 1,26 \cdot 10^3 \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 = 1,83 \text{ (мОм)};$$

$$x_{c2} = 0,82 \cdot 10^3 \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 = 1,2 \text{ (МОм)}.$$

Опори ГТВП та TR:

$$z_T = 10^4 \cdot \frac{U_K \cdot U_{T.НОМ}^2}{S_{T.НОМ}}; \quad (2.36)$$

$$z_{ГТВП} = 10^4 \cdot \frac{4,5 \cdot 0,4^2}{40} = 180 \text{ (МОм)};$$

$$z_{TR} = 10^4 \cdot \frac{4,5 \cdot 0,4^2}{63} = 114,29 \text{ (МОм)};$$

$$r_T = 10^6 \cdot \frac{\Delta P_K \cdot U_{T.НОМ}^2}{S_{T.НОМ}^2}; \quad (2.37)$$

$$r_{ГТВП} = 10^6 \cdot \frac{0,88 \cdot 0,4^2}{40^2} = 88 \text{ (МОм)};$$

$$r_{TR} = 10^6 \cdot \frac{1,28 \cdot 0,4^2}{63^2} = 51,6 \text{ (МОм)};$$

$$x_T = \sqrt{z_T^2 - r_T^2} \quad (2.38)$$

$$x_{ГТВП} = \sqrt{180^2 - 88^2} = 157,02 \text{ (МОм)};$$

$$x_{TR} = \sqrt{114,29^2 - 51,6^2} = 101,98 \text{ (МОм)}.$$

Сумарні опори кола КЗ при живленні від ГТВП:

$$x_{\Sigma} = x_c + x_{ГТВП} + x_{u};$$

$$x_{\Sigma} = 1,83 + 157,02 + 1 = 159,86 \text{ (МОм)};$$

$$r_{\Sigma} = r_{ГТВП} + r_{u};$$

$$r_{\Sigma} = 88 + 2 = 90 \text{ МОм};$$

$$z_{\Sigma} = \sqrt{x_{\Sigma}^2 + r_{\Sigma}^2};$$

$$z_{\Sigma} = \sqrt{159,86^2 + 90^2} = 183,45 \text{ (МОм)}.$$

Сумарні опори кола КЗ при живленні від TR:

$$x_{\Sigma} = 1,2 + 101,98 + 1 = 104,18 \text{ (мОм)};$$

$$r_{\Sigma} = 51,6 + 2 = 53,6 \text{ мОм};$$

$$z_{\Sigma} = \sqrt{104,18^2 + 53,6^2} = 117,16 \text{ (мОм)}.$$

Струм трифазного металевого КЗ:

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{cp.ном}}{\sqrt{3} \cdot z_{\Sigma}}; \quad (2.39)$$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 183,45} = 0,126 \text{ (кА)};$$

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 117,16} = 0,31 \text{ (кА)}.$$

За розрахунковий струм КЗ на стороні 0,4 кВ приймаємо більший струм.

Струм КЗ від електродвигунів власних потреб:

$$I_{KD}^{(3)} = 2,29 \cdot I_{T.ном}; \quad (2.40)$$

$$I_{KD}^{(3)} = 2,29 \cdot 0,091 = 0,21 \text{ (кА)};$$

Сумарний струм КЗ:

$$I_{K\Sigma}^{(3)} = I_K^{(3)} + I_{KD}^{(3)}; \quad (2.41)$$

$$I_{K\Sigma}^{(3)} = 0,31 + 0,21 = 0,52 \text{ (кА)}.$$

Ударний струм КЗ:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_K^{(3)}; \quad (2.42)$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,5 \cdot 0,31 = 0,66 \text{ (кА)}.$$

Ударний струм КЗ від електродвигунів власних потреб:

$$i_{y,д} = 3,22 \cdot I_{T.ном}; \quad (2.43)$$

$$i_{y,д} = 3,22 \cdot 0,091 = 0,29 \text{ (кА)}.$$

Результати розрахунку струмів короткого замикання приведені в табл. 2.16.

Таблиця 2.16 – Результати розрахунку струмів короткого замикання

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{до}$, кА	$i_{ат}$, кА	$i_{нт}$, кА	i_y , кА	Примітки
К ₁ (шини 10 кВ)	Система	6,52	0,06	6,52	12,63	Для вибору шин та комутаційної апаратури
	Генератор 1-10	0,84	0,44	0,73	2,15	
	Σ	7,36	0,5	7,25	14,79	
К ₂ (генератор 10)	Система	2,64	0,03	2,64	5,12	Для вибору комплектного струмопроводу
	Генератор 1-9	1,94	1,01	1,51	4,99	
	Генератор 10	0,216	0,11	0,17	0,56	
	Σ	4,8	1,15	4,31	10,67	
К ₃ (ГТВП)	Генератори + С	0,31			0,66	Для вибору комплектного струмопроводу
	Ел. двигуни в.п.	0,21			0,29	
	Σ	0,52			0,95	

2.7 Розрахунок робочих максимальних струмів та теплових імпульсів

Визначаємо робочий максимальний струм елементів, які приєднані до ВРУ-10 кВ [10, 11].

Лінія електропередачі:

$$I_{max}^w = \frac{P_{ГР}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi}; \quad (2.44)$$

$$I_{max}^w = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,8} = 216,5 \text{ (А)}.$$

Блочний трансформатор:

$$I_{max}^{BT} = \frac{S_{ном.Г}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 0,95}; \quad (2.45)$$

$$I_{max}^{BT} = \frac{10 \cdot 625}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,95} = 379,84 \text{ (A)}.$$

Пускорезервний трансформатор ВП:

$$I_{max}^{TR} = \frac{S_{ном.TR}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (2.46)$$

$$I_{max}^{TR} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3,64 \text{ (A)}.$$

Визначаємо робочий максимальний струм елементів, які приєднані до ГРУ-6,3 кВ.

$$I_{max}^G = \frac{I_{Г.ном}}{0,95}; \quad (2.47)$$

$$I_{max}^G = \frac{57,3}{0,95} = 60,32 \text{ (A)}.$$

$$I_{max}^{ГТВП} = \frac{S_{ном.ГТВП}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (2.48)$$

$$I_{max}^{ГТВП} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 3,67 \text{ (A)}.$$

Виконаємо розрахунок термічної дії струмів КЗ. Тепловий імпульс визначається по-різному залежно від місцезнаходження точки КЗ. Можна виділити три характерних випадки: віддалене КЗ, КЗ поблизу генератора і КЗ поблизу групи потужних електродвигунів.

В першому випадку тепловий імпульс КЗ визначається за виразом:

$$B_K = I_{II,0}^2 \cdot (t_{відкл} + T_a) \quad (2.49)$$

де $t_{\text{відкл}}$ – час відключення (час дії струму КЗ).

В даному випадку обчислимо віддалене КЗ у точці K_1 .

$$B_K = 7,36 \cdot (0,16 + 0,05) = 1,55 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Для точки K_2 окремо визначаються імпульс періодичної та аперіодичної складової квадратичного струму КЗ, адже вона розташована поблизу генератора [10].

Імпульс квадратичного струму від періодичних складових струмів генераторів і системи має три складових, які визначаються періодичним струмом системи $B_{П.С}$, періодичним струмом генераторів $B_{П.Г}$ і сумісною дією періодичних струмів системи і генераторів $B_{П.Г.С}$:

$$B_{К.П} = B_{П.С} + B_{П.Г} + B_{П.Г.С}, \quad (2.50)$$

де $B_{П.С} = I_C^2 \cdot t_{\text{відкл}}$;

$$B_{П.Г} = B_{*П.Г} \cdot I_{П.0.Г}^2 \cdot t_{\text{відкл}};$$

$$B_{П.Г.С} = 2I_C \cdot T_* \cdot I_{П.0.Г} \cdot t_{\text{відкл}};$$

$$I_C = I_{П.0.С+Г};$$

$B_{*П.Г}$, T_* – відносні тепловий і струмовий імпульси періодичної складової струму генератора за кривими [10].

Імпульс аперіодичної складової струму генераторів і системи визначають за виразом:

$$B_{К.а} \approx I_C^2 \cdot T_{а.С} + I_{П.0.Г}^2 \cdot T_{а.Г} + \frac{4 \cdot I_C \cdot I_{П.0.Г}}{\frac{1}{T_{а.С}} + \frac{1}{T_{а.Г}}}. \quad (2.51)$$

Повний імпульс квадратичного струму КЗ визначається за формулою:

$$B_K = B_{К.П} + B_{К.а} \quad (2.52)$$

$$B_{н.с} = 4,58^2 \cdot 0,3 = 6,29 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{n,z} = 0,7 \cdot 1,94^2 \cdot 0,3 = 0,79 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{n,z,c} = 2 \cdot 4,58 \cdot 0,82 \cdot 1,94 \cdot 0,3 = 4,37 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\kappa,n} = 6,29 + 0,79 + 11,46 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\kappa,a} = 4,58^2 \cdot 0,01 + 1,94^2 \cdot 0,05 + \frac{4 \cdot 4,58 \cdot 1,94}{\frac{1}{0,01} + \frac{1}{0,05}} = 0,6 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$B_{\kappa} = 0,6 + 11,46 = 12,06 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Точка К₃ знаходиться в системі ВП електростанції, тому необхідно враховувати їх вплив на тепловий імпульс. Імпульс квадратичного струму в колі 0,4 кВ визначаємо за формулою:

$$B_{\kappa} = I_{K.C}^{(3)^2} \cdot (t_{вим} + T_{a.cp}) + 1,5 \cdot I_{K.Д}^{(3)^2} \cdot T_{a.cp} + 4 \cdot I_{K.Д}^{(3)} \cdot I_{K.C}^{(3)} \cdot T_{a.cp}, \quad (2.53)$$

де $T_{a.cp} = 0,03$ – середній час затухання вільних струмів КЗ, с;

$$t_{вим} = t_{св} + t_a,$$

де $t_{св}$ – час спрацювання струмової відсічки автомата, с;

t_a – час гасіння дуги в автоматі, с.

Приймаємо для установки автомат серії Siemens типу Sentron 3VA1, $t_a = 0,01$ с:

$$U_{a.ном} = 380 \text{ В} = U_{уст} = 380 \text{ В};$$

$$I_{a.ном} = 100 \text{ А} > I_{max} = 90,93 \text{ А};$$

$$ГКС = 55 \text{ кА} > i_y = 0,95 \text{ кА};$$

$$t_{вим} = 0,15 + 0,01 = 0,16 \text{ с},$$

де ГКС – гранична комутаційна спроможність.

$$B_{\kappa} = 0,31^2 \cdot (0,16 + 0,03) + 1,5 \cdot 0,21^2 \cdot 0,03 + 4 \cdot 0,21 \cdot 0,31 \cdot 0,03 = 0,04 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Результати розрахунків теплових імпульсів показані в таблиці 2.17.

Таблиця 2.17 – Результати розрахунків теплових імпульсів

Точка КЗ	K_1	K_2	K_3
$B_K, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	1,55	12,06	0,04

2.8 Вибір комутаційної апаратури

Під час вибору комутаційних апаратів перевіряється відповідність їх параметрів тривалим робочим і короткочасним аварійним режимам, що можуть виникнути при експлуатації [10, 17].

Результати вибору комутаційних апаратів зводимо у таблицю 2.18.

Таблиця 2.18 – Вибір комутаційних апаратів

Розрахункові дані ВРУ-10 кВ	Каталожні дані	
	ВРС-10	КРУ типу КУ10С
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 379,84 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$
$I_{\text{п,т}} = 7,25 \text{ кА}$	$I_{\text{вим.ном}} = 12,5 \text{ кА}$	-
$i_{\text{а,т}} = 0,5 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 12,5 = 5,3 \text{ кА};$	-
$I_{\text{п,о}} = 7,36 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 12,5 \text{ кА}$	-
$i_{\text{в}} = 14,79 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 32 \text{ кА}$	51
$B_K = 1,55 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	-
ГРУ-6,3 кВ	Каталожні дані	
	ВРС-10	КРУ типу КУ10С
$U_{\text{уст}} = 6,3 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 60,32 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$
$I_{\text{п,т}} = 4,31 \text{ кА}$	$I_{\text{вим.ном}} = 12,5 \text{ кА}$	-
$i_{\text{а,т}} = 1,15 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 12,5 = 5,3 \text{ кА};$	-
$I_{\text{п,о}} = 4,8 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 12,5 \text{ кА}$	-
$i_{\text{в}} = 10,67 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 32 \text{ кА}$	51
$B_K = 12,06 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	-

2.9 Вибір струмоведучих частин

Збірні шини ВРУ-10 кВ:

$$I_{\text{max}} = 379,84 \text{ А};$$

$$I_{п,о} = 7,36 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 14,79 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

Встановлюємо провід марки АС 90/16 [13]:

$$d = 13,5 \text{ мм}; I_{доп} = 330 \text{ А}.$$

б) відгалуження до блочного трансформатора
Економічний переріз [10]:

$$q_{ек} = \frac{I_{норм}}{j_{ек}}; \quad (2.54)$$

де $I_{норм} = 379,84 \text{ А}$ – струм нормального режиму;

$j_{ек}$ – економічна густина струму, А/мм^2 ;

$$q_{ек} = \frac{379,84}{1,3} = 292,19 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо провід марки: АС 300/48; $d = 31,4 \text{ мм}$; $I_{доп} = 585 \text{ А}$.

Коло генератора.

$$I_{max} = 60,32 \text{ А}; B_{\kappa} = 12,06 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Встановлюємо алюмінієвий кабель з паперовою просоченою ізоляцією.

Визначаємо економічний переріз:

$$q_{ек} = \frac{60,32}{1,3} = 46,4 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо кабель: $q = 50 \text{ мм}^2$; $I_{доп.ном} = 110 \text{ А}$.-

Перевіряємо кабель на термічну стійкість:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{c}; \quad (2.55)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{12,06 \cdot 10^6}}{90} = 38,59 \text{ мм}^2 < q = 50 \text{ мм}^2.$$

РУВП-0,4 кВ.

Встановлюємо асинхронний двигун АВВ М2АА 132 М4 [12]:

$P_{ном} = 7,5 \text{ кВт}$, $U_{ном} = 0,4 \text{ кВ}$, $\cos \varphi = 0,8$.

$$I_{max}^D = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi}; \quad (2.56)$$

$$I_{p.max} = \frac{7,5}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,8} = 13,53 \text{ (А)}.$$

$$I_{p.max} = 13,53 \text{ А}; i_y = 0,95 \text{ кА}; B_{\kappa} = 0,04 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Встановлюємо алюмінієвий кабель.

Економічний переріз:

$$q_{ек} = \frac{13,52}{1,3} = 10,4 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо кабель АВВГ: $q = 16 \text{ мм}^2$; $I_{дон.ном} = 55 \text{ А}$.

Перевірка на термічну стійкість:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{c}; \quad (2.57)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{0,04 \cdot 10^6}}{90} = 2,22 \text{ мм}^2 < q = 16 \text{ мм}^2.$$

2.10 Вибір вимірювальних трансформаторів

Встановлюємо вимірювальні трансформатори напруги (ТН) і струму (ТС) для ЛЕП-10 кВ [10] (таблиця 2.19).

Розрахунок вторинного навантаження ТС наведено в таблиці 2.20.

Таблиця 2.19 – Розрахункові та каталожні дані ТС типу ТПЛ-10

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ};$
$I_{max} = 216,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 400 \text{ А};$
$i_y = 14,79 \text{ кА}$	$i_{дин} = 175 \text{ кА};$
$B_k = 1,55 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 \cdot t_m = 45^2 \cdot 3 = 6075 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 0,377 \text{ Ом}$	$r_{2ном} = 0,4 \text{ Ом}.$

Примітки: 1) $I_{2ном} = 5 \text{ А};$

2) 0,5/10Р;

3) схема з'єднань обмоток ТС: неповна зірка;

4) $I_{розр} = \sqrt{3} \cdot I = \sqrt{3} \cdot 6 = 10,4 \text{ м}.$

Таблиця 2.20 – Вторинне навантаження трансформатора струму

Прилад	Тип	Навантаження, В·А, фаза		
		А	В	С
Амперметр	Е-377	0,1	-	-
Лічильник активної енергії	І675	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	І676	2,5	-	2,5
Разом:		5,1	-	5,0

Загальний опір приладів [10]:

$$r_{прил} = S_{прил} / I_2^2; \quad (2.58)$$

$$r_{прил} = 5,1 / 5^2 = 0,204 \text{ Ом};$$

Допустимий опір проводів:

$$r_{np} = r_{2ном} - r_{прил} - r_k; \quad (2.59)$$

$$r_{np} = 0,4 - 0,204 - 0,1 = 0,096 \text{ Ом};$$

Розрахунковий переріз проводів:

$$q_{розр} = p \cdot l_{розр} / r_{np}; \quad (2.60)$$

$$q_{розр} = 0,0283 \cdot 10,4 / 0,096 = 3,06 \text{ мм}^2.$$

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

Вторинне навантаження:

$$r_2 = 0,0283 \cdot 10,4 / 4 + 0,204 + 0,1 = 0,377 \text{ Ом} < r_{2ном} = 0,4 \text{ Ом}.$$

Встановлюємо трансформатор напруги (ТН) типу ЗНОЛ.06-10 УЗ [10]:

$$U_{Iном} = 10000 / \sqrt{3} \text{ В}; U_{2ном} = 100 / \sqrt{3} \text{ В}; U_{2доо} = 100 \text{ В}; S_{2ном} = 75 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Вторинне навантаження трансформатора напруги підраховано в таблиці 2.21.

Вторинне навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{12^2 + 29^2} = 31,4 \text{ В} \cdot \text{А} < S_{2ном} = 3 \cdot 75 = 225 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Для з'єднання ТН з приладами використовуємо контрольний кабель АКРВГ з жилами 4 мм^2 .

Таблиця 2.21 – Вторинне навантаження ТН

Прилад	Тип	$S_{обм},$ В·А	$n_{обм},$ шт	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	$n_{прил},$ шт	Загальна потужність	
							Р, Вт	Q, Вар
Лічильник активної енергії	I675	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Лічильник реактивної енергії	I676	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Разом:							12	29

Результати вибору вимірювальних трансформаторів показані в табл. 2.22.

Таблиця 2.22 – Вимірювальні трансформатори

Місце установлення	Трасформатор		
	струму		напруги
ВРУ-10 кВ	ТПЛ-10	0,5/10Р	ЗНОЛ.06 – 10У3
Блочний трансформатор БТ: - сторона ВН; - сторона НН	ТПЛ-10	0,5/10Р	-
	ТПЛ-10	0,5/10Р	-
Генератор	ТПЛ-10	0,5/10Р	ЗНОЛ.06-6У3
ГТВП: - сторона ВН; - сторона НН.	ТПЛ-10	0,5/10Р	-
	ТК-40	0,5	НОС-0,5У3
ТР: - сторона ВН; - сторона НН.	ТПЛ-10	0,5/10Р	ЗНОЛ.06-10У3
	ТК-40	0,5	НОС-0,5У3

2.11 Вибір апаратури для обмеження перенапруг

Для захисту обладнання від комутаційних та атмосферних перенапруг обираємо обмежувачі перенапруг [13].

ЛЕП – 10 кВ, сторона ВН БТ і ПРТВП

ОПН-10У1

Вид споживача	n, шт	$P_{\text{ном}},$ кВт	$I_{\text{ном}},$ А	$I_{\text{розр}},$ А	$I_{\text{пуск}},$ А	Розрахункові аварійні навантаження	
						$I_{\text{ав}},$ А	$I_{\text{пошт}},$ А
Постійне навантаження	—	—	—	25	—	25	25
Аварійне освітлення	—	—	—	60	—	60	—
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	30
Електродвигун аварійного маслону­сосу ущільнень генератора	10	2,2	13,2	4	20	40	—
Електродвигун ава­рійного маслону­сосу системи змащування турбіни	10	3,8	21,5	7,2	24	72	240
Разом:						227	295

Типовий номер батареї [10]:

$$N = 1,05 \frac{I_{ав}}{j}; \quad (2.61)$$

$$N = 1,05 \frac{227}{25} = 9,5,$$

де $j = 25 \text{ A/N}$ при температурі електроліту 25°C ;

$I_{ав}$ – струм аварійного розряду, А.

Перевіряємо АБ за струмом короткочасного аварійного навантаження:

$$N = \frac{I_{ПОШГ}}{46}, \quad (2.62)$$

де $I_{ПОШГ}$ – струм поштовху, А.

$$N = \frac{295}{46} = 6,4.$$

Приймаємо батарею з типовим номером 10.

Виконуємо перевірку батареї за допустимою напругою в умовах аварійного короткочасного навантаження:

$$j_{П} = \frac{I_{ПОШГ}}{N}; \quad (2.63)$$

$$j_{П} = \frac{295}{10} = 29,5 \text{ A/N}.$$

За допомогою рисунку 7.2 [10] визначаємо, що напруга у споживачів з врахуванням втрат в кабелі (5%) складає 88%, що більше допустимого значення 85%.

Розрахунковий струм та напруга підзарядного пристрою основних елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{ПЗП} &= I_{ном} + 0,15 \cdot N; \\ U_{ПЗП} &= U_{ПЗ} \cdot n_0; \end{aligned} \right\} \quad (2.64)$$

$$I_{ПЗП} = 25 + 0,15 \cdot 10 = 26,5 \text{ A};$$

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

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

Розрахунковий струм та напруга під зарядного автоматичного пристрою додаткових елементів:

$$\left. \begin{aligned} I_{ПЗП.доп} &= 0,05 \cdot N; \\ U_{ПЗП.доп} &= U_{ПЗ} \cdot n_g; \end{aligned} \right\} \quad (2.65)$$

$$I_{ПЗП.доп} = 0,05 \cdot 10 = 0,5 \text{ A};$$

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

Вибираємо автоматичний ПЗП типу АРН-3 (панель автоматичного регулювання типу ПЕХ-9045-00А2).

Розрахунковий струм та напруга зарядного пристрою:

$$\left. \begin{aligned} I_{ЗП} &= I_{ном} + 5 \cdot N; \\ U_{ЗП} &= U_{ПЗ} \cdot n; \end{aligned} \right\} \quad (2.66)$$

$$I_{ЗП} = 25 + 5 \cdot 10 = 75 \text{ A};$$

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

2.13 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-10 кВ

Використовуємо заземлювальний пристрій (ЗП) сумісним для електроустановок 10 та 0,4 кВ.

Вихідні дані:

- площа ЗП: $S = (8 \times 4) = 32 \text{ м}^2$;
- питомий опір ґрунту: $\rho = 80 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;
- коефіцієнт сезонності:

а) для вертикальних електродів: $K_{CB} = 1,45$;

б) для горизонтальних електродів: $K_{CG} = 3$.

Опір ЗП в будь-який час року повинен бути [10, 11, 13]:

$$R_z = \frac{125}{I_z} \leq 4 \text{ Ом}, \quad (2.67)$$

де I_z – розрахунковий струм замикання на землю, А.

Для повітряних мереж розрахунковий струм замикання на землю:

$$I_z = \frac{U \cdot l}{350}, \quad (2.68)$$

де U – міжфазна напруга, кВ;

l – довжина мережі, км.

$$I_z = \frac{10 \cdot 20}{350} = 0,57 \text{ А};$$

$$R_z = \frac{125}{0,57} = 219,3 \text{ Ом} > 4 \text{ Ом}.$$

Приймаємо $R_z = 4 \text{ Ом}$.

Заземлювальний пристрій виконуємо у вигляді контура з полоси $40 \times 4 \text{ мм}^2$, яка прокладається на глибині $t = 0,7 \text{ м}$ навколо обладнання ВРУ. Загальна довжина полоси складає $l_\Gamma = 2(8+4) = 24 \text{ м}$.

Опір заземлювальної полоси:

$$r_\Gamma = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{розр}}^\Gamma}{l_\Gamma} \cdot \lg \frac{2l_\Gamma^2}{b \cdot t}, \quad (2.69)$$

де $\rho_{\text{розр}}^\Gamma$ – розрахунковий питомий опір ґрунту, Ом·м;

l_{Γ} – сумарна довжина горизонтальних електродів, м;

b – ширина полоси, м;

t – глибина закладання полоси, м;

$$\rho_{розр}^{\Gamma} = K_{C\Gamma} \cdot \rho, \quad (2.70)$$

$$\rho_{розр}^{\Gamma} = 3 \cdot 80 = 240 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

$$r_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot 240}{24} \cdot \lg \frac{2 \cdot 24^2}{40 \cdot 10^{-3} \cdot 0,7} = 16,89 \text{ Ом}.$$

Попередньо приймаємо в контурі 4 вертикальних заземлювачі довжиною $l_B = 2$ м. Середня відстань вертикальними заземлювачами:

$$a = \frac{24}{4} = 6 \text{ м}.$$

Опір полоси в контурі з урахуванням коефіцієнта використання:

$$R_{\Gamma} = \frac{r_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma}}, \quad (2.71)$$

де η_z – коефіцієнт використання полоси [11].

При відношенні $a / l_B = 6 / 2 = 3$ коефіцієнт використання з'єднувальної полоси в контурі з 4 вертикальних заземлювачів складає $\eta_z = 0,70$ [11].

$$R_{\Gamma} = \frac{16,89}{0,70} = 24,13 \text{ Ом} > R_3 = 4 \text{ Ом}.$$

Необхідний опір вертикальних заземлювачів:

$$R_B = \frac{R_{\Gamma} \cdot R_3}{R_{\Gamma} - R_3}; \quad (2.72)$$

$$R_B = \frac{24,13 \cdot 4}{24,13 - 4} = 4,8 \text{ Ом.}$$

Опір одного вертикального заземлювача:

$$r_B = \frac{0,366 \cdot \rho_{розр}^B}{l_B} \left(\lg \frac{2l_B}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4t' + l_B}{4t' - l_B} \right); \quad (2.73)$$

де $\rho_{розр}^B$ – розрахунковий питомий опір ґрунту, Ом м;

d – діаметр стержня, м; приймаємо стержень діаметром 12 мм;

t' – відстань від поверхні ґрунту до середини вертикального заземлювача.

$$\rho_{розр}^B = K_{CB} \cdot \rho; \quad (2.74)$$

$$\rho_{розр}^B = 1,45 \cdot 80 = 116 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

$$r_B = \frac{0,366 \cdot 116}{2} \left(\lg \frac{2 \cdot 2}{12 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot 1,7 + 2}{4 \cdot 1,7 - 2} \right) = 17,62 \text{ Ом.}$$

Кількість вертикальних заземлювачів:

$$n_B = \frac{r_B}{R_B \cdot \eta_B}; \quad (2.75)$$

де r_B – опір одного вертикального заземлювача, Ом;

η_B – коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів; згідно [23]

$$\eta_B = 0,86.$$

$$n_B = \frac{17,62}{4,79 \cdot 0,86} = 4,28 \text{ шт.}$$

Приймаємо в контурі 6 вертикальних заземлювачів (рисунок 2.11).

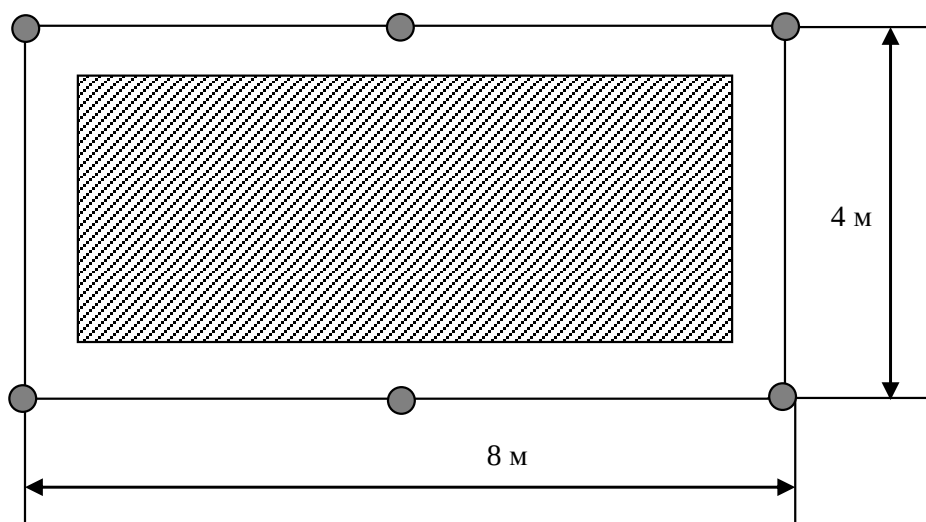


Рисунок 2.11 – План заземлювального пристрою ВРУ-10 кВ

Отже в розділі 1 магістерської кваліфікаційної роботи запропоновано електротехнічну частину МГЕС потужністю 5 МВт. За розрахунковими даними обрано основне електричне обладнання станції. Запропоновано структурну схему, обрано схему власних потреб ГЕС. За критерієм мінімуму приведених витрат з двох з варіантів обрано схеми ВРУ 10 кВ. Розраховано струми трифазного КЗ. За результатами цих розрахунків обрано комутаційні апарати, струмоведучі частини та основне обладнання розподільних установок. Розроблено план заземлювального пристрою ВРУ-10 кВ.

З РОЗРАХУНОК ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ З ГЕС

Підключення нових відновлюваних джерел енергії, а саме МГЕС, впливає на характеристики мережі, і в окремих випадках ці характеристики можуть погіршуватися. Зокрема, можливі зміни частотних властивостей системи та погіршення показників якості напруги. Для досягнення високої техніко-економічної ефективності спільного використання ВДЕ і розподільних електричних мереж необхідно вирішити низку ключових завдань, спрямованих на збільшення виробництва електроенергії з відновлюваних джерел, зменшення втрат електроенергії в розподільних мережах, а також підвищення якості й надійності електропостачання споживачів [18-20].

Впровадження відновлюваних джерел енергії зазвичай здійснюється в розподільних мережах з підключенням до підстанцій класів напруги 110/35/10 кВ [20]. ВДЕ мають значний потенціал для підвищення ефективності розподільної електричної мережі. Водночас традиційні системи розподілу та методи їх експлуатації, які зазвичай базуються на радіальній схемі перетоку потужності, створюють ряд викликів для ефективного впровадження розосереджених джерел енергії (РДЕ). Розв'язання цих викликів дозволить збільшити виробництво електроенергії з ВДЕ, знизити втрати в мережах і забезпечити високу якість та надійність електропостачання споживачів.

У 2021 році загальна потужність відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в енергосистемі України досягла майже десяти відсотків [21]. Дослідження показали, що СЕС та ВЕС з точки зору стабільності вироблення електроенергії є нестабільними [19, 20]. На жаль, на сьогодні статистики по генеруванню різних типів станцій немає у вільному доступі. Тому керуємося частково даними, які були до 2022 року.

Використання розосереджених джерел енергії (РДЕ) забезпечує можливість генерувати електроенергію не лише для передачі в основну мережу, але й для постачання споживачів, розташованих поблизу ВДЕ. Це дозволяє знизити

ти втрати електроенергії під час її транспортування. Однак досягнення такого ефекту можливе за умови збалансованості між генерацією та споживанням в електромережі.

Впровадження ВДЕ та джерел розосередженого генерування (ДРГ) значно впливає на параметри та властивості енергосистеми [5]. Цей вплив може бути як позитивним, так і негативним, особливо на якість електроенергії, що потребує проведення ретельного аналізу.

Зростання частки РДЕ у загальній потужності енергосистеми сприяє підвищенню її надійності завдяки можливості розділення енергосистеми на окремі сегменти під час аварійних ситуацій. Проте для реалізації цієї властивості необхідна модернізація інфраструктури енергосистеми [5, 19].

Одним із ключових факторів ефективного використання ВДЕ є правильний вибір точок підключення в електромережі. У даному розділі розглядається вплив відновлюваних джерел енергії на прикладі спроектованої малої гідроелектростанції. Проведено аналіз режимів роботи розподільних електричних мереж за умови збалансованої генерації ВДЕ та навантаження мережі, що сприяє підвищенню ефективності їхньої сумісної експлуатації.

Одразу хочеться зазначити, що реальне підключення спроектованої МГЕС можливо не в усіх вузлах мережі, оскільки в реальному проєкті потрібно ще враховувати гідрологічну частину й можливість використання русла ріки для побудови станції саме в даних вузлах. Однак метою даного розділу було показати вплив відновлюваних джерел на прикладі спроектованої ГЕС на режими роботи розподільної мережі за умови, що технічна можливість побудови МГЕС рівнозначна для усіх вузлів.

Дослідження виконувались на прикладі схеми електричної мережі 10 кВ ТП 35/10 кВ Могилів-Подільського району Вінницької області (рис. 3.1) з використанням програмного комплексу розрахунку втрат потужності і електроенергії в розподільних електричних мережах «Втрати-10»(кафедра електричних станцій та систем ВНТУ) [22].

Вихідні дані електричної мережі 10 кВ, в якій працює запроєктована МГЕС, а також результати розрахунку усталеного режиму мережі наведені в додатку Г. Для дослідження впливу ГЕС розраховано наступні усталені режими роботи: режим середніх, максимальних та мінімальних навантажень з визначенням втрат електроенергії.

Під час розрахунків було зімітовано підключення спроектованої ГЕС. Проведено розрахунок усталеного режиму електричної мережі за умови підключення МГЕС в різних вузлах фідера з метою визначення доцільного місця приєднання проекрованої станції до мережі. Розглядалися вузли для встановлення ГЕС: 232, 235, 573, 374, 325. Результати розрахунків наведені в табл. 3.1-3.3 та на рис. 3.2-3.4.

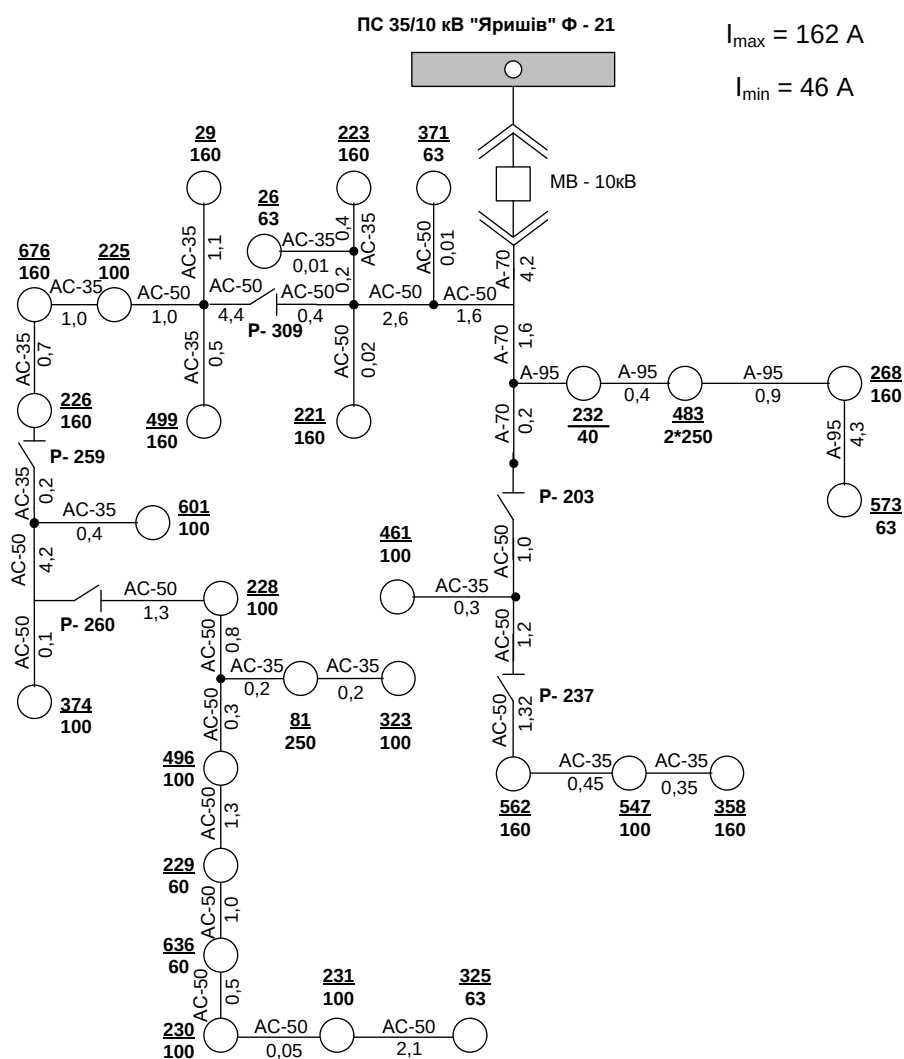


Рисунок 3.1 – Фрагмент електричної схеми мережі 10 кВ ТП 35/10 підстанція «Нова», фідер 21

Таблиця 3.1 – Результати розрахунку втрат потужності в мережі за різних значень потужності генерування ГЕС у вузлах фідера 232, 235, 573, 374, 325 (режим середніх навантажень)

$P_{\text{МГЕС}},$ кВт	$dP_{232},$ кВт	$dP_{225},$ кВт	$dP_{583},$ кВт	$dP_{374},$ кВт	$dP_{325},$ кВт
100	66,8	66,1	70	68,9	66,8
400	58,1	57,1	63,7	62,4	58,6
800	51,3	50,3	58,5	57,8	52,7
1000	46,2	45,5	54,3	55	48,8
1200	42,8	42,7	51	53,9	46,9
1400	40,9	41,6	48,8	54,3	46,8
1800	40,5	42,2	47,4	56,4	48,5
2200	41,6	44,5	47	59,9	51,8
2600	44	48,3	47,5	64,7	59
3000	47,8	53,5	48,8	71	63,1
3400	59	68,2	53,9	87,2	80,2
3800	74,9	88	62,2	108,2	102,5
4200	95,1	112,6	73,4	133,6	129,6
4600	119,4	142,2	87,6	163	161,1
5000	147,4	174,6	104,5	196,2	196,8

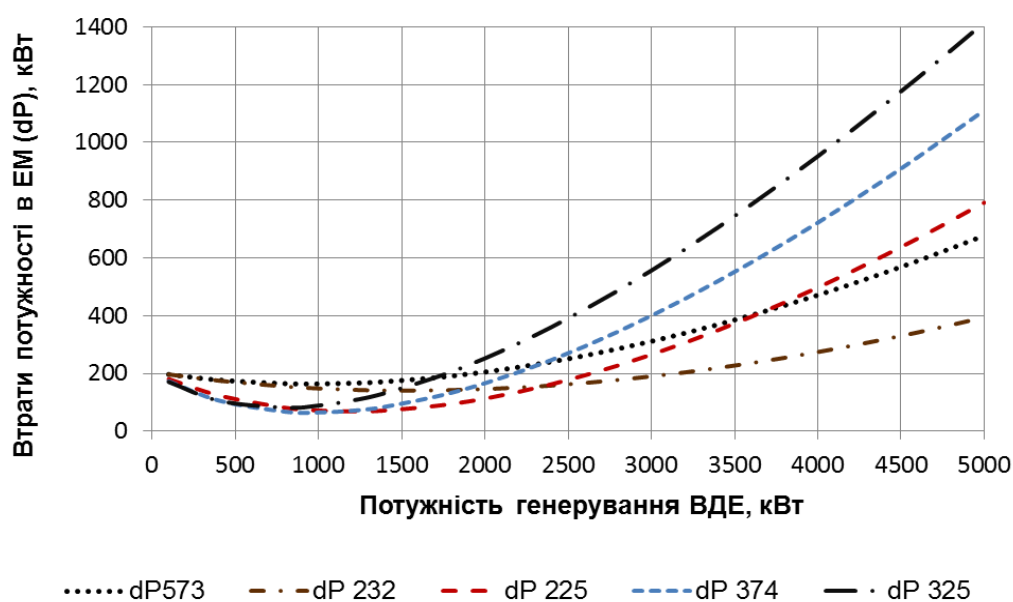


Рисунок 3.2 – Втрати потужності в мережі за різних значень генерування потужності станції у вузлах 232, 235, 573, 374, 325 (в режимі середніх навантажень)

Таблиця 3.2 – Результати розрахунку втрат потужності в мережі за різних значень потужності генерування ГЕС у вузлах фідера 232, 235, 573, 374, 325 (режим мінімальних навантажень)

$P_{\text{МГЕС}},$ кВт	$dP_{232},$ кВт	$dP_{225},$ кВт	$dP_{583},$ кВт	$dP_{374},$ кВт	$dP_{325},$ кВт
100	23,3	23,2	24,2	24,1	23,5
400	21,8	21,8	22,8	23,3	22,4
800	21,7	22,1	24,2	24,2	23,2
1000	23	24,1	22,9	26,6	25,6
1200	25,8	27,6	24,2	30,5	29,8
1400	29,8	32,6	26,3	25,8	35,4
1800	35,1	39,1	29,3	42,4	42,6
2200	41,5	46,9	33	50,3	51,2
2600	49,2	56	37,6	59,4	61,1
3000	57,9	66,3	42,8	69,7	72,3
3400	78,6	90,6	55,6	93,7	98,3
3800	103,3	119,2	71,2	121,8	128,9
4200	131,8	152	89,4	153,9	163,7
4600	163,8	188,6	110,2	189,7	202,4
5000	199,1	228,8	133,5	228,8	244,8

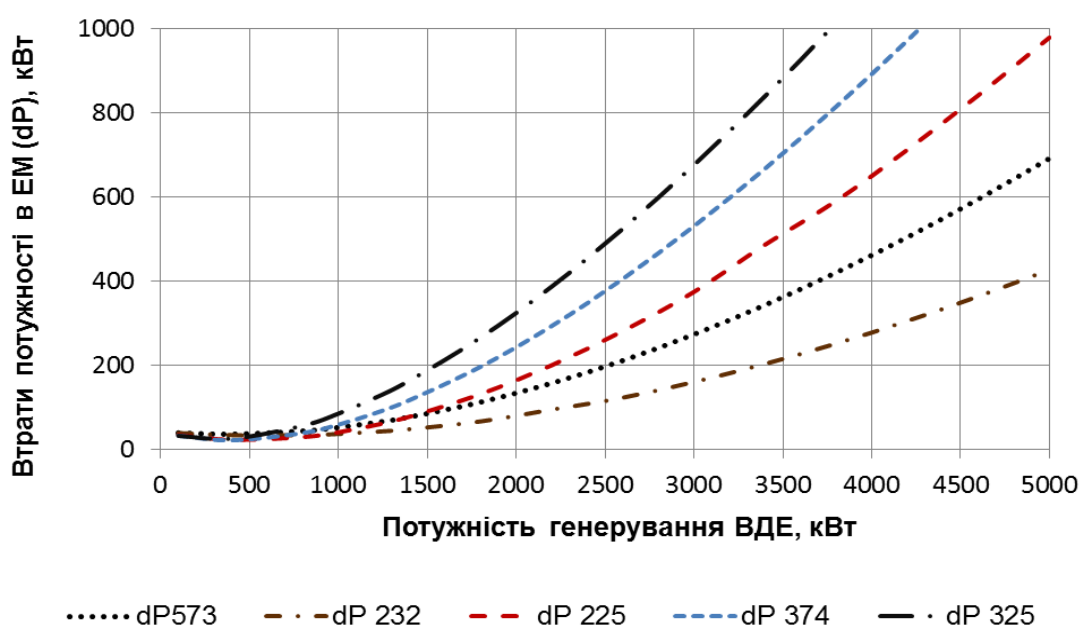


Рисунок 3.3 – Втрати потужності в мережі за різних значень генерування потужності станції у вузлах 232, 235, 573, 374, 325 (в режимі мінімальних навантажень)

Таблиця 3.3 – Результати розрахунку втрат потужності в мережі за різних значень потужності генерування ГЕС у вузлах фідера 232, 235, 573, 374, 325 (режим максимальних навантажень)

$P_{\text{МГЕС}},$ кВт	$dP_{232},$ кВт	$dP_{225},$ кВт	$dP_{583},$ кВт	$dP_{374},$ кВт	$dP_{325},$ кВт
100	136,1	134,8	141,8	139,7	136
400	120,6	118,6	130,9	127,8	121
800	107,3	104,9	121,2	118,1	108,6
1000	96,1	93,6	112,7	110,4	98,6
1200	86,8	84,7	105,2	104,6	91
1400	79,4	77,8	98,9	100,7	85,5
1800	73,7	73	93,6	98,5	82
2200	69,7	70	89,3	97,8	80,5
2600	67,3	68,9	86,1	98,9	80,7
3000	66,4	69,4	83,7	101,4	82,7
3400	68,9	75,3	81,9	110,7	91,5
3800	76,7	87,1	83,5	125,1	106,2
4200	89,5	104,2	88,5	144,5	126,3
4600	106,7	126,3	96,7	168,2	151,3
5000	128,2	152,9	107,9	196,2	180,9

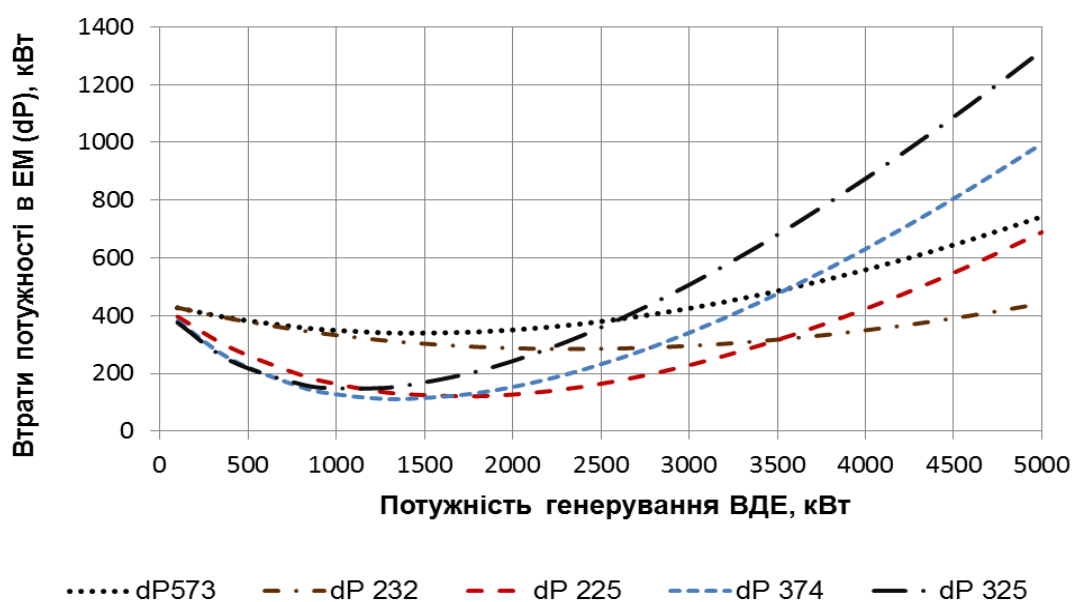


Рисунок 3.4 – Втрати потужності в мережі за різних значень генерування потужності станції у вузлах 232, 235, 573, 374, 325 (в режимі максимальних навантажень)

На підставі розрахунків визначено оптимальні значення потужностей генерування ВДЕ у різних режимах навантаження електричної мережі за критерієм мінімуму втрат потужності (рисунок 3.5).

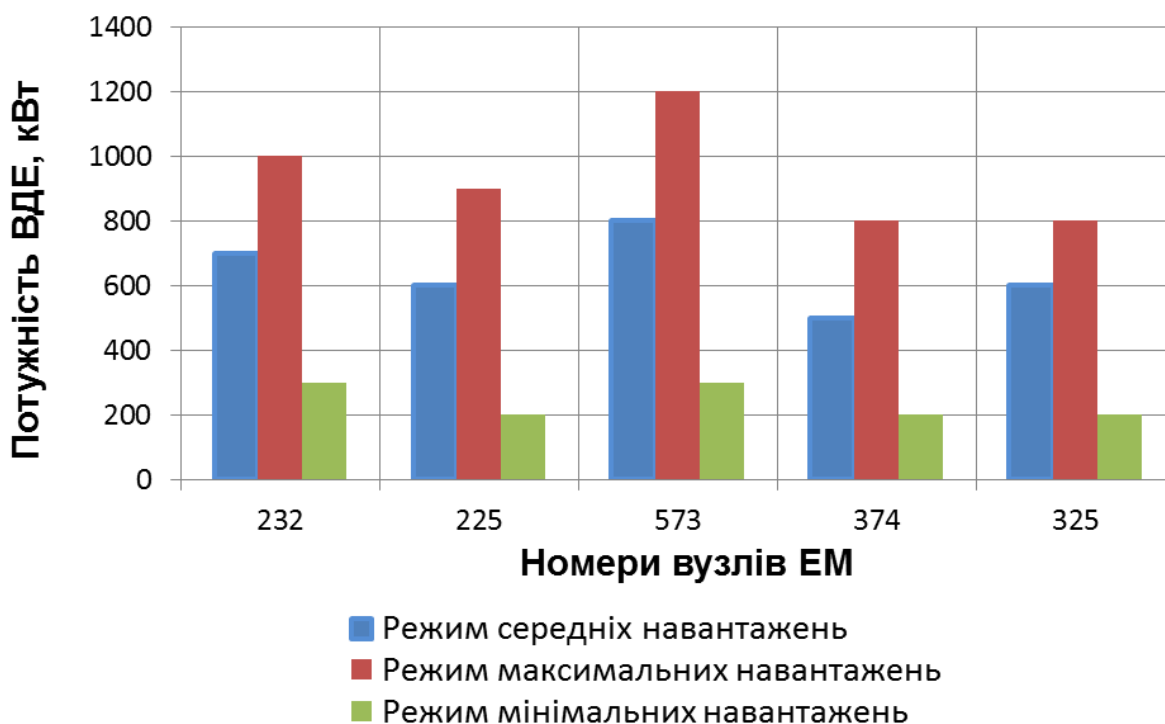


Рисунок 3.5 – Розрахункові значення оптимальних потужностей генерування МГЕС за критерієм мінімуму втрат потужності у різних режимах (генерування ГЕС у вузлах фідерів 232, 235, 573, 374, 325)

За результатами розрахунків для подальшого дослідження обрано вузол 232 для підключення ГЕС, як вузол з найменшими втрати потужності.

Було зімітовано підключення спроектованої малої ГЕС у вузлі електричної мережі № 232. Виконано низку розрахунків і досліджено вплив ГЕС на роботу ЕМ в режимах середніх, максимальних та мінімальних навантажень. Результати наведені на рис. 3.6 та в табл. 3.4.

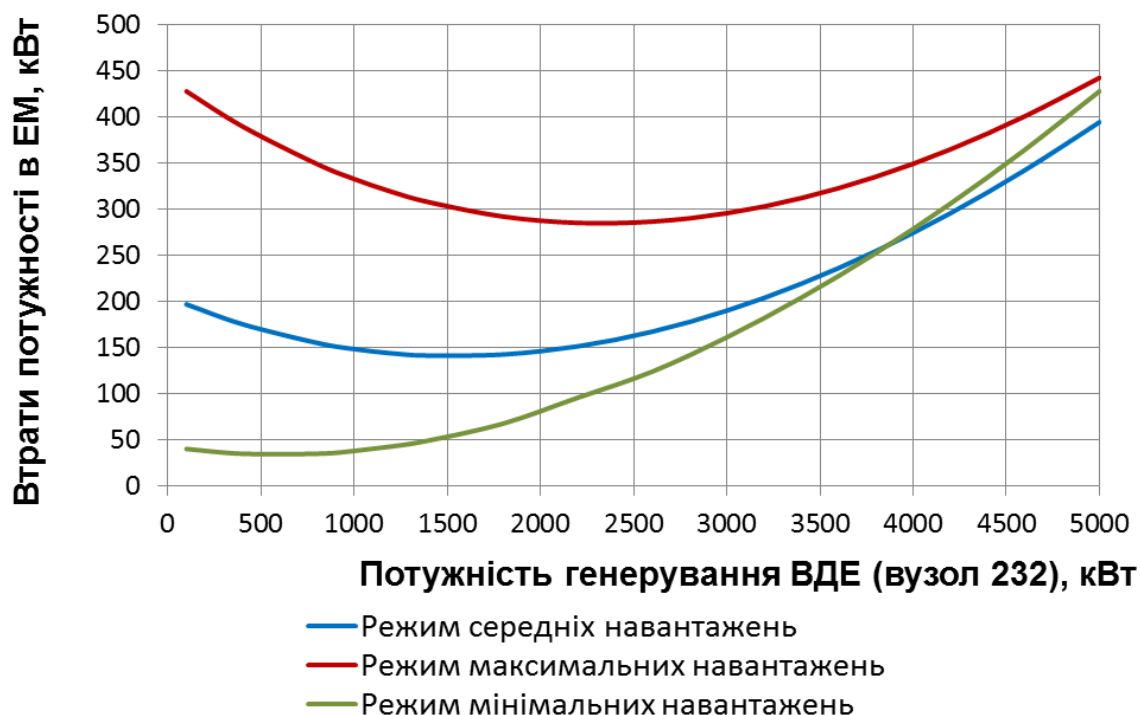


Рисунок 3.6 – Втрати в електричних мережах 10 кВ залежно від потужності генерування ГЕС у вузлі 232

Таблиця 3.4 – Результати розрахунку впливу генерування ГЕС у вузлі 232 на роботу електричних мереж (режими середніх, максимальних та мінімальних навантажень)

$P_{ВДЕ}$	dP (режим сер. нав.)	Зменшення втрат, %	U_{min} , кВ	U_{max} , кВ	dP (режим макс. нав.)	Зменшення втрат, %	U_{min} , кВ	U_{max} , кВ	dP (режим мін. нав.)	Зменшення втрат, %	U_{min} , кВ	U_{max} , кВ
100	196,7	4,28	9,48	10,18	427,6	3,15	9,37	10,52	40	6,76	9,71	10,10
400	175,2	14,74	9,61	10,20	389,6	11,76	9,49	10,55	34,8	18,88	9,82	10,12
800	155	24,57	9,73	10,23	348,9	20,97	9,65	10,57	34,8	18,88	9,97	10,11
1000	148,2	27,88	9,85	10,25	332,6	24,67	9,77	10,60	37,8	11,89	9,99	10,29
1200	143,7	30,07	9,98	10,28	318,8	27,79	9,90	10,62	42,6	0,70	9,97	10,40
1400	141,2	31,29	10,09	10,30	307,5	30,35	10,03	10,65	49,1	-14,45	9,99	10,51
1800	142,4	30,71	10,20	10,32	291,9	33,88	10,14	10,67	67,5	-57,34	10,01	10,61
2200	151,2	26,42	10,31	10,35	285	35,45	10,26	10,70	95,5	-122,61	10,03	10,71
2600	167,1	18,69	10,42	10,46	286,4	35,13	10,37	10,72	123,8	-188,58	10,05	10,80
3000	189,9	7,59	10,46	10,56	295,5	33,07	10,49	10,74	161	-275,29	10,07	10,90
3400	219,1	-6,62	10,53	10,85	311,9	29,35	10,70	10,78	204	-375,52	10,11	11,09
3800	254,4	-23,8	10,54	10,95	335,1	24,10	10,85	11,00	252,3	-488,11	10,14	11,27
4200	295,5	76,50	10,58	11,13	364,7	17,40	10,89	11,21	305,9	-613,05	10,18	11,45
4600	342,2	81,70	10,62	11,31	400,6	9,26	10,93	11,39	364,4	-749,42	10,21	11,63
5000	394,2	87,50	10,65	11,48	442,3	-0,18	10,98	11,57	427,7	-896,97	10,24	11,79

З аналізу результатів розрахунків видно, що оптимальними за критерієм мінімальних втрат потужності в електричній мережі (ЕМ) є режими генерації потужності у вузлі №232 в таких межах: 800 кВт у режимі мінімальних навантажень, 2200 кВт у режимі максимальних навантажень і 1400 кВт у режимі середніх навантажень. Це складає 44%, 122% і 78% від середнього навантаження споживачів фідера. За таких умов майже вся генерована мікроГЕС потужність використовується для покриття потреб споживачів у межах цього фідера.

У цьому діапазоні генерації спостерігається зменшення втрат потужності завдяки перерозподілу потоків енергії та зниженню навантаження на окремі лінії електропередач магістралі фідера Ф-21. Також відбувається підвищення рівня напруги в мережі: на 5% у режимі максимальних навантажень, на 1,7% у режимі мінімальних і на 4,6% у режимі середніх навантажень порівняно з мережею без використання відновлюваних джерел енергії (ВДЕ). Проте подальше збільшення генерації призводить до зростання втрат потужності, що зумовлено зміною напрямків перетікань активної потужності.

Дослідження рівнів напруг у вузлах мережі при підключенні ГЕС у вузлі №232 показало, що напруга у вузлах залишається в межах допустимого відхилення $\pm 5\%$ від номінального значення лише в діапазоні генерації від 200 МВт до 3500 МВт (рис. 3.7). В інших випадках якість електроенергії не відповідає нормам. Таким чином, підключення ГЕС сприяє зниженню втрат потужності, проте іноді негативно впливає на якість електроенергії в мережі.

Отже, більшість відновлюваних джерел енергії експлуатується в розподільних мережах, що певною мірою впливає на їхні режими роботи та режими електроспоживання. У разі, коли генерація узгоджується з навантаженням мережі, підвищується ефективність роботи електричних мереж і покращується якість електроенергії. Також це сприяє розвантаженню розподільних мереж напругою 110 кВ і зниженню втрат активної потужності в них.

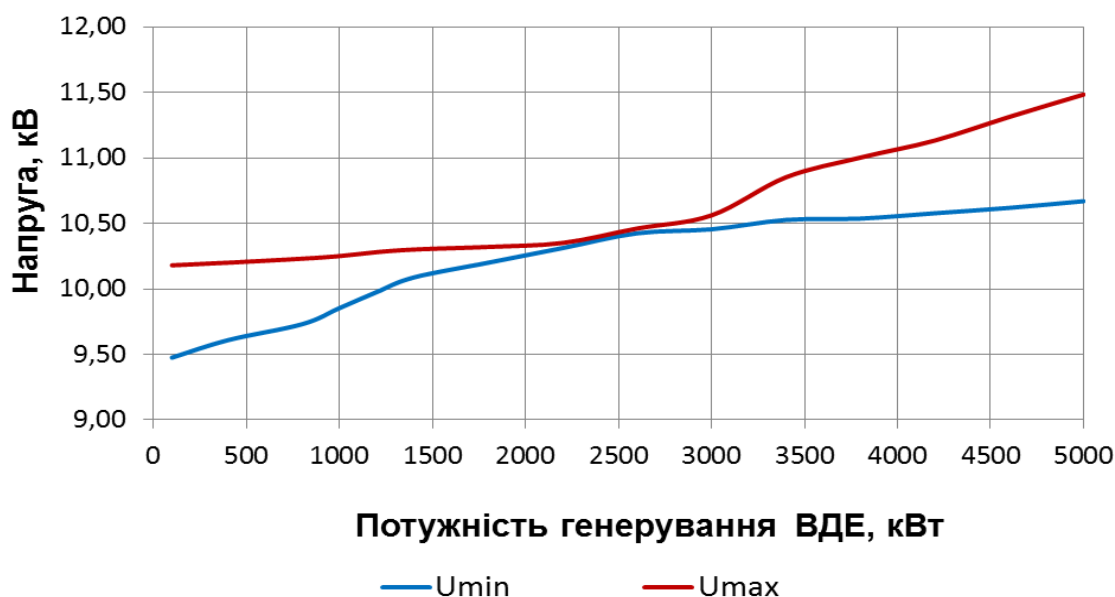


Рисунок 3.7 – Значення мінімальних і максимальних напруг у вузлах мережі за підключення МГЕС у вузлі 232 в режимі середніх навантажень

Проте збільшення встановленої потужності відновлюваних джерел енергії може викликати негативний вплив на режими роботи розподільних мереж, що зумовлено їх обмеженою пропускнуою здатністю. Для забезпечення ефективної експлуатації ВДЕ необхідно враховувати їхній вплив на функціонування енергопостачальних компаній ще на етапі проектування. Це дозволяє вже на стадії передпроектних розрахунків оцінювати вплив ВДЕ на ефективність електропостачання, а також уточнювати оптимальні потужності та місця підключення.

На основі наведених даних можна зробити такі висновки щодо впровадження відновлюваних джерел енергії у розподільних електричних мережах.

Є певні переваги впровадження ВДЕ, такі як:

- Підвищення надійності електропостачання споживачів завдяки додатковим джерелам енергії.
- Зростання експлуатаційної гнучкості за рахунок розподіленого розташування ВДЕ.
- Екологічна чистота таких джерел, що сприяє покращенню екологічної ситуації.

- Можливість альтернативного постачання енергії, що знижує залежність від централізованих джерел.

- Зростання конкуренції на енергетичному ринку, що може сприяти зниженню цін на електроенергію.

В той же час виникають і недоліки впровадження ВДЕ, наприклад:

- Збільшення втрат потужності в мережах у разі надлишкової генерації, яка перевищує споживання.

- Залежність втрат потужності від місця розташування ВДЕ, топології мережі та коефіцієнта потужності джерел енергії.

- Відхилення напруги у вузлах мережі, які можуть виходити за допустимі межі.

- Складність диспетчерського керування, зокрема координація роботи мережі при змінних режимах генерації та навантаження.

4 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

4.1 Задачі розділу та аналіз умов праці робіт, пов'язаних з обслуговуванням розподільної установки МГЕС потужністю 5 МВт

Від умов праці, стану електрообладнання та інших соціальних факторів, що впливають на роботу, залежить рівень безпеки обслуговуючого персоналу.

Головним завданням даного розділу МКР є визначення шкідливих та небезпечних факторів та умов праці, висвітлення питання санітарно-гігієнічного комплексу, створення безпечних умов праці, питання електробезпеки на електричних станціях.

Сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою МКР:

1. Провести аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з обслуговуванням розподільних установок електростанції.
2. Розробити організаційно-технічні рішення з безпечної експлуатації під час обслуговування і ремонту РУ ГЕС.
3. Розрахувати параметри блискавкозахисту відкритої розподільної установки 10 кВ.

Вхідні дані для розв'язання поставлених задач з охорони праці використовуємо з попередніх розділів магістерської кваліфікаційної роботи.

Аналіз потенційно-небезпечних та шкідливих факторів при роботах з пристроями релейного захисту ЛЕП виконується з врахуванням літературних джерел [23-26]. Обслуговуючий персонал попадає під дію наступних шкідливих і небезпечних виробничих факторів: фізичних та психофізичних.

Фізичні:

- підвищена чи понижена температура робочої зони;
- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може пройти через тіло людини;
- відсутність чи недостатність природного світла;

- недостатня освітленість робочої зони;
- підвищена чи знижена вологість повітря;
- підвищена чи знижена рухливість повітря;
- підвищений рівень статичної електрики.

Додатково повинні бути враховані наступні фізичні небезпечні виробничі фактори:

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

Психофізіологічні небезпечні й шкідливі фактори:

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

Джерелами (носіями) небезпеки є:

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

4.2 Розроблення організаційно-технічних рішень з охорони праці під час обслуговування і ремонту ВРУ ГЕС потужністю 5 МВт

4.2.1 Організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць

На основі аналізу літературних джерел [24, 25] для безпечного проведення робіт під час обслуговування і ремонту обладнання на ВРУ ГЕС слід вживати такі організаційні заходи:

- призначення робітників, відповідальних за безпечне проведення робіт;
- видача наряду чи розпорядження;
- видача дозволу на підготовку робочих місць та на допуск;

- підготовка робочого місця та допуск до роботи;
- нагляд при виконанні робіт;
- переведення на інше робоче місце;
- оформлення перерв в роботі та її закінчення.

Роботи в електроустановках стосовно їх організації поділяються на такі, що виконуються за нарядами, розпорядженнями та в порядку поточної експлуатації.

4.2.2 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

До технічних заходів (згідно з ПБЕЕ) відносяться: для уникнення ураження людини електричним струмом – зовнішнє огороження (виконується сіткою висотою 1,8 м, з дотриманням необхідної відстані між огороженням та струмоведучими частинами); на огорожі та воротах підстанції вивішуються попереджувачі плакати “Обережно! Електрична напруга!” [25].

На підстанції передбачено засоби контролю та автоматики режимів роботи захисту від коротких замикань, контроль ізоляції. Для захисту персоналу від дії електричної дуги при включенні роз’єднувачів та відокремлювачів над приводами апаратів встановлено металеві завіси. Щити управління укомплектовані показниками напруги на кожний клас напруги, діелектричними рукавицями та ботами, окулярами, переносними плакатами та знаками безпеки. Механізми, що рухаються, огорожені сітчастими стаціонарними огорожами. Електрообладнання підстанції, струмоведучі частини, ізолятори кріплення, огороження та несучі конструкції вибираються і встановлюються таким чином, щоб:

- електроустановки, при нормальних умовах роботи яких виникає нагрів, електродуга, викиди газів не могли завдати шкоди обслуговуючому персоналу;
- при знятті напруги з будь-якого ланцюга струмоведучі частини апаратури та конструкції, які відносяться до нього, могли підлягати безпечному огляду, заміні та ремонту без порушення роботи сусідніх електричних кіл;
- була забезпечена можливість відключення зручного транспортування обладнання.

Вимикачі та їх приводи повинні мати механічні покажчики положення “Ввімкнено” і “Вимкнено”. Руки приводів заземлюючих ножів повинні бути пофарбовані в червоний колір, а ручки приводів інших апаратів – в інші кольори.

Забороняється проводити будь-які роботи під час технічного огляду обладнання. Відключення і включення роз’єднувачів, відокремлювачів і вимикачів з ручним приводом необхідно виконувати в діелектричних рукавицях. Все обладнання, на якому проводяться роботи, повинно бути заземлене.

Ремонт трансформаторів необхідно виконувати по технологічним картам, або проектам виробництва робіт. До обслуговування трансформаторів ПС необхідно допускати персонал, що пройшов :

- необхідну теоретичну підготовку, виробниче навчання на робочому місці;
- перевірку знань Правил, виробничих та посадових інструкцій, інструкцій з ТБ в обсязі, відповідному виконуваній ним роботі, правил надання першої медичної допомоги;
- дублювання, тобто виконання чергового під керівництвом досвідченого основного чергового на протязі 12 змін.

Відповідальним за організацію безпечного процесу робіт в діючих електричних установках має право бути:

- особа, яка видає наряд на виконання робіт;
- керівник робіт, що виконується по наряду;
- особа, що дає дозвіл на підготовку робочого місця та допуск до роботи;
- особа, що готує робоче місце;
- виконавець робіт.

4.3 Розрахунок блискавкозахисту ВРУ 10 кВ

Параметри блискавкозахисту визначаються так.

При $\frac{2}{3} \cdot h > h_x$ радіус та ширина зони захисту визначаються:

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

$$h_0 = 4h - \sqrt{9h^2 + 0,25 \cdot L^2} ; \quad (5.2)$$

h – висота блискавковідводу, м;

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

h_0 – висота зони захисту в середині відстані між блискавковідводами;

L – відстань між сусідніми блискавковідводами, м.

Вихідні дані:

а) висота блискавковідводу: 9 м;

б) розрахункова висота, для якої визначаються зони захисту: $h_x = 5$ м.

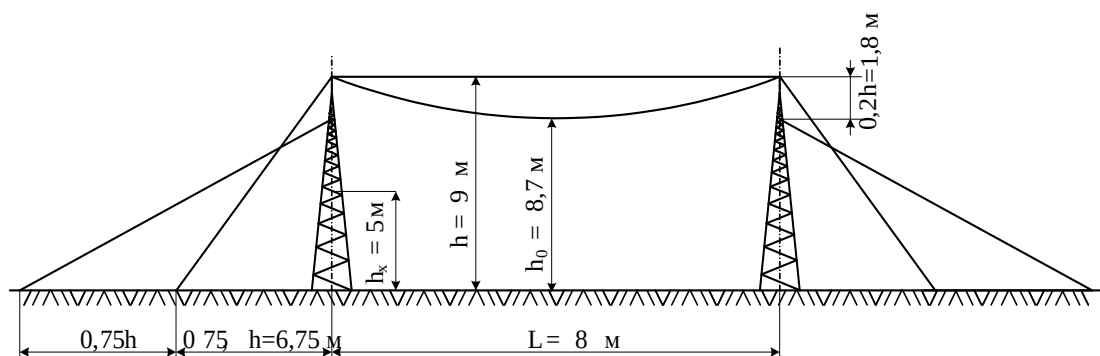
$$2/3 \cdot h = 2/3 \cdot 9 = 6 \text{ м} > h_x = 5 \text{ м.}$$

$$h_0 = 4 \cdot 9 - \sqrt{9 \cdot 9^2 + 0,25 \cdot 8^2} = 8,7 \text{ м;}$$

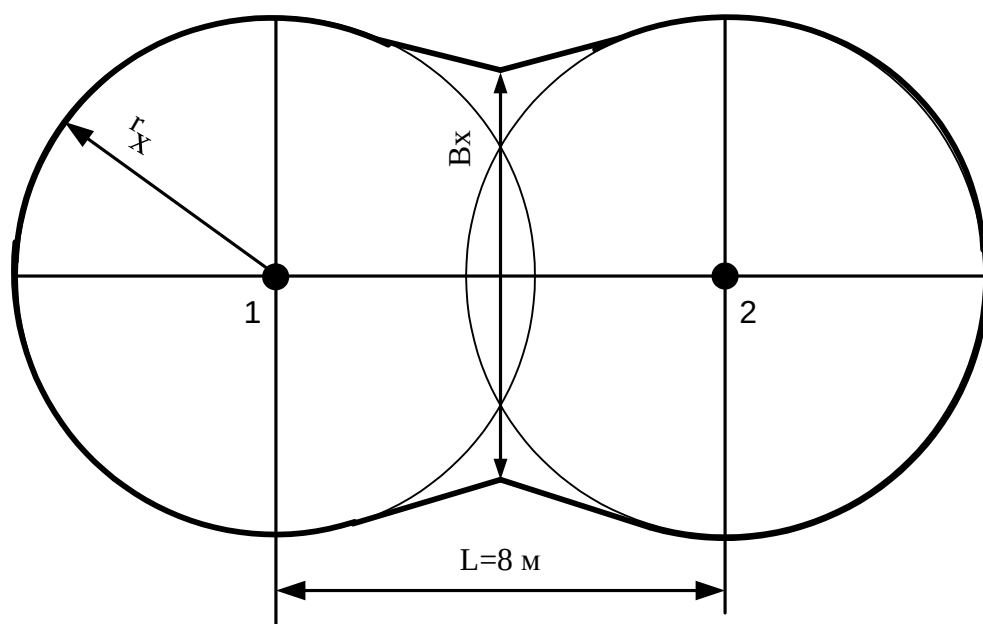
$$r_x = 1,5 \cdot (9 - 1,25 \cdot 5) = 4,1 \text{ м;}$$

$$b_x = 3 \cdot (8,7 - 1,25 \cdot 5) = 7,4 \text{ м.}$$

Вид на зону захисту блискавковідводів наведено на рис.4.1.



а) – вид збоку



б) – вид зверху

Рисунок 4.1 – Вид на зону захисту блискавковідводів ВРУ-10 кВ

Таким чином, в цьому розділі розглянуто питання безпечної експлуатації розподільних установок ГЕС:

1. Проведено аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з обслуговуванням розподільних установок електростанції;
2. Розроблені організаційно-технічні рішення з охорони праці під час обслуговування і ремонту РУ ГЕС.
3. Розраховані параметри блискавкозахисту відкритої розподільної установки 10 кВ.

Виконання запропонованих заходів з охорони праці дозволяє мінімізувати ризик травматизму та професійного захворювання при виконанні робіт під час експлуатації пристроїв РЗА.

5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

5.1 Визначення кошторисної вартості ГЕС

Розраховуємо техніко-економічні показники електростанції.

Повні витрати на спорудження ГЕС 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.

Загальна сума капіталовкладень по окремих розділах і в цілому по розрахунках станції має бути розподілена на будівельно-монтажні роботи, на придбання обладнання і решту затрат у відсотковому співвідношенні, яке вказане в табл. 5.1. В практиці будівництва ГЕС всі затрати по розділах кошторисно-фінансового розрахунку визначають, виходячи з виконання фізичного об'єму робіт. В магістерській роботі така можливість відсутня, і визначення кошторисної вартості будівництва ГЕС починають з розділу 2 “Об’єкти основного виробничого призначення”, виходячи з питомих капіталовкладень [27].

Визначення сумарних капіталовкладень в промислове будівництво ГЕС і складання КВФР виконуємо в табличній формі в таблиці 5.1.

Питомі капіталовкладення:

$$k_{num} = K_{\Sigma} / N_{есм}. \quad (5.1)$$

$$k_{num} = \frac{158600000}{5000} = 31720 \text{ грн./кВт.}$$

Таблиця 5.1 – Вартість основних виробничих фондів

№	Розділи звітного кошторисно-фінансового розрахунку	В % від розділу 2	В тому числі по видах						Загальна вартість, грн.
			Будівельно-монтажні роботи, % / грн.		Обладнання, % / грн.		Інші затрати, % / грн.		
1	Підготовка території для будівництва	4	50	2000000	2,0	80000	48	1920000	4000000
2	Об'єкти основного виробн. призначення	12000	72,5	72500000	27	27000000	0,5	500000	100000000
3	Об'єкти підсобного, виробн. і облс. призначення	2,0	80	1600000	20	400000	-	-	2000000
4	Об'єкти енергетичного господарства	1,0	90	900000	10	100000	-	-	1000000
5	Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	5,0	95	4750000	5,0	250000	-	-	5000000
6	Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, теплопостачання	1,0	95	950000	5	50000	-	-	1000000
7	Упорядкування території	1,0	100	1000000	-	-	-	-	1000000
8	Тимчасові будівлі та споруди	15,0	80	12000000	10	1500000	10	1500000	15000000
9	Інші роботи та затрати	10,0	-	-	-	-	100	10000000	10000000
10	Утримання дирекції та авторський нагляд	0,5	-	-	-	-	100	500000	500000
11	Підготовка експлуатаційних кадрів	0,1	-	-	-	-	100	100000,00	100000
12	Проектні і дослідні роботи	10,0	-	-	-	-	100	10000000	10000000
13	Роботи і затрати по створенню водосховища	9,0	-	-	-	-	100	9000000,0	9000000
	Всього			95700000		29380000		33520000	158600000

5.2 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 елек-

троенергії. Річний кошторис затрат на виробництво енергії складається у відповідності до наступних економічних складових:

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

5.2.1 Амортизація основних фондів

На електричній станції амортизація відраховується при розрахунках собівартості енергії, яка відпускається, перераховують тільки з виробничих фондів станції. При визначенні вартості основних виробничих фондів величину капітальних витрат беруть з таблиці 5.1. Для розрахунку амортизаційних відрахувань вартість основного виробництва (основних виробничих фондів) електростанції розбивають на три укрупнені групи ОФ1, ОФ2, ОФ3.

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

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

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

Розрахуємо вказані показники:

$$ОФ_1 = 0,6 \cdot (K_{БМР} - K_{БМР5}); \quad (5.2)$$

$$ОФ_1 = 0,6 \cdot (95700000 - 4750000) = 54570000 \text{ тис. грн}$$

$$ОФ_2 = K_5; \quad (5.3)$$

$$ОФ_2 = 5000000 \text{ тис. грн.}$$

$$O\Phi_3 = 0,4(K_{БМР} - K_{БМР5}) + (K_{обл.} - K_{обл5}) + K_{ини}; \quad (5.4)$$

$$\begin{aligned} O\Phi_3 &= 0,4 \cdot (95700000 - 4750000) + (29380000 - 250000) + 5000000 = \\ &= 99030000 \text{ тис. грн.} \end{aligned}$$

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю 5.2.

Таблиця 5.2 – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань ЕС

Групи ОФ	Вартість ОФ	Норма амортизації ОФ, %	Сума амортизаційних відрахувань, грн.
ОФ1	54570000	7%	3819900
ОФ2	5000000	28%	1400000
ОФ3	99030000	20%	19806000
Разом	158600000		25025900

$$I_a = \sum \Phi_i \cdot H_i, \quad (5.5)$$

де I_a – сумарні амортизаційні відрахування;

H_i – норма амортизації відповідної групи.

$$I_a = 54570000 \cdot 0,07 + 5000000 \cdot 0,28 + 99030000 \cdot 0,20 = 25025900 \text{ тис. грн.}$$

5.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

$$P = k_{ум} \cdot N_{вст}, \quad (5.6)$$

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

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

$k_{\text{ит}}$ для МГЕС приймаємо 9.

$$P = 1,8 \cdot 5 = 9 \text{ чол.}$$

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:

Робітники	85%
ІТР	12%
Службовці	2,2%
МОП	0,8%

Підрахувавши, отримаємо:

Робітники	6 чол.
ІТР	1 чол.
Службовці	1 чол.
МОП	1 чол.

Середня заробітна плата працівників відповідної категорії для ЕС різного типу приведена у таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Розмір середньої заробітної плати працівників ЕС, грн.

Категорія працівників	Тип електростанції
	ГЕС
Робітники	9020
ІТР	13940
Службовці	9840
МОП	5740

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

$$S_{zn} = \sum 12 \cdot Z_i \cdot n_i, \quad (5.7)$$

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

n_i – кількість робітників i -ої категорії.

Робітники $S_{zn} = 12 \cdot 1 \cdot 9020 = 649440$ грн.;

ІТР $S_{zn} = 12 \cdot 1 \cdot 13940 = 167280$ грн.;

Службовці $S_{zn} = 12 \cdot 1 \cdot 9840 = 118080$ грн.;

МОП $S_{zn} = 12 \cdot 1 \cdot 5740 = 68880$ грн.

Розрахунок рекомендується виконувати у вигляді таблиці 5.4.

Таблиця 5.4 – Розмір нарахованої заробітної плати в цілому по ЕС

Категорія працівників	Кількість, чол.	Нарахована за рік зарплата, грн.
робітники	6	649440
ІТР	1	167280
службовці	1	118080
МОП	1	68880

Фонд заробітної плати підприємства визначається за даними таблиці 5.5 за формулою:

$$I_{zn} = (1,57 \cdot (S_{zn.роб.} + S_{zn.МОП}) + 180 \cdot (S_{zn.ІТР} + S_{zn.сл.})) \cdot \kappa_k \cdot \kappa_v, \quad (5.8)$$

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

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

$\kappa_v = 1,375$ – коефіцієнт, що враховує відрахування з фонду заробітної плати на соціальні потреби (пенсійний фонд, фонд соціального страхування тощо).

$$I_{zn} = (1,57 \cdot (649440 + 68880) + 1,80 \cdot (167280 + 118080)) \cdot 0,7 \cdot 1,375 = \\ = 1579857,51 \text{ грн.}$$

5.2.3 Інші витрати

Вони включають в себе загальностанційні та цехові витрати. При використанні методу розрахунку по укрупнених показниках, інші затрати визначаються в % від суми затрат на амортизацію і заробітну плату.

$$I_{in} = \frac{(I_a + I_{zn}) \cdot I_n}{100} = \\ I_{in} = \frac{(25025900 + 1579857,51) \cdot 52}{100} = 13834993,91 \text{ грн.}, \quad (5.9)$$

де I_n – процент інших витрат, що визначається з [27].

5.2.4 Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Собівартість електроенергії є одним з основних економічних показників роботи електростанції. В дипломному проєкті вона використовується як загальний показник економічної ефективності капіталовкладень. Собівартість представляє собою відношення сумарних виробничих затрат до кількості електроенергії, відпущеної з шин станції.

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва

$$I = I_a + I_{zn} + I_{in}; \quad (5.10) \\ I = 25025900 + 1579857,51 + 13834993,91 = 40440751,42 \text{ грн.}$$

Собівартість відпущеної електроенергії:

$$C = \frac{I \cdot 100}{E_{відп.} \cdot 1000}, \quad (5.11)$$

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

$$C = \frac{40440751,42 \cdot 100}{21052,92 \cdot 1000} = 192,09 \text{ коп/кВт} \cdot \text{год.}$$

Результати розрахунків зводимо в таблицю 5.5.

Таблиця 5.5 – Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Елементи затрат	Сума річних затрат, тис.грн.	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	25025900,00	61,88%	118,87
Заробітна плата	1579857,51	3,91%	7,50
Інші затрати	13834993,91	34,21%	65,72
Разом	40440751,42	100%	192,09

5.3 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 5.6.

Таблиця 5.6 – Основні техніко-економічні показники ЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	2
Річний виробіток електроенергії	МВт·год	21841,33
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	%	2
Коефіцієнт обслуговування	МВт / чол.	0,56
Кошторисна вартість промислового будівництва	тис. грн.	158600
Питомі капітальні вкладення	грн / кВт	31720
Собівартість відпущеної електроенергії	коп. / кВт·год	192,09

Визначаємо коефіцієнт обслуговування:

$$K_{обс} = \frac{P_{вст}}{Q};$$

$$K_{обс} = \frac{5}{9} = 0,56 \text{ МВт/чол.}$$

Висновки по розділу 5:

У даному розділі були пораховані економічні показники проєктованої ГЕС потужністю 5 МВт. Визначено основний показник роботи станції – собівартість виробленої електроенергії $C = 192,09$ коп/кВт·год. Значення собівартості електроенергії не виходить за межі середніх значень собівартості електроенергії на гідроелектростанціях.

ВИСНОВКИ

В даній магістерській кваліфікаційній роботі отримано розв'язок актуальної задачі дослідження методів проєктування електричної частини гідроелектростанцій на прикладі МГЕС потужністю 5 МВт та аналізу впливу відновлюваних джерел енергії на прикладі спроектованої ГЕС на втрати електроенергії в розподільних мережах. Відповідно до визначеної мети в магістерській роботі розв'язано основні задачі:

1. Проведено аналіз методів проєктування електричної частини гідроелектростанцій. Показано актуальність використання малих гідроелектростанцій, в сучасних умовах функціонування об'єднаної енергосистеми України.

2. Запроектовано електричну частину малої ГЕС потужністю 5 МВт, що виробляє і видає потужність до споживачів на напрузі 10 кВ.

3. Запроектовано головну схему електричних з'єднань та схему власних потреб 0,4 кВ електростанції. Живлення споживачів власних потреб відбувається від двох головних трансформаторів власних потреб. Резервне живлення споживачів ВП забезпечується від ВРУ-10 кВ, що дозволяє забезпечити безперебійне електропостачання відповідальних споживачів власних потреб у разі втрати живлення від робочих ГТВП.

4. Проведено вибір комутаційного обладнання, струмоведучих частин, вимірювальних трансформаторів, акумуляторної батареї.

5. Проведено аналіз впливу малих ГЕС на втрати електроенергії в електричних мережах, на прикладі спроектованої станції, що дозволило зробити висновки стосовно покращення функціонування розподільних мереж, в яких впроваджуються відновлювані джерела енергії.

6. Розроблено заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електрообладнання ВРУ ГЕС. Розраховано параметри блискавкозахисту та заземлювального пристрою ВРУ 10 кВ,

7. Розраховано основні техніко-економічні показники ГЕС. Собівартість електроенергії, виробленої на станції, становить 192,09 коп/кВт·год., що відповідає середнім значенням собівартості електроенергії на гідроелектростанціях.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Енергетична стратегія України на період до 2035 року. «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». Київ, 2017. URL: <https://mev.gov.ua/reforma/enerhetychna-stratehiya>.
2. Сучасний стан, проблеми та перспективи розвитку гідроенергетики України : аналіт. доп. / О. М. Суходоля, А. А. Сидоренко, С. В. Бегун, А. А. Білуха. К. : НІСД, 2014. 112 с.
3. Кудря С.О. Основи конструювання енергоустановок з відновлюваними джерелами енергії: навчальний посібник / С. О. Кудря, В. М. Головка. Київ: НТУ КПП ім. І. Сікорського, 2009. 202 с.
4. Сектор відновлюваної енергетики України до, під час та після війни. URL: <https://razumkov.org.ua/statti/sektor-vidnovlyuvanoyi-energetyky-ukrayiny-do-pid-chas-ta-pislya-viyny>
5. Комар В. О. Аналіз впливу розосередженого генерування на режим роботи розподільних електричних мереж / В. О. Комар, О. В. Кузьмик // Вісник НТУУ «КПІ». Серія «Гірництво» – Випуск 25. – 2014. – С. 108-113.
- 6 7. Ленчевський Є.А., Тесленко О.І. Перспективні можливості збільшення загального потенціалу маневрених потужностей об'єднаної енергетичної системи України Том 32 (71) № 3 2021. С. 194-202.
7. URL: <http://msd.in.ua/zagalna-informaciya-pro-mali-ges/>
8. Кудря С.О. Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії. К.: НТУУ «КПІ», 2012. 492 с.
9. Сучасний стан, проблеми та перспективи розвитку гідроенергетики України. Аналітична доповідь / О. М. Суходоля та ін. Київ, 2014. 112 с. [Електронний ресурс]. URL: https://niss.gov.ua/sites/default/files/2015-01/Suhodolya_druk.indd-ad833.pdf
10. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.

11. Тептя В. В., Комар В. О., Нетребський В. В. Системи автоматизованого проєктування електроустановок: електронний лабораторний практикум комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / Вінниця : ВНТУ, 2023. 112 с.
12. Лагутін В. М., Тептя В. В., Вишневський С. Я. Власні потреби електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2008. 102 с.
13. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.
14. Типові рішення при проєктуванні електричних мереж напругою 110–330 кВ : навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця : ВНТУ, 2018. 110 с.
15. Електричні системи і мережі. Частина 1: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. Вінниця : ВНТУ, 2020. 203 с.
16. Перехідні процеси в системах електропостачання: підруч. Для ВНЗ / Г. Г. Півняк, І. В. Жежеленко, Ю. А. Папаїка, Л. І. Несен, за ред. Г. Г. Півняка. МОН України, Нац. гірн. гн-т. 5-те вид. Дніпро: НГУ, 2016. 600 с.
17. Бржезицький В. О., Зелінський В.Ц., Лежнюк П.Д., Рубаненко О.Є. Електричні апарати: підручник. Херсон: ОЛДІ-ПЛЮС, 2016. 602с.
18. Вплив розосередженого генерування на надійність роботи електричних мереж / П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, С. В. Кравчук, І. В. Котилко // Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Нові рішення у сучасних технологіях, (45(1321), 2018. С. 25–31.
19. Комар В. О., Тептя В. В., Сікорська О. В., Болдирев А. А. Вплив відновлюваних джерел енергії на енергоефективність розподільних електричних мереж Вісник Вінницького політехнічного інституту. 2023. № 1, С. 41-48
20. Лежнюк П. Д., Кравчук С. В., Котилко І. В. Відновлювальні джерела електроенергії в електричних мережах як елемент енергоефективного електроспоживання Міжнародний журнал «Світлотехніка та електроенергетика», вип.. 56, № 03. С. 99 – 106.

21. Кулик В.В., Бурикін О. Б., Малогулко Ю. В. Оптимізація перетікань активної та реактивної потужностей у розподільних електромережах засобами розосередженого генерування // Вісник Вінницького політехнічного університету. Енергетика та електротехніка. 2014. №1. С. 90-93.

22. Комп'ютерна програма «Програмний комплекс розрахунку втрат потужності і електроенергії в розподільних електричних мережах 110(35)-10(6)-0,4 кВ та розробки заходів щодо їх зменшення – Втрати» («Втрати») / [П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, К.І. Кравцов, О.Б. Бурикін, В.О. Комар] // Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір №34106. Державний департамент інтелектуальної власності МОН України, Відділ з питань авторського права і суміжних прав. - 2010.

23. Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Навчальний посібник, 2018. 120 с.

24. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів: НПА-ОП 40.1-1.21-98: Затв. 09.01.1998 № 4 /Держ. Комітет України по нагляду за охороною праці. Київ, 2008. 150 с.

25. Правила безпечної експлуатації електроустановок. К.: Основа, 2000. 230 с.

26. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. Київ, 2000.

27. Нетребський В. В., Лесько В. О., Нанака О. М., Ситник А. В. Методичні вказівки для курсової роботи з дисципліни «Економіка і організація виробництва» для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, спеціалізації «Електричні системи і мережі». Вінниця: ВНТУ, 2019. 55 с.

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

29. Положення про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р. / А. О. Семенов, Л. П. Громова, Т. В. Макарова, О. В. Сердюк. Вінниця: ВНТУ, 2021. 60 с.

30. Методичні вказівки до виконання магістерських кваліфікаційних робіт для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» (освітня програма – «Електричні станції») [Електронний ресурс] / уклад.: П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2023, (PDF, 95 с.)

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: Електрична частина гідроелектростанції потужністю 5 МВт з дослідженням впливу відновлюваних джерел на втрати електроенергії в розподільних мережах

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота

(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (зазначити))

Підрозділ: Кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки

(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник Тептя В. В., доцент кафедри ЕСС

(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

Turnitin	
Оригінальність	
Загальна схожість	

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

- ☐ Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- ☐ Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її автора. Роботу направити на доопрацювання.
- ☐ 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.

Заявляю, що ознайомлений (-на) з повним звітом подібності, який був згенерований Системою щодо роботи (додається)

Автор _____
(підпис)

Коновал А. В.
(прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Особа, відповідальна за перевірку _____
(підпис)

Вишневський С. Я.
(прізвище, ініціали)

Експерт

(за потреби)

(підпис)

(прізвище, ініціали, посада)

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 ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ
5 МВТ З ДОСЛІДЖЕННЯМ ВПЛИВУ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ НА
ВТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ**

08-21.МКР.010.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц..

_____ Тептя В. В.

(підпис)

Магістр групи ІЕС-23м

_____ Коновал А. В.

(підпис)

Вінниця 2024 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

- а) актуальність досліджень обумовлена тим, що в умовах дефіциту енергоносіїв, а також гострого браку маневрених потужностей Україна повинна раціонально використовувати енергоресурси, в тому числі і гідроенергетичні. Виникає необхідність проєктування та введення в експлуатацію нових електричних станцій. Оскільки електричні мережі енергосистем проєктувалися і споруджувалися за умов централізованого електропостачання, то розбудова в них ГЕС призводить до зміни процесів в мережі і вимагає додаткових досліджень;
- б) наказ ректора ВНТУ № 310 від 17 вересня 2024 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

- а) мета – підвищення ефективності роботи об'єднаної енергосистеми України шляхом проєктування електричної частини малої гідроелектростанції потужністю 5 МВт, а також аналіз впливу відновлюваних джерел енергії на втрати електроенергії в нормальних режимах;
- б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. Яндульський О. С., Труніна Г. О., Нестерко А. Б. Регулювання напруги в розподільних електричних мережах з відновлюваними джерелами енергії: монографія. Київ: КПІ ім. І. Сікорського, 2021. 191 с.
2. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проєктування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
3. Кудря С.О. Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії. К.: НТУУ «КПІ», 2012. 492 с.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Передбачається спорудження гідроелектричної станції у західному регіоні України.

- технічне завдання: проєктування гідроелектростанції потужністю 5 МВт з

десятьма гідроагрегатами одиничною потужністю 0,5 МВт. В систему, приєднання до якої знаходиться на відстані 5 км, потужність видається лініями електропередачі напругою 10 кВ.

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

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

– показники технологічності: проєктування ГЕС, 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 ГЕС виконати проєктування резервного живлення.

5. Економічні показники

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

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	17.09.24	20.09.24	формування технічного завдання
2	Обґрунтування проєктування ГЕС	21.09.24	26.09.24	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Електротехнічна частина	27.09.24	10.10.24	розділ 2 ПЗ
4	Розрахунок втрат електроенергії в розподільних мережах	11.10.24	28.10.24	розділ 3 ПЗ
5	Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації елек-	29.10.24	05.11.24	розділ 4 ПЗ

	троустановок			
6	Економічна частина	06.11.24	12.11.24	розділ 5 ПЗ
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11.24	20.11.24	пояснювальна записка
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	21.11.24	26.11.24	плакати, презентація
	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	27.11.24	01.12.24	Результат перевірки на плагіат, відгук керівника
	Рецензування МКР	01.12.24	04.12.24	Відгук опонента
	Захист МКР	Перша декада червня		Доповідь та відповіді на запитання

7. Очікувані результати

В результаті виконання магістерської кваліфікаційної роботи очікується проєкт електричної частини малої ГЕС потужністю 5 МВт, а також одержання обґрунтованих рекомендацій та пропозицій, які можуть бути використані з метою підвищення ефективності функціонування електричних мереж з ВДЕ.

8. Матеріали, що подаються до захисту МКР

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

9. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

10. Вимоги до оформлення МКР

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

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

ДОДАТОК В

Результати розрахунку надійності схеми ВРУ 10 кВ

Таблиця В.1 – Розрахунок надійності ВРУ-10 кВ (І варіант)

Відмова елемента	Параметр потoku від- мов ω_i	Елементи, що відключилися, та час їх відновлення				
		$K_0 = 0,9992$	$K_p = 0,0001$			
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4
Q_1	0,0063	$W1, W2, D(БТ, W3) - T_0$		$W1, W2, D(БТ, W3) - T_0$	$W1, W2, D(БТ, W3) - T_0$	$W3, W1, БТ, W2 - T_0$
		$D(W2, БТ, W1, W3) - T_{ВП}$		$D(W2, БТ, W3) - T_{ВП}$	$W2, D(БТ, W1, W3) - T_{ВП}$	$D(W2, W3), D(БТ, W1) - T_{ВП}$
Q_2	0,0063	$W3, БТ, D(W2, W3) - T_0$	$W1, БТ, D(W2, W3) - T_0$		$W3, W1, БТ, W2 - T_0$	$W1, БТ, D(W2, W3) - T_0$
		$D(W2, БТ, W1, W3) - T_{ВП}$	$D(W2, БТ, W3) - T_{ВП}$		$D(W2, W1), D(БТ, W3) - T_{ВП}$	$БТ, D(W2, W1, W3) - T_{ВП}$
Q_3	0,0063	$W3, W2, D(БТ, W1) - T_0$	$W3, W2, D(БТ, W1) - T_0$	$W3, W1, БТ, W2 - T_0$		$W3, W2, D(БТ, W1) - T_0$
		$D(W2, БТ, W1, W3) - T_{ВП}$	$D(БТ, W1, W3) - T_{ВП}$	$D(W2, W1), D(БТ, W3) - T_{ВП}$		$W3, D(W2, БТ, W1) - T_{ВП}$
Q_4	0,0063	$W3, БТ, D(W2, W1) - T_0$	$W3, W1, БТ, W2 - T_0$	$W3, БТ, D(W2, W1) - T_0$	$W3, БТ, D(W2, W1) - T_0$	
		$D(W2, БТ, W1, W3) - T_{ВП}$	$D(W2, W3), D(БТ, W1) - T_{ВП}$	$D(W2, W1, W3) - T_{ВП}$	$W3, D(W2, БТ, W1) - T_{ВП}$	

Таблиця В.2 – Розрахунок надійності схеми ВРУ-10 кВ (II варіант)

Відмова елемента	Параметр потoku відмов ω_i	Елементи, що відключилися, та час їх відновлення										
		$K_0 = 0,9981$	$K_p = 0,0001$									
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5	Q_6	Q_7	Q_8	Q_9	Q_{10}
Q_1	0,0063	$W1 - T_0$		$W1 - T_0$	$W1 - T_0$	$W2, W1, D(W3, BT, TR) - T_0$	$W1 - T_0$	$W3, W1, D(W2, BT, TR) - T_0$	$W1 - T_0$	$BT, W1, D(W2, W3, TR) - T_0$	$W1 - T_0$	$TR, W1, D(W2, W3, BT) - T_0$
		$D(W1, W2, W3, BT, TR) - T_{BП}$		$W1 - T_{BП}$	$D(W1, W2, W3, BT, TR) - T_{BП}$	$D(W1, W2, W3, BT, TR) - T_{BП}$	$D(W1, W2, W3, BT, TR) - T_{BП}$	$D(W1, W2, W3, BT, TR) - T_{BП}$	$D(W1, W2, W3, BT, TR) - T_{BП}$	$D(W1, W2, W3, BT, TR) - T_{BП}$	$D(W1, W2, W3, BT, TR) - T_{BП}$	$D(W1, W2, W3, BT, TR) - T_{BП}$
Q_2	0,0063	$W1 - T_0$	$W1 - T_0$		$W2, W1, D(W3, BT, TR) - T_0$	$W1 - T_0$	$W3, W1, D(W2, BT, TR) - T_0$	$W1 - T_0$	$BT, W1, D(W2, W3, TR) - T_0$	$W1 - T_0$	$TR, W1, D(W2, W3, BT) - T_0$	$W1 - T_0$
		$D(W1, W2, W3, BT, TR) - T_{BП}$	$W1 - T_{BП}$		$D(W1, W2, W3, BT, TR) - T_{BП}$	$D(W1, W2, W3, BT, TR) - T_{BП}$	$D(W1, W2, W3, BT, TR) - T_{BП}$	$D(W1, W2, W3, BT, TR) - T_{BП}$	$D(W1, W2, W3, BT, TR) - T_{BП}$	$D(W1, W2, W3, BT, TR) - T_{BП}$	$D(W1, W2, W3, BT, TR) - T_{BП}$	$D(W1, W2, W3, BT, TR) - T_{BП}$
Q_3	0,0063	$W2 - T_0$	$W2 - T_0$	$W2, W1, D(W3, BT, TR) - T_0$		$W2 - T_0$	$W2 - T_0$	$W3, W2, D(W1, BT, TR) - T_0$	$W2 - T_0$	$BT, W2, D(W1, W3, TR) - T_0$	$W2 - T_0$	$TR, W2, D(W1, W3, BT) - T_0$
		$D(W1, W2, W3, BT, TR) - T_{BП}$	$D(W1, W2, W3, BT, TR) - T_{BП}$	$D(W1, W2, W3, BT, TR) - T_{BП}$		$W2 - T_{BП}$	$D(W1, W2, W3, BT, TR) - T_{BП}$	$D(W1, W2, W3, BT, TR) - T_{BП}$	$D(W1, W2, W3, BT, TR) - T_{BП}$	$D(W1, W2, W3, BT, TR) - T_{BП}$	$D(W1, W2, W3, BT, TR) - T_{BП}$	$D(W1, W2, W3, BT, TR) - T_{BП}$
Q_4	0,0063	$W2 - T_0$	$W2, W1, D(W3, BT, TR) - T_0$	$W2 - T_0$	$W2 - T_0$		$W3, W2, D(W1, BT, TR) - T_0$	$W2 - T_0$	$BT, W2, D(W1, W3, TR) - T_0$	$W2 - T_0$	$TR, W2, D(W1, W3, BT) - T_0$	$W2 - T_0$
		$D(W1, W2, W3, BT, TR) - T_{BП}$	$D(W1, W2, W3, BT, TR) - T_{BП}$	$D(W1, W2, W3, BT, TR) - T_{BП}$	$W2 - T_{BП}$		$D(W1, W2, W3, BT, TR) - T_{BП}$	$D(W1, W2, W3, BT, TR) - T_{BП}$	$D(W1, W2, W3, BT, TR) - T_{BП}$	$D(W1, W2, W3, BT, TR) - T_{BП}$	$D(W1, W2, W3, BT, TR) - T_{BП}$	$D(W1, W2, W3, BT, TR) - T_{BП}$
Q_5	0,0063	$W3 - T_0$	$W3 - T_0$	$W3, W1, D(W2, BT, TR) - T_0$	$W3 - T_0$	$W3, W2, D(W1, BT, TR) - T_0$		$W3 - T_0$	$W3 - T_0$	$BT, W3, D(W1, W2, TR) - T_0$	$W3 - T_0$	$TR, W3, D(W1, W2, BT) - T_0$
		$D(W1, W2, W3, BT, TR) - T_{BП}$	$D(W1, W2, W3, BT, TR) - T_{BП}$	$D(W1, W2, W3, BT, TR) - T_{BП}$	$D(W1, W2, W3, BT, TR) - T_{BП}$	$D(W1, W2, W3, BT, TR) - T_{BП}$		$W3 - T_{BП}$	$D(W1, W2, W3, BT, TR) - T_{BП}$	$D(W1, W2, W3, BT, TR) - T_{BП}$	$D(W1, W2, W3, BT, TR) - T_{BП}$	$D(W1, W2, W3, BT, TR) - T_{BП}$

Продовження таблиці В.2

Відмова елемента	Параметр потoku відмов ω_i	Елементи, що відключилися, та час їх відновлення										
		$K_0 = 0,9981$	$K_p = 0,0001$									
			Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5	Q_6	Q_7	Q_8	Q_9	Q_{10}
Q_6	0,0063	$W3 - T_0$	$W3, W1,$ $D(W2, BT,$ $TR) - T_0$	$W3 - T_0$	$W3, W2,$ $D(W1, BT,$ $TR) - T_0$	$W3 - T_0$	$W3 - T_0$		$BT, W3,$ $D(W1, W2,$ $TR) - T_0$	$W3 - T_0$	$TR, W3,$ $D(W1, W2,$ $BT) - T_0$	$W3 - T_0$
		$D(W1, W2, W3,$ $BT, TR)$ $- T_{BП}$	$D(W1, W2,$ $W3, BT, TR)$ $- T_{BП}$	$D(W1, W2,$ $W3, BT, TR)$ $- T_{BП}$	$D(W1, W2,$ $W3, BT, TR)$ $- T_{BП}$	$D(W1, W2,$ $W3, BT, TR)$ $- T_{BП}$	$W3 - T_{BП}$		$D(W1, W2,$ $W3, BT, TR)$ $- T_{BП}$	$D(W1, W2,$ $W3, BT, TR)$ $- T_{BП}$	$D(W1, W2,$ $W3, BT, TR)$ $- T_{BП}$	$D(W1, W2,$ $W3, BT, TR)$ $- T_{BП}$
Q_7	0,006	$BT - T_0$	$BT - T_0$	$BT, W1,$ $D(W2, W3,$ $TR) - T_0$	$BT - T_0$	$BT, W2,$ $D(W1, W3,$ $TR) - T_0$	$BT - T_0$	$BT, W3,$ $D(W1, W2,$ $TR) - T_0$		$BT - T_0$	$BT - T_0$	$TR, BT,$ $D(W1, W2,$ $W3) - T_0$
		$D(W1, W2, W3,$ $BT, TR)$ $- T_{BП}$	$D(W1, W2,$ $W3, BT, TR)$ $- T_{BП}$	$D(W1, W2,$ $W3, BT, TR)$ $- T_{BП}$	$D(W1, W2,$ $W3, BT, TR)$ $- T_{BП}$	$D(W1, W2,$ $W3, BT, TR)$ $- T_{BП}$	$D(W1, W2,$ $W3, BT, TR)$ $- T_{BП}$	$D(W1, W2,$ $W3, BT, TR)$ $- T_{BП}$		$BT - T_{BП}$	$D(W1, W2,$ $W3, BT, TR)$ $- T_{BП}$	$D(W1, W2,$ $W3, BT, TR)$ $- T_{BП}$
Q_8	0,006	$BT - T_0$	$BT, W1,$ $D(W2, W3,$ $TR) - T_0$	$BT - T_0$	$BT, W2,$ $D(W1, W3,$ $TR) - T_0$	$BT - T_0$	$BT, W3,$ $D(W1, W2,$ $TR) - T_0$	$BT - T_0$	$BT - T_0$		$TR, BT,$ $D(W1, W2,$ $W3) - T_0$	$BT - T_0$
		$D(W1, W2, W3,$ $BT, TR)$ $- T_{BП}$	$D(W1, W2,$ $W3, BT, TR)$ $- T_{BП}$	$D(W1, W2,$ $W3, BT, TR)$ $- T_{BП}$	$D(W1, W2,$ $W3, BT, TR)$ $- T_{BП}$	$D(W1, W2,$ $W3, BT, TR)$ $- T_{BП}$	$D(W1, W2,$ $W3, BT, TR)$ $- T_{BП}$	$D(W1, W2,$ $W3, BT, TR)$ $- T_{BП}$	$BT - T_{BП}$		$D(W1, W2,$ $W3, BT, TR)$ $- T_{BП}$	$D(W1, W2,$ $W3, BT, TR)$ $- T_{BП}$
Q_9	0,006	$TR - T_0$	$TR - T_0$	$TR, W1,$ $D(W2, W3,$ $BT) - T_0$	$TR - T_0$	$TR, W2,$ $D(W1, W3,$ $BT) - T_0$	$TR - T_0$	$TR, W3,$ $D(W1, W2,$ $BT) - T_0$	$TR - T_0$	$TR, BT,$ $D(W1, W2,$ $W3) - T_0$		$TR - T_0$
		$D(W1, W2, W3,$ $BT, TR)$ $- T_{BП}$	$D(W1, W2,$ $W3, BT, TR)$ $- T_{BП}$	$D(W1, W2,$ $W3, BT, TR)$ $- T_{BП}$	$D(W1, W2,$ $W3, BT, TR)$ $- T_{BП}$	$D(W1, W2,$ $W3, BT, TR)$ $- T_{BП}$	$D(W1, W2,$ $W3, BT, TR)$ $- T_{BП}$	$D(W1, W2,$ $W3, BT, TR)$ $- T_{BП}$	$D(W1, W2,$ $W3, BT, TR)$ $- T_{BП}$	$D(W1, W2,$ $W3, BT, TR)$ $- T_{BП}$		$TR - T_{BП}$
Q_{10}	0,006	$TR - T_0$	$TR, W1,$ $D(W2, W3,$ $BT) - T_0$	$TR - T_0$	$TR, W2,$ $D(W1, W3,$ $BT) - T_0$	$TR - T_0$	$TR, W3,$ $D(W1, W2,$ $BT) - T_0$	$TR - T_0$	$TR, BT,$ $D(W1, W2,$ $W3) - T_0$	$TR - T_0$	$TR - T_0$	
		$D(W1, W2, W3,$ $BT, TR)$ $- T_{BП}$	$D(W1, W2,$ $W3, BT, TR)$ $- T_{BП}$	$D(W1, W2,$ $W3, BT, TR)$ $- T_{BП}$	$D(W1, W2,$ $W3, BT, TR)$ $- T_{BП}$	$D(W1, W2,$ $W3, BT, TR)$ $- T_{BП}$	$D(W1, W2,$ $W3, BT, TR)$ $- T_{BП}$	$D(W1, W2,$ $W3, BT, TR)$ $- T_{BП}$	$D(W1, W2,$ $W3, BT, TR)$ $- T_{BП}$	$D(W1, W2,$ $W3, BT, TR)$ $- T_{BП}$	$TR - T_{BП}$	

ДОДАТОК Г

Вихідні дані для аналізу впливу малих ГЕС на режими роботи
електричних мереж 10 кВ

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ЗА ЧАСОМ ВТРАТ
РЕЖИМУ СЕРЕДНІХ НАВАНТАЖЕНЬ
Час втрат, год: 444.9
Кількість підстанцій: 1
Відпущена електроенергія, кВт год: 666774.2

Назва		Втрати потужності у мережах енергокомпанії, кВт					
підстанції							
		в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант.в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	
СУМАРНІ							
Яришів		52.4	17.1	12.2	4.9	0.0	69.5

Назва		Втрати електроенергії у мережах енергокомпанії, кВт					
підстанції		НЕБАЛАНС					
		в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант. в тр.	в	
год (%)	СУМАРНІ	кВт год	%				
0.0 (0.0)	55468.2 (8.3)	42436.2 (6.4)	0.0 0.0	13032.0 (2.0)	9099.1 (1.4)	3932.9 (0.6)	

[Підстанція]
Назва: Яришів
Номер шин: 1000
Напруга на шинах, кВ: 10.000
CosFi: 0.866
Тривалість звітного періоду, год: 744.0
Час втрат, год: 444.9
Відпущена електроенергія, кВт год: 666774.2
Небаланс електроенергії, кВт год: 0.0 (0.0%)
Кількість фідерів: 1

[Інформація про фідери]

Назва		Втрати потужності у мережах енергокомпанії, кВт					
фідера							
		в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант.в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	
СУМАРНІ							

69.5 Яришів 52.4 17.1 12.2 4.9 0.0

=====

=====

год	Назва		Втрати електроенергії у мережах енергокомпанії, кВт				
	фідера						
			в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант. в тр.	в
ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ						
Яришів			42436.2 (6.4)	13032.0 (2.0)	9099.1 (1.4)	3932.9 (0.6)	
0.0 (0.0)	55468.2 (8.3)						

=====

[Фідер]
 Назва: Яришів
 Відпущена електроенергія, кВт год: 666774.2
 Час втрат, год: 444.9
 Кількість вузлів: 42
 Кількість віток: 41

[Інформація про вузли]

Номер	Напруга	Втрати потужності	Мінімальна напруга	Відхилення напруги
вузла	вузла,	в мережі 0.4кВ,	в мережі 0.4кВ,	в мережі 0.4кВ від
	кВ	кВт	В	номінальної, %
1000	10.0			
1	9.8			
6	9.7			
371	9.7			
7	9.5			
221	9.5			
8	9.5			
223	9.5			
26	9.5			
9	9.5			
10	9.3			
499	9.3			
29	9.3			
225	9.3			
676	9.3			
226	9.2			
11	9.2			
601	9.2			
12	9.1			
374	9.1			
228	9.1			
13	9.1			
81	9.1			
323	9.1			
496	9.1			
229	9.1			
636	9.1			
230	9.1			
231	9.1			
325	9.1			
2	9.7			
232	9.7			
483	9.7			
268	9.7			
573	9.7			
3	9.7			
4	9.7			
461	9.7			
5	9.7			
562	9.7			
547	9.7			
358	9.7			

[Інформація про вітки]

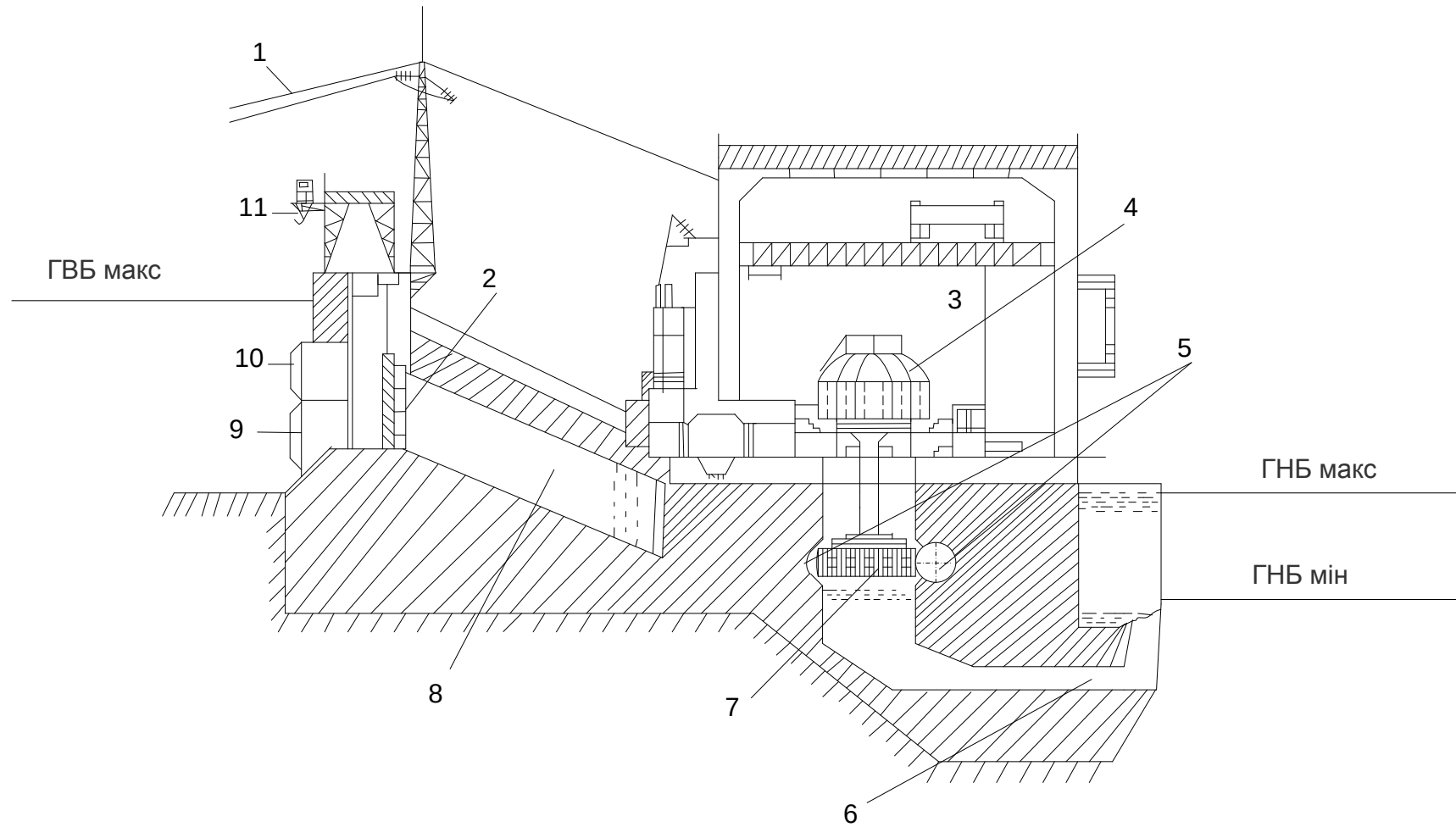
Номер вузла початку	Номер вузла кінця	P початку, кВт	Q початку, кВАр	P кінця, кВт	Q кінця, кВАр	Втрати по- тужності в вітці, кВт	Струм в вітці, А
1000	1	896.2	518.2	875.9	501.8	20.3	59.8
1	2	286.1	161.9	285.3	161.2	0.8	19.5
2	232	159.6	89.7	159.5	89.7	0.0	10.9
232	483	149.9	84.0	149.8	84.0	0.0	10.2
483	268	53.7	30.7	53.7	30.6	0.0	3.7
268	573	15.2	8.8	15.2	8.8	0.0	1.0
2	3	125.7	71.5	125.7	71.5	0.0	8.6
3	4	125.7	71.5	125.6	71.4	0.1	8.6
4	461	24.1	13.8	24.1	13.8	0.0	1.7
4	5	101.4	57.6	101.3	57.5	0.1	6.9
5	562	101.3	57.5	101.2	57.4	0.1	6.9
562	547	62.7	35.6	62.7	35.6	0.0	4.3
547	358	38.5	21.8	38.5	21.8	0.0	2.6
1	6	589.9	339.9	584.9	337.0	4.9	40.4
6	371	15.2	8.8	15.2	8.8	0.0	1.1
6	7	569.8	328.2	562.2	323.7	7.6	39.3
7	221	38.5	21.8	38.5	21.8	0.0	2.7
7	8	53.7	30.6	53.7	30.6	0.0	3.7
8	223	38.5	21.8	38.5	21.8	0.0	2.7
8	26	15.2	8.8	15.2	8.8	0.0	1.1
7	9	469.9	271.2	469.1	270.7	0.8	32.9
9	10	469.1	270.7	460.1	265.4	9.0	32.9
10	499	38.5	21.8	38.5	21.8	0.0	2.7
10	29	38.6	21.8	38.5	21.8	0.0	2.7
10	225	383.0	221.8	381.6	220.9	1.4	27.4
225	676	357.5	207.1	355.7	206.4	1.8	25.7
676	226	317.2	184.6	316.2	184.1	1.0	22.9
226	11	277.6	162.3	277.4	162.2	0.2	20.1
11	601	24.1	13.8	24.1	13.8	0.0	1.7
11	12	253.3	148.4	250.6	146.8	2.7	18.4
12	374	24.1	13.8	24.1	13.8	0.0	1.8
12	228	226.5	133.0	225.8	132.6	0.7	16.6
228	13	201.7	118.8	201.4	118.6	0.3	14.9
13	81	84.6	51.2	84.5	51.1	0.0	6.3
81	323	24.1	13.8	24.1	13.8	0.0	1.8
13	496	116.8	67.4	116.8	67.4	0.0	8.6
496	229	92.6	53.6	92.5	53.5	0.1	6.8
229	636	78.0	45.0	78.0	45.0	0.1	5.7
636	230	63.4	36.5	63.4	36.5	0.0	4.7
230	231	39.3	22.7	39.3	22.7	0.0	2.9
231	325	15.2	8.8	15.2	8.8	0.0	1.1

ДОДАТОК Д

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

**ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ
5 МВт З ДОСЛІДЖЕННЯМ ВПЛИВУ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ НА
ВТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ**

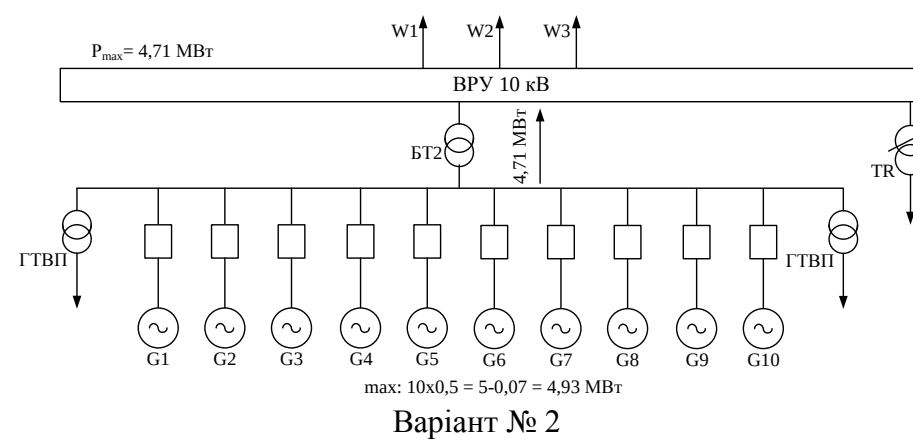
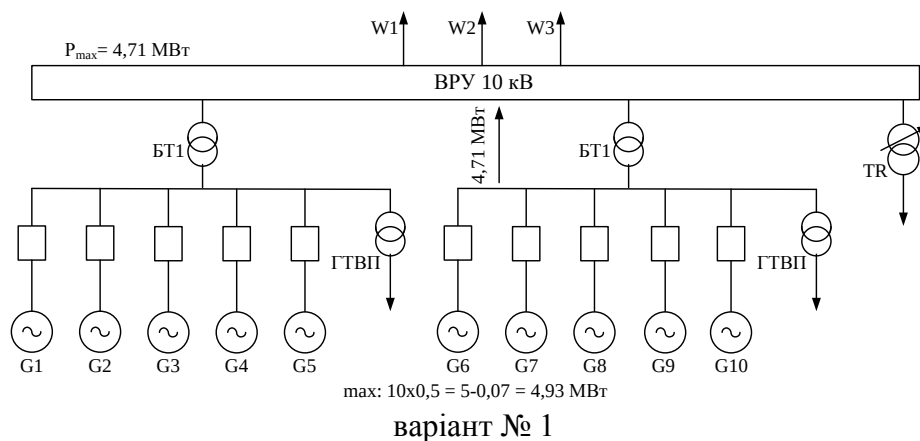
ПОПЕРЕЧНИЙ РОЗРІЗ ГОЛОВНОЇ БУДІВЛИ СТАНЦІЇ



1 - проводи на ВРУ; 2 - плоский затвір; 3 - машинна зала; 4 - генератор; 5 - спіральна камера; 6 - відсмоктуюча труба; 7 - турбіна радіально-осьового типу; 8 - турбінний водовід; 9 - глибинний водоприймач; 10 - решітка; 11 - підйомний механізм щитів

ВИБІР СХЕМ ГЕС

ВАРІАНТИ СТРУКТУРНИХ СХЕМ ГЕС



ВАРІАНТИ ГОЛОВНИХ СХЕМ ВРУ-110 кВ ГЕС

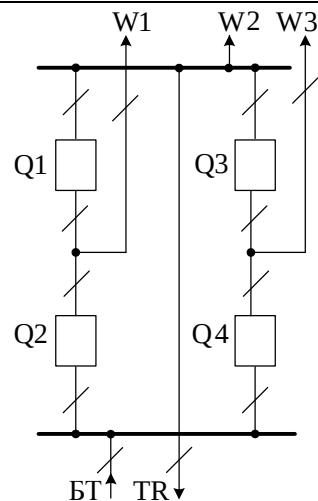


Схема розширеного чотирикутника
I варіант схеми ВРУ-110 кВ

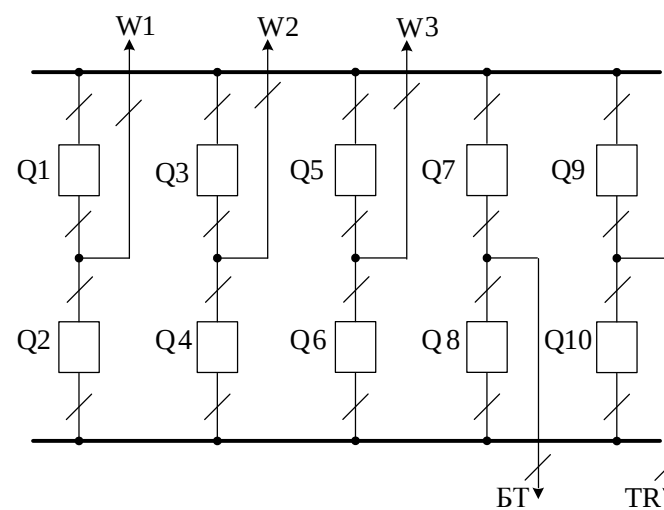
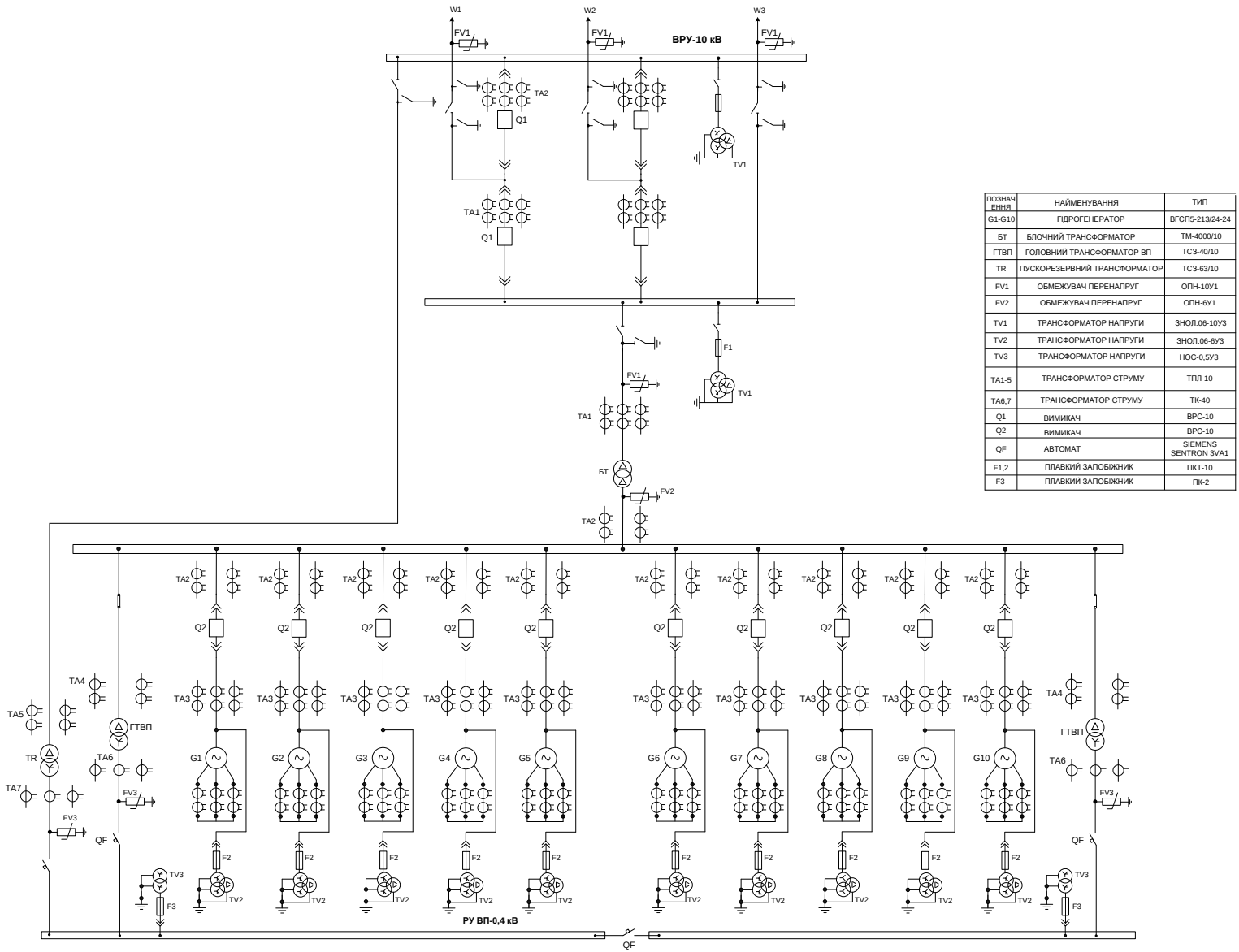
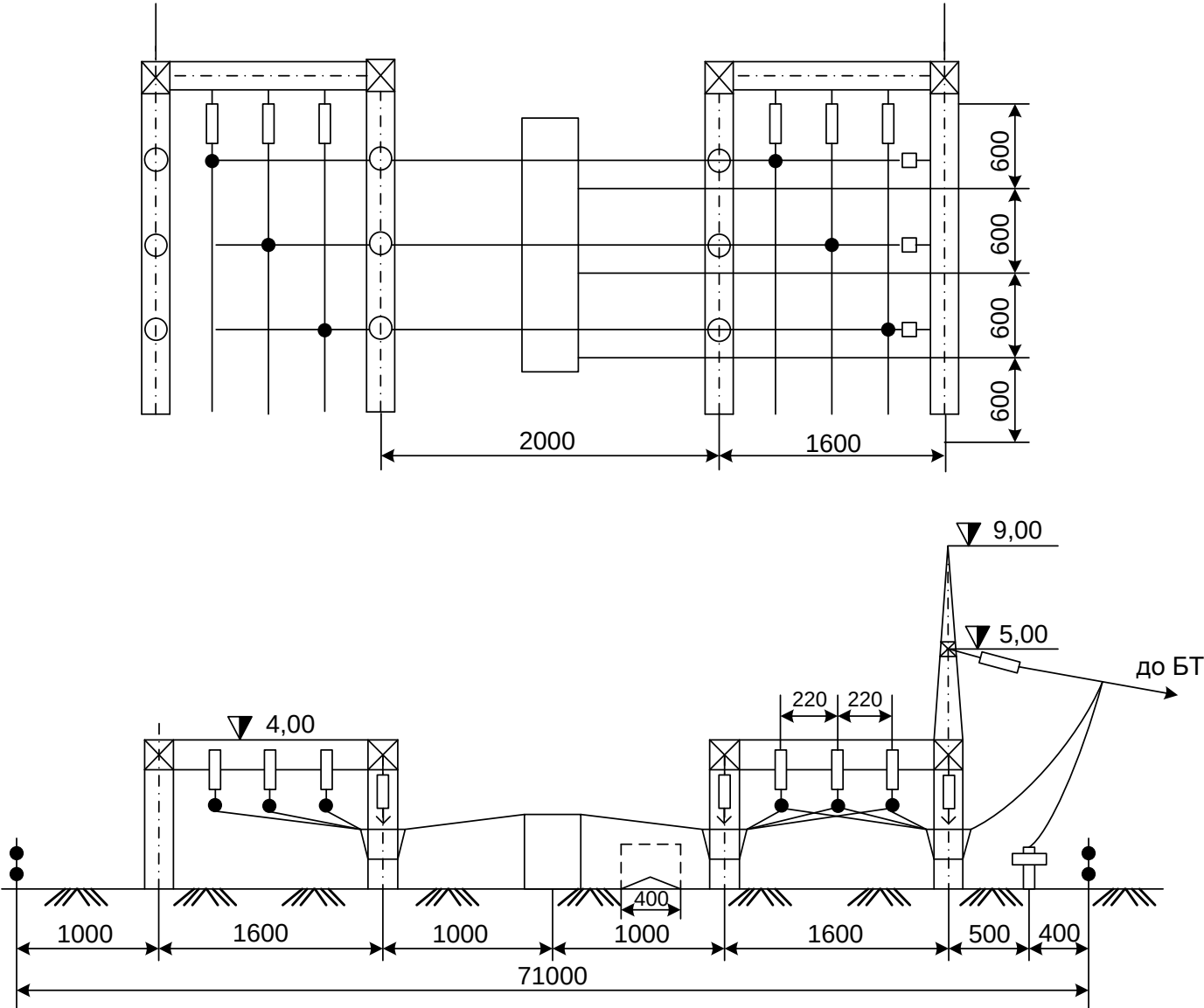


Схема дві системи шин з двома вимикачами на приєднання (II
варіант схеми ВРУ-10 кВ)

ГОЛОВНА СХЕМА ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ СТАНЦІЇ



ПОПЕРЕЧНИЙ РОЗРІЗ КОМІРКИ ВРУ-10 КВ



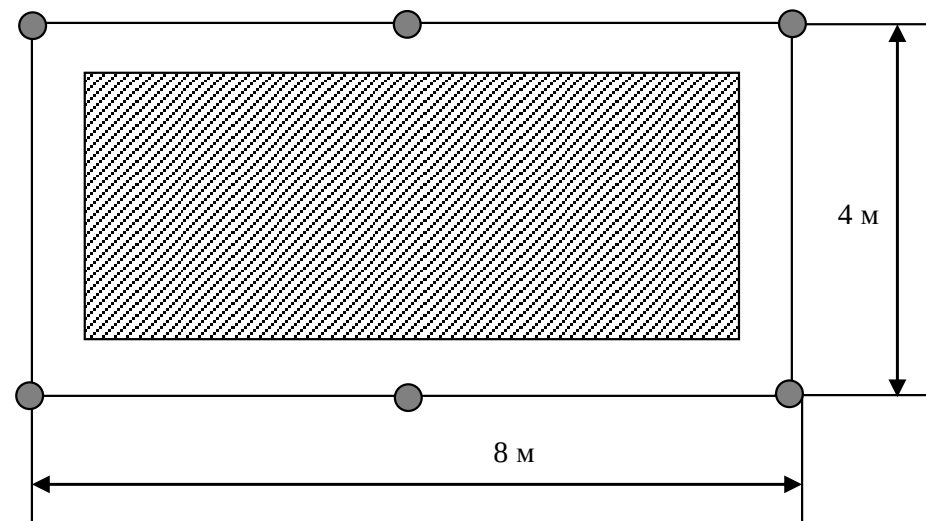
РОЗРАХУНОК ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНОГО ПРИСТРОЮ ВРУ-10 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S = (8 \times 4) = 32 \text{ м}^2$;
- питомий опір ґрунту: $\rho = 80 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;
- коефіцієнт сезонності:
 - а) для вертикальних електродів: $K_{CB} = 1,45$;
 - б) для горизонтальних електродів: $K_{CF} = 3$.

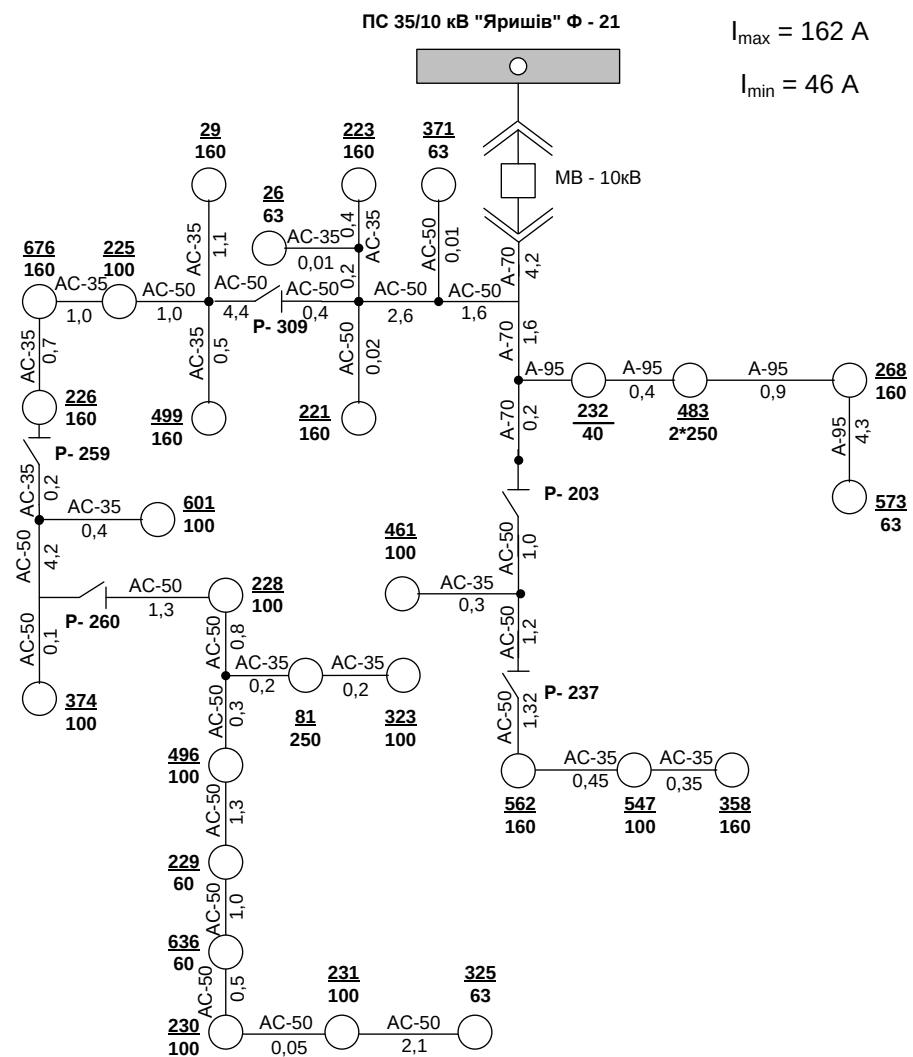
Заземлювальний пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних полос $40 \times 4 \text{ мм}^2$ та вертикальних заземлювачів-стрижнів діаметром 20 мм.

Приймаємо в контурі 6 вертикальних заземлювачів



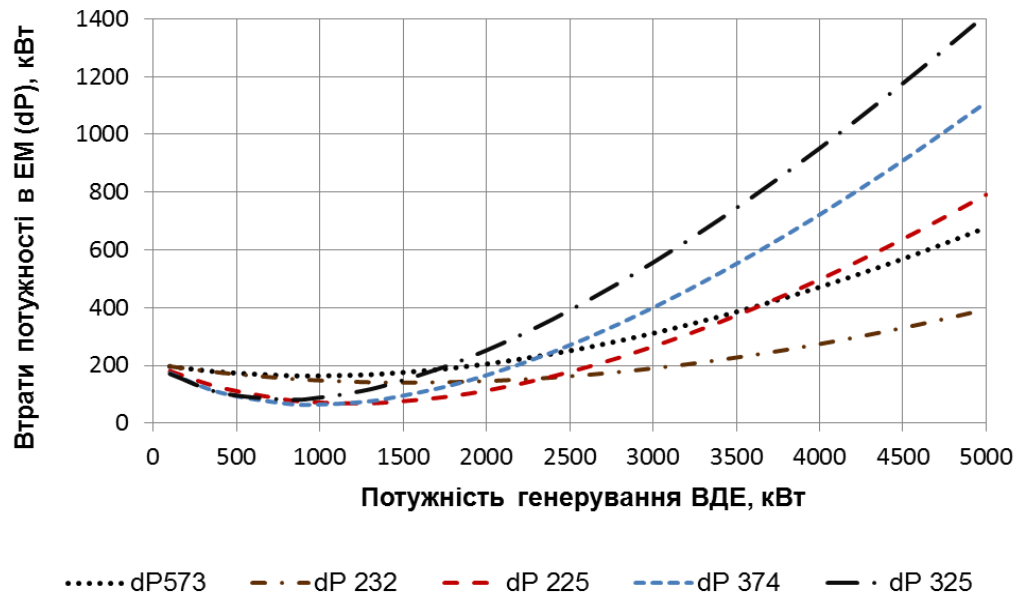
План заземлювального пристрою ВРУ-10 кВ

ФРАГМЕНТ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 10 КВ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ «НОВА»



РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКІВ ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ 10 КВ

РЕЖИМ СЕРЕДНІХ НАВАНТАЖЕНЬ



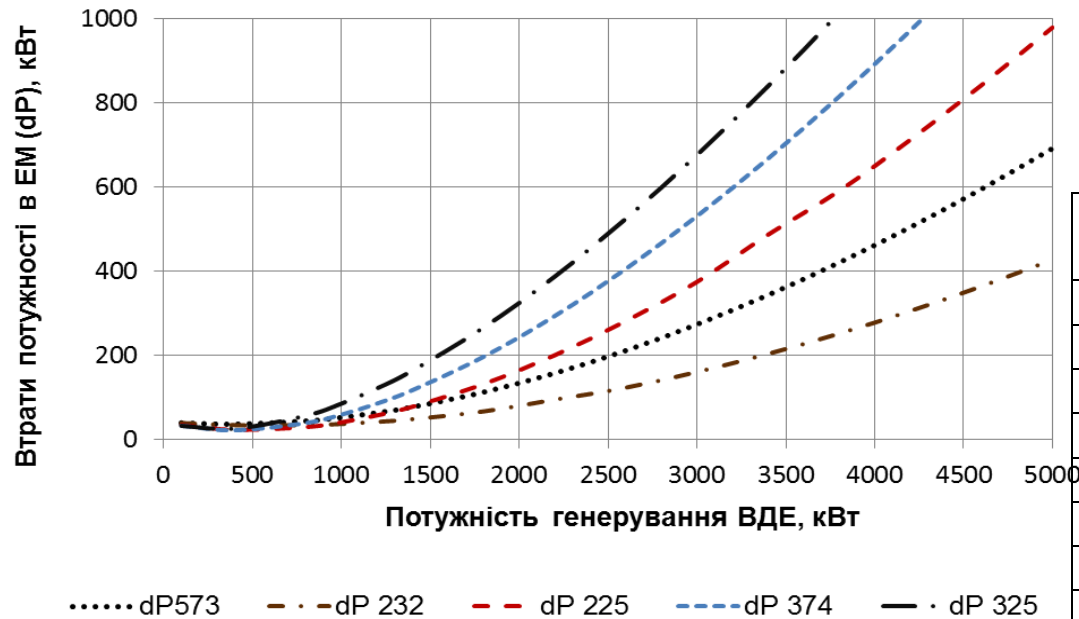
Втрати потужності в мережі за різних значень генерування потужності станції у вузлах 232, 235, 573, 374, 325 (в режимі середніх навантажень)

Результати розрахунку втрат потужності в мережі за різних значень потужності генерування ГЕС у вузлах фідера 232, 235, 573, 374, 325 (режим середніх навантажень)

$P_{\text{МГЕС}},$ кВт	$dP_{232},$ кВт	$dP_{225},$ кВт	$dP_{583},$ кВт	$dP_{374},$ кВт	$dP_{325},$ кВт
100	66,8	66,1	70	68,9	66,8
400	58,1	57,1	63,7	62,4	58,6
800	51,3	50,3	58,5	57,8	52,7
1000	46,2	45,5	54,3	55	48,8
1200	42,8	42,7	51	53,9	46,9
1400	40,9	41,6	48,8	54,3	46,8
1800	40,5	42,2	47,4	56,4	48,5
2200	41,6	44,5	47	59,9	51,8
2600	44	48,3	47,5	64,7	59
3000	47,8	53,5	48,8	71	63,1
3400	59	68,2	53,9	87,2	80,2
3800	74,9	88	62,2	108,2	102,5
4200	95,1	112,6	73,4	133,6	129,6
4600	119,4	142,2	87,6	163	161,1
5000	147,4	174,6	104,5	196,2	196,8

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКІВ ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ 10 КВ

РЕЖИМ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ



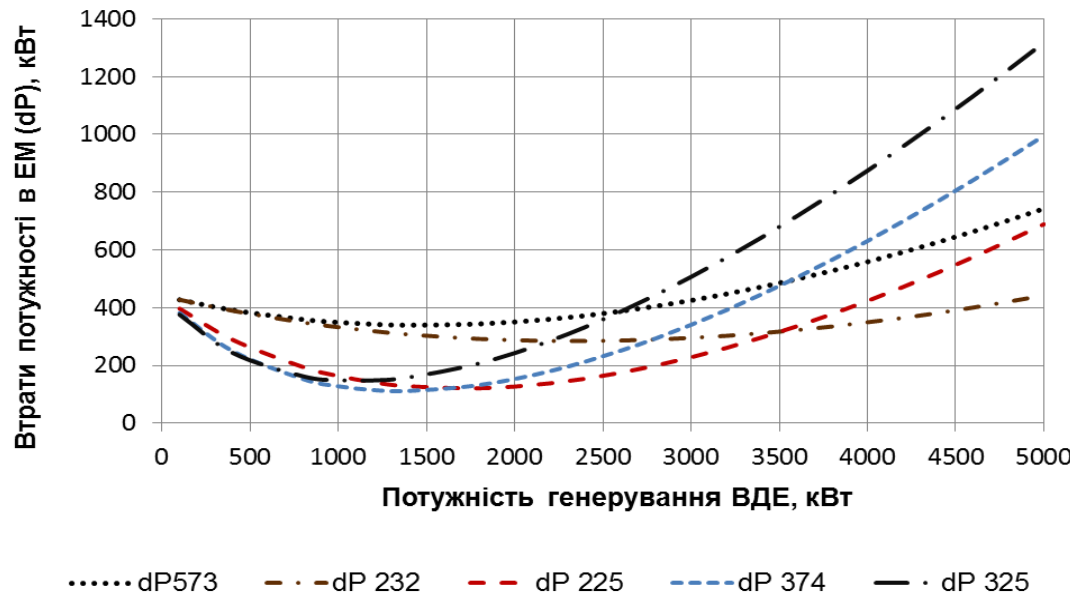
Втрати потужності в мережі за різних значень генерування потужності станції у вузлах 232, 235, 573, 374, 325 (в режимі мінімальних навантажень)

Результати розрахунку втрат потужності в мережі за різних значень потужності генерування ГЕС у вузлах фідера 232, 235, 573, 374, 325 (режим мінімальних навантажень)

$P_{\text{МГЕС, кВт}}$	$dP_{232, \text{кВт}}$	$dP_{225, \text{кВт}}$	$dP_{573, \text{кВт}}$	$dP_{374, \text{кВт}}$	$dP_{325, \text{кВт}}$
100	23,3	23,2	24,2	24,1	23,5
400	21,8	21,8	22,8	23,3	22,4
800	21,7	22,1	24,2	24,2	23,2
1000	23	24,1	22,9	26,6	25,6
1200	25,8	27,6	24,2	30,5	29,8
1400	29,8	32,6	26,3	25,8	35,4
1800	35,1	39,1	29,3	42,4	42,6
2200	41,5	46,9	33	50,3	51,2
2600	49,2	56	37,6	59,4	61,1
3000	57,9	66,3	42,8	69,7	72,3
3400	78,6	90,6	55,6	93,7	98,3
3800	103,3	119,2	71,2	121,8	128,9
4200	131,8	152	89,4	153,9	163,7
4600	163,8	188,6	110,2	189,7	202,4
5000	199,1	228,8	133,5	228,8	244,8

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКІВ ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ 10 КВ

РЕЖИМ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

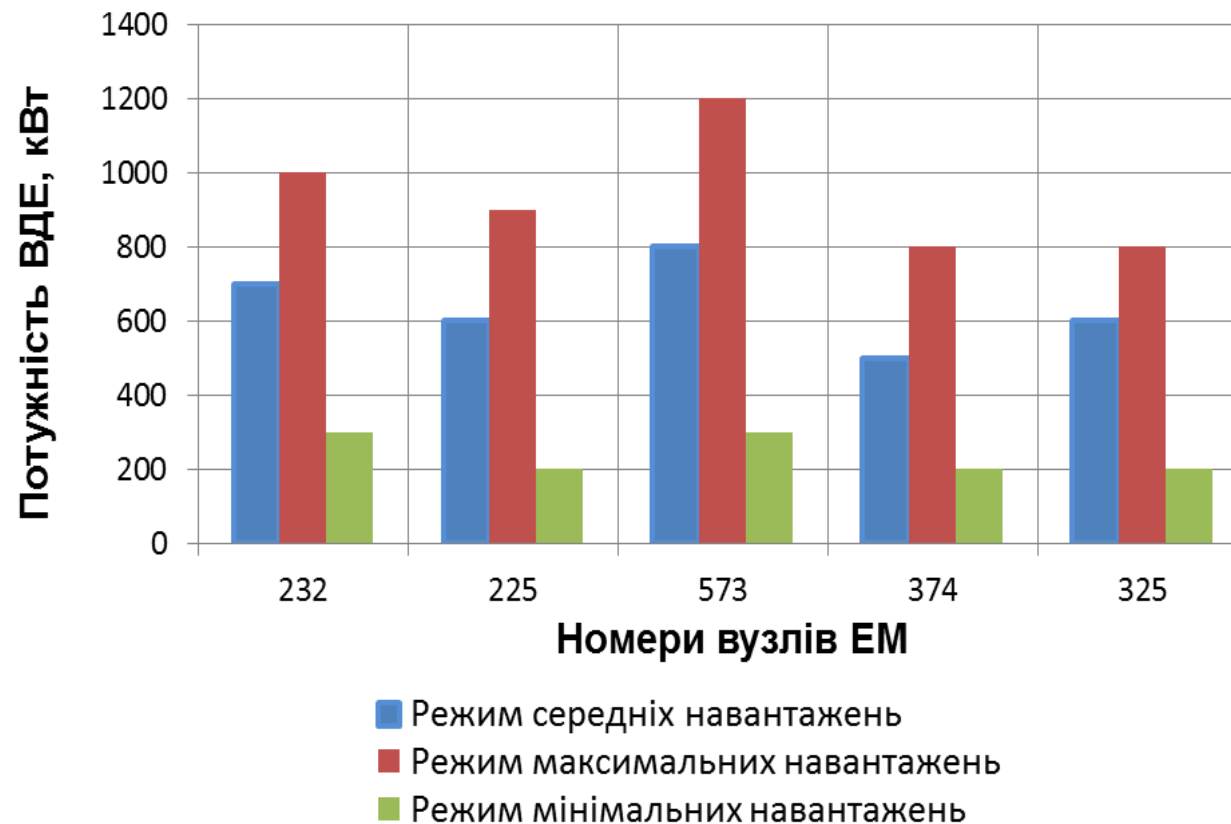


Втрати потужності в мережі за різних значень генерування потужності станції у вузлах 232, 235, 573, 374, 325 (в режимі максимальних навантажень)

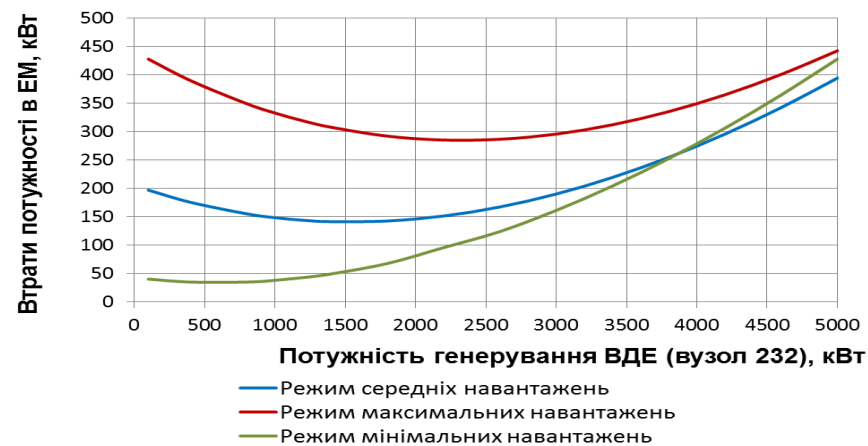
Результати розрахунку втрат потужності в мережі за різних значень потужності генерування ГЕС у вузлах фідера 232, 235, 573, 374, 325 (режим максимальних навантажень)

$P_{\text{МГЕС, кВт}}$	$dP_{232, \text{кВт}}$	$dP_{225, \text{кВт}}$	$dP_{573, \text{кВт}}$	$dP_{374, \text{кВт}}$	$dP_{325, \text{кВт}}$
100	136,1	134,8	141,8	139,7	136
400	120,6	118,6	130,9	127,8	121
800	107,3	104,9	121,2	118,1	108,6
1000	96,1	93,6	112,7	110,4	98,6
1200	86,8	84,7	105,2	104,6	91
1400	79,4	77,8	98,9	100,7	85,5
1800	73,7	73	93,6	98,5	82
2200	69,7	70	89,3	97,8	80,5
2600	67,3	68,9	86,1	98,9	80,7
3000	66,4	69,4	83,7	101,4	82,7
3400	68,9	75,3	81,9	110,7	91,5
3800	76,7	87,1	83,5	125,1	106,2
4200	89,5	104,2	88,5	144,5	126,3
4600	106,7	126,3	96,7	168,2	151,3
5000	128,2	152,9	107,9	196,2	180,9

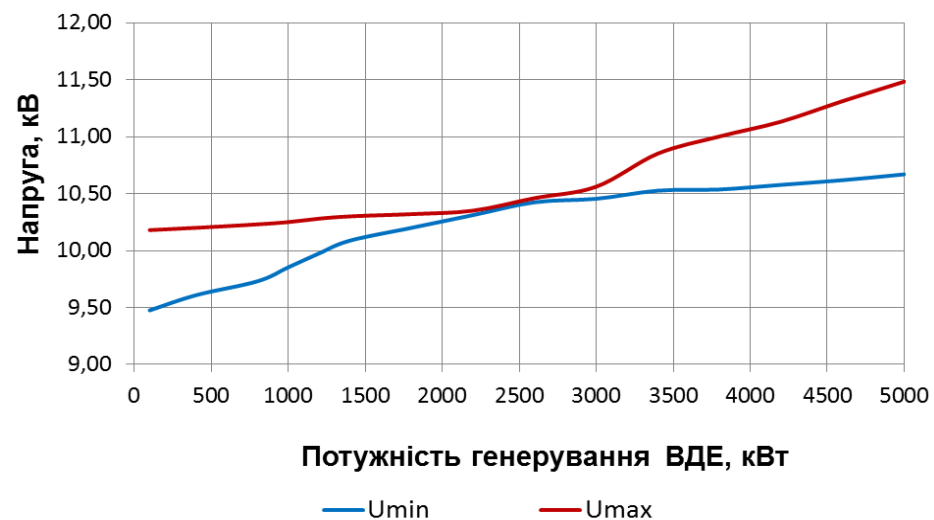
РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКІВ ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ 10 КВ



Розрахункові значення оптимальних потужностей генерування МГЕС за критерієм мінімуму втрат потужності у різних режимах (генерування ГЕС у вузлах фідерів 232, 235, 573, 374, 325)



Втрати в електричних мережах 10 кВ залежно від потужності генерування ГЕС у вузлі 232



Значення мінімальних і максимальних напруг у вузлах мережі за підключення МГЕС у вузлі 232 в режимі середніх навантажень

РОЗРАХУНОК ГРОЗОЗАХИСТУ ВРУ-10 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

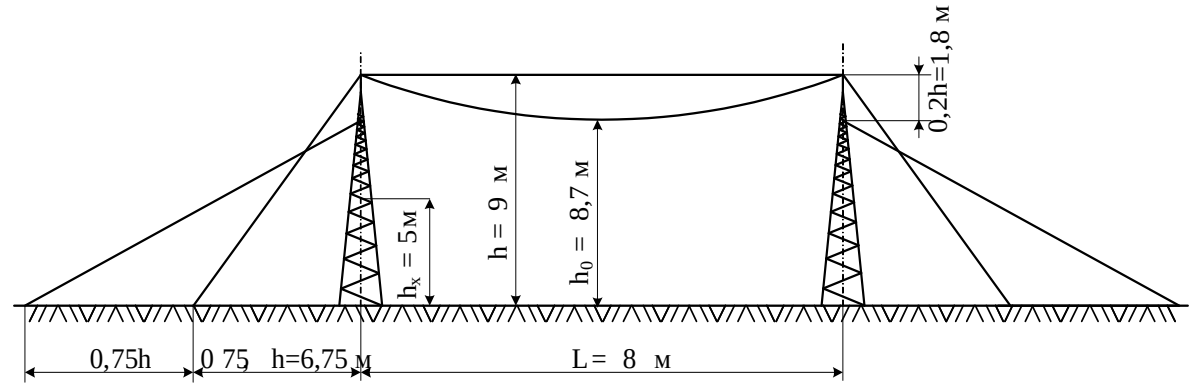
- висота блискавковідводу: $h = 9$ м;
- розрахункова висота: $h_x = 5$ м.

$$\frac{2}{3} \cdot h = \frac{2}{3} \cdot 9 = 6 \text{ м} > h_x = 5 \text{ м}.$$

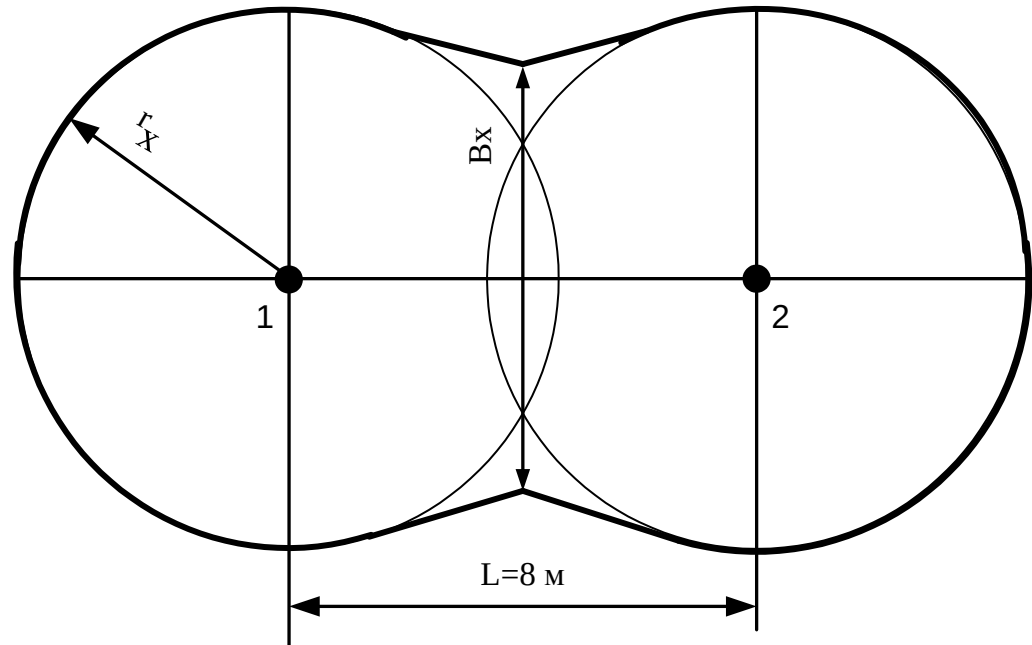
$$h_0 = 4 \cdot 9 - \sqrt{9 \cdot 9^2 + 0,25 \cdot 8^2} = 8,7 \text{ м};$$

$$r_x = 1,5 \cdot (9 - 1,25 \cdot 5) = 4,1 \text{ м};$$

$$b_x = 3 \cdot (8,7 - 1,25 \cdot 5) = 7,4 \text{ м}.$$



Вид збоку на зону захисту блискавковідводів ВРУ – 10 кВ



Вид зверху на зону захисту блискавковідводів ВРУ – 10 кВ

