

Вінницький національний технічний університет  
Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

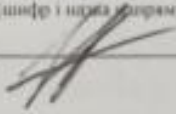
**МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

на тему:

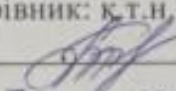
«Електрична частина гідроелектростанції потужністю 0,76 МВт з  
аналізом впливу малих гідроелектростанцій на режими роботи  
електричних мереж»

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

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

  
Нікіторович С. О.  
(прізвище та ініціали)

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

  
Тепля В. В.  
(прізвище та ініціали)

«27» 12 2023 р.


Опонент: ~~к.т.н., доц. каф. ЕСС~~

~~~~  
~~Тепля В. В.~~  
~~(прізвище та ініціали)~~

«27» 12 2023 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

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

«28» листопада 2023 р.

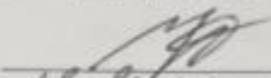
Вінниця ВНТУ - 2023 рік

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

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

**Завідувач кафедри ЕСС**

д.т.н., професор Комар В. О.

  
18 вересня 2023 року

## **З А В Д А Н Н Я**

### **НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Нікіторовичу Євгену Олександровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. Електрична частина гідроелектростанції потужністю 0,76 МВт з аналізом впливу малих гідроелектростанцій на режими роботи електричних мереж

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

затверджена наказом вищого навчального закладу від 18.09.2023 року № 247

2. Строк подання студентом роботи 05 грудня 2023 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: відстань до мережі району 4 км; гідрогенератор –  $S_{ном} = 950$  кВА,  $P_{ном} = 760$  кВт;  $U_{ном} = 6,3$  кВт;  $\cos\phi_{ном} = 0,8$ ;  $I_{ном} = 87$  А; фірма "Siemens" максимальна потужність, що віддається в район 690 кВт; номінальна потужність системи  $S_g = 346$  МВА; номінальна напруга мережі району 10 кВ; від шин ВРУ-10 кВ відходять 4 ЛЕП.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Електротехнічна частина. 2. Дослідження впливу ВДЕ на втрати в розподільних мережах 3. Релейний захист та автоматика ГЕС. 4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 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. Головна схема електричних з'єднань станції. 3. Поперечний розріз комірки ВРУ-10 кВ. 4. Розрахунок заземлювального пристрою та грозозахисту ВРУ-10 кВ. 5. Схема установок постійного струму. 6. Використання асинхронних генераторів на малих ГЕС. 7. Результати розрахунків оцінки впливу МГЕС на втрати в електричних мережах.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання ви- дав	викона прий
Спеціальна частина	Керівник роботи Тептя В. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпе- ка в надзвичайних ситу- аціях	Кобилянський О. В. д.п.н., проф., завідувач каф. БЖДПБ <i>Тептя В. В.</i>		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС		

7. Дата видачі завдання 18 вересня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання ета- пів роботи	
		початок	кінець
1	Розроблення технічного завдання	18.09.23	20.09.23
2	Електротехнічна частина	21.09.23	05.10.23
3	Дослідження впливу малих ГЕС на режими роботи електричних мереж	06.10.23	12.10.23
4	Оцінка впливу малих ГЕС з асинхронними генераторами на режими роботи електричних мереж	13.10.23	25.10.23
5	Економічна частина	26.10.23	05.11.23
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	06.11.23	12.11.23
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11.23	21.11.23
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	22.11.23	27.11.23
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	28.11.23	01.12.23
10	Рецензування МКР	01.12.23	04.12.23
11	Захист МКР	За графі- ком	

Студент

Керівник роботи

(підпис)  
  
(підпис)

С. О. Нікіторов

В. В. Тептя

## АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Нікіторович Євген Олександрович «Електрична частина гідроелектростанції потужністю 0,76 МВт з аналізом впливу малих гідроелектростанцій на режими роботи електричних мереж». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця: ВНТУ. 2023. 91 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 35 назв; рис.: 23; табл. 21.

В магістерській кваліфікаційній роботі запроєктовано електричну частину гідроелектростанції потужністю 0,76 МВт. В електротехнічній частині запроєктовано структурну схему станції, схему відкритої розподільної установки (ВРУ) 10 кВ і схему власних потреб електростанції. Обрано комутаційні апарати, струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори струму та напруги, засоби обмеження перенапруг. Виконано розрахунок заземлювального пристрою та блискавкозахисту ВРУ-10 кВ. Обґрунтовано доцільність використання асинхронних генераторів і проаналізовано діапазон потужності їх ефективного застосування. Аналітично та на прикладах досліджено вплив малих ГЕС на режими роботи розподільних електричних мереж різних класів напруг і на цій підставі обґрунтовано ефективні схеми приєднання ГЕС до електричних мереж. Проведено аналіз потенційно небезпечних і шкідливих виробничих факторів на ГЕС та запропоновано заходи безпеки життєдіяльності персоналу в умовах надзвичайних ситуацій.

Ключові слова: розподільна електрична мережа, мала гідроелектростанція, відновлювані джерела енергії, втрати потужності, асинхронний генератор

## ABSTRACT

Yevgen O. Nikitorovych "The electrical part of a hydroelectric power plant with a capacity of 0,76 MW with an analysis of the influence of small hydroelectric power plants on the modes of operation of electric networks." Master's qualification work on specialty 141 – Electric power, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2023. 91 p.

In Ukrainian language. Bibliography: 35 titles; Fig.: 23; table 21.

In the master's qualification work the electrical part of the hydroelectric power plant with a capacity of 0,76 MW was designed. In the electrical engineering part the structural diagram of the station, the diagram of the 10 kV open switchgear and the diagram of the power plant's own needs were designed. Switching devices, current-carrying parts, current and voltage measuring transformers, means of limiting overvoltages are selected. Calculation of grounding device and lightning protection of 10 kV open switchgear was performed. The expediency of using asynchronous generators is substantiated and the power range of their effective use is analyzed. Analytical and using examples, the impact of small hydroelectric power stations on the operating modes of distribution electric networks of various voltage classes was studied, and on this basis effective schemes for connecting hydroelectric power stations to electric networks were substantiated. The analysis of potentially dangerous and harmful production factors at the hydroelectric power plant was carried out and safety measures for the life of personnel in emergency situations were proposed.

Key words: electrical distribution network, small hydroelectric power plant, renewable energy sources, power losses, asynchronous generator

## ЗМІСТ

<b>ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ .....</b>	<b>5</b>
<b>ВСТУП.....</b>	<b>6</b>
<b>1 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА .....</b>	<b>9</b>
1.1 Розрахунок графіків навантажень станції.....	9
1.2 Вибір гідрогенератора .....	13
1.3 Вибір структурної схеми ГЕС.....	13
1.4 Вибір схеми власних потреб .....	15
1.5 Вибір схеми ВРУ 10 кВ .....	15
1.6 Розрахунок струмів короткого замикання.....	24
1.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадрати- чного струму .....	32
1.8 Вибір комутаційних апаратів.....	33
1.9 Вибір струмоведучих частин .....	34
1.10 Вибір вимірювальних трансформаторів .....	36
1.11 Вибір засобів обмеження перенапруг .....	38
1.12 Розрахунок блискавкозахисту ВРУ-10 кВ.....	38
<b>2 ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ МАЛИХ ГЕС НА РЕЖИМИ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ.....</b>	<b>41</b>
<b>3 ОЦІНКА ВПЛИВУ МАЛИХ ГЕС З АСИНХРОННИМИ ГЕНЕРАТО- РАМИ НА РЕЖИМИ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ .....</b>	<b>46</b>
3.1 Аналіз досвіду застосування асинхронних генераторів для потреб ма- лої гідроенергетики .....	46
3.2 Вплив малих ГЕС на втрати електроенергії в електричних мережах ...	49
3.2.1 Втрати електроенергії в електричних мережах з малими ГЕС, що приєднані безпосередньо.....	50
3.2.2 Втрати електроенергії в електричних мережах з малими ГЕС, що приєднані до шин понижувальних підстанцій.....	53
<b>4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....</b>	<b>84</b>

4.1 Формування критерію оптимальності в задачах проектування електричної частини малих ГЕС. Рентабельність капіталовкладень як критерій оптимальності .....	56
4.2 Визначення складових критерію оптимальності .....	57
4.2.1 Видатки, що пов'язані з капітальними затратами .....	57
4.2.2 Техніко-економічна оцінка реактивного споживання асинхронних генераторів .....	58
4.2.3 Видатки на компенсацію втрат електроенергії .....	64
4.2.4 Видатки на ремонт та обслуговування .....	68
4.3 Визначення граничної потужності ефективного використання асинхронних генераторів, аналіз та оцінка її чутливості .....	69
<b>5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ....</b>	<b>71</b>
5.1 Задачі розділу. Аналіз умов праці робіт, пов'язаних з обслуговуванням розподільної установки ГЕС потужністю 0,76 МВт .....	71
5.2 Розроблення організаційно-технічних рішень з охорони праці під час обслуговування і ремонту ВРУ ГЕС потужністю 0,76 МВт .....	72
5.2.1 Організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць .....	72
5.2.2 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць .....	73
5.3 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ 10 кВ .....	74
5.4 Безпека в надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС потужністю 0,76 МВт в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій .....	78
5.4.1 Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС потужністю 0,76 МВт в умовах дії іонізуючих випромінювань .....	78
5.4.2 Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС в умовах дії електромагнітного імпульсу .....	80
5.4.3 Розроблення превентивних заходів щодо підвищення стійкості роботи електричної частини ГЕС в умовах надзвичайних ситуацій .....	83
<b>ВИСНОВКИ .....</b>	<b>86</b>
<b>СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....</b>	<b>88</b>

Додаток А. Протокол перевірки кваліфікаційної роботи на наявність текстових запозичень .....	92
Додаток Б. Технічне завдання МКР .....	93
Додаток В. Вихідні дані для аналізу впливу малих ГЕС на режими роботи розподільних електричних мереж .....	97
Додаток Г. Результати розрахунків з дослідження впливу Коржовської ГЕС на режими ЕМ 10 кВ Ф-26 .....	100
Додаток Д. Результати розрахунків з дослідження впливу Звенигородської ГЕС на режими фрагменту ЕМ 110/35 кВ «Черкасиобленерго» .....	105
Додаток Е. Ілюстративна частина .....	110



**ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ**

- АГ – асинхронний генератор;  
ВДЕ – відновлювані джерела енергії;  
ВРУ – відкрита розподільна установка;  
ВП – власні потреби;  
ГАЕС – гідроакумуюча 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;  
КУ – конденсаторна установка;  
ЛЕП – лінія електропередачі;  
МГЕС – мала гідроелектрична станція;  
ОЕС – об'єднана енергетична система;  
РГ – розосереджене генерування;  
РДЕ – розосереджені джерела енергії;  
РЕМ – розподільна електрична мережа;  
РЗА – релейний захист і автоматика;  
РУ – розподільна установка;  
ТВП – трансформатор власних потреб;  
ТН – трансформатор напруги;  
ТС – трансформатор струму.

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Тенденція до зростання попиту на електроенергію, необхідність зниження негативного впливу від традиційних електростанцій на навколишнє середовище, необхідність економії електроенергії та підвищення ефективності її використання зумовлюють зростання проблем під час пошуку шляхів альтернативних джерел енергії. Одним із напрямків розвитку енергозабезпечення є використання гідропотенціалу малих річок і розвиток малих гідроелектростанцій (МГЕС).

Актуальність розвитку малої гідроенергетики обумовлена самою високою рентабельністю ГЕС порівняно з іншими джерелами енергії. Це важливо для теперішніх економічних умов в Україні. З урахуванням мінімізації капітальовкладень в побудову малих ГЕС, в першу чергу необхідно максимально відновити ті малі ГЕС, які були зупинені в 50-60-х роках минулого століття, де залишилися приміщення, водоймища тощо. Але відновлення малих ГЕС, а особливо їх будівництво, повинно вестися з використанням нової техніки, яка дозволяє використовувати їх в автоматичному режимі ( на таких ГЕС відсутня машзала, черговий та обслуговуючий персонал). Найсприятливіші можливості для розвитку малої гідроенергетики є в Карпатському регіоні. Тут будівництво малих ГЕС повинно здійснюватися поряд з реалізацією протиповіньових заходів. Фактором, який стримує прискорене відновлення та будівництво малих ГЕС в Україні, є в першу чергу, відсутність вітчизняної гідротехніки з сучасним рівнем автоматизації [1, 2].

Під час приєднання ВДЕ на роботу до вже існуючих електричних мереж особлива увага повинна приділятися їх впливу на режими роботи цих мереж [3, 4]. Важливим аспектом розвитку ВДЕ є надійність, безпека та ефективність функціонування електричних мереж, зокрема розподільних, адже переважна більшість ВДЕ експлуатуються саме в розподільних електричних мережах.

У деяких країнах в галузі відновлюваної енергетики знайшли широке застосування асинхронні генератори (АГ) змінного струму [5–9]. Досвід показує,

що для ГЕС з малими встановленими потужностями вони мають істотні переваги порівняно з синхронними. Це пов'язано у першу чергу, з низькою вартістю, простотою конструкції та експлуатації у нормальних режимах, стійкістю до зовнішніх аварій, значним ресурсом. Вказані переваги знайшли практичне підтвердження під час експлуатації ряду малих ГЕС з асинхронними генераторами в Україні. Разом з цим такі генератори мають певні недоліки: неможливість регулювання напруги та споживання реактивної потужності, виникнення коливань активної потужності при певних ковзаннях ротора, накиди реактивної потужності під час пуску агрегата [10]. Для компенсації впливу зазначених факторів необхідно на етапі формування технічних умов закладати в проект додаткове обладнання, що збільшує вартість МГЕС.

Отже, проектування електричної частини гідроелектростанцій та аналіз їх впливу на режими роботи розподільних електричних мереж є актуальним питанням на сьогодні.

**Мета і задачі дослідження.** Метою магістерської кваліфікаційної роботи є підвищення ефективності гідропотенціалу малих річок України та роботи ОЕС України шляхом проектування електричної частини малої гідроелектростанції потужністю 0,76 МВт, а також визначення оптимальних схем приєднання до електричної мережі та оптимальної потужності відновлюваних джерел енергії в розподільних електричних мережах.

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

- аналіз методів проектування електричної частини гідроелектростанцій;
- проектування електричної частини ГЕС потужністю 0,76 МВт; розроблення головної схеми електричних з'єднань ГЕС;
- розрахунок грозозахисту та заземлювального пристрою ВРУ-10 кВ;
- дослідження впливу малих ГЕС на втрати електроенергії в розподільних електричних мережах;
- дослідження можливості використання асинхронних генераторів на малих гідроелектростанціях та визначення їх оптимальної потужності;

– розроблення заходів з охорони праці персоналу ГЕС під час експлуатації розподільних установок.

**Об’єктом дослідження** магістерської роботи є електрична частина малих гідроелектростанцій, нормальні режими роботи електричних мереж.

**Предметом дослідження** є методи та засоби проектування електричної частини ГЕС та підвищення ефективності роботи малих ГЕС.

**Методи дослідження.** Для аналізу та розв’язання поставлених задач використано методи математичного моделювання. Під час проектування головної схеми електричних з’єднань ГЕС використовуються елементи теорії надійності. Усталені режими моделюються та аналізуються на підставі методу вузлових напруг.

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

**Апробація результатів МКР.** Основні положення роботи та її результати доповідалися й обговорювалися на ЛП науково-технічній конференції підрозділів Вінницького національного технічного університету (м. Вінниця, 2023).

## 1 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

Позитивний чинник малої гідроенергетики полягає у можливості забезпечення принципу децентралізації. Електрична потужність від малих ГЕС (МГЕС) передається розподільними електричними мережами, які мають відносно невелику кількість споживачів і розташовані поблизу МГЕС.

Сучасна гідроенергетика є одним із економічніших та екологічно безпечних джерел отримання електричної енергії порівняно з іншими традиційними джерелами енергії. І особливе місце у гідроенергетикці посідають малі ГЕС. Невеликі гідроелектростанції чинять найменший негативний вплив на природний ландшафт, навколишнє середовище під час будівництва та в процесі експлуатації. Відсутній негативний вплив МГЕС під час експлуатації на якість води. Остання повністю зберігає первинні природні властивості. У водосховищах та водймах зберігається риба, вода може використовуватися для потреб водопостачання населення [11, 12].

Вивчення методів та засобів проектування електричної частини гідроелектростанцій, в тому числі й малих ГЕС, є важливим напрямком у дослідженні цих типів станцій. У цьому розділі запроєктуємо електричну частину МГЕС потужністю 760 кВт.

### 1.1 Розрахунок графіків навантажень станції

Режими роботи електростанцій задаються графіками електричних навантажень району, що обслуговується. Їх потужність повинна забезпечувати виконання графіків навантажень з урахуванням втрат потужності в елементах електропередачі, а також витрат на власні потреби станції.

Під час виконання розрахунків графіків навантажень приймають такі значення відносних величин постійних та змінних витрат [13]:

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

Постійні втрати визначаємо за формулами:

$$\Delta P_1 = \Delta P'_{1*} \cdot P_{p.max}, \quad (1.1)$$

$$\Delta P_1 = 0,01 \cdot 690 = 6,9 \text{ кВт.}$$

Змінні втрати в мережах:

$$\Delta P_{2t} = \frac{P'_{2*} \cdot P_{pt}^2}{P_{p.max}}, \quad (1.2)$$

$$\Delta P_2 = \frac{0,06 \cdot 621^2}{690} = 33,5 \text{ кВт.}$$

Потужність, яка віддається до шин розподільної установки:

$$P_{\text{вид.}t} = P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt}; \quad (1.3)$$

$$P_{\text{р.вид1}} = 621 + 6,9 + 33,5 = 661,4 \text{ кВт.}$$

Витрати на власні потреби електростанції:

$$P_{\text{ВП}t} = \left( 0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{\text{вид.}t}}{P_{\text{вст}}} \right) \cdot \frac{P'_{\text{ВП}} \cdot P_{\text{вид.}max}}{100}, \quad (1.4)$$

$$P_{\text{ВП1}} = \left( 0,4 + 0,6 \cdot \frac{661,4}{760} \right) \cdot \frac{1,5}{100} \cdot 738,3 = 10,2 \text{ кВт,}$$

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

$P'_{\text{ВП}}$  – максимальне навантаження власних потреб, по відношенню до встановленої потужності електростанції, %;

$P_{\text{вид.}max}$  – максимальна потужність, що віддається з шин станції, кВт.

Потужність, що виробляється електростанцією на часовому інтервалі, МВт:

$$P_{\text{вир.}t} = P_{\text{вид.}t} + P_{\text{ВП}t}; \quad (1.5)$$

$$P_{\text{вир.}t} = 661,4 + 10,2 = 671,6 \text{ кВт.}$$

За наведеним алгоритмом розраховуємо добові графіки електричних навантажень для повноводного і маловодного сезону. Дані заносимо в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Дані для побудови графіків електричних навантажень (повноводного сезону / маловодного сезону)

Дані для побудови графіків електричних навантажень	Час доби	0-6	6-8	8-11	11-13	13-14	14-16	16-19	19-24
Навантаження місцевого району, %	Повновод	90	100	100	100	100	100	100	95
	Маловод	0	0	100	0	0	100	100	0
Навантаження місцевого району, МВт	Повновод	621.0	690.0	690.0	690.0	690.0	690.0	690.0	655.5
	Маловод	0.0	0.0	690.0	0.0	0.0	690.0	690.0	0.0
Постійні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Повновод	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9
	Маловод	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9
Змінні втрати потужності в мережах місцевого району, МВт	Повновод	33.5	41.4	41.4	41.4	41.4	41.4	41.4	37.4
	Маловод	0.0	0.0	41.4	0.0	0.0	41.4	41.4	0.0
Потужність, що віддається в місцевий район, МВт	Повновод	661.4	738.3	738.3	738.3	738.3	738.3	738.3	699.8
	Маловод	6.9	6.9	738.3	6.9	6.9	738.3	738.3	6.9
Витрати на власні потреби, МВт	Повновод	10.2	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9	10.5
	Маловод	4.5	4.5	10.9	4.5	4.5	10.9	10.9	4.5
Потужність, що виробляється генераторами ЕС, МВт	Повновод	671.6	749.2	749.2	749.2	749.2	749.2	749.2	710.3
	Маловод	11.4	11.4	749.2	11.4	11.4	749.2	749.2	11.4

Примітки:

- а) кількість днів багатоводного сезону – 90 днів;
- б) кількість днів маловодного сезону – 275 днів.

За результатами розрахунку будуємо добові графіки навантаження ( $P_{p.вид.t}, P_{vir.t}$ ) і річний графік за тривалістю навантаження ( $P_{vir.p.}$ ) (рис. 1.1, 1.2).

Після розрахунку графіків навантажень визначаємо техніко-економічні показники роботи станції (табл. 1.2).

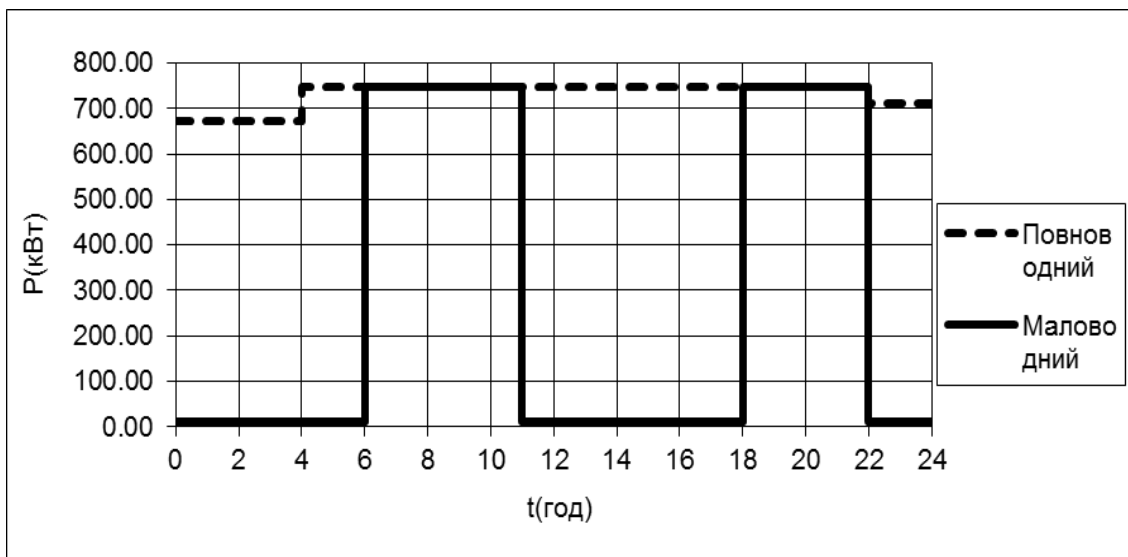


Рисунок 1.1 – Добовий графік навантажень електростанції

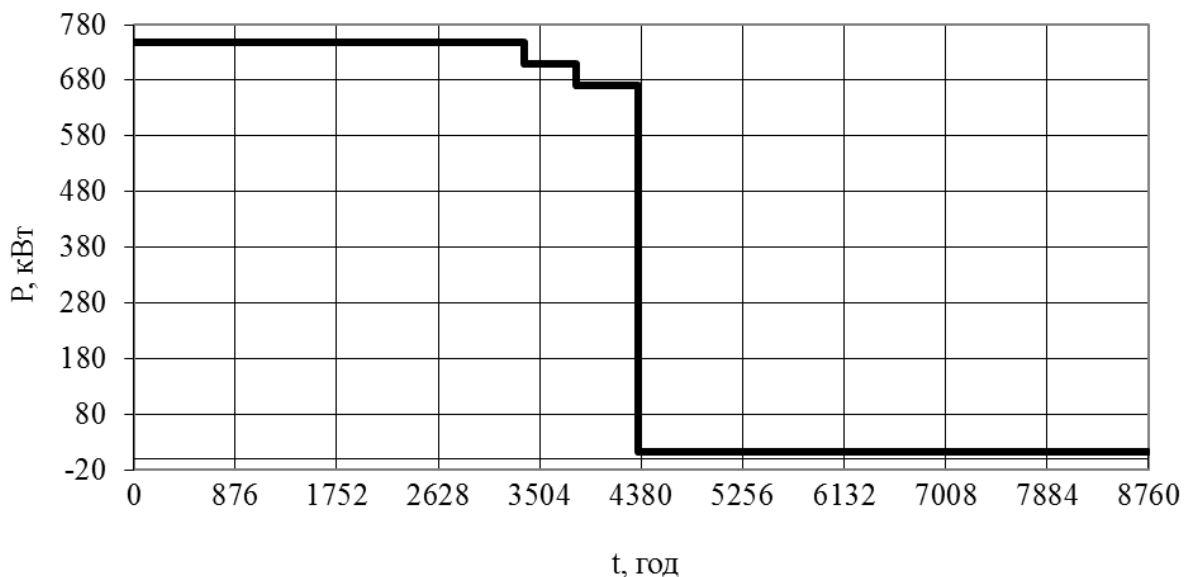


Рисунок 1.2 – Річний графік навантаження станції

Таблиця 1.2 – Техніко-економічні показники роботи станції

Показник	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	$P_{\max}$	749.18
Річний виробіток електроенергії, МВт·год	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}t_i} \cdot t_i$	3257199.12
Встановлена потужність станції, кВт	$P_{\text{вст}}$	760
Середнє навантаження станції, кВт	$P_{\text{ср}} = \frac{E_p}{8760}$	371,83



## Продовження таблиці 1.2

Коефіцієнт заповнення графіка	$k_3 = \frac{P_{cp}}{P_{max}}$	0.50
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_B = \frac{P_{cp}}{P_{вст}}$	0.49
Число годин використання максимального навантаження, год	$T_{max} = \frac{E_p}{P_{max}}$	4347.66
Число годин використання встановленої потужності, год	$T_{вст} = \frac{E_p}{P_{вст}}$	4285.79
Коефіцієнт резерву	$k_{рез} = \frac{P_{вст}}{P_{max}}$	1.01
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{ВПp} = \sum_{i=1}^m P_{ВПt_i} \cdot t_i$	66699.68
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	$E_{вид.p} = E_p - E_{ВПp}$	3190499.44
Час максимальних втрат електроенергії, год	$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760$	2735

### 1.2 Вибір гідрогенератора

Основне обладнання обирають (за можливості) однотипним, тому що при цьому забезпечується можливість уніфікації будівництва, а також покращуються умови експлуатації і ремонту обладнання ГЕС. До основного енергетичного обладнання МГЕС належать гідроагрегати. Згідно завдання обираємо гідрогенератор фірми «Siemens»:

$$S_{ном} = 950 \text{ кВА}; \quad P_{ном} = 760 \text{ кВт}; \quad U_{ном} = 6,3 \text{ кВ}; \quad \cos \varphi_{ном} = 0,8; \quad I_{ном} = 87 \text{ А}; \\ f_{ном} = 50 \text{ Гц}; \quad x''_{d*} = 0,20.$$

### 1.3 Вибір структурної схеми ГЕС

У завданні задана кількість ліній електропередачі до споживачів району, що відходять від розподільної установки 10 кВ, до якої підключають проекто-

вану МГЕС: 4 повітряних ЛЕП.

Обираємо структурну схему станції (рисунок 1.3).

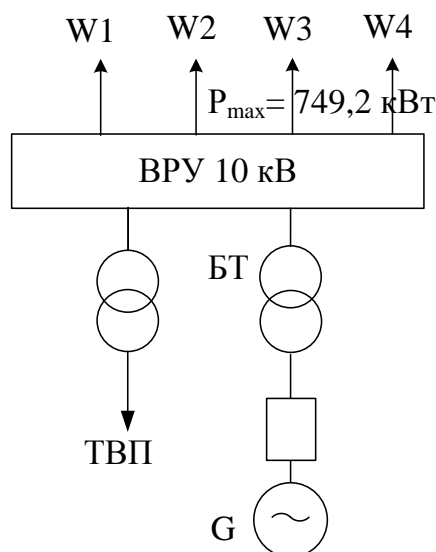


Рисунок 1.3 – Структурна схема ГЕС

Розрахуємо потужності силових трансформаторів на ГЕС. Номінальні параметри обраних трансформаторів зводимо в таблицю 1.3.

Розрахункова потужність головних трансформаторів власних потреб [15]:

$$S_{ГТВП.розр} = \frac{P'_{ВП}}{100} \cdot K_n \cdot n \cdot P_{Г.ном}, \quad (1.6)$$

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

$K_n$  – коефіцієнт попиту;

$n$  – кількість генераторів, шт;

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

$$S_{ГТВП.розр} = \frac{1,5}{100} \cdot 0,7 \cdot 1 \cdot 760 = 8 \text{ кВА.}$$

Потужність блочного трансформатора:

$$S_{BT \text{ розр}} \geq S_{номG} - S_{ГТВП}; \quad (1.9)$$

$$S_{BT} = 950 - 8 = 942 \text{ кВА.}$$

Таблиця 1.3 – Номінальні параметри трансформаторів

Позна-чення	Тип	$S_{ном}$ кВА	$U_{ном}$ , кВ	$U_k$ %	$\Delta P_x$ кВт	$\Delta P_{кз}$ кВт
БТ	ТМ – 1000/10	1000	$\frac{10}{6,3}$	5,5	2,45	11,6
ГТВП	ТМ-25/10	25	$\frac{10}{0,4}$	4,7	0,125	0,60

#### 1.4 Вибір схеми власних потреб

Електроприймачі власних потреб отримують живлення від робочого трансформатора власних потреб типу ТМ-25/10, а резервне живлення здійснюється від підстанції району. Секція 0,4 кВ розділяється на дві напівсекції секційним автоматом  $SF_1$ . На першу напівсекції підключаються відповідальні споживачі, а на другу – невідповідальні.

Також для забезпечення живлення пристроїв релейного захисту, автоматики, сигналізації та аварійного освітлення передбачається акумуляторна батарея.

Схема живлення власних потреб ГЕС наведена на рисунку 1.4 [14-16].

#### 1.5 Вибір схеми ВРУ 10 кВ

Обираємо схему розподільної установки ВРУ-10 кВ шляхом техніко-економічного порівняння трьох варіантів схеми (наведені на рис.1.5):

- 1) схема з однією системою збірних шин;
- 2) схема розширеного чотирикутника;
- 3) схема п'ятикутника [15, 16].

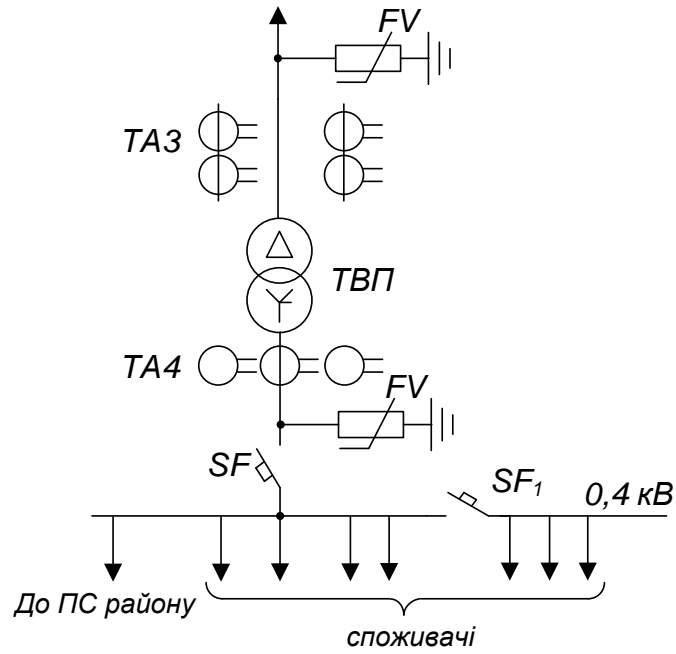


Рисунок 1.4 – Схема власних потреб ГЕС

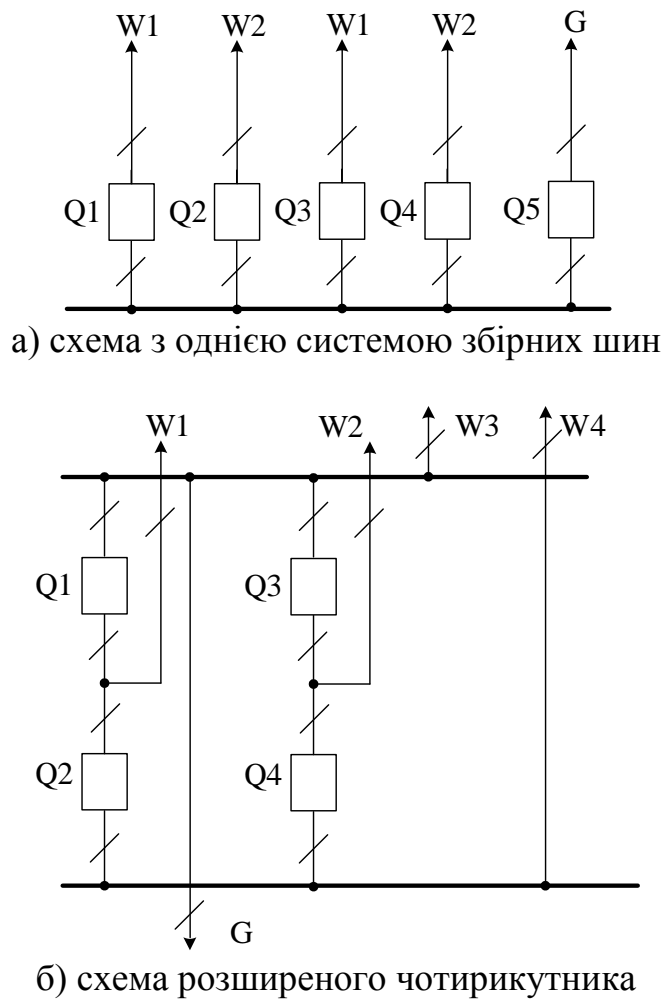
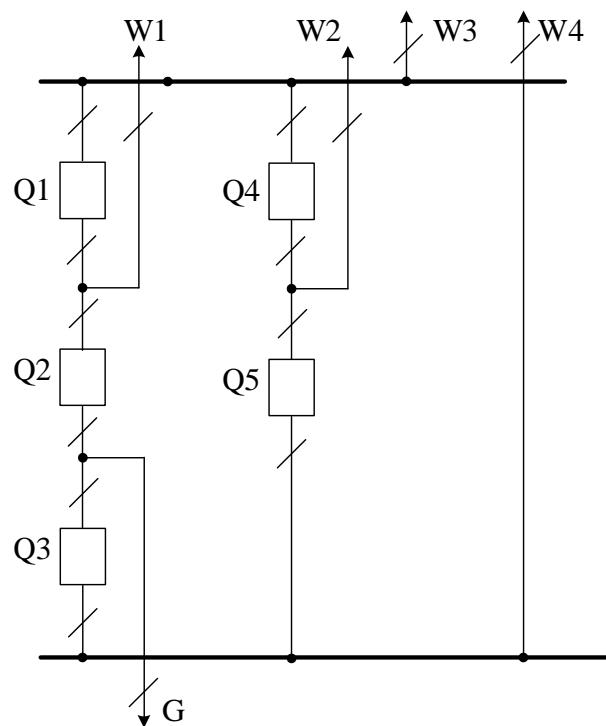


Рисунок 1.5 – Варіанти схем ВРУ-10 кВ



в) схема п'ятикутника

Рисунок 1.5 (продовження)

Вибір схеми здійснюється за критерієм приведених затрат з урахуванням надійності [13]:

$$Z = p_n \cdot K + U + M(Z); \quad (1.7)$$

$$K = n_k \cdot C_k; \quad (1.8)$$

$$U = a \cdot K / 100, \quad (1.9)$$

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

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

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

$M(Z)$  – очікуваний збиток від недовідпуску електроенергії споживачам внаслідок відмови вимикачів;

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

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

$C_k$  – вартість комірки, тис. грн;

Розрахунок приведених затрат наведено в таблицях 1.4 – 1.10.

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

Очікуваний збиток:

$$M(З) = y_0 \cdot \Sigma \omega_{mi} \cdot \Delta P_i \cdot T_i, \quad (1.10)$$

де  $y_0 = 24$  грн/кВ·год – питомий збиток;

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

$\Delta P_i$  – потужність, яка втрачається, МВт;

$T_i$  – час простою, год (таблиця 1.5).

Розрахунок капіталовкладень наведено в таблиці 1.6.

Таблиця 1.4 – Показники надійності вакуумних вимикачів 10 кВ

Напруга, кВ	Складові параметри потоку відмов, 1/рік		Час відновлення, $T_{в}$ , год.	Частота планових ремонтів, $\mu$ , 1/рік	Тривалість планового ремонту, $T_{п}$ , год.
	$\omega_1$	$\omega_2$			
10	0,01	0,01	5	0,2	4

Таблиця 1.5 – Показники для розрахунку надійності схем ВРУ-10 кВ

Показник	Розрахункова формула	Числове значення по варіантах		
		I	II	III
Кількість комірок з вимикачами, шт	$n_k$	5	4	5
Вартість комірки, тис.грн	$C_k$	18,4	18,4	18,4
Параметр потоку раптових відмов генераторних та лінійних вимикачів, 1/рік	$\omega_{ГВ} = 0,6 \cdot \omega_1$	0,006	0,006	0,006
	$\omega_{ЛВ} = 0,6 \times (\omega_1 + \omega_2 \cdot 1/100)$	0,0069	0,0069	0,0069
Коефіцієнт ремонтного режиму роботи ВРУ, 1/рік	$K_p = \mu \cdot T_{п} / 8760$	0,000091	0,000091	0,000091

Продовження таблиці 1.5

Коефіцієнт нормального режиму роботи ВРУ, 1/рік	$K_o = 1 - n_k \cdot K_p$	0,999545	0,999636	0,999545
Час простою елемента після виконання перемикачів в ВРУ, год	$T_o = T_{\text{вим}} \cdot m \cdot T_p$	0,5	0,5	0,5
Час простою елемента після введення в роботу одного з двох вимикачів у випадку, коли один був в плановому ремонті, а інший – в аварійному простої, год	$T_{\text{вп}} = T_{\text{в}} - T_{\text{в}}^2 / (2 \cdot T_{\text{п}})$	1,875	1,875	1,875
Математичне очікування числа відмов генераторних та лінійних вимикачів в нормальному та ремонтному режимах	$K_o \cdot \omega_{\text{ГВ}}$	0,00599727	0,00599782	0,00599727
	$K_o \cdot \omega_{\text{ЛВ}}$	0,000000546	0,000000546	0,000000546
	$K_p \cdot \omega_{\text{ГВ}}$	0,00689686	0,00689749	0,00689686
	$K_p \cdot \omega_{\text{ЛВ}}$	0,000000628	0,000000628	0,000000628

Очікуваний збиток від перерв живлення через відмови вимикачів [13]:

$$M(3) = y_0 \sum_j K_j \cdot \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot \Delta P_i \cdot T_i, \quad (1.17)$$

де  $y_0 = 24$  грн./кВт·год – питомий збиток;

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

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

$\Delta P_i$  – потужність, що втрачається, МВт;

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

Таблиця 1.6 – Розрахунок надійності ВРУ-10 кВ (I варіант)

Відмова елемента	Параметр поточку відмов вимикача $\omega_i$	Елементи, що відключилися, та час їх відновлення					
		$K_0=0,99545$	$K_p = 0,000091$				
			$Q_1$	$Q_2$	$Q_3$	$Q_4$	$Q_5$
$Q_1$ Л	0,0069	4W, G -T <sub>o</sub>	-	4W, G -T <sub>o</sub> 2W-T <sub>ВП</sub>	4W, G -T <sub>o</sub> 2W-T <sub>ВП</sub>	4W, G -T <sub>o</sub> 2W-T <sub>ВП</sub>	4W, G -T <sub>o</sub> 4W, G -T <sub>ВП</sub>
$Q_2$ Л	0,0069	4W, G -T <sub>o</sub>	4W, G -T <sub>o</sub> 2W-T <sub>ВП</sub>	-	4W, G -T <sub>o</sub> 2W-T <sub>ВП</sub>	4W, G -T <sub>o</sub> 2W-T <sub>ВП</sub>	4W, G -T <sub>o</sub> 4W, G -T <sub>ВП</sub>
$Q_3$ Л	0,0069	4W, G -T <sub>o</sub>	4W, G -T <sub>o</sub> 2W-T <sub>ВП</sub>	4W, G -T <sub>o</sub> 2W-T <sub>ВП</sub>	-	4W, G -T <sub>o</sub> 2W-T <sub>ВП</sub>	4W, G -T <sub>o</sub> 4W, G -T <sub>ВП</sub>
$Q_4$ Л	0,0069	4W, G -T <sub>o</sub>	4W, G -T <sub>o</sub> 2W-T <sub>ВП</sub>	4W, G -T <sub>o</sub> 2W-T <sub>ВП</sub>	4W, G -T <sub>o</sub> 2W-T <sub>ВП</sub>	-	4W, G -T <sub>o</sub> 4W, G -T <sub>ВП</sub>
$Q_5$ Г	0,006	4W, G -T <sub>o</sub>	4W, G -T <sub>o</sub> 4W, G -T <sub>ВП</sub>	4W, G -T <sub>o</sub> 4W, G -T <sub>ВП</sub>	4W, G -T <sub>o</sub> 4W, G -T <sub>ВП</sub>	4W, G -T <sub>o</sub> 4W, G -T <sub>ВП</sub>	-



Таблиця 1.7 – Розрахунок надійності схеми ВРУ-10 кВ (II варіант)

Відмова елемента	Параметр потoku відмов вимикача $\omega_i$	Елементи, що відключилися, та час їх відновлення				
		$K_0=0,999636$	$K_p = 0,000091$			
			$Q_1$	$Q_2$	$Q_3$	$Q_4$
$Q_1$ Л	0,0069	$2W - T_0$	-	$2W+D(2W,G)-T_0$ $W+ D(3W,G) - T_{ВП}$	$2W+D(2W,G)-T_0$ $W+ D(3W,G) - T_{ВП}$	$3W+D(W,G)-T_0$ $D(2W)+$ $D(2W,G) - T_{ВП}$
$Q_2$ Л	0,0069	$G,2W - T_0$	$2W,G +D(2W)-T_0$ $W+ D(3W,G) - T_{ВП}$	-	$G,3W+D(W)-T_0$ $D(2W)+$ $D(2W,G) - T_{ВП}$	$2W,G +D(2W)-T_0$ $D(3W)+$ $D(W,G) - T_{ВП}$
$Q_3$ Л	0,0069	$2W - T_0$	$2W+D(2W,G)-T_0$ $W+ D(3W,G) - T_{ВП}$	$3W+D(W,G)-T_0$ $D(2W)+$ $D(2W,G) - T_{ВП}$	-	$2W +D(2W,G)-T_0$ $W+ D(3W,G) - T_{ВП}$
$Q_4$ Л	0,0069	$G,2W - T_0$	$2W,G +D(2W)-T_0$ $D(2W)+ D(2W,G) - T_{ВП}$	$2W,G +D(2W)-T_0$ $D(3W)+ D(W,G) - T_{ВП}$	$2W,G +D(2W)-T_0$ $W+ D(3W,G) - T_{ВП}$	-

Таблиця 1.8 – Розрахунок надійності схеми ВРУ-10 кВ (III варіант)

Відмова елемента	Параметр потoku відмов вимикача $\omega_i$	Елементи, що відключилися, та час їх відновлення					
		$K_0=0,99545$	$K_p = 0,000091$				
			$Q_1$	$Q_2$	$Q_3$	$Q_4$	$Q_5$
$Q_1$ л	0,0069	$2W-T_0$	-	$2W+D(2W,G)-T_0$ $W+D(3W,G)-T_{BII}$	$2W,G+D(2W)-T_0$ $D(3W)+D(W,G)$ $-T_{BII}$	$2W+D(2W,G)-T_0$ $W+D(3W,G)-$ $T_{BII}$	$3W+D(W,G)-T_0$ $D(2W)+$ $D(2W,G)-T_{BII}$
$Q_2$ л	0,0069	$W,G-T_0$	$W,G+D(3W)-T_0$ $W+D(3W,G)-$ $T_{BII}$	-	$W,G+D(3W)-T_0$ $G+D(4W)-T_{BII}$	$2W,G+D(2W)-T_0$ $D(2W)+$ $D(2W,G)-T_{BII}$	$2W,G+D(2W)-T_0$ $D(3W)+D(W,G)$ $-T_{BII}$
$Q_3$ л	0,0069	$W,G-T_0$	$2W,G+D(2W)-$ $T_0$ $D(3W)+$ $D(W,G)-T_{BII}$	$W,G+D(3W)-T_0$ $G+D(4W)-T_{BII}$	-	$2W,G+D(2W)-T_0$ $D(2W)+$ $D(2W,G)-T_{BII}$	$W,G+D(3W)-T_0$ $W+D(3W,G)-$ $T_{BII}$
$Q_4$ л	0,0069	$2W-T_0$	$2W+D(2W,G)-T_0$ $W+D(3W,G)-$ $T_{BII}$	$3W+D(W,G)-T_0$ $D(2W)+$ $D(2W,G)-T_{BII}$	$3W+D(W,G)-T_0$ $D(2W)+$ $D(2W,G)-T_{BII}$	-	$2W+D(2W,G)-T_0$ $W+D(3W,G)-T_{BII}$
$Q_5$ к	0,006	$2W,G-T_0$	$3W+D(W,G)-T_0$ $D(2W)+$ $D(2W,G)-T_{BII}$	$2W,G+D(2W)-T_0$ $D(3W)+D(W,G)$ $-T_{BII}$	$2W+D(2W,G)-T_0$ $W+D(3W,G)-$ $T_{BII}$	$2W+D(2W,G)-T_0$ $W+D(3W,G)-$ $T_{BII}$	-

Таблиця 1.9 – Розрахункові показники надійності схеми ВРУ-10 кВ

Відмова елемента	$\Delta P$ , МВт	Час прос- тою, год	$K_0$		$K_p$	
			$\omega_{ГВ}$	$\omega_{ЛВ}$	$\omega_{ГВ}$	$\omega_{ЛВ}$
I варіант						
G+4W	0,76	0,5	1	4	4	16
		1,875	-	-	4	4
II варіант						
2W+G 2W,G + D(2W) 3W,G + D(W)	0,76	0,5	-	2	-	6
		1,875	-	-	-	-
III варіант						
W+G 2W+G 2W,G + D(2W) W,G + D(3W) G + D(4W)	0,76	0,5	-	3	-	10
		1,875	-	-	-	2

Розрахунок  $M(3)$  проводиться за алгоритмом, наведеним в [13].

$$\begin{aligned}
 M(3)_I &= 24[0,00599727 \cdot 1 \cdot 0,5 \cdot 0,76 + 0,00689686 \cdot 4 \cdot 0,5 \cdot 0,76 + \\
 &+ 0,000000546(4 \cdot 0,5 \cdot 0,76 + 4 \cdot 1,875 \cdot 0,76) + 0,000000628 \cdot (16 \cdot 0,5 \cdot 0,76 + \\
 &+ 4 \cdot 1,875 \cdot 0,76)] = 4,8 \cdot [0,002279 + 0,010483 + 0,000004 + 0,000007] = \\
 &= 0,305 \text{ тис.грн};
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 M(3)_{II} &= 24[0,00689749 \cdot 2 \cdot 0,5 \cdot 0,76 + 0,000000628 \cdot 6 \cdot 0,5 \cdot 0,76] = \\
 &= 24[0,005242 + 0,000001] = 0,125 \text{ тис.грн};
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 M(3)_{III} &= 24[0,00689686 \cdot 3 \cdot 0,5 \cdot 0,76 + 0,000000628(10 \cdot 0,5 \cdot 0,76 + \\
 &+ 2 \cdot 1,875 \cdot 0,76)] = 24[0,007862 + 0,000004] = 0,19 \text{ тис.грн}.
 \end{aligned}$$

Таблиця 1.10 – Розрахункові витрати

Складові витрат	Числове значення, тис.грн		
	I	II	III
Капіталовкладення	92	73,6	92
Щорічні експлуатаційні витрати	8,648	6,918	8,648
Очікуваний збиток	0,305	0,125	0,19
Приведені затрати	22,753	18,083	22,638

$\Delta Z_{II-III} = 20\% > 5\%$ , тобто для ВРУ-10 кВ приймаємо II варіант схеми, схему «розширеного чотирикутника».

### 1.6 Розрахунок струмів короткого замикання

Виконуємо розрахунок струмів короткого замикання. Цей розрахунок необхідний для вибору та перевірки за струмами аварійного режиму комутаційного обладнання та струмоведучих частин станції [13]. Для цього складаємо заступну схему електроустановки (рисунок 1.6), намічаємо на ній точки КЗ та визначаємо параметри елементів заступної схеми. Розрахунок струмів КЗ виконуємо у відносних базових одиницях. Задаємо базовими величинами:  $S_{\delta} = 100 \text{ МВА}$ ;  $U_{\delta} = U_{\text{сер.ном}}$ .

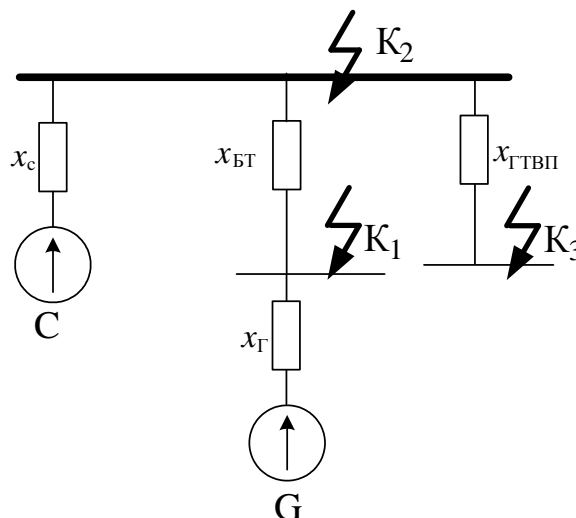


Рисунок 1.6 – Заступна схема станції

Визначаємо опори елементів заступної схеми.

Опір енергосистеми:

$$x_c = \frac{S_{\bar{6}}}{S_K^{(3)}}; \quad (1.11)$$

$$x_c = \frac{100}{346} = 0,29;$$

Опір блочного трансформатора:

$$x_T = \frac{u_K}{100} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{T.ном}}; \quad (1.12)$$

$$x_{BT} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{100}{1,0} = 5,5;$$

Опір синхронного генератора:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \frac{S_{\bar{6}}}{S_{ном \Gamma}}; \quad (1.13)$$

$$x_{\Gamma} = 0,2 \cdot \frac{100}{0,95} = 21,05.$$

Початкове значення періодичної складової струму КЗ [13]:

$$I_{\Pi 0i} = \frac{E_*'' \cdot I_{\bar{6}i}}{x_{рез*i}} \quad (1.14)$$

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

$I_{\bar{6}i}$  – базовий струм, кА;

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

$$I_{\bar{6}i} = \frac{S_{\bar{6}}}{\sqrt{3} \cdot U_{сер.ном}}; \quad (1.15)$$

$$I_{\bar{6}1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,18 \text{ кА};$$

$$I_{62} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,51 \text{ кА.}$$

Складові струмів КЗ [13]:

- періодична:  $I_{n,\tau} = \gamma_{n,\tau} \cdot I_{n,0}$ ; (1.16)

- аперіодична:  $i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot e^{-\tau/T_a}$ ; (1.17)

- ударний струм:  $i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot K_y$ . (1.18)

де  $K_y$  – ударний коефіцієнт;

$\gamma_{n,\tau}$  – розрахунковий коефіцієнт для визначення періодичної складової струму Кз для довільного моменту КЗ;

$T_a$  – стала затухання аперіодичної складової струму КЗ.

Розрахунковий час, для якого визначаємо складові струму КЗ – це час відключення КЗ:

$$\tau = t_{BB} + 0,01, \quad (1.19)$$

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

*Розрахунок точки  $K_1$*

Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ  $K_1$ , приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рис. 1.7).

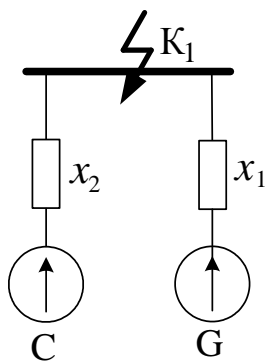


Рисунок 1.7 – Спрощення схеми для точки  $K_1$

$$x_1 = x_T;$$

$$x_1 = 21,05;$$

$$x_2 = x_{BT} + x_C$$

$$x_2 = 0,29 + 5,5 = 5,79;$$

$$I_{II,0C} = \frac{1 \cdot 9,18}{5,79} = 1,585 \text{ кА};$$

$$I_{II,0G} = \frac{1,13 \cdot 9,18}{21,05} = 0,493 \text{ кА}.$$

Розрахунок точки  $K_2$

Спрощення схеми до найбільш простого вигляду подано на рис. 1.8.

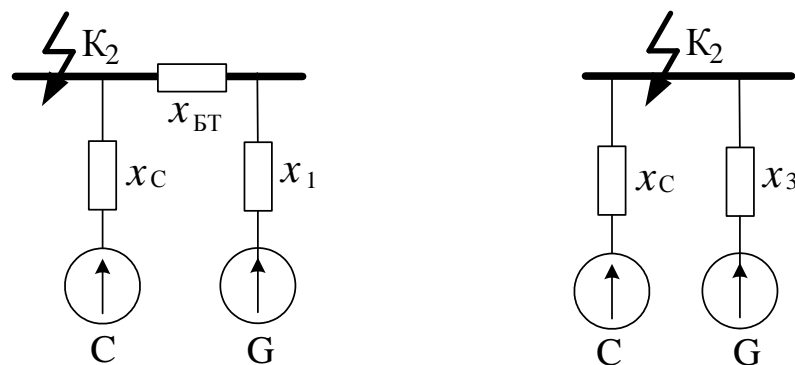


Рисунок 1.8 – Спрощення схеми для точки  $K_2$

$$x_3 = x_{BT} + x_1;$$

$$x_3 = 21,05 + 5,5 = 26,55;$$

$$I_{II,0C} = \frac{1 \cdot 5,51}{0,29} = 19 \text{ кА};$$

$$I_{II,0G} = \frac{1,13 \cdot 5,51}{26,55} = 0,235 \text{ кА}.$$

Попередньо встановлюємо вакуумні вимикачі типу ВРС-10 (комірка КРУ КУ-10):  $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ ;  $I_{ном} = 630 \text{ А}$ ;  $I_T = 20 \text{ кА}$ ;  $t_T = 3 \text{ с}$ ;  $i_{дин} = 51 \text{ кА}$ ;  $t_{вв} = 0,03 \text{ с}$ .

Знайдемо значення коефіцієнтів  $\gamma_{n,\tau}$  для генераторних віток [13], використовуючи метод типових кривих:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\Gamma.\text{НОМ}\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.НОМ}}} \quad (1.20)$$

Точка К<sub>1</sub>.

$$I'_{\text{НОМ}} = 0,087 \text{ кА}; \quad \tau = 0,04 \text{ с};$$

$$I_{n.o}/I'_{\text{НОМ}} = 0,493/0,087 = 5,67. \quad \gamma_{n,\tau} = 0,875.$$

Точка К<sub>2</sub>.

$$I'_{\text{НОМ}} = 0,950/(\sqrt{3} \cdot 10,5) = 0,052 \text{ кА}; \quad \tau = 0,04 \text{ с};$$

$$I_{n.o}/I'_{\text{НОМ}} = 0,235/0,052 = 4,52. \quad \gamma_{n,\tau} = 0,9.$$

Розрахункові дані для визначення складових струму КЗ наведені в табл.1.11, 1.12.

Таблиця 1.11 – Розрахункові дані для визначення складових струму КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$\tau$ , с	$T_a$ , с	$k_y$	$e^{-\tau/T_a}$	$\gamma_{n,\tau}$
К <sub>1</sub> генератор	Генератор	0,04	0,1	1,91	0,67	0,875
	Система		0,01	1,369	0,05	1
К <sub>2</sub> ВРУ-10 кВ	Генератор	0,04	0,05	1,82	0,45	0,9
	Система		0,01	1,369	0,05	1

Таблиця 1.12 – Таблиця результатів розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Вітка живлення	$I_{п,о}$ , кА	$I_{п,\tau}$ , кА	$i_{a,\tau}$ , кА	$i_y$ , кА	Примітка
К <sub>1</sub> G	G	0,493	0,431	0,466	1,328	-
	Система	1,585	1,585	0,112	3,060	Ком.апар
	Сума	2,078	2,016	0,578	4,388	шини
К <sub>2</sub> ВРУ-10 кВ	G	0,235	0,212	0,149	0,603	
	Система	19,00	19,00	1,340	36,676	
	Сума	19,235	19,212	1,489	37,279	Ком.апар. і шини



Точка К<sub>3</sub>.

Визначаємо величину струму КЗ на стороні 0,4 кВ робочого трансформатора власних потреб.

Опір енергосистеми, проведений до сторони ВН трансформатора:

$$X_{C.BH} = \frac{U_{cp.ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{П.О_{\Sigma}}}; \quad (1.21)$$

$$X_{C.BH} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 19,235} = 0,316 \text{ Ом};$$

Опір енергосистеми, який проведено до сторони НН трансформатора:

$$X_c = X_{C.BH} \cdot 10^3 \left( \frac{U_{HH}}{U_{BH}} \right)^2; \quad (1.22)$$

$$X_c = 0,316 \cdot 10^3 \left( \frac{0,4}{10} \right)^2 = 0,506 \text{ Ом};$$

Максимальний струм РУВП-0,4 кВ:

$$I_{max \text{ ТВП}} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 36,1 \text{ А.}$$

Параметри трансформаторів [18]:

$$Z_T = 10^4 \cdot \frac{U_K \cdot U_{T.ном}}{S_{T.ном}}; \quad (1.23)$$

$$r_T = 10^6 \cdot \frac{\Delta P_K \cdot U_{T.ном}^2}{S_{T.ном}^2}; \quad (1.24)$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - r_T^2}. \quad (1.25)$$

Опори ТВП:

$$Z_T = 10^4 \cdot \frac{4,7 \cdot 0,4^2}{25} = 300,8 \text{ мОм};$$

$$r_T = 10^6 \cdot \frac{0,60 \cdot 0,4^2}{25^2} = 153,6 \text{ мОм};$$

$$X_T = \sqrt{300,8^2 - 153,6^2} = 258,7 \text{ мОм}.$$

Від сторони НН до збірних шин 0,4 кВ прокладається кабель з алюмінієвими жилами та паперовою просоченою ізоляцією довжиною 10 м:

$$q = 10 \text{ мм}^2; I_{\text{доп.ном}} = 45 \text{ А}; r_{\text{нит}} = 3,84 \text{ мОм/м}; X_{\text{нит}} = 0,088 \text{ мОм/м}.$$

Опори кабеля:

$$X_K = 0,088 \cdot 10 = 0,88 \text{ мОм};$$

$$R_K = 3,84 \cdot 10 = 38,4 \text{ мОм}.$$

Сумарний опір кола КЗ:

$$X_{\Sigma} = X_c + X_T + X_K;$$

$$X_{\Sigma} = 0,506 + 258,7 + 0,88 = 260,086 \text{ мОм};$$

$$r_{\Sigma I} = 153,6 + 38,4 = 192 \text{ мОм};$$

$$Z_{\Sigma 1} = \sqrt{192^2 + 260,086^2} = 323,28 \text{ мОм}.$$

Струм трифазного металевого КЗ [19]:

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}; \quad (1.26)$$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 323,28} = 0,714 \text{ кА}.$$

Струм трифазного КЗ (мінімальний) з урахуванням струмообмежувальної дії дуги в місці пошкодження ( $R_{\text{неп}} = 15 \text{ мОм}$ ):

$$I_{KR}^{(3)} = \frac{U_{cp.ном}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma}^2 + (r_{\Sigma} + R_{неп})^2}}; \quad (1.27)$$

$$r_{\Sigma}' = 192 + 15 = 207 \text{ мОм};$$

$$Z_{\Sigma}' = \sqrt{207^2 + 260,086^2} = 332,4 \text{ мОм};$$

$$I_{KR}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 332,4} = 0,694 \text{ кА}.$$

Середнє значення струму трьохфазного КЗ:

$$I_{K.ср}^{(3)} = \frac{0,714 + 0,694}{2} = 0,704 \text{ кА}.$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K.ср}^{(3)}; \quad (1.28)$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,085 \cdot 0,704 = 1,077 \text{ кА}.$$

Струм КЗ від електродвигунів власних потреб:

$$I_{KD}^{(3)} = 2,29 \cdot I_{T.ном}; \quad (1.29)$$

$$I_{KD}^{(3)} = 2,29 \cdot 36,1 = 82,67 \text{ А};$$

Ударний струм КЗ від електродвигунів власних потреб:

$$i_{y.д} = 3,22 \cdot I_{T.ном}; \quad (1.30)$$

$$i_{y.д} = 3,22 \cdot 36,1 = 116,24 \text{ А}.$$

Сумарні струми КЗ:

$$I_{K\Sigma}^{(3)} = 0,704 + 0,083 = 0,787 \text{ кА};$$

$$i_{y.\Sigma} = 1,077 + 0,116 = 1,193 \text{ кА}.$$

## 1.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму

Визначаємо струми обтяженого режиму та теплові імпульси під час аварійних режимів (КЗ) для подальших розрахунків та вибору комутаційного обладнання й струмоведучих частин на ГЕС. Визначимо ці величини для всіх приєднань різних класів напруги.

ВРУ-10 кВ

$$I_{maxBT} = \frac{S_{Г.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot 0,95}; \quad (1.31)$$

$$I_{maxBT} = \frac{950}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,95} = 57,8 \text{ А};$$

$$I_{maxТВП} = \frac{S_{ТВП}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}; \quad (1.32)$$

$$I_{maxTR} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1,45 \text{ А}.$$

Визначаємо тепловий імпульс [13]:

$$B_k = I_{n,o}^2 (t_{вим} + T_a), \quad (1.33)$$

$$B_k = 19,235^2 (0,2 + 0,05) = 92,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

ГРУ-6 кВ:

$$I_{maxG} = \frac{S_{Г.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot 0,95}; \quad (1.34)$$

$$I_{maxG} = \frac{950}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 0,95} = 91,6 \text{ А};$$

$$B_k = 2,078^2 (0,3 + 0,1) = 1,73 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

РУВП-0,4 кВ.

$$I_{max} = 36,1 \text{ А}.$$

$$B_K = I_{K.c.p}^{(3)^2} \cdot (t_{вим} + T_{a.c.p}) + 1,5 \cdot I_{K.Д}^{(3)^2} \cdot T_{a.c.p} + 4 \cdot I_{K.Д}^{(3)} \cdot I_{K.c.p}^{(3)} \cdot T_{a.c.p}, \quad (1.35)$$

де  $T_{a.c.p} = 0,03$  – 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 типу А3700,  $t_a = 0,01$ с:

$$U_{a.ном} = 660 \text{ В} > U_{уст} = 380 \text{ В};$$

$$I_{a.ном} = 63 \text{ А} > I_{max} = 36,1 \text{ А};$$

$$ГКС = 2,0 \text{ кА} > i_y = 1,193 \text{ кА};$$

$$t_{вим} = 0,25 + 0,01 = 0,26 \text{ с};$$

$$B_K = 0,704^2(0,26 + 0,01 + 0,03) + 1,5 \cdot 0,083^2 \cdot 0,03 + 4 \cdot 0,704 \cdot 0,083 \cdot 0,03 = 0,151 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

## 1.8 Вибір комутаційних апаратів

Вибір комутаційного обладнання виконуємо в табличній формі. Результати вибору в табл. 1.13.

Таблиця 1.13 – Вибір комутаційних апаратів [13]

Розрахункові дані ВРУ-10 кВ	Каталожні дані	
	ВРС-10	КРУ типу КУ10С
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 57,8 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$I_{п,т} = 19,212 \text{ кА}$	$I_{вим.ном} = 20 \text{ кА}$	-
$i_{a,т} = 1,489 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,5 \cdot 20 = 14,1 \text{ кА};$	-
$I_{п,о} = 19,235 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$
$i_y = 32,279 \text{ кА}$	$I_{дин} = 52 \text{ кА}$	$I_{дин} = 51 \text{ кА}$
$B_K = 92,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	-

Продовження таблиці 1.13

ГРУ-6,3 кВ	Каталожні дані	
	ВРО	КРУ типу КУ-10
$U_{уст} = 6,3 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 91,6 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$I_{п,\tau} = 1,585 \text{ кА}$	$I_{вим.ном} = 12,5 \text{ кА}$	-
$i_{a,\tau} = 0,112 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 12,5 = 7,07 \text{ кА};$	-
$I_{п,о} = 1,585 \text{ кА}$	$I_{дин} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{дин} = 12,5 \text{ кА}$
$i_y = 3,06 \text{ кА}$	$I_{дин} = 32 \text{ кА}$	$I_{дин} = 32 \text{ кА}$
$B_k = 1,73 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	-

### 1.9 Вибір струмоведучих частин

а) Збірні шини ВРУ-10 кВ:

$$I_{max} = 57,8 \text{ А};$$

$$I_{п,о} = 19,235 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 37,279 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

Встановлюємо провід марки АС 10/1,8 [16]:

$$d = 4,5 \text{ мм}; I_{дон} = 84 \text{ А}.$$

б) Коло генератора.

$$I_{max} = 91,6 \text{ А}; B_k = 1,73 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Розрахуємо економічний переріз проводу [13]:

$$q_{ек} = \frac{I_{норм}}{j_{ек}}; \quad (1.36)$$

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

$j_{ек}$  – економічна густина струму, А/мм<sup>2</sup>;

$$q_{ек} = \frac{87}{1,4} = 62,1 \text{ мм}^2.$$

Встановлюємо алюмінієвий кабель з паперовою просоченою ізоляцією.

Приймаємо кабель перерізом:  $q = 70 \text{ мм}^2$ ;  $I_{доп.ном} = 240 \text{ А}$  [13].

Перевіряємо кабель на термічну стійкість:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{c}; \quad (1.37)$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{1,73 \cdot 10^6}}{90} = 14,6 \text{ мм}^2 < q = 70 \text{ мм}^2.$$

РУВП-0,4 кВ.

$I_{max} = 36,1 \text{ А}$ ;  $i_y = 1,193 \text{ кА}$ ;  $B_K = 0,151 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ .

Приймаємо алюмінієвий кабель [16].

Економічний переріз:

$$q_{ек} = \frac{36,1}{1,2} = 30,1 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо кабель:  $q = 35 \text{ мм}^2$ ;  $I_{доп.ном} = 155 \text{ А}$ .

Перевіряємо кабель на термічну стійкість:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{c}; \quad (1.38)$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{0,151 \cdot 10^6}}{90} = 4,32 \text{ мм}^2 < q = 35 \text{ мм}^2.$$

Умова виконується.

### 1.10 Вибір вимірювальних трансформаторів

Вибираємо вимірювальні трансформатори струму (ТС) та напруги (ТН) в колі генератора (таблиця 1.14).

Розрахунок вторинного навантаження ТС наведено в таблиці 1.15.

Таблиця 1.14 – Розрахункові та каталожні дані ТС типу ТПЛ-10

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ};$
$I_{max} = 91,6 \text{ А}$	$I_{ном} = 100 \text{ А};$
$i_y = 4,388 \text{ кА}$	$i_{дин} = 25 \text{ кА};$
$B_k = 1,73 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 \cdot t_m = 45^2 \cdot 3 = 6075 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 0,357 \text{ Ом}$	$r_{2ном} = 0,4 \text{ Ом}.$

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

2) 0,5/10Р;

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

4) розрахункова довжина з'єднувальних мідних проводів марки КРВГ:  $l_{розр} = 40 \text{ м}.$

Таблиця 1.15 – Вторинне навантаження трансформатора струму

Прилад	Тип	Навантаження, В·А, фаза		
		А	В	С
Амперметр	Е-335	-	0,5	-
Ватметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
Лічильник активної енергії	И-680	2,5	-	2,5
Разом:		3,5	0,5	3,5

Перевіряємо ТС на клас точності.

Загальний опір приладів [13]:

$$r_{прил} = S_{прил} / I_2^2, \quad (1.39)$$



$$r_{\text{прил}} = 3,5/5^2 = 0,14 \text{ Ом};$$

- допустимий опір проводів:

$$r_{\text{пр}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}} \quad (1.40)$$

$$r_{\text{пр}} = 0,4 - 0,14 - 0,1 = 0,16 \text{ Ом};$$

- розрахунковий переріз проводів:

$$q_{\text{розр}} = \rho \cdot l_{\text{розр}} / r_{\text{пр}}, \quad (1.41)$$

$$q_{\text{розр}} = 0,0175 \cdot 40 / 0,16 = 4,38 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо контрольний кабель марки КРВГ з мідними жилами перерізом  $q = 6 \text{ мм}^2$ .

Вторинне навантаження

$$r_2 = 0,0175 \cdot 40 / 6 + 0,14 + 0,1 = 0,357 \text{ Ом} < r_{2\text{ном}} = 0,4 \text{ Ом}.$$

Встановлюємо трансформатор напруги (ТН) типу ЗНОЛ.06-6 УЗ [13]:

$$U_{1\text{ном}} = 6300 / \sqrt{3} \text{ В}; U_{2\text{ном}} = 100 / \sqrt{3} \text{ В}; U_{2\text{дод}} = 100 \text{ В}; S_{2\text{ном}} = 50 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Розрахунок вторинного навантаження трансформатора напруги зведено в таблиці 1.16.

Вторинне навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{15^2 + 9,7^2} = 17,9 \text{ В} \cdot \text{А} < S_{2\text{ном}} = 3 \cdot 50 = 150 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Для з'єднання ТН з приладами використовуємо контрольний кабель АКРВГ з жилами  $4 \text{ мм}^2$ .

Для інших приєднань результати вибору вимірювальних трансформаторів наведені в табл. 1.17.

Таблиця 1.16 – Вторинне навантаження трансформатора напруги типу ЗНОЛ.06-6 УЗ

Прилад	Тип	$S_{обм},$ В·А	$n_{обм},$ шт	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	$n_{прил},$ шт	Загальна потужність	
							P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Е-335	2	1	1	0	1	2	-
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Лічильник активної енергії	И-680	2 Вт	2	0,38	0,925	1	4	9,7
Частотомір	Е-372	3	1	1	0	1	3	-
Разом:							15	9,7

Таблиця 1.17 – Вимірювальні трансформатори

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

### 1.11 Вибір засобів обмеження перенапруг

Для захисту обладнання від атмосферних та комутаційних перенапруг встановлюємо нелінійні обмежувачі перенапруг [20]:

- 1) ЛЕП – 10 кВ, сторона ВН блочного трансформатора і ТВП - ОПН-10У1
- 2) Коло гідрогенератора - ОПН-6У1

### 1.12 Розрахунок блискавкозахисту ВРУ 10 кВ

Параметри блискавкозахисту визначаються таким чином:

- радіус захисту блискавковідводу:

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

- ширина зони захисту:

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

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

$h$  – 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:  $h = 9$  м;

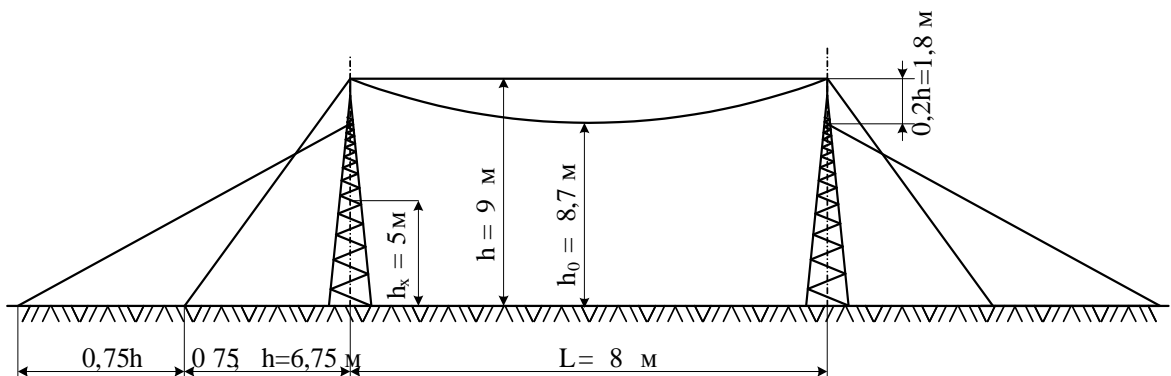
б) розрахункова висота, для якої визначаються зони захисту:  $h_x = 5$  м.

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

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

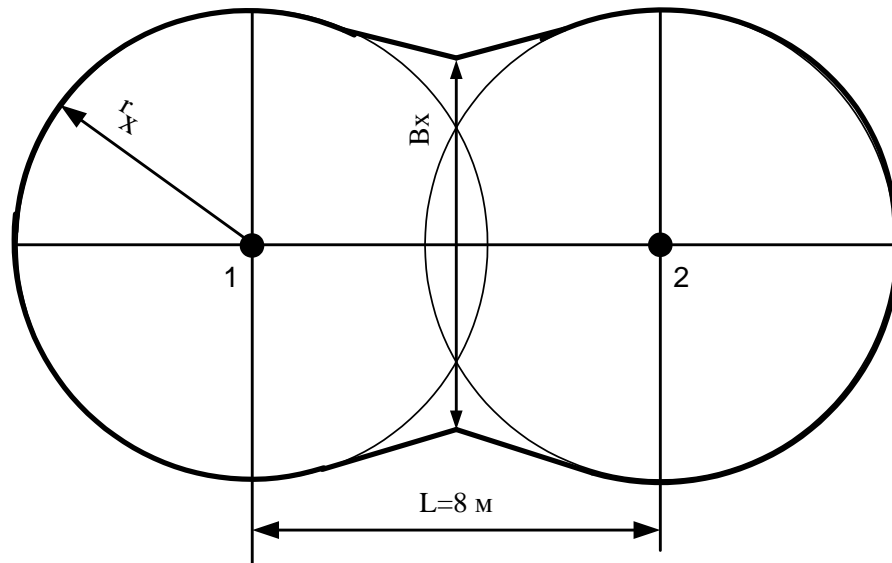
$$r_x = 1,5 \cdot (9 - 1,25 \cdot 5) = 4,1 \text{ м};$$

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



а) – вид збоку

Рисунок 1.9 – Вид на зону захисту блискавковідводів ВРУ-10 кВ



б) – вид зверху

Рисунок 1.9 (продовження)

### Висновки по розділу 1.

Отже, в першому розділі магістерської кваліфікаційної роботи спроектовано електричну частину ГЕС потужністю 760 кВт. Обрано основне та допоміжне електричне обладнання електростанції. Обрано структурну схему та схему власних потреб ГЕС. Обрано схему ВРУ 10 кВ за критерієм мінімуму приведених витрат. Розрахунок схеми виконано для трьох запропонованих варіантів. Визначено струми трифазного короткого замикання. За результатами цих розрахунків обрано комутаційне обладнання, струмоведучі частини та обладнання розподільних установок. Розраховано блискавкозахист ВРУ-10 кВ.

## 2 ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ МАЛИХ ГЕС НА РЕЖИМИ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Підключення нового відновлюваного джерела енергії змінює характеристики мережі, і в деяких випадках вони можуть погіршуватись. Наприклад, можуть змінитись частотні характеристики системи, погіршитись показники якості напруги. Для підвищення техніко-економічної ефективності сумісної експлуатації ВДЕ і розподільних електричних мереж необхідно розв'язати такі основні завдання, що дозволять збільшити виробництво електроенергії відновлюваних джерел, зменшити втрати електроенергії в розподільних електромережах, покращити якість і надійність електропостачання споживачів [4].

Ще десять-п'ятнадцять років тому відсоток відновлюваних джерел в загальному генеруванні ОЕС України складав 1-2 %. І тому вплив ВДЕ на електричні мережі був несуттєвий. Але останнім часом спостерігається зростання генерувальних потужностей від ВДЕ, тому не враховувати їхній вплив на режими роботи розподільних електричних мереж, в яких в основному функціонують ці джерела, було би неправильним. Наприклад, у 2021 році загальна потужність відновлюваних джерел енергії в енергосистемі України досягла майже десяти відсотків[21]. Дослідження показали, що СЕС та ВЕС з точки зору стабільності вироблення електроенергії є нестабільними [22, 23].

Відновлювані джерела енергії впроваджують, переважно, в розподільних електричних мережах (РЕМ) і підключають їх до підстанцій 110/35/10 кВ [24]. Такі джерела мають великий потенціал з огляду на підвищення продуктивності РЕМ. Однак, такі системи розподілу, як правило, побудовані на принципі радіальних перетоків потужності. Тому виникає ряд проблем для успішного впровадження відновлених джерел енергії в розподільні електромережі. Для підвищення ефективності сумісної експлуатації ВДЕ і розподільних електричних мереж необхідно розв'язувати задачі, які дозволять підвищити виробництво електроенергії ВДЕ, і одночасно зменшити втрати електроенергії в розподіль-

них електричних мережах, при цьому не погіршуючи якість та надійність електропостачання споживачів.

Впровадження відновлюваних джерел енергії суттєво впливає на характеристики і властивості енергосистеми. І це може мати як позитивний, так і негативний вплив на якість електричної енергії і потребує проведення детального аналізу [23].

Під час проектування нових джерел розосередженої генерації важливо для підвищення ефективності їх використання правильно обирати місця приєднання в електромережі. В даному підрозділі МКР проаналізовано вплив спроектованої ГЕС на режими роботи розподільних електричних мереж за умови співмірного генерування ВДЕ та навантаження мережі.

Під час досліджень розглядались схеми електричної мережі 10 кВ ТП 35/10 кВ «Немія» Могилів-Подільського району Вінницької області (рис. 2.1). Розрахунки проводились з використанням програмного комплексу «Втрати-10», який розроблено на кафедрі електричних станцій та систем ВНТУ [24].

Проводився розрахунок режимів максимальних, мінімальних та середніх навантажень електромережі.

Було зімітовано підключення малої ГЕС у електрично віддаленому вузлі мережі № 313. Виконано ряд розрахунків режимів за різних значень потужності генерування ГЕС. Основні результати, що характеризують вплив ГЕС на втрати потужності в електричній мережі, наведено на рис. 2.2 та в табл. 2.1. Для наглядності впливу ВДЕ потужність генерування бралась в діапазоні від 100 кВт до 1500 кВт (що є вдвічі більшим встановленої потужності спроектованої ГЕС). Такий діапазон потужностей генерування дозволяє краще показати вплив величини генерування на втрати в ЕМ у різних режимах навантаження.

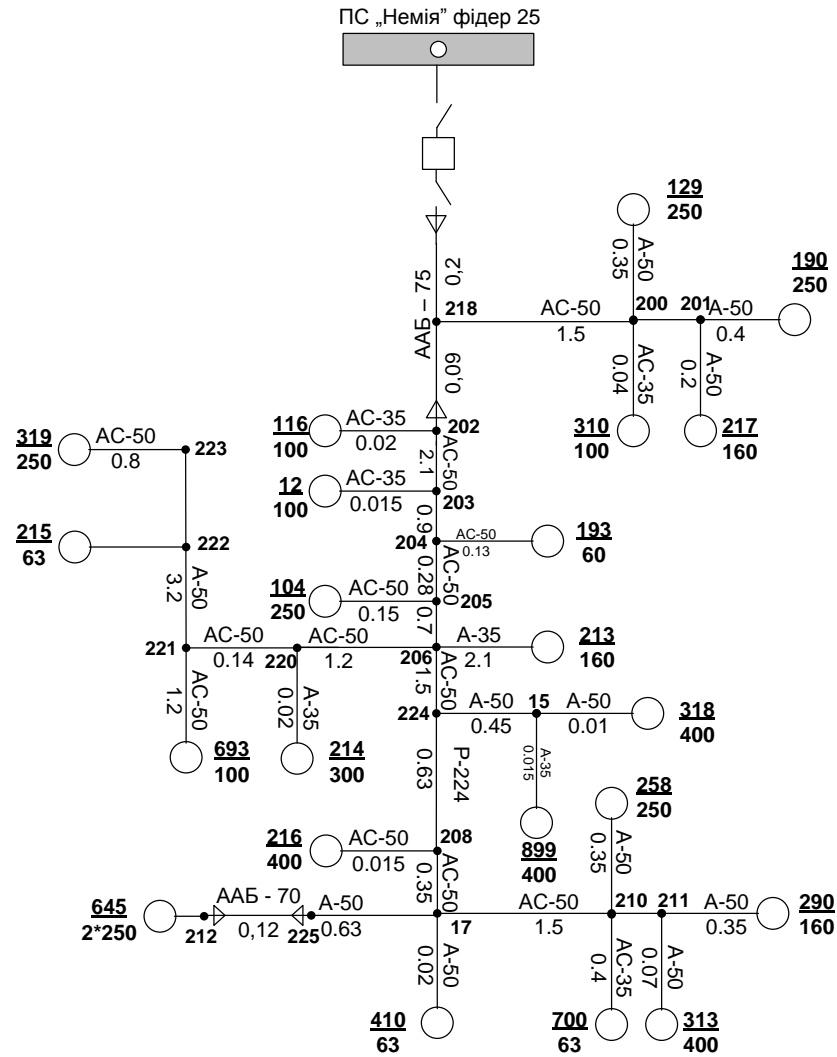


Рисунок 2.1 – Фрагмент схеми електричної мережі 10 кВ ТП 35/10 «Немія»

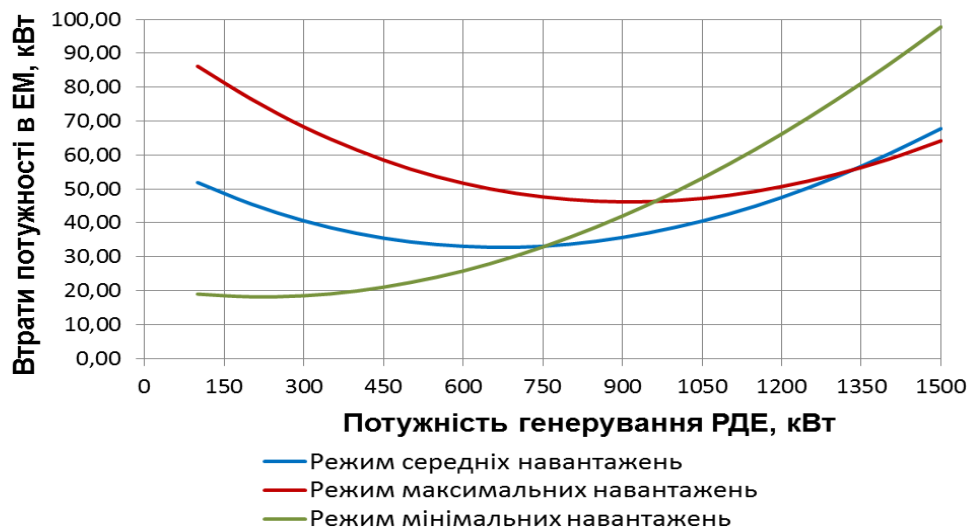


Рисунок 2.2 – Вплив генерування ГЕС (вузол підключення 313) на втрати в електромережі 10 кВ фідера 25 підстанції «Немія»

Таблиця 2.1 – Результати впливу генерування ГЕС у вузлі 313 на роботу електричних мереж у трьох режимах навантажень

$P_{ВДЕ}$	dP (режим сер. нав.)	Зменшення втрат, %	dP (режим макс. нав.)	Зменшення втрат, %	dP (режим мін. нав.)	Зменшення втрат, %	$U_{min}$ , кВ	$U_{max}$ , кВ
100	51.90	33.03	86.2	43.88021	19	28.0303	9.55	10.48
200	45.6	41.16	76.6	50.13021	18.2	31.06061	9.57	10.49
300	40.6	47.61	68.3	55.53385	18.5	29.92424	9.61	10.49
400	36.9	52.39	61.5	59.96094	19.9	24.62121	9.64	10.49
500	34.4	55.61	55.9	63.60677	22.4	15.15152	9.67	10.49
600	33.1	57.29	51.7	66.34115	25.8	2.272727	9.71	10.49
700	32.8	57.68	48.7	68.29427	30.3	-14.7727	9.74	10.49
800	33.7	56.52	46.9	69.46615	35.7	-35.2273	9.77	10.5
900	35.7	53.94	46.2	69.92188	42	-59.0909	9.81	10.5
1000	38.7	50.06	46.6	69.66146	49.2	-86.3636	9.55	10.48
1100	42.6	45.03	48.1	68.6849	57.3	-117.045	9.55	10.49
1200	47.5	38.71	50.7	66.99219	66.2	-150.758	9.57	10.49
1300	53.4	76.5	54.2	64.71354	76	0.018923	9.59	10.49
1400	60.2	81.7	58.7	61.78385	86.5	0.021286	9.61	10.49
1500	67.8	87.5	64.2	58.20313	97.8	0.023733	9.64	10.49

З результатів розрахунків та аналізу залежностей видно, що найкращими за умови мінімуму втрат потужності в мережі будуть такі потужності генерування ВДЕ: 700 кВт в режимі середніх навантажень, 300 кВт в режимі мінімальних навантажень, 1000 кВт в режимі максимальних навантажень. В таких випадках фактично вся генерована електроенергія МГЕС споживається у межах електричної мережі 10 кВ. За таких потужностей генерування спостерігається зменшення втрат за рахунок перерозподілу потоків потужності і розвантаження деяких ліній фідера Ф-25 та підвищення рівнів напруги в мережі в цілому на 4,3% в режимі середніх навантажень, на 1,4% в режимі мінімальних навантажень і на 5,2% в режимі максимальних навантажень порівняно з роботою мережі без ВДЕ. Подальше збільшення генерування призводить до зростання втрат потужності в мережах, оскільки змінюється напрямок перетоків активної потужності.



## **Висновки по розділу 2.**

Виходячи з отриманих результатів розрахунку, можна зробити висновок, що відновлювані джерела експлуатуються в розподільних мережах і певним чином впливають на їх режими та режими електроспоживання. Якщо генерування узгоджене (співмірного) з навантаженням електричних мереж, ефективність експлуатації електричних мереж підвищується, а якість електроенергії покращується. При цьому забезпечується розвантаження розподільних мереж 110 кВ та зменшення втрат в них. Однак за подальшого збільшення встановленої потужності ВДЕ, яке перевищує споживання РЕМ, видача електроенергії може супроводжуватися негативним впливом на режими роботи розподільних електромереж. З метою підвищення ефективності експлуатації відновлюваних джерел енергії необхідно під час проектування врахувати їхній вплив на функціонування енергопостачальних компаній.

## **3 ОЦІНКА ВПЛИВУ МАЛИХ ГЕС З АСИНХРОННИМИ ГЕНЕРАТОРАМИ НА РЕЖИМИ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ**

### **3.1 Аналіз досвіду застосування асинхронних генераторів для потреб малої гідроенергетики**

У 50-60-х роках минулого століття розпочалися дослідження щодо практичного використання трифазних асинхронних генераторів для перетворення енергії на ГЕС, які були доведені до практичного застосування на кількох установках [25, 26].

Внаслідок експлуатації асинхронних генераторів (АГ), як заміників синхронних, було виявлено ряд суттєвих переваг. Так, в якості АГ для малої ГЕС можна використовувати серійні асинхронні двигуни без будь-яких доробок, що знижує загальну вартість електричної частини станції. Крім того, асинхронний генератор не має колектора та ковзних контактів, що підвищує його надійність. Імовірність безвідмовної роботи для типових асинхронних двигунів серії АИ, що можуть використовуватися в якості генераторів, складає 0,95 протягом 10 тис. год., або 0,9 – у межах 20 тис. год. експлуатації без капітального ремонту. За рахунок цього зменшуються витрати часу та щорічні відрахування на ремонт і обслуговування електрообладнання МГЕС [27].

Асинхронний генератор, як будь-яка шунтова машина, є стійким до зовнішніх коротких замикань, як симетричних, так і несиметричних. Разом з тим, можна створити умови, за яких у випадку зовнішнього короткого замикання відбувається роззбудження АГ, що зменшує генерацію ним струмів до місця КЗ.

Асинхронний генератор малої потужності має коефіцієнт гармонік напруги та струму на затискачах статорної обмотки менше 2-3%, на відміну від синхронного аналогічної потужності, для якого вказана величина може сягати 15% [8, 10]. Таким чином, наявність асинхронних генераторів позитивно впливає на роботу електричних мереж та споживачів електроенергії.

При застосуванні асинхронних генераторів на електростанціях розглядається два режими його роботи – автономний режим, коли генератор працює безпосередньо на навантаження, та режим паралельної роботи, коли АГ віддає потужність в енергосистему. Ці два режими суттєво відрізняються.

Для асинхронного генератора, що працює безпосередньо на навантаження характерним є ряд недоліків, ліквідація яких вимагає додаткових капітальних витрат. Так, наявність джерел реактивної потужності (статичних конденсаторів, або синхронних машин), що необхідні для самозбудження АГ здорожує електричну частину ГЕС [7, 10]. Напряга на затискачах генератора з конденсаторним збудженням суттєво залежить від навантаження та швидкості обертання ротора, що вимагає застосування систем автоматичного регулювання потужності конденсаторних батарей і підвищує вартість проекту. У випадку значної індуктивної складової навантаження ( $\cos\varphi_n < 0.8$ ) ємність конденсаторних батарей, що необхідна для самозбудження АГ значно зростає, виходячи з чого застосування таких генераторів є ефективним у випадку роботи на навантаження з високим коефіцієнтом потужності ( $\cos\varphi = 0.9-0.98$ ).

Виходячи з цього було встановлено межу ефективної потужності АГ у автономному режимі не вище 15-20 кВА [20]. У сучасних умовах, у зв'язку з підвищенням якості та зменшенням вартості конденсаторних установок (КУ) та засобів керування ними вказана межа може бути розширена.

У випадку роботи асинхронного генератора паралельно з енергосистемою його недоліки, що пов'язані з застосуванням конденсаторного збудження, виявляються неістотними [9], оскільки забезпечення та підтримання умов самозбудження генератора не є обов'язковим. Потрібна для створення обертового поля реактивна потужність може бути отримана безпосередньо з електричної мережі (ЕМ). При цьому значення споживання реактивної потужності з ЕМ для асинхронного генератора буде відповідати його споживанню у режимі двигуна.

До переваг застосування АГ також можна віднести відсутність потреби у засобах регулювання швидкості обертання гідротурбіни, що працює на приєд-

наний до енергосистеми асинхронний генератор [6, 8]. У даному випадку, на відміну від автономної роботи АГ, швидкість обертання його ротора практично не впливає на швидкість обертання магнітного поля статора, а отже і на частоту струму та напруги на затискачах генератора. З іншого боку, відсутність автоматичних засобів регулювання швидкості на малих ГЕС з АГ, зумовлена тим, що зміни навантаження енергосистеми фактично не впливають на режим роботи асинхронного генератора. Керування роботою малої ГЕС спрощується й через те, що не має потреби у регулюванні напруги на затискачах АГ, оскільки остання завдяки великій потужності задається електричною мережею енергосистеми.

Асинхронні генератори у випадку паралельної роботи з енергосистемою не вимагають виконання операції синхронізації [7, 8], що підвищує їх маневреність. У момент увімкнення АГ в систему з приведеною швидкістю обертання ротора у межах  $\pm 5\%$  відносно синхронної вплив АГ на режим роботи системи є неістотним [28]. Після увімкнення у більшості випадків аперіодично встановлюється нове значення швидкості обертання ротора, що визначається співвідношенням моментів гідротурбіни  $P_T$  та електричної машини  $P_{ел}$ . Таким чином, коливання активної потужності в енергосистемі практично не виникають.

Окремо слід зазначити, що за рахунок простоти та надійності конструкції АГ, відсутності систем збудження (у розумінні синхронного генератора), регулювання напруги та швидкості турбіни, а також процесу синхронізації та електричного гальмування у випадку зупинки, спрощується система автоматизації процесу виробництва електроенергії на малих ГЕС, а також зменшується вартість проекту ГЕС в цілому [5]. Вказані переваги знайшли практичне підтвердження під час експлуатації ряду МГЕС з асинхронними генераторами – Звенигородської, Корсунь-Шеченківської та інших.

Таким чином виявляється, що малі ГЕС з АГ, які працюють паралельно з енергосистемою, є менш витратними порівняно з ГЕС з синхронними генераторами навіть у випадку повної автоматизації [6, 7, 28], оскільки на них не використовуються такі пристрої як регулятор швидкості гідротурбіни, регулятор

збудження генератора, збуджувач постійного струму, пристрій гасіння поля, синхронізаційні пристрої та ряд захисних засобів, необхідних для нормальної роботи синхронного генератора. Експлуатація МГЕС спрощується і стає можливою повна автоматизація технологічного процесу.

Аналіз літературних джерел [5-9] показує, що межі ефективного застосування асинхронних машин для перетворення енергії у малій енергетиці є вищими, особливо коли мова йде про паралельну роботу з електроенергетичною системою. Так у [5] зазначається, що для сучасних умов Північної Америки техніко-економічно обґрунтованим вважається встановлення асинхронних генераторів на малих ГЕС потужністю до 5000 кВт. У [25], спираючись на достатньо багатий Індійський досвід розбудови малої енергетики, йдеться про 3000-5000 кВт. Для європейських країн, таких, наприклад, як Данія [6-8], виходячи з особливостей їх гідропотенціалу та економічного розвитку, граничною межею ефективного застосування АГ є лише 2000-3000 кВт встановленої потужності. У іншому випадку перевага віддається синхронним генераторам.

Отже, враховуючи наскільки відрізняються гранично-ефективні потужності застосування АГ для різних регіонів світу, очевидно актуальною і не дослідженою є проблема доцільності застосування АГ у проектах відновлення та будівництва малих ГЕС в Україні, виходячи з сучасних техніко-економічних умов в ній.

Разом з тим важливим аспектом залишається дослідження найбільш впливових технічних факторів, вірне врахування яких дозволить сформулювати ефективні проектні рішення, що забезпечать максимальну рентабельність перетворення первинної енергії на малих ГЕС з урахуванням зміни експлуатаційних видатків протягом їх експлуатації.

### **3.2 Вплив малих ГЕС на втрати електроенергії в електричних мережах**

Для виконання практичних розрахунків з дослідження впливу малих ГЕС

на режими роботи розподільних електричних мереж використано структурні схеми та схеми приєднання реальних ГЕС, що відновлені та експлуатуються на даний час.

### **3.2.1 Втрати електроенергії в електричних мережах з малими ГЕС, що приєднані безпосередньо**

Розрахунки з дослідження впливу малих ГЕС на режими роботи ЕМ та втрати потужності в них виконані на прикладі Коржовської ГЕС, яка розташована на річці Случ. Основні характеристики станції такі:

- введена в експлуатацію – 1953 рік;
- виведена з експлуатації – 1973 рік;
- відновлена – 2005 рік;
- встановлена потужність – 320 кВт;
- кількість агрегатів – 2 шт.;
- тип генераторів – асинхронні, номінальна потужність 160 кВт;
- тип турбін – Т-80, номінальна потужність 110-170 кВт;
- розрахунковий напір – 7,5 м;
- витрати води на гідроагрегат – 2,7 м<sup>3</sup>/сек;
- досягнуте річне вироблення електроенергії до 1000 тис. кВт·год;

Електрична схема станції подана на рис. 3.1. Коржовська ГЕС видає електроенергію безпосередньо в електричну мережу 10 кВ через фідер Ф-26 підстанції 110/10 кВ «Остропіль». Схема приєднання подана на рис. 3.2. Для зв'язку ГЕС з енергосистемою на напрузі 10 кВ використовується повітряна ЛЕП довжиною 460 м, виконана проводом АС-50.

Вихідні дані про розподільну мережу 10 кВ, в яку Коржовська ГЕС видає потужність через Ф-26 на підстанцію 110/10 кВ «Остропіль», приведені в додатку В. Для дослідження впливу ГЕС на режими роботи мережі розраховано: режим максимальних навантажень, режим середніх навантажень з визначенням втрат електроенергії, а також режим мінімальних навантажень.

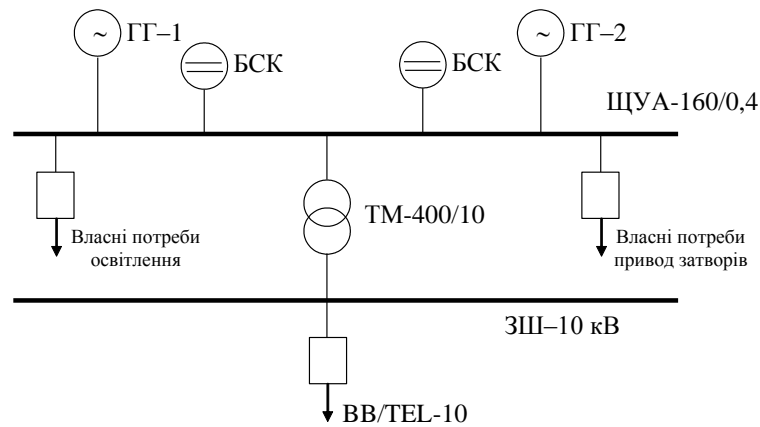


Рисунок 3.1 – Електрична схема Коржовської ГЕС

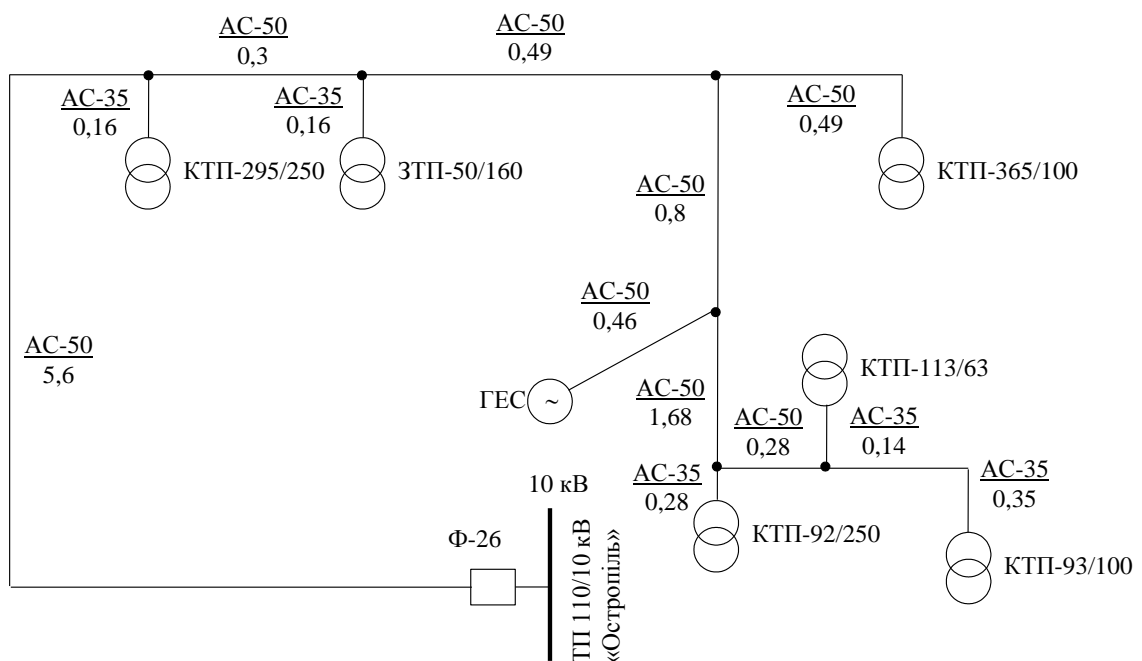


Рисунок 3.2 – Схема приєднання Коржовської ГЕС до мережі

З результатів розрахунків видно, що фактично вся електроенергія, що генерується Коржовською ГЕС споживається у межах електричної мережі 10 кВ Ф-26, тобто не передається в систему і не викликає додаткового завантаження трансформаторів зв'язку та додаткових втрат електроенергії у мережах вищої напруги. Разом з тим, надходження електроенергії до мережі Ф-26 зменшується на 61,3%, тобто можна стверджувати, що функціонування ГЕС забезпечує, розвантаження розподільних мереж 110 кВ та зменшення втрат електроенергії в них.

Основні результати, що характеризують вплив Коржовської ГЕС на втра-

ти електроенергії в електричній мережі, подані у табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Результати розрахунку втрат електроенергії в мережі 10 кВ Ф-26

Вид розрахунку	Поступлення електроенергії з системи, кВт·год	Втрати в ЛЕП, кВт·год/%	Втрати в трансформаторах, кВт·год/%			Сумарні втрати, кВт·год/%
			Сумарні	Хол. ходу	Навант.	
Без врахування ГЕС	286615,4	6773	5571,1	2671	2900,1	12344
		2,36	1,94	0,93	1,01	4,31
З врахуванням ГЕС	110882,3	2369,1	4996,2	2671	2325,2	7365,2
		0,83	1,74	0,93	0,81	2,57
Вплив ГЕС	-175733,1	-4403,9	-574,9	0	-574,9	-4978,8
	-61,31%	-65,02	-10,32	0,00	-19,82	-40,33

Додатковою перевагою подібної схеми приєднання малих ГЕС є істотне (у відповідності з прикладом – більше 40%) зменшення втрат електроенергії у розподільних мережах 10 кВ, за рахунок суттєвого розвантаження ЛЕП 10 кВ та підвищення рівнів напруги в мережі в цілому (див. додаток Г).

Результати розрахунку окремих режимів роботи мережі 10 кВ Ф-26 (табл. 3.2) показують, що в усіх режимах робота Коржовської ГЕС має позитивний вплив. Для всіх режимів спостерігається зменшення втрат потужності за рахунок перерозподілу потоків потужності і розвантаження окремих ЛЕП магістралі фідера Ф-26.

Так, наприклад, у режимі максимальних навантажень (див. додаток Г), струм головної ділянки Ф-26 за рахунок роботи ГЕС зменшується на 26%, а на окремих ділянках ЛЕП – до 50 %. Разом з тим, спостерігається деяке покращення режиму напруги, що зумовлено вищезазначеними причинами.

Виходячи з цього можна стверджувати, що робота Коржовської ГЕС позитивно впливає на режими мережі 10 кВ, до якої вона приєднана, а також не погіршує нормальних режимів роботи мережі 110 кВ, оскільки її вплив є неістотним.



Таблиця 3.2 – Результати розрахунку режимів мережі 10 кВ Ф-26

Вид розрахунку	Мінімальна напруга, кВ	Втрати в ЛЕП, кВт	Втрати в трансформаторах, кВт			Сумарні втрати, кВт
			Сумарні	х.х.	Навант.	
<b>Режим середніх навантажень</b>						
Без урахування ГЕС	10,0	7,8	6,9	3,6	3,3	14,7
З урахуванням ГЕС	10,1	2,8	6,3	3,6	2,7	9,1
Оцінка впливу, %	1,0	-64,10	-8,70	0,00	-18,18	-38,10
<b>Режим мінімальних навантажень</b>						
Без урахування ГЕС	10,1	1,2	4,1	3,6	0,5	5,3
З урахуванням ГЕС	10,1	0,7	4,1	3,6	0,5	4,8
Оцінка впливу, %	0,0	-41,67	0,00	0,00	0,00	-9,43
<b>Режим максимальних навантажень</b>						
Без урахування ГЕС	9,78	24,7	14,0	3,6	10,4	38,7
З урахуванням ГЕС	9,88	15,3	13,9	3,6	10,3	29,3
Оцінка впливу, %	1.02	-38,06	-0,71	0,00	-0,96	-24,29

### **3.2.2 Втрати електроенергії в електричних мережах з малими ГЕС, що приєднані до шин понижувальних підстанцій**

Для виконання розрахунків з дослідження впливу малих ГЕС на режими роботи трансформаторних підстанції та розподільних електричних мереж 35 кВ і вище як приклад використано Звенигородську ГЕС, яка розташована на р. Рось. Основні характеристики станції такі:

- відновлена – 2007 рік;
- встановлена потужність – 264 кВт;
- кількість агрегатів – 3 шт.;
- тип генераторів – асинхронні, номінальна потужність 132 кВт;
- тип турбін – Т-50, номінальна потужність 80-100 кВт;
- розрахунковий напір – 6,5 м;

- витрати води на гідроагрегат –  $2,3 \text{ м}^3/\text{сек}$ ;
- досягнуте річне вироблення електроенергії до 1200 тис. кВт·год.

В якості асинхронних генераторів ГГ-1, ГГ-2, ГГ-3 використовується асинхронні двигуни серії 4А номінальною потужністю  $P_n=132 \text{ кВт}$ . Для зв'язку ГЕС з енергосистемою на напрузі 10 кВ використовується кабельна ЛЕП довжиною 216 м з мідними жилами перерізом  $16 \text{ мм}^2$ .

Електрична схема станції подана на рис. 3.3. Звенигородська ГЕС видає електроенергію безпосередньо на шини 10 кВ підстанції 35/10 кВ «Звенигородка».

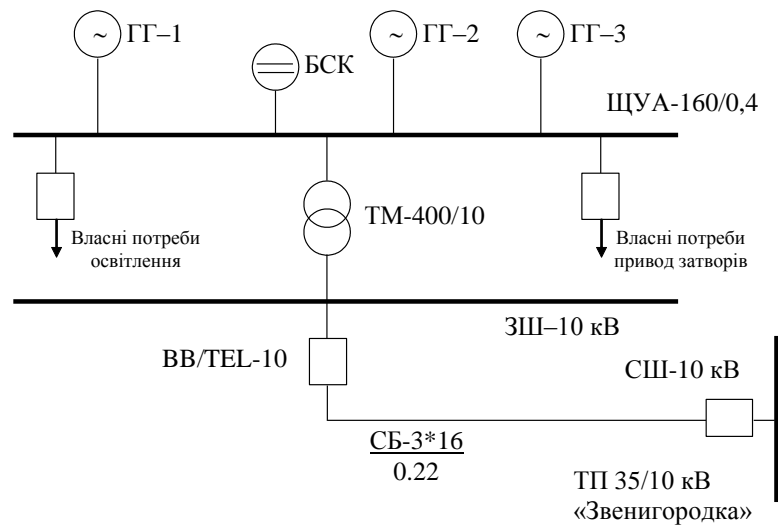


Рисунок 3.3 – Електрична схема Звенигородської ГЕС

Для дослідження впливу Звенигородської ГЕС на режими роботи мережі 110/35 кВ «Черкасиобленерго» (додаток В), розраховано режим максимальних навантажень з визначенням втрат електроенергії в електричних мережах. Результати розрахунків наведені в додатку Д.

Виходячи з отриманих результатів можна стверджувати, що фактично вся електроенергія, що виробляється Звенигородською ГЕС, споживається у мережах 10 кВ, які отримують живлення з I секції шин 10 кВ підстанції 35/10 кВ «Звенигородка», до якої приєднано станцію. Отже, електрична енергія до розподільних мереж 110/35 кВ «Черкасиобленерго» не передається. Виходячи з цього, Звенигородська ГЕС фактично не впливає на режими роботи цієї мережі.

Слід зазначити, що за рахунок вироблення електроенергії на малій ГЕС максимальна потужність, яка передається через трансформатор живильної підстанції, зменшується на 200 кВт. Це призводить до його незначного розвантаження. В наслідок цього напруга на шинах 10 кВ підстанції «Звенигородка» неістотно (у межах 0,2%) підвищується, що фактично не впливає ні на режими роботи мережі нижчої напруги, ні на якість електроенергії у споживачів.

Проведені дослідження дозволяють стверджувати, що для максимального використання переваг малих ГЕС встановленою потужністю до 1 МВт, щодо покращення режимів роботи електричних мереж та якості електроенергії у споживачів, доцільним є приєднання їх безпосередньо до мережі 10 кВ. У такому разі за рахунок перерозподілу потоків потужності в магістралях мережі зменшується завантаження ЛЕП, зменшуються втрати електроенергії та покращується режим напруги у споживачів.

## 4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

### 4.1 Формування критерію оптимальності в задачах проектування електричної частини малих ГЕС. Рентабельність капіталовкладень як критерій оптимальності

На сьогодні найбільш важливим критерієм оптимальності є рентабельність капіталовкладень, що визначається [27]:

$$R = \frac{\Pi - B}{K}, \quad (4.1)$$

де  $\Pi$  – прибуток;

$B$  – щорічні видатки;

$K$  – капітальні затрати (капіталовкладення).

Враховуючи специфіку поставленої задачі (визначення меж економічної доцільності застосування асинхронних генераторів), тобто те, що економічний ефект у даному випадку досягається, в основному, за рахунок зменшення видатків [27], в якості критерію оптимальності доцільно використати щорічні експлуатаційні видатки:

$$B = B_k + B_{po} + B_{\Delta W}, \quad (4.2)$$

де  $B_k$  – складова щорічних видатків, що пов'язана з капітальними затратами;

$B_{po}$  – щорічні видатки на ремонт та обслуговування генератора та суміжного електрообладнання;

$B_{\Delta W}$  – щорічні видатки, пов'язані з втратами електроенергії в генераторі, а також від адресних перетоків потужності ГЕС в електричній мережі.

Враховуючи, що результатом досліджень має бути деяка гранична потужність  $P_{sp}$ , для якої використання синхронних та асинхронних генераторів є

рівнозначним, всі складові критерію оптимальності мають бути виражені через номінальну потужність генератора.

## 4.2 Визначення складових критерію оптимальності

### 4.2.1 Видатки, що пов'язані з капітальними затратами

Складові видатків, що пов'язана з капітальними затратами визначається наступним чином [29]:

$$B_k = (\alpha_n - \alpha_k + \alpha_a) \cdot K, \quad (4.3)$$

$$\alpha_k = \frac{E_{ном} + 100}{\alpha + 100} - 1, \quad \alpha_a = \frac{\frac{E_{ном} + 100}{\alpha + 100} - 1}{\left(\frac{E_{ном} + 100}{\alpha + 100}\right)^{T_{сл}} - 1},$$

де  $\alpha_n$  – коефіцієнт ефективності капітальних вкладень, що визначається плановим терміном окупності ( $\alpha_n = 0,1-0,2$ );

$\alpha_k$  – коефіцієнт відрахувань по кредитах ( $\alpha_k = 0,09-0,12$ );

$\alpha_a$  – коефіцієнт амортизаційних відрахувань ( $\alpha_a = 0,09-0,17$ );

$K$  – капітальні затрати на генератор та суміжне електрообладнання;

$E_{ном}$  – процентна ставка по довготривалих кредитах;

$\alpha$  – коефіцієнт інфляції;

$T_{сл}$  – термін служби обладнання.

Складові капітальних затрат є найбільш визначеною і не потребує додаткових уточнень. Проте залежність капітальних затрат на генератор та сукупне обладнання від його номінальної потужності вимагає додаткових пояснень. Капітальні затрати можна подати таким чином:

– для синхронного генератора:

$$K_{CG} = K_{CG}^G + K_{CG}^A,$$

– для асинхронного генератора:

$$K_{AG} = K_{AG}^G + K_{AG}^A + K_{AG}^{KY},$$

де  $K_{CG}^G, K_{AG}^G$  – вартість синхронного та асинхронного генераторів;

$K_{CG}^A$ ,  $K_{AG}^A$  – вартість суміжної апаратури, засобів автоматизації та захисту відповідно синхронного та асинхронного генераторів;

$K_{AG}^{KY}$  – вартість конденсаторної установки для покриття споживання реактивної потужності асинхронного генератора.

Зазначені складові достатньо точно можуть бути розраховані лише на етапі проектування конкретної ГЕС. Але слід зазначити, що для генераторів, які виробляються на теренах України практично завжди справедливе співвідношення  $K_{CG}^G > K_{AG}^G$  для потужностей до 4-5 МВт, а також  $K_{CG}^A > K_{AG}^A$  – для генераторів довільної потужності (аналізувалися генератори з  $P_{ном} < 16$  МВт) [27].

Складова капітальних затрат  $K_{AG}^{KY}$ , що пов'язана з встановленням конденсаторів реактивної потужності, визначається рівнем реактивного споживання асинхронних генераторів:

$$K_{AG}^{KY} = y_0 Q_{KY}, \quad (4.4)$$

де  $y_0$  – питома вартість конденсаторної установки, тис. грн./квар;

$Q_{KY}$  – необхідна потужність конденсаторної установки.

#### 4.2.2 Техніко-економічна оцінка реактивного споживання асинхронних генераторів

Як відомо [30], для забезпечення генераторного режиму роботи асинхронної машини її необхідно приєднати до електричної мережі змінного струму і обертати за допомогою гідротурбіни зі швидкістю  $n$ , що перевищує синхронну  $n_1$ . При цьому машина набуде від'ємного ковзання  $s$ , тобто швидкість обертання поля ротора перевищить швидкість обертання поля статора. Активна складова  $I'_{2a}$  приведенного струму ротора (рис. 4.1), пропорційна ковзанню, стане від'ємною, що призведе до зміни напрямку активної складової струму статорної обмотки  $I'_1$  і буде відповідати генерації активної потужності в систему [30]:

$$I_2 = \frac{s E_2 r_2}{r_2^2 + s^2 x_{\sigma 2}^2} - j \frac{s^2 E_2 x_{\sigma 2}}{r_2^2 + s^2 x_{\sigma 2}^2} = I_{2a} - j I_{2p}, \quad (4.5)$$

де  $s$  – ковзання асинхронної машини;

$E_2$  – еквівалентна ЕРС обмотки ротора;

$r_2, x_{\sigma 2}$  – активний та реактивний опір обмотки ротора.

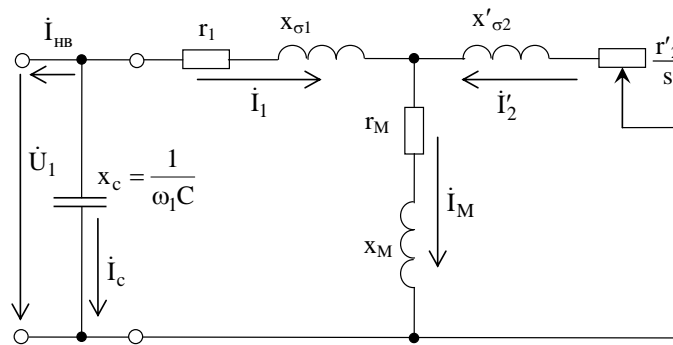


Рисунок 4.1 – Заступна схема асинхронного генератора з конденсаторним збудженням

Напрямок реактивної складової струму  $I_{2p}$  при цьому не зміниться, отже машина як і в режимі двигуна споживатиме реактивну потужність з електричної мережі. Це є недоліком асинхронних генераторів, порівняно з синхронними. Слід врахувати також той факт, що якщо для синхронного генератора потужність збудження не перевищує 1% від номінальної потужності генератора, то для АГ ця величина сягає 70-100%. Разом з тим, у випадку асинхронного генератора мова йде про реактивну потужність, що може бути частково чи повністю вироблена конденсаторною установкою або синхронним генератором, що працює паралельно з АГ на малій ГЕС.

Досліджуючи компенсацію реактивної потужності, споживаної АГ, слід окремо розглядати дві задачі [28]: забезпечення умов самозбудження для асинхронних генераторів, що працюють автономно, та компенсацію реактивного споживання АГ, що працюють паралельно з енергосистемою, з метою підви-

щення ефективності його експлуатації за рахунок зменшення плати за реактивну потужність енергосистемі.

У першому випадку необхідна ємність  $C$  (а отже, і встановлена потужність  $Q_c$ ) конденсаторної установки є більшою. Так, для забезпечення умов самозбудження АГ необхідно, щоб залишкова ЕРС машини, що наводиться струмом за рахунок залишкового намагнічування ротора, була достатньою для створення ємнісного струму  $I_C$ , який би призвів до підвищення ЕРСстаторної обмотки машини, тобто

$$\begin{aligned} I_M(x_{\sigma 1} + x_{m.n}) &> I_C x_c, \\ I_M &= I_C, \end{aligned}$$

де  $x_{m.n}$  – індуктивний опір ненасиченої магнітної системи АГ.

Перехідний процес самозбудження закінчується, коли за рахунок насичення магнітної системи опір  $x_m$  зменшується порівняно з  $x_{m.n}$  настільки, що

$$I_C(x_{\sigma 1} + x_m) = I_C x_c.$$

Отже, ємність конденсаторної установки, що необхідна для забезпечення збудження АГ, що працює на навантаження автономно [10, 30]:

$$C = \frac{1}{\omega_1(x_{\sigma 1} + x_m)}. \quad (4.6)$$

Іншою важливою проблемою, пов'язаною з забезпеченням збудження асинхронних генераторів, що працюють автономно є забезпечення номінальної напруги на їх затискачах у випадку активно-реактивного навантаження. У цьому випадку необхідна реактивна потужність може бути визначена [30]:

$$Q_c = \frac{U_c^2}{X_c} = Q_2 + Q_n = P_2 \operatorname{tg} \varphi_2 + P_n \operatorname{tg} \varphi_n, \quad (4.7)$$

де  $U_c$  – модуль лінійної напруги на затискачах конденсаторної установки, що визначається напругою на затискачах АГ:  $U_c = U_2$ ;

$P_2, P_n$  – номінальні активні потужності генератора та його навантаження, які, нехтуючи втратами у конденсаторній установці, можна вважати рівними:

$$P_2 = P_n = P_{ном.}$$



Виходячи з (4.7), ємність конденсаторної установки визначається так:

$$C = \frac{P_{ном} (tg \varphi_2 + tg \varphi_H)}{\omega_1 U_{2.ном}^2}. \quad (4.8)$$

Отже, для визначення потужності конденсаторної установки, яка забезпечить збудження АГ, що працює автономно, необхідно використовувати більшу з ємностей, визначених за (4.6) та (4.8).

На сучасних малих ГЕС асинхронні генератори найчастіше застосовуються у режимі паралельної роботи з енергосистемою. Виходячи з цього, відпадає необхідність у забезпеченні їх самозбудження, а також у регулюванні напруги шляхом коригування потужності конденсаторної установки [10], оскільки напруга генератора, як вже відмічалось, жорстко задається системою.

Разом з тим, залишається проблема компенсації реактивного споживання АГ, оскільки отримання реактивної потужності з електричної мережі призводить до підвищення експлуатаційних видатків. Для вирішення вказаної проблеми найчастіше використовують статичні конденсаторні установки або синхронні генератори, що встановлені на станції. Очевидно, що перший шлях призводить до підвищення капітальних затрат на електричну частину проекту спорудження або відновлення ГЕС. Отже, актуальним є аналіз впливу параметрів та режимів роботи АГ на їх реактивне споживання з метою обґрунтованого зменшення встановленої потужності КУ.

Структура споживання реактивної потужності асинхронним генератором наступна [30]. Найбільша потужність витрачається на створення основного магнітного поля машини  $Q_M = 3I_M^2 x_M$ , на створення полів розсіяння первинного кола машини витрачається потужність  $q_1 = 3I_1^2 x_{\sigma 1}$ , а на створення вторинних полів розсіяння – потужність  $q_2 = 3I_2^2 x'_{\sigma 2}$ . Виходячи з цього, сумарне реактивне споживання АГ визначається

$$Q_1 = Q_M + q_1 + q_2 = P_G tg \varphi_G. \quad (4.9)$$

Таким чином, встановлена потужність КУ має підбиратися так, щоб компенсувати споживання АГ  $Q_1$  (якщо не планується використання надлишкової реактивної потужності для забезпечення зовнішніх споживачів на комерційній основі).

Найчастіше малі ГЕС працюють у режимі видачі постійної потужності протягом тривалого періоду часу, або у режимі періодичних вмикань на постійну потужність у періоди часу, що відповідають максимальному навантаженню енергосистеми. Виходячи з цього, асинхронні генератори, що входять до їх складу, мають відносно стабільне реактивне споживання, а отже встановлення нерегульованої КУ певної потужності забезпечує їх економічну роботу протягом усього терміну експлуатації [10]. Економічна потужність батареї конденсаторів для випадку постійної експлуатації АГ у режимах, близьких до номінального може бути обрахована достатньо просто [30]

$$Q_{КУ} = Q_n = P_n \operatorname{tg}\varphi_n, \quad (4.10)$$

і становить, коли в якості генераторів використовуються серійні асинхронні двигуни, від 30% до 90% їх номінальної потужності в залежності від конструктивних параметрів. Таким чином, даний аспект має враховуватися під час вибору типу та параметрів асинхронної машини.

Виходячи з наведеного, капітальні затрати на конденсаторні установки малих ГЕС становлять

$$K_{АГ}^{КУ} = y_0 P_2 \operatorname{tg}\varphi_2. \quad (4.11)$$

Капітальні затрати на КУ явно залежать від номінальної потужності АГ. Залежності інших складових капітальних затрат від номінальної потужності є складнішими, оскільки на вартість генераторів та суміжної апаратури впливає велика кількість об'єктивних та суб'єктивних факторів. Разом з тим, одним з визначальних є номінальна потужність генератора.

Для визначення залежностей  $K_{СГ}(P_2)$  та  $K_{АГ}(P_2)$ , використовувалися вартісні та технічні характеристики для 45 синхронних генераторів та 52 асинх-

ронних двигунів, придатних до використання у генераторному режимі. Застосовуючи для вказаної вибірки інтерполяцію за методом найменших квадратів було отримано залежності, наведені на рис. 4.2.

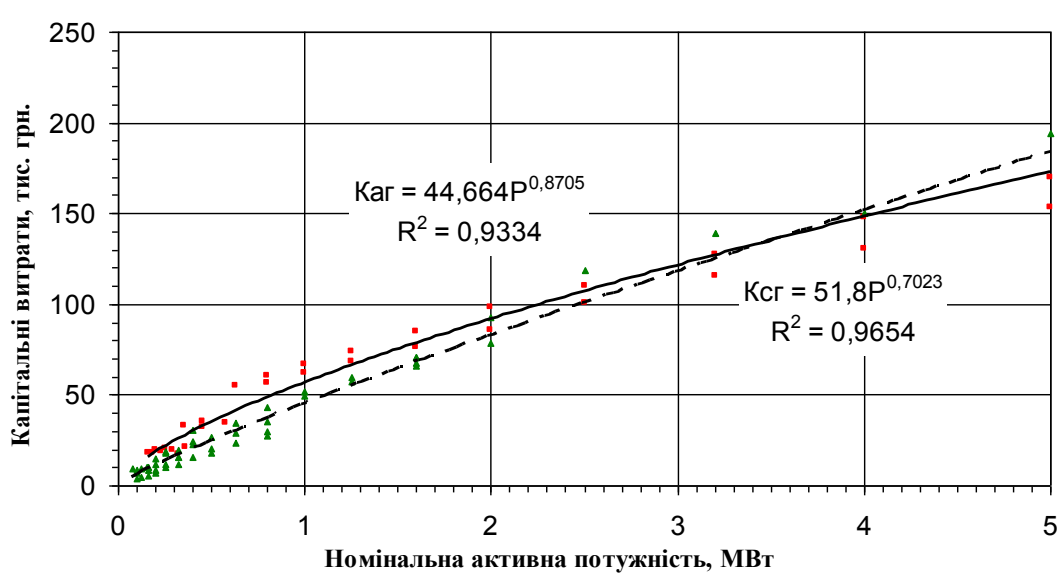


Рисунок 4.2 – Залежності капітальні затрати на генераторне обладнання на малих ГЕС (тут і далі — СГ, --- АГ)

З результатів видно, що усереднені значення капітальних затрат для АГ з урахуванням КУ та апаратури контролю і керування є меншими ніж для СГ у діапазоні номінальних потужностей до 3,5 МВт. Для більших потужностей за рахунок збільшення вартості асинхронних машин їх використання виявляється дорожчим.

Виходячи з отриманої залежності капітальних затрат від номінальної потужності  $P_n$ , визначено характер змін складової видатків  $V_k$ , пов'язаних з забезпеченням капіталовкладень при збільшенні номінальної потужності генераторів (рис. 4.3). При цьому прийнято термін повернення капіталовкладень 5 років ( $\alpha_n = 0,2$ ), коефіцієнт відрахувань на погашення кредитів  $\alpha_k = 0,1$ , коефіцієнт амортизаційних відрахувань  $\alpha_a = 0,15$ .

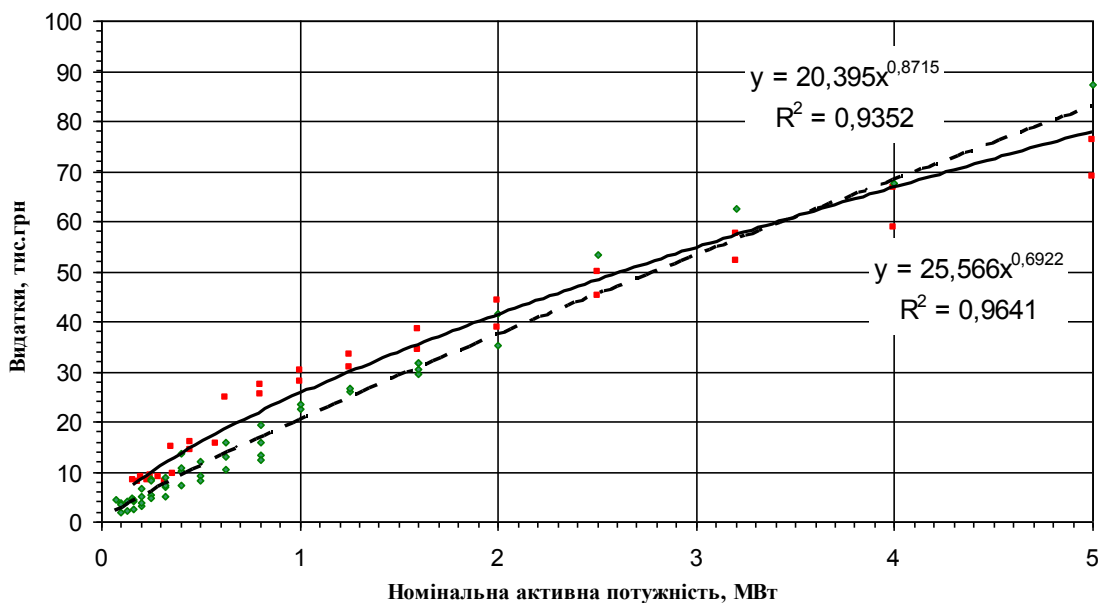


Рисунок 4.3 – Щорічні видатки, пов’язані з забезпеченням ефективності капіталовкладень

#### 4.2.3 Видатки на компенсацію втрат електроенергії

В процесі експлуатації генераторів на малих ГЕС складова видатків, що пов’язана з втратами електроенергії, є одною з визначальних. Вона складається з вартості втрат у обладнанні ГЕС, у даному випадку – у генераторах  $B_{\Gamma}$ . Іншою складовою є вартість втрат електроенергії в електричних мережах  $B_{EC}$ . Тобто:

$$B_{\Delta W} = B_{\Gamma} + B_{EC}.$$

Складова втрат електроенергії в генераторах визначається через коефіцієнт корисної дії машини  $\eta_n$  та тривалість роботи генератора протягом року  $T_n$ :

$$B_{\Gamma} = \left( \frac{1}{\eta_n} - 1 \right) P_c T_n u_0,$$

де  $u_0$  – тариф на електроенергію для заданої ГЕС.

Інша складова, що пов’язана з втратами електроенергії в електричних мережах  $\Delta W$ :

$$B_{EC} = \Delta W \cdot c_0,$$

де  $c_0$  – вартість втрат електроенергії в мережах.

Ця складова визначається складніше, оскільки у даному випадку на величину видатків впливають як параметри ГЕС, так і схема приєднання до мережі. В залежності від схеми приєднання та потужності малої ГЕС вплив її на втрати електроенергії в електричній мережі буде різним. Типова схема приєднання малої ГЕС має вигляд, приведений на рис. 4.4.

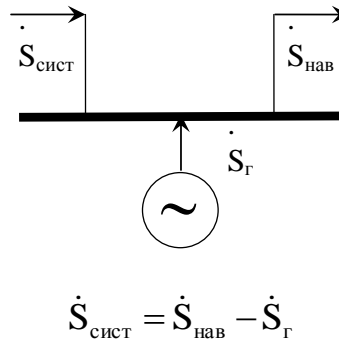


Рисунок 4.4 – Типова схема приєднання малої ГЕС

Виходячи з цієї схеми, при малих встановлених потужностях ( $P_г < P_{\text{нав}}$ ) ГЕС частково компенсує потоки потужності, зумовлені навантаженням  $P_{\text{нав}}$  та  $Q_{\text{нав}}$ , і  $\dot{S}_{\text{сист}}$  зменшується. Разом з цим зменшуються втрати потужності та електроенергії в електричних мережах енергосистеми:

$$\Delta W = \frac{S_{\text{сист}}^2}{U_n^2} r_{\text{ек}} k_{\phi}^2 T_n = \frac{(P_{\text{нав}} - P_г)^2 + (P_{\text{нав}} \text{tg}\varphi_n - P_г \text{tg}\varphi_г)^2}{U_n^2} r_{\text{ек}} k_{\phi}^2 T_n, \quad (4.12)$$

де  $U_n$  – номінальна напруга електричної мережі, де видається потужність МГЕС;

$r_{\text{ек}}$  – еквівалентний опір електричної мережі, що визначає втрати в ЕМ від протікання потужності  $\dot{S}_{\text{сист}}$ ;

$k_{\phi}$  – коефіцієнт форми графіка сукупного навантаження;

$T_n$  – тривалість звітного періоду.

В залежності від типу генераторів, що встановлюються на ГЕС, їх вплив на втрати електроенергії в ЕМ буде різним. Для дослідження останнього запишемо вирази  $\Delta W$  для випадку застосування синхронних ( $\Delta W_{\text{СТ}}$ ) та асинхронних ( $\Delta W_{\text{АГ}}$ ) генераторів.

У випадку збільшення генерації станції над приєднаним навантаженням ( $P_2 > P_{нав}$ ,  $Q_2 > Q_{нав}$ ) втрати в ЕМ, що зумовлені впливом ГЕС, починають зростати. Втрати електроенергії в мережі в залежності від потужності ГЕС визначаються:

$$\Delta W_{CG} = \frac{P_2^2(1 + tg^2\varphi_2) + P_{нав}^2(1 + tg^2\varphi_H) - 2P_2P_H(1 + tg\varphi_2tg\varphi_H)}{U_H^2} r_{ек} k_{\phi}^2 T_n. \quad (4.13)$$

Враховуючи, що на ГЕС з асинхронними генераторами встановлюються батареї статичних конденсаторів, що, фактично, компенсують їх реактивне споживання, можна прийняти  $tg\varphi_r = 0$ , тоді

$$\Delta W_{AG} = \frac{P_2^2 + P_{нав}^2(1 + tg^2\varphi_H) - 2P_2P_H}{U_H^2} r_{ек} k_{\phi}^2 T_n. \quad (4.14)$$

З метою оцінки міри впливу окремих ГЕС на втрати електроенергії в ЕМ введемо коефіцієнт зміни втрат, що характеризує відношення втрат в ЕМ до та після введення ГЕС в експлуатацію. Для ГЕС з СГ у припущенні, що значення коефіцієнтів потужності ГЕС з СГ та навантаження близькі:

$$k_{\Delta W - CG} = 1 + \frac{P_2^2(1 + tg^2\varphi_2)}{P_{нав}^2(1 + tg^2\varphi_H)} - 2 \frac{P_2(1 + tg\varphi_2tg\varphi_H)}{P_{нав}(1 + tg^2\varphi_H)} \approx \left( \frac{P_2}{P_{нав}} - 1 \right)^2, \quad (4.15)$$

Відповідно для ГЕС з АГ:

$$\begin{aligned} k_{\Delta W - AG} &= 1 + \frac{P_2^2}{P_{нав}^2(1 + tg^2\varphi_H)} - 2 \frac{P_2}{P_{нав}(1 + tg^2\varphi_H)} = \\ &= \left( \frac{P_2}{P_{нав}} - 1 \right)^2 \cos^2 \varphi_H + \sin^2 \varphi_H. \end{aligned} \quad (4.16)$$

З (4.12) та (4.13) видно, що у випадку роботи ГЕС з асинхронними генераторами та потужністю  $P_2 < P_{нав}$ , її позитивний вплив на втрати потужності буде більшим ніж для випадку застосування синхронних генераторів:

$$k_{AG/CG} = \cos^2 \varphi_H + \frac{\sin^2 \varphi_H}{\left( \frac{P_2}{P_{нав}} - 1 \right)^2} \quad (4.17)$$

При цьому слід зауважити, що саме на цьому інтервалі робота ГЕС призводить до зменшення втрат в електричних мережах. У випадку  $P_{нав} < P_2 < 2P_{нав}$  вплив ГЕС з АГ на втрати в ЕМ є більшим, ніж для ГЕС з СГ. У випадку  $P_2 > 2P_{нав}$  збільшення втрат в ЕМ через збільшення потужності ГЕС з АГ відбувається (див. рис. 4.5) дещо повільніше, ніж для випадку СГ, через відсутність генерації реактивної потужності. Отримані висновки підтверджені практичними розрахунками, що буде показано у наступних розділах.

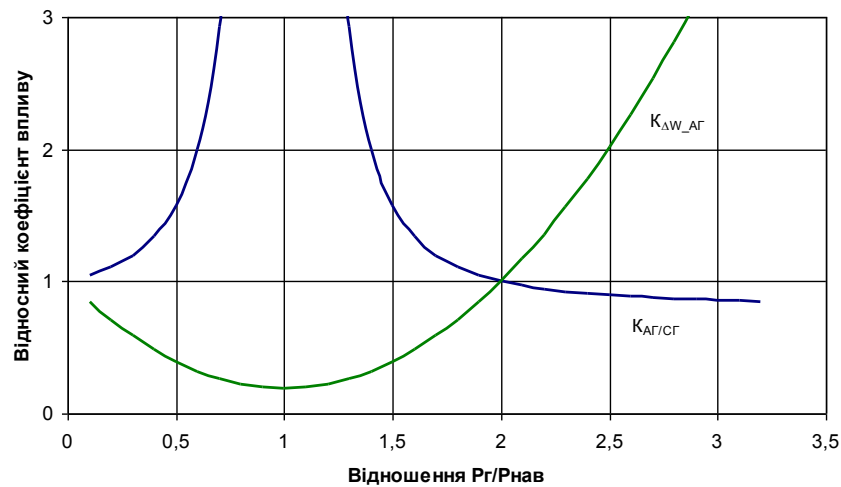


Рисунок 4.5 – Аналіз впливу типу генераторів ГЕС на втрати від їх потоків потужності (графіки побудовані для  $\cos\varphi_H = 0.9$ )

Для отримання моделі видатків на компенсацію втрат електроенергії для синхронних та асинхронних генераторів використано статистичні дані щодо доступних на ринку України електричних машин. Результати визначення  $B_{\Delta W} = f(P_H)$  подані на рис. 4.6.

З отриманих результатів видно, що за рахунок менших коефіцієнтів корисної дії для асинхронних генераторів втрати електроенергії і видатки на їх компенсацію для вказаних машин зростають швидше зі збільшенням номінальної потужності, незважаючи на дещо менший вплив АГ на втрати електроенергії в ЕМ.

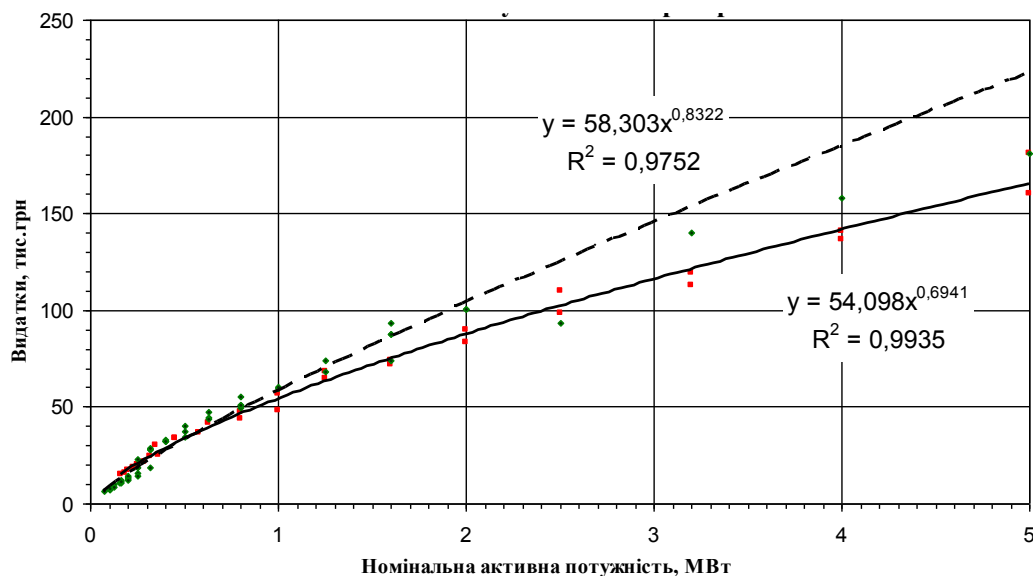


Рисунок 4.6 – Залежності видатків на компенсацію втрат електроенергії в залежності від номінальної потужності генераторів малих ГЕС

#### 4.2.4 Видатки на ремонт та обслуговування

Складова щорічних видатків, що пов'язана з ремонтом та обслуговуванням основного обладнання, є найбільш простою у визначенні для реального проекту, але складною для узагальнення, оскільки крім технічних параметрів великою мірою визначається особливостями організації процесу експлуатації окремих ГЕС та їх об'єднань. Але, незважаючи на це, вказану складову можна подати наступним чином:

$$B_{po} = B_{nocm} + B_o + B_p, \quad (4.18)$$

де  $B_{nocm}$  – умовно постійна складова, що пов'язана з оплатою праці чергового персоналу (практично не залежить від електричних параметрів генератора);

$B_o$  – складова, що пов'язана з обслуговуванням генератора, проведенням оглядів, виконанням оперативних перемикачів, змін режимів ГЕС тощо;

$B_p$  – складова, що визначається видатками на поточні, попереджувальні та капітальні ремонти генераторів.

Складові  $B_o$  та  $B_p$  для асинхронних генераторів є меншими, що пов'язано з простотою та надійністю конструкції, мінімальною кількістю сис-



тем захисту та керування. Аналізуючи статистичні дані щодо видатків на експлуатацію електричних машин на реальних ГЕС, отримано залежності  $V_{po} = f(P_n)$  (рис. 4.7).

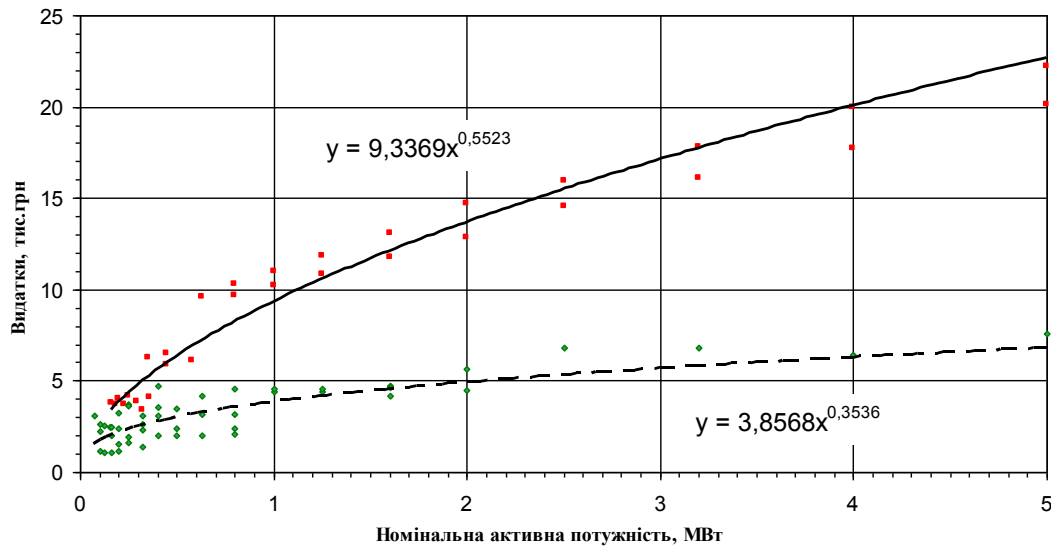


Рисунок 4.7 – Залежності щорічних видатків на ремонт і обслуговування генераторів малих ГЕС від їх номінальної потужності

З аналізу наведених залежностей видно, що за рахунок більшої надійності в експлуатації, а також спрощення схем керування, вказана складова річних видатків для АГ залежить від номінальної потужності генератора менш істотно ніж для випадку застосування синхронних машин.

### 4.3 Визначення граничної потужності ефективного використання асинхронних генераторів, аналіз та оцінка її чутливості

Визначивши фактори, що мають максимальний вплив на експлуатаційні характеристики генераторів малих ГЕС, та встановивши їх залежність від номінальної потужності машин, отримано залежності критерію оптимальності – річних експлуатаційних видатків для випадків застосування на малих ГЕС синхронних та асинхронних генераторів (див. рис. 4.8).

З отриманих результатів видно, що гранична потужність застосування асинхронних генераторів, виходячи з сучасних економічних умов, складає біля 2 МВт ( $P_{гр} = 2,08$  МВт).

#### Приведені витрати генераторів від їх номінальної потужності

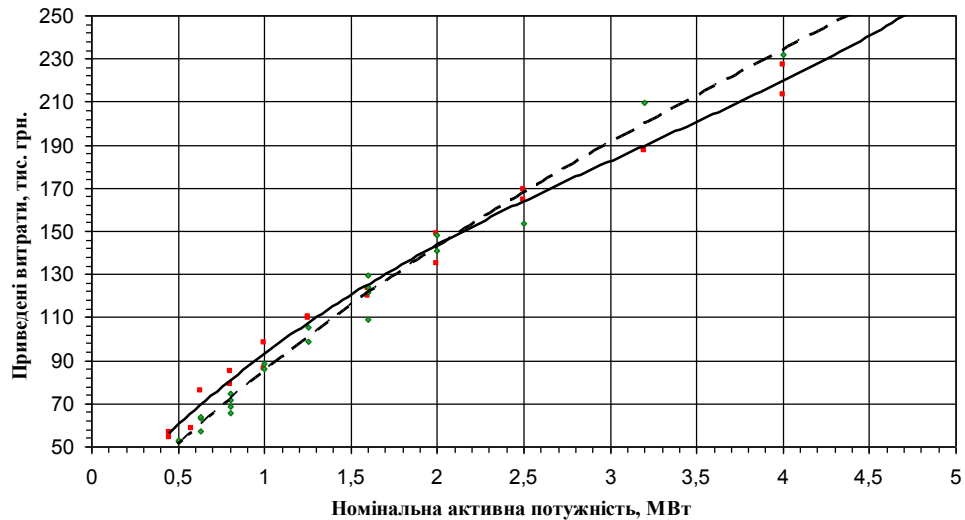


Рисунок 4.8 – Залежності показників ефективності вибору генераторів малих ГЕС для визначення меж ефективного використання АГ

Оскільки конкретні експлуатаційні умови змінюються, то з метою адаптації отриманого рішення необхідно виконати аналіз його чутливості до зміни основних технічних та економічних факторів. Це в першу чергу використання установленної потужності протягом року  $T_p$ , оптовий тариф на відпущену електроенергію  $\Pi_0$ , коефіцієнт нормативних відрахувань від капітальних вкладень  $\alpha_k$  та питома вартість конденсаторних установок  $u_0$ .

## 5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

### 5.1 Задачі розділу. Аналіз умов праці робіт, пов'язаних з обслуговуванням розподільної установки ГЕС потужністю 0,76 МВт

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

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 охорони праці під час обслуговування і ремонту РУ ГЕС.
3. Розрахувати параметри заземлювального пристрою розподільної установки 10 кВ.
4. Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС потужністю 0,760 МВт в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій .

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 в розподільних установках виконується з врахуванням літературних джерел [31-33]. 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.

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.

## **5.2 Розроблення організаційно-технічних рішень з охорони праці під час обслуговування і ремонту ВРУ ГЕС потужністю 0,76 МВт**

### **5.2.1 Організаційні рішення з безпечної експлуатації робочих місць**

На основі аналізу літературних джерел [31, 33] 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.

### 5.2.2 Технічні рішення з безпечної організації робочих місць

До технічних заходів (згідно Правил безпечної експлуатації електроустановок) 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 попереджуючі плакати “Обережно! Електрична напруга!” [36].

На станції 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 показчиками напруги на кожний клас напруги, діелектричними рукавицями та ботами, окулярами, переносними плакатами та знаками безпеки. Механізми, що рухаються, огорожені сітчастими стаціонарними огорожами. Електрообладнання ВРУ, струмоведучі частини, ізолятори кріплення, огороження та несучі конструкції вибираються і встановлюються таким чином, щоб:

- електроустановки, в нормальних умовах роботи яких виникає нагрів, електрична дуга, 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 показчики положення “Ввімкнено” і “Вимкнено”. Ручки 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 вими-

качів з ручним приводом необхідно виконувати в діелектричних рукавицях. Все обладнання, на якому проводяться роботи, повинно бути заземлене.

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.

### 5.3 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 [16, 33]:

$$R_3 = \frac{125}{I_3} \leq 4 \text{ Ом}, \quad (5.1)$$

де  $I_3$  – розрахунковий струм замикання на землю, А.

Для повітряних мереж розрахунковий струм замикання на землю:

$$I_3 = \frac{U \cdot I}{350}, \quad (5.2)$$

де  $U$  – міжфазна напруга, кВ;

$l$  – довжина мережі, км.

$$I_3 = \frac{10 \cdot 20}{350} = 0,57 \text{ А};$$

$$R_3 = \frac{125}{0,57} = 219,3 \text{ Ом} > 4 \text{ Ом}.$$

Приймаємо  $R_3 = 4 \text{ Ом}$ .

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:

$$r_\Gamma = \frac{0,366 \cdot \rho_{розр}^\Gamma}{l_\Gamma} \cdot \lg \frac{2l_\Gamma^2}{b \cdot t}, \quad (5.3)$$

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

$l_\Gamma$  – сумарна довжина горизонтальних електродів, м;

$b$  – ширина полоси, м;

$t$  – глибина закладання полоси, м;

$$\rho_{розр}^\Gamma = K_{CG} \cdot \rho, \quad (5.4)$$

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

$$r_\Gamma = \frac{0,366 \cdot 240}{24} \cdot \lg \frac{2 \cdot 24^2}{40 \cdot 10^{-3} \cdot 0,7} = 16,9 \text{ Ом}.$$

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

$$a = \frac{24}{4} = 6 \text{ м.}$$

Опір полоси в контурі з урахуванням коефіцієнта використання:

$$R_{\Gamma} = \frac{r_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma}}, \quad (5.5)$$

де  $\eta_2$  – коефіцієнт використання полоси [33].

При відношенні  $a/l_B = 6/2 = 3$  коефіцієнт використання з'єднувальної полоси в контурі з 4 вертикальних заземлювачів складає  $\eta_2 = 0,7$  [33].

$$R_{\Gamma} = \frac{16,9}{0,70} = 24,13 \text{ Ом} > R_3 = 4 \text{ Ом.}$$

Необхідний опір вертикальних заземлювачів:

$$R_B = \frac{R_{\Gamma} \cdot R_3}{R_{\Gamma} - R_3}; \quad (5.6)$$

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

Опір одного вертикального заземлювача:

$$r_B = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{розр}}^B}{l_B} \left( \lg \frac{2l_B}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4t' + l_B}{4t' - l_B} \right); \quad (5.7)$$

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

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

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



$$\rho_{розр}^B = K_{CB} \cdot \rho; \quad (5.8)$$

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

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

Кількість вертикальних заземлювачів:

$$n_B = \frac{r_B}{R_B \cdot \eta_B}; \quad (5.9)$$

де  $r_B$  – опір одного вертикального заземлювача, Ом;

$\eta_B$  – коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів; згідно [33]

$\eta_B = 0,86$ .

$$n_B = \frac{17,62}{4,79 \cdot 0,86} = 4,3 \text{ шт.}$$

Приймаємо в контурі 6 вертикальних заземлювачів (рисунок 5.1).

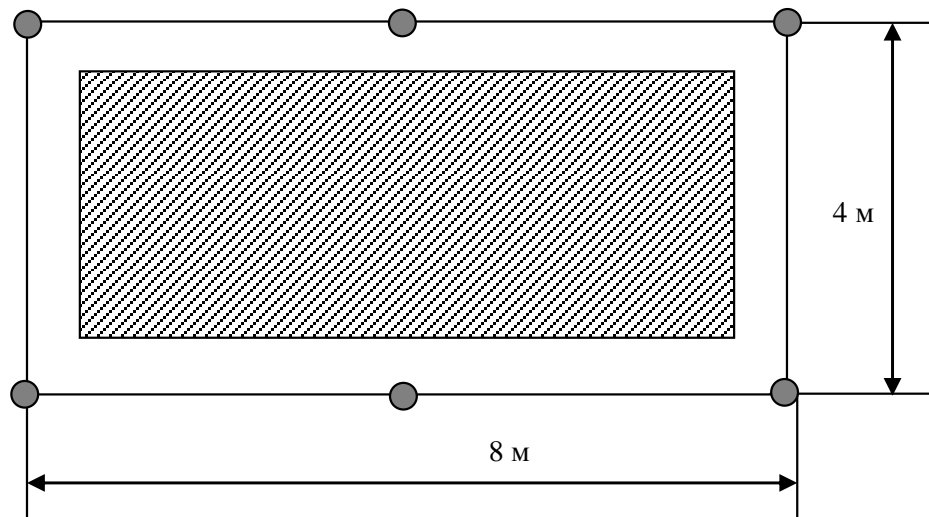


Рисунок 5.1 – План заземлювального пристрою ВРУ-10 кВ

#### **5.4 Безпека в надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС потужністю 0,76 МВт в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій**

Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС у надзвичайних ситуаціях (НС) мирного та військового часу має велике значення, тому що вона дозволяє не тільки оцінити можливі втрати, нанесені об'єкту, але й розробити комплекс заходів, направлених на підвищення його безпеки [30]. Джерелами природних НС є небезпечні природні явища. У числі подібних явищ:

- геологічні процеси: землетруси, вулканічні виверження, зсуви, карсти;
- гідрологічні явища і процеси : підтоплення, цунамі, сіли, повені, затори;
- гідрологічні явища і процеси : підтоплення, цунамі, сіли, повені, затори;
- природні пожежі: пожежі ландшафтні, степові, лісові.

На ГЕС використовуються елементи, до складу яких входять: метали, напівпровідники, діоди, резистори та ін. Серед цих матеріалів найбільш чутливі до радіації метали, бо їм властива велика концентрація вільних носіїв.

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

Отже постає задача розрахунку і підвищення стійкості електричної частини станцій. Для цього на об'єкті завчасно на основі розрахунків планують і проводять відповідні організаційні й інженерно-технічні заходи.

##### **5.4.1 Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС потужністю 0,76 МВт в умовах дії іонізуючих випромінювань**

Визначаємо експозиційні дози при яких в елементах ГЕС можуть виникнути незворотні зміни. Час роботи до відмови різних систем – 9 років

(78840 год). Дані зводимо в таблицю 5.1.

Таблиця 5.1 – Експозиційні дози електричної бази електричної частини ГЕС

№	Елементи електричної частини ГЕС	Д <sub>гр, Р</sub>	Д <sub>гр, Р</sub>
1	Центральний щит керування	Резистори СП1-10	10 <sup>6</sup>
		Фотодіоди LEDX55	10 <sup>3</sup>
		Конденсатор К-41	10 <sup>5</sup>
		мікросхеми ТТЛДА3247	10 <sup>4</sup>
2	Агрегатний щит керування	Мікроперемикач МКФ46	10 <sup>4</sup>
		Конденсатор К-41	10 <sup>5</sup>
		Транзистор КТ531	10 <sup>5</sup>
		інтегральні схеми К1533ЛА	5·10 <sup>5</sup>
3	Блок живлення	транзистор БПЛ	10 <sup>4</sup>
		Трансформатор 6/0,4 кВ	10 <sup>3</sup>
		Діод VD648	10 <sup>5</sup>
		Резистори СП1-10	10 <sup>6</sup>

Самий уразливий елемент – фотодіоди центрального щита управління, Д<sub>гр</sub>=10<sup>3</sup>Р.

Визначаємо можливу дозу опромінення [34]:

$$D_m = \frac{2P_1(\sqrt{t_K} - \sqrt{t_{II}})}{K_{осл}}; \quad (5.10)$$

де  $K_{осл}$  – коефіцієнт ослаблення, 1;

$t_{II}$  – час початку опромінення, 1 год

$t_K$  – максимальна тривалість роботи, 9 років.

$$D_m = \frac{2 \cdot 5,4(\sqrt{78840} - \sqrt{1})}{1} = 2965,72(P).$$

Визначаємо допустимий час роботи елементів:

$$t_{доп} = \left( \frac{D_{сп} \cdot K_{осл} + 2 \cdot P_1 \sqrt{t_n}}{2P_1} \right)^2, \text{ [год]} \quad (5.11)$$

$$t_{\text{доп}} = \left( \frac{10^3 \cdot 1 + 2 \cdot 5,3 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 5,3} \right)^2 = 9089,64 \text{ (год)}.$$

Так як обладнання підстанції опромінюється 24 год на добу, то

$$t_{\text{доп}} = \frac{9089,64}{24 \cdot 365} = 1,04 \text{ (р)}.$$

Порівняємо отримані дані:

$$D_{\text{зр}} = 10^3 < D_{\text{м}} = 2965,72 \text{ (Р)}.$$

Висновок. Оскільки  $D_{\text{зр}} = 10^3 \text{ Р} < D_{\text{м}} = 2965,72 \text{ Р}$ , то для забезпечення стійкості роботи  $K_{\text{осл}}$  потрібно збільшити в 3 рази. Робота обладнання буде стійкою протягом 1,04 року (9089 годин).

#### **5.4.2 Дослідження стійкості роботи електричної частини ГЕС в умовах дії електромагнітного імпульсу**

При оцінюванні впливу електромагнітних імпульсів (ЕМІ) на струмопровідні елементи необхідно враховувати те, що ЕМІ мають горизонтальну та вертикальну складові напруженості електричного поля і тому повинні визначатися значеннями напруги на вертикальних та горизонтальних ділянках лінії. Для оцінки безпеки роботи в умовах дії електромагнітних випромінювань, необхідно визначити значення вертикальної складової напруженості електромагнітного поля, при коефіцієнті безпеки рівному  $K_{\sigma} = 40 \text{ дБ}$ .

Електрична частина ГЕС розподіляється на різні блоки:

1. Центральний щит керування;
2. Агрегатний щит керування;
3. Блок живлення.

На кожній ділянці визначаємо максимальну довжину вертикальної та горизонтальної струмопровідної частини:  $l_{B1} = 3,5 \text{ м}$ ,  $l_{B2} = 2,8 \text{ м}$ ,  $l_{B3} = 1,7 \text{ м}$ ,

$l_{Г1}=2,8$  м,  $l_{Г2} = 2,4$  м,  $l_{Г3} = 1,4$  м. Напругу наводки вертикальної струмопровідної частини визначаємо з формули:

$$K_{\sigma}^{e,2} = 20 \lg \frac{U_{\text{дон}}}{U_{(e,2)}} \geq 40 \text{ [дБ]}, \quad (5.12)$$

Після всіх математичних перетворень, отримуємо наступні значення:

$$\begin{aligned} U_{\sigma} &= E_{\sigma} \cdot l_{\sigma}, \quad U_{\sigma} = E_{\sigma} \cdot l_{\sigma}, \\ E_{\sigma} &= E_{\sigma} \cdot 10^{-3} \text{ (кВ/м)}. \end{aligned} \quad (5.13)$$

Приймаємо  $E_{\sigma} = 12,85$  (кВ/м).  $E_{\sigma} = 12,85 \cdot 10^{-3} = 0,01285$  (кВ/м).

Визначаємо  $U_{\sigma}$  та  $U_{\sigma}$ .

Для центрального щита управління:

$$\begin{aligned} U_{\sigma 1} &= 12,85 \cdot 2,8 = 35,98 \text{ (В)}; \\ U_{\sigma 1} &= 0,01285 \cdot 3,5 = 0,045 \text{ (В)}. \end{aligned}$$

Для агрегатного щита керування:

$$\begin{aligned} U_{\sigma 2} &= 12,85 \cdot 2,4 = 30,84 \text{ (В)}; \\ U_{\sigma 2} &= 0,01285 \cdot 2,8 = 0,036 \text{ (В)}. \end{aligned}$$

Для блока живлення:

$$\begin{aligned} U_{\sigma 3} &= 12,85 \cdot 1,4 = 17,99 \text{ (В)}; \\ U_{\sigma 3} &= 0,01285 \cdot 1,7 = 0,022 \text{ (В)}. \end{aligned}$$

Визначаємо допустимі коливання напруги живлення:

При  $U_{\text{дон}} = 12$  (В):

$$U_{\text{дон}} = U_{\text{жс}} + \frac{U_{\text{жс}}}{100} \cdot N = 12 + \frac{12}{100} \cdot 5 = 12,6 \text{ (В)}.$$

Визначаємо коефіцієнт безпеки. Результати розрахунків зводимо в таблицю 5.2.

Таблиця 5.2 – Результати розрахунків

№	Елемент системи	$l_g$ (м)	$l_z$ (м)	$U_g$ (В)	$U_z$ (В)	$K_{\sigma}^g$ (дБ)	$K_{\sigma}^z$ (дБ)	Результат дії
1	Центральний щит керування	3,5	2,8	0,045	35,980	48,95	-9,11	не стійкий
2	Агрегатний щит керування	2,8	2,4	0,036	30,840	50,89	-7,77	не стійкий
3	Блок живлення	1,7	1,4	0,022	17,990	55,22	-3,09	не стійкий

Для центрального щита управління:

$$K_{\sigma 1}^g = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{35,98} = -9,11 \text{ (дБ)};$$

$$K_{\sigma 1}^z = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{0,045} = 48,95 \text{ (дБ)}.$$

Для агрегатного щита керування:

$$K_{\sigma 2}^g = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{30,84} = -7,77 \text{ (дБ)}$$

$$K_{\sigma 2}^z = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{0,036} = 50,89 \text{ (дБ)};$$

Для блока живлення:

$$K_{\sigma 3}^g = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{17,99} = -3,09 \text{ (дБ)};$$

$$K_{\sigma 3}^z = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{0,022} = 55,22 \text{ (дБ)}.$$

Всі елементи схеми РЕА нестійкі, оскільки  $K_{\sigma}^{g,z} < 40$  дБ, тому потрібно проводити екранування.

### 5.4.3 Розроблення превентивних заходів щодо підвищення стійкості роботи електричної частини ГЕС в умовах надзвичайних ситуацій

Заходи радіаційної безпеки, що застосовують на електростанціях, залежать від конкретних умов роботи з джерелами іонізуючих випромінювань і передусім від типу джерела випромінювання.

Основними принципами забезпечення радіаційної безпеки при роботі із закритими джерелами іонізуючого випромінювання є:

- зменшення потужності джерел до мінімальних значень ("захист кількістю");
- скорочення часу роботи з джерелом ("захист часом");
- збільшення відстані від джерел до людей ("захист відстанню");
- екранування джерел випромінювання матеріалами, що поглинають іонізуюче випромінювання ("захист екраном").

Основними принципами забезпечення радіаційної безпеки при взаємодії з відкритими джерелами іонізуючого випромінювання є:

- використання принципів захисту, що застосовуються при роботі з джерелами випромінювання у закритому вигляді;
- герметизація виробничого устаткування з метою ізоляції процесів, що можуть стати джерелами надходження радіоактивних речовин у зовнішнє середовище;
- заходи планувального характеру;
- застосування санітарно-технічних засобів та устаткування, використання спеціальних захисних матеріалів;
- використання засобів індивідуального захисту і санітарної обробки персоналу;
- дотримання правил особистої гігієни;
- очищення від радіоактивних забруднень поверхонь будівельних конструкцій, апаратури і засобів індивідуального захисту;
- використання радіопротекторів (біологічний захист);

- збільшення коефіцієнта послаблення  $K_{ocл}$  в 3 рази.

Проведемо розрахунок товщини стінки екрану, для цього визначаємо перехідне затухання в екрані. Вибираємо сталевий екран  $K_e = 4,9$ .

Центральний щит керування:

$$t = \frac{A_e}{K_e \cdot \sqrt{f}}, \quad (5.14)$$

$$t_1 = \frac{40 - (-9,11)}{4,9\sqrt{15000}} = 0,082 \text{ (см)};$$

Агрегатний щит керування:

$$t_2 = \frac{40 - (-7,77)}{7,9\sqrt{15000}} = 0,08 \text{ (см)};$$

Блок живлення:

$$t_3 = \frac{40 - (-3,09)}{4,9\sqrt{15000}} = 0,072 \text{ (см)}.$$

Таким чином при екрануванні центрального щита управління з використанням екрану товщиною 0,082 см з сталі, система автоматики буде стійкою в умовах дії ЕМІ. Агрегатний щит керування буде стійким в умовах ЕМІ при екрануванні його з використанням екрану товщиною 0,08 см з сталі. Для блока живлення потрібен екран товщиною 0,072 см.

Висновки. Отже, іонізуючі випромінювання та ЕМІ впливають на стійкість роботи ГЕС. Для безпечної роботи електричної частини ГЕС 60 МВт в умовах електромагнітного імпульсу необхідно провести розрахунок при коефіцієнтів безпеки, за якого умови сприятливі і не впливають на роботу ГЕС.

В результаті дослідження роботи електричної частини ГЕС потужністю 2 МВт в умовах дії іонізуючих випромінювань було встановлено, що найбільш уразливим до дії іонізуючого випромінювання є елементи: фотодіоди центрального щита управління та трансформатор 6/0,4 кВ. Мінімальне значення дози радіоактивного опромінення даного елемента становить  $10^3$ , що менше максимального значення рівня радіації, яке очікується на об'єкті через встановлений



час. Саме тому РЕА в енергетичній системі не буде працювати стійко і виникатимуть збої, викликані дією іонізуючого випромінювання. Отже, обладнання потрібно екранувати, тобто елементи РЕА закрити захисним екраном. При дослідженні стійкості роботи електричної частини ГЕС умовах дії електромагнітних імпульсів були розглянуті три блоки РЕА: центральний щит керування; агрегатний щит керування та блок живлення. Аналіз цих блоків полягав у визначенні їхніх коефіцієнтів безпеки, які і використовувалися як критерії стійкості. В результаті було виявлено, що всі є нестійкими до дії електромагнітного випромінювання ( $K_{\sigma}^e < 40$  (дБ) і  $K_{\sigma}^z < 40$  (дБ)). Тому для його захисту слід застосувати екранування. В якості матеріалу для екранування було обрано сталь.

## ВИСНОВКИ

Основною метою магістерської кваліфікаційної роботи було підвищення ефективності роботи ОЕС України за рахунок проектування гідроелектростанції потужністю 0,76 МВт та дослідження впливу малих ГЕС на режими роботи електричних мереж. Важливою складовою досліджень у роботі був аналіз впливу відновлюваних джерел енергії на втрати електроенергії в розподільних електричних мережах та можливості використання асинхронних генераторів на малих ГЕС.

Відповідно до визначеної мети в магістерській кваліфікаційній роботі розв'язано основні задачі:

1. Розглянуто методи проектування електричної частини гідроелектростанцій, за допомогою яких запроектовано електричну частину МГЕС потужністю 0,76 МВт, яка працює й підключена до мережі напругою 10 кВ. Показано актуальність використання малих гідроелектростанцій в сучасних умовах.

2. Запроектовано головну схему електричних з'єднань та схему власних потреб 0,4 кВ електростанції. Обрано комутаційне обладнання, струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори. Розраховано грозозахист ВРУ 10кВ та план заземлювального пристрою, що забезпечують захист обслуговуючого персоналу та обладнання.

3. Проведено аналіз впливу МГЕС на величину втрат електроенергії в розподільних мережах, що дозволило визначити оптимальні діапазони генерування станції за критерієм мінімуму втрат потужності в мережах.

4. Показано можливість та доцільність використання асинхронних генераторів для перетворення енергії на малих ГЕС. Як генератори на малих ГЕС можна використовувати асинхронні двигуни серійного виробництва. Аналіз експлуатаційних видатків для малих ГЕС з різними типами генераторів дозволив встановити діапазон номінальних потужностей асинхронних генераторів, що відповідає їх ефективному використанню – 0,1–1,0 МВт.

5. Наведено аналіз потенційно небезпечних та шкідливих виробничих факторів, що виникають під час експлуатації малих ГЕС, розроблено заходи з охрони праці персоналу ГЕС під час експлуатації розподільної установки 10 кВ. Розраховані умови стійкості роботи електричної частини ГЕС потужністю 0,76 МВт в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій та запропоновані превентивні заходи підвищення стійкості роботи електричної частини ГЕС.

**СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ**

1. Халатов А. А. Енергетика України: сучасний стан і найближчі перспективи / Вісник НАН України, № 4, 2016. С. 53-61.
2. URL: [https://uhe.gov.ua/media\\_tsentr/novyny/chomu-rozvitok-zelenoi-energetiki-svitu-nemozhliivy-bez-rozbudovi](https://uhe.gov.ua/media_tsentr/novyny/chomu-rozvitok-zelenoi-energetiki-svitu-nemozhliivy-bez-rozbudovi)
3. Кудря С.О. Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії. К.: НТУУ «КПІ», 2012. 492 с.
4. Комар В. О., Кузьмик О. В. Аналіз впливу розосередженого генерування на режим роботи розподільних електричних мереж / Вісник НТУУ «КПІ». Серія «Гірництво» Випуск 25. 2014. С. 108-113.
5. Smail Khennas, Andrew Barnett. Best Practices For Sustainable Development Of Micro Hydro Power In Developing Countries (Final synthesis report). The Department for International Development, UK, The World Bank. 2000. 119 p.
6. Economic Viability Of A Simple Small Hydro Power Energy Device [Електронний ресурс] / DTI Technology Programme: New and Renewable Energy, which is managed by AEAT Energy & Environment. 2007. 73 p.
7. Ekanayake J. B. Induction generators for small hydro schemes / Power Engineering Journal. April 2002. P.61-67.
8. Bhaskara Palle, M. Godoy Simoes Dynamic Simulation And Analysis Of Parallel Self-Excited Induction Generators For Islanded Wind Farm Systems / // IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 41, №4. 2005. P. 1099-1106.
9. Васько П. Ф., Васько В. П., Даниленко О. І. Узгодження умов компенсації реактивної потужності та електромагнітної сумісності обладнання промислових вітроелектричних станцій з асинхронними генераторами / Відновлюв. енергетика. 2006. № 4. С. 56-62.
10. Нікіторович О. В., Лежнюк П. Д., Кулик В. В. Особливості використання асинхронних генераторів на малих ГЕС / Гідроенергетика України. 2008. №1. С.34-40.

11. 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.

12. 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](https://niss.gov.ua/sites/default/files/2015-01/Suhodolya_druk.indd-ad833.pdf)

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

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

15. Типові рішення при проектуванні 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.

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

17. 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.

18. 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.

19. 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.

20. Бржезицький В. О., Зелінський В.Ц., Лежнюк П.Д., Рубаненко О.Є. Електричні апарати: підручник. Херсон: ОЛДІ-ПЛЮС, 2016. 602с.

21. 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.

22. 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.

23. 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.

24. 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.

25. Ranjan S. DECENTRALISED POWER GENERATION AND DISTRIBUTION / Sharat Ranjan // Proceedings of the Himalayan Small Hydropower Summit. Dehradun, India. 2006. P. 147-155..

26. Нікіторович О. В. Мала гідроенергетика в Україні: перспективи і проблеми її розвитку. Енергоефективність, екологія та безпека. Гідроенергетика України. 2003. №1. 40-44.

27. Нікіторович О.В. Особливості роботи малих ГЕС з асинхронними генераторами в електричних мережах енергосистеми / О.В. Нікіторович, П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик // Технічна електродинаміка / Тематичний випуск: проблеми сучасної електротехніки, ч.4 2008. С. 43-48.

28. Bansal R.C. A Novel Mathematical Modelling of Induction Generator for Reactive Power Control of Isolated Hybrid Power Systems / R.C. Bansal, T.S. Bhatti, D.P. Kothari // Int. Journal of Modelling and Simulation. 2004. Vol. 24. № 1. P. 1-7.

29. Черемісін М.М. Економічні розрахунки в інженерній діяльності (на прикладах задач електроенергетики) / М.М. Черемісін, В.І. Романченко.: Навчальний посібник. – Х.: Факт, 2006. – 168 с.

30. Кевшин А. Г., Федосов С. А., Галян В. В. Електричні машини: конспект лекцій. Луцьк, 2020. 62 с.

31. 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.

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

33. 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.

34. Методичні вказівки до виконання розрахункової роботи з «Цивільного захисту» / Поліщук О. В., Томчук М. А. Вінниця: ВНТУ, 2017. 65 с.

35. 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 КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИ- ЧЕНЬ

Назва роботи: Електрична частина гідроелектростанції потужністю 0,76 МВт з аналізом впливу малих гідроелектростанцій на режими роботи електричних мереж

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота  
(БДР, МКР)

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

#### Показники звіту подібності Unicheck

Оригінальність \_\_\_\_\_ Схожість \_\_\_\_\_

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

- 1. Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- 2. Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її виконання автором. Роботу направити на розгляд експертної комісії кафедри.
- 3. Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

Особа, відповідальна за перевірку \_\_\_\_\_  
(підпис)

Вишневський С.Я.  
(прізвище, ініціали)

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

Автор роботи \_\_\_\_\_  
(підпис)

Нікіторович Є. О.  
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи \_\_\_\_\_  
(підпис)

Тептя В.В.  
(прізвище, ініціали)



**ДОДАТОК Б****Технічне завдання МКР**

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

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

\_\_\_\_\_ (підпис)

" \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 2023 р.

**ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ**

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ  
0,76 МВт з аналізом впливу малих гідроелектростанцій  
на режими роботи електричних мереж**

08-21.МКР.023.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц.

\_\_\_\_\_ Тептя В. В.

(підпис)

Магістр групи 2ЕС-22м

\_\_\_\_\_ Нікіторович Є. О.

(підпис)

Вінниця 2023 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. Постає необхідність проектування та введення в експлуатацію нових електричних станцій. Оскільки електричні мережі енергосистем проектувалися 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 № 68 від 20 березня 2023 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

## **2. Мета і призначення МКР**

а) мета – підвищення ефективності роботи об'єднаної енергосистеми України шляхом проектування електричної частини малої гідроелектростанції потужністю 2 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. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.

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

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

Передбачається спорудження гідроелектричної станції у західному регіоні України.

– технічне завдання: проектування гідроелектростанції з гідроагрегатом потужністю 0,76 МВт. В систему, приєднання до якої знаходиться на відстані 4 км, потужність видається на напрузі 10 кВ.

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

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

– показники технологічності: проектування 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 проектування резервного живлення.

## 5. Економічні показники

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

## 6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	18.09.23	20.09.23	формування технічного завдання
2	Електротехнічна частина	21.09.23	05.10.23	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Дослідження впливу малих ГЕС на режими роботи електричних мереж	06.10.23	12.10.23	розділ 2 ПЗ
4	Оцінка впливу малих ГЕС з асинхронними генераторами на режими роботи електричних мереж	13.10.23	25.10.23	розділ 3 ПЗ
5	Економічна частина	26.10.23	05.11.23	розділ 4 ПЗ
6	Охорона праці та безпека в над-	06.11.23	12.11.23	розділ 5 ПЗ

	звичайних ситуаціях			
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11.23	21.11.23	пояснювальна записка
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	22.11.23	27.11.23	плакати, презентація
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	28.11.23	01.12.23	Результат перевірки на плагіат, відгук керівника
10	Рецензування МКР	01.12.23	04.12.23	Відгук опонента
11	Захист МКР	Перша декада червня		Доповідь та відповіді на запитання

## 7. Очікувані результати

В результаті виконання магістерської кваліфікаційної роботи очікується проект електричної частини малої ГЕС потужністю 0,76 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, затвердженій 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

## Вихідні дані для аналізу впливу малих ГЕС на режими роботи розподільних електричних мереж

### Файл вихідних даних для розрахунку режиму Ф-26 підстанції 110/10 кВ «Остропіль»

Кількість підстанцій: 1

Підстанція: ТП 110/10 кВ "Острополь" N шин=1000 U=10.200 кВ CosFi=0.000  
Час = 744.000 год W = 0.000кВт год K-сть фідерів=1

Фідер: Ф-26 I<sub>max</sub> = 41.000 А I = 25.000 А I<sub>min</sub> = 10.000 А  
Відпущена електроенергія фідера:

Інформація про вузли: K-сть вузлів: 14

N	Назва	S	dPx	dPk	Kz	P <sub>Г</sub>	Q <sub>Г</sub>	Re04
50	ТМ-160/10	160.0	0.54	2.65	0.000	0.00	0.00	0.000
295	ТМ-250/10	250.0	1.05	3.70	0.560	0.00	0.00	0.000
365	ТМ-100/10	100.0	0.36	1.97	0.640	0.00	0.00	0.000
92	ТМ-250/10	250.0	1.05	3.70	0.670	0.00	0.00	0.000
113	ТМ-63/10	63.0	0.22	1.28	0.150	0.00	0.00	0.000
93	ТМ-100/10	100.0	0.36	1.97	0.480	0.00	0.00	0.000

Інформація про вітки: K-сть віток: 13

N поч.	N кінця	Тип	Марка/Назва	L / Стан	Ro, Ом	Xo, Ом
1000	1001	КА		ВФ-26	1.00	0.000
1001	79	ЛЕП		АС-50	5.60	0.630
79	295	ЛЕП		АС-35	0.16	0.910
79	50	ЛЕП		АС-50	0.35	0.630
50	7	ЛЕП		АС-50	0.49	0.630
7	365	ЛЕП		АС-50	0.49	0.630
7	95	ЛЕП		АС-50	0.80	0.630
95	100	ЛЕП		АС-50	0.46	0.630
95	119	ЛЕП		АС-50	1.68	0.630
119	92	ЛЕП		АС-35	0.28	0.910
119	123	ЛЕП		АС-35	0.28	0.910
123	113	ЛЕП		АС-35	0.14	0.910
123	93	ЛЕП		АС-35	0.35	0.910

### Вихідні дані для аналізу режимів фрагменту електричної мережі 110/35 кВ «Черкасиобленерго»

Тривалість звітного періоду: 744.0 годин

Балансуючі вузли:

Nвузла:	100	Un:	115.00	Фаза:	0.00
Nвузла:	200	Un:	115.00	Фаза:	0.00
Nвузла:	300	Un:	115.00	Фаза:	0.00

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ: K-сть вузлів: 73

N вузла	Назва	U, кВ	P <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр
7		110		
8		110		
9		110		
100		110		
107		110		
307		35		
1007		10	2.290	1.110
20	СШ 35 кВ "Звенигородка"	35		
1		110		
101		110		
301		35		
1001		10	12.470	6.040
1011		10	2.570	1.240
131		110		

1031	10		
331	35		
19	35		
18	35		
5	110		
4	110		
6	110		
2	110		
3	110		
200	110		
106	110		
306	35		
1006	10	3.510	1.700
136	110		
336	35		
1036	10		
13	35		
16	35		
17	35		
10	110		
11	110		
300	110		
23	110		
14	35		
15	35		
21	35		
1002	10	1.720	0.830
1003	10	0.270	0.210
1004	10	0.200	0.100
1034	10		
105	110		
1005	10	7.750	3.750
305	35	7.750	3.750
135	110		
335	35		
1035	10		
1008	10	1.390	0.670
1009	10	7.100	3.440
110	110		
310	35	20.110	9.730
1010	10	3.450	2.870
130	110		
330	35		
1030	10		
1013	10		
1313	10		
1014	10	0.430	0.300
1015	10	0.180	0.120
1016	10	1.090	0.530
1017	10		
1317	10		
1018	10	2.700	1.310
1019	10	0.250	0.190
1020	10	0.300	0.140
1320	10		
1021	10	1.200	0.580
1321	10		
1023	10	5.300	2.570
1323	10		

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ: К-сть віток: 89

N початку	N кінця	Тип вітки	Марка/Тип/Назва	L, км/Кт/Стан
7	8	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	14.800
8	9	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	16.300
9	100	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	15.500
7	107	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТМТН-6300/110/35/10	1.000
107	307	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТМТН-6300/110/35/10	2.987
107	1007	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТМТН-6300/110/35/10	10.455
307	20	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	12.480
1	101	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.000
101	301	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
101	1001	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
1	131	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.000
131	331	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
131	1031	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
301	331	Комутаційний апарат		Вкл.
1001	1031	Комутаційний апарат		Вкл.
331	19	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-70	20.700
331	18	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	7.000
5	100	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	1.460
4	100	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	15.030
5	6	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	2.800
4	6	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	2.800
19	20	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-70	15.900
2	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	17.210
3	200	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	25.970
6	106	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
106	306	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987

106	1006	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
6	136	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
136	336	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
136	1036	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТМТН-6300/110/35/10	10.455
306	336	Комутаційний апарат		Вкл.
1006	1036	Комутаційний апарат		Вкл.
306	13	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	2.600
16	17	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	6.950
1	10	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	5.200
1	2	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	9.560
11	300	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	14.700
331	17	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	7.500
1	6	Дволанцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	25.070
11	23	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	0.620
1	23	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	14.280
14	15	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-120	3.630
13	14	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-120	6.300
16	21	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	6.710
15	21	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	7.590
2	1002	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
3	1003	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
4	1004	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
4	1034	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
1004	1034	Комутаційний апарат		Вкл.
5	105	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.000
105	305	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
105	1005	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
5	135	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.000
135	335	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
135	1035	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
305	335	Комутаційний апарат		Вкл.
1005	1035	Комутаційний апарат		Вкл.
8	1008	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
9	1009	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
10	110	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.000
110	310	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
110	1010	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
10	130	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.000
130	330	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
130	1030	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
330	310	Комутаційний апарат		Вкл.
1010	1030	Комутаційний апарат		Вкл.
11	1011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
13	1013	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМ-2500/35/10	3.333
13	1313	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМ-2500/35/10	3.333
1013	1313	Комутаційний апарат		Вкл.
14	1014	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМ-2500/35/10	3.333
15	1015	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМ-2500/35/10	3.333
16	1016	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМ-4000/35/10	3.333
17	1017	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМ-4000/35/10	3.333
17	1317	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМ-4000/35/10	3.333
1017	1317	Комутаційний апарат		Вкл.
18	1018	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМ-4000/35/10	3.333
19	1019	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМ-2500/35/10	3.333
20	1020	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМ-2500/35/10	3.333
20	1320	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМ-2500/35/10	3.333
1020	1320	Комутаційний апарат		Відкл.
21	1021	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМ-1000/35/10	3.333
21	1321	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМ-1000/35/10	3.333
1021	1321	Комутаційний апарат		Вкл.
23	1023	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
23	1323	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
1023	1323	Комутаційний апарат		Вкл.

## Додаток Г

## Результати розрахунків з дослідження впливу Коржовської ГЕС на режими ЕМ 10 кВ Ф-26

### Режим максимальних навантажень з відключеною ГЕС

[Інформація про фідери]

Назва фідера	Втрати потужності у мережах енергокомпанії, кВт						СУМАРНІ
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант.в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ		
Ф-26	20.7	12.3	3.6	8.7	0.0	32.9	

[Фідер]

Назва: Ф-26  
Відпущена електроенергія, кВт год: 0.0  
Час втрат, год: 0.0  
Кількість вузлів: 14  
Кількість віток: 13

[Інформація про вузли]

Номер вузла	Напруга вузла, кВ	Втрати потужності в мережі 0.4кВ, кВт	Мінімальна напруга в мережі 0.4кВ, В	Відхилення напруги в мережі 0.4кВ від номінальної, %
1000	10.2			
1001	10.2			
79	9.9			
50	9.9			
7	9.9			
95	9.9			
119	9.8			
123	9.8			
295	9.9			
365	9.9			
100	9.9			
92	9.8			
113	9.8			
93	9.8			

[Інформація про вітки]

Номер вузла початку	Номер вузла кінця	Р початку, кВт	Q початку, кВАр	Р кінця, кВт	Q кінця, кВАр	Втрати по- тужності в вітці, кВт	Струм в вітці, А
1000	1001	639.0	339.3	639.0	339.3	0.0	41.0
1001	79	639.0	339.3	621.2	328.7	17.8	41.0
79	295	164.2	88.3	164.1	88.2	0.1	10.9
79	50	457.0	240.5	456.4	240.1	0.6	30.1
50	7	325.2	173.0	324.8	172.7	0.4	21.5
7	365	42.8	23.1	42.8	23.1	0.0	2.8
7	95	282.0	149.6	281.5	149.3	0.5	18.7
95	100	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
95	119	281.5	149.3	280.4	148.6	1.1	18.7
119	92	184.6	98.2	184.5	98.1	0.1	12.3
119	123	95.8	50.5	95.7	50.4	0.0	6.4
123	113	28.5	15.4	28.5	15.4	0.0	1.9
123	93	67.3	35.0	67.2	35.0	0.0	4.5

### Режим максимальних навантажень з увімкненою ГЕС

[Інформація про фідери]

Назва фідера	Втрати потужності у мережах енергокомпанії, кВт						СУМАРНІ
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант.в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ		
Ф-26	11.4	11.8	3.6	8.2	0.0	23.1	

[Фідер]

Назва: Ф-26  
Відпущена електроенергія, кВт год: 0.0  
Час втрат, год: 0.0  
Кількість вузлів: 14



Кількість віток: 13

[Інформація про вузли]

Номер вузла	Напруга вузла, кВ	Втрати потужності в мережі 0.4кВ, кВт	Мінімальна напруга в мережі 0.4кВ, В	Відхилення напруги в мережі 0.4кВ від номінальної, %
1000	10.2			
1001	10.2			
79	10.0			
50	10.0			
7	10.0			
95	10.0			
119	9.9			
123	9.9			
295	10.0			
365	10.0			
100	10.0			
92	9.9			
113	9.9			
93	9.9			

[Інформація про вітки]

Номер вузла початку	Номер вузла кінця	Р початку, кВт	Q початку, кВАр	Р кінця, кВт	Q кінця, кВАр	Втрати потужності в вітці, кВт	Струм в вітці, А
1000	1001	416.0	327.1	416.0	327.1	0.0	30.0
1001	79	416.0	327.1	406.5	321.5	9.5	30.0
79	295	159.4	85.9	159.3	85.9	0.0	10.5
79	50	247.1	235.6	246.9	235.4	0.3	19.8
50	7	115.1	168.0	115.0	167.9	0.1	11.8
7	365	41.5	22.5	41.5	22.5	0.0	2.7
7	95	73.4	145.4	73.3	145.3	0.1	9.4
95	100	-199.9	0.1	-200.0	-0.0	0.1	-11.6
95	119	273.2	145.2	272.2	144.6	1.0	17.9
119	92	179.2	95.5	179.1	95.5	0.1	11.8
119	123	92.9	49.1	92.9	49.1	0.0	6.1
123	113	27.6	15.0	27.6	15.0	0.0	1.8
123	93	65.3	34.0	65.3	34.0	0.0	4.3

## Режим мінімальних навантажень з відключеною ГЕС

[Інформація про фідери]

Назва фідера	Втрати потужності у мережах енергокомпанії, кВт						
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант.в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ	
Ф-26	1.2	4.1	3.6	0.5	0.0	5.3	

[Фідер]

Назва: Ф-26  
Відпущена електроенергія, кВт год: 0.0  
Час втрат, год: 0.0  
Кількість вузлів: 14  
Кількість віток: 13

[Інформація про вузли]

Номер вузла	Напруга вузла, кВ	Втрати потужності в мережі 0.4кВ, кВт	Мінімальна напруга в мережі 0.4кВ, В	Відхилення напруги в мережі 0.4кВ від номінальної, %
1000	10.2			
1001	10.2			
79	10.1			
50	10.1			
7	10.1			
95	10.1			
119	10.1			
123	10.1			
295	10.1			
365	10.1			
100	10.1			
92	10.1			
113	10.1			
93	10.1			

[Інформація про вітки]

Номер вузла	Номер вузла	Р початку, кВт	Q початку, кВАр	Р кінця, кВт	Q кінця, кВАр	Втрати потужності в вітці, кВт	Струм в вітці, А
-------------	-------------	----------------	-----------------	--------------	---------------	--------------------------------	------------------

початку	кінця					вітці, кВт	А
1000	1001	146.4	98.6	146.4	98.6	0.0	10.0
1001	79	146.4	98.6	145.3	98.0	1.1	10.0
79	295	37.1	26.7	37.1	26.7	0.0	2.6
79	50	108.2	71.3	108.2	71.2	0.0	7.4
50	7	77.1	52.6	77.1	52.6	0.0	5.3
7	365	8.6	6.6	8.6	6.6	0.0	0.6
7	95	68.5	46.0	68.4	46.0	0.0	4.7
95	100	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
95	119	68.4	46.0	68.3	45.9	0.1	4.7
119	92	56.0	35.9	56.0	35.9	0.0	3.8
119	123	12.4	10.1	12.4	10.1	0.0	0.9
123	113	2.4	2.8	2.4	2.8	0.0	0.2
123	93	10.0	7.3	10.0	7.3	0.0	0.7

## Режим мінімальних навантажень з увімкненою ГЕС

[Інформація про фідери]

Назва фідера	Втрати потужності у мережах енергокомпанії, кВт					
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант.в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
Ф-26	0.7	4.4	3.6	0.8	0.0	5.1

[Фідер]

Назва: Ф-26  
Відпущена електроенергія, кВт год: 0.0  
Час втрат, год: 0.0  
Кількість вузлів: 14  
Кількість віток: 13

[Інформація про вузли]

Номер вузла	Напруга вузла, кВ	Втрати потужності в мережі 0.4кВ, кВт	Мінімальна напруга в мережі 0.4кВ, В	Відхилення напруги в мережі 0.4кВ від номінальної, %
1000	10.2			
1001	10.2			
79	10.2			
50	10.2			
7	10.2			
95	10.2			
119	10.1			
123	10.1			
295	10.2			
365	10.1			
100	10.2			
92	10.1			
113	10.1			
93	10.1			

[Інформація про вітки]

Номер вузла початку	Номер вузла кінця	Р початку, кВт	Q початку, кВАр	Р кінця, кВт	Q кінця, кВАр	Втрати по- тужності в вітці, кВт	Струм в вітці, А
1000	1001	72.2	111.0	72.2	111.0	0.0	7.5
1001	79	72.2	111.0	71.6	110.7	0.6	7.5
79	295	34.7	25.5	34.7	25.5	0.0	2.5
79	50	36.9	85.2	36.9	85.1	0.0	5.3
50	7	-27.9	50.2	-27.9	50.1	0.0	-3.3
7	365	8.1	6.3	8.1	6.3	0.0	0.6
7	95	-36.0	43.8	-36.0	43.8	0.0	-3.2
95	100	-100.0	0.0	-100.0	0.0	0.0	-5.7
95	119	64.0	43.8	63.9	43.8	0.1	4.4
119	92	52.3	34.1	52.3	34.1	0.0	3.6
119	123	11.6	9.7	11.6	9.7	0.0	0.9
123	113	2.2	2.7	2.2	2.7	0.0	0.2
123	93	9.3	6.9	9.3	6.9	0.0	0.7

## Режим середніх навантажень з відключеною ГЕС

[Підстанція]

Назва: ТП 110/10 кВ "Острополь"  
CosFi: 0.896  
Тривалість звітного періоду, год: 744.0  
Час втрат, год: 322.3  
Відпущена електроенергія, кВт год: 286615.4  
Небаланс електроенергії, кВт год: 0.0 (0.0%)

Кількість фідерів: 1

[Інформація про фідери]

Назва фідера	Втрати потужності у мережах енергокомпанії, кВт						СУМАРНІ
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант.в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ		
Ф-26	7.8	6.9	3.6	3.3	0.0	14.7	

Назва фідера	Втрати електроенергії у мережах енергокомпанії, кВт год						СУМАРНІ
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант. в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ		
Ф-26	6773.0 ( 2.4)	5571.1 ( 1.9)	2671.0 ( 0.9)	2900.1 ( 1.0)	0.0 ( 0.0)	12344.0 ( 4.3)	

[Фідер]

Назва: Ф-26

Відпущена електроенергія, кВт год: 286615.4

Час втрат, год: 322.3

Кількість вузлів: 14

Кількість віток: 13

[Інформація про вузли]

Номер вузла	Напруга вузла, кВ	Втрати потужності в мережі 0.4кВ, кВт	Мінімальна напруга в мережі 0.4кВ, В	Відхилення напруги в мережі 0.4кВ від номінальної, %
1000	10.2			
1001	10.2			
79	10.0			
50	10.0			
7	10.0			
95	10.0			
119	10.0			
123	10.0			
295	10.0			
365	10.0			
100	10.0			
92	10.0			
113	10.0			
93	10.0			

[Інформація про вітки]

Номер вузла початку	Номер вузла кінця	Р початку, кВт	Q початку, кВАр	Р кінця, кВт	Q кінця, кВАр	Втрати по- тужності в вітці, кВт	Струм в вітці, А
1000	1001	385.2	215.0	385.2	215.0	0.0	25.0
1001	79	385.2	215.0	378.6	211.1	6.6	25.0
79	295	112.1	63.1	112.1	63.0	0.0	7.4
79	50	266.5	148.0	266.3	147.9	0.2	17.6
50	7	232.2	127.8	232.0	127.7	0.2	15.3
7	365	51.2	27.2	51.1	27.2	0.0	3.3
7	95	180.9	100.5	180.6	100.4	0.2	12.0
95	100	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
95	119	180.6	100.4	180.2	100.1	0.5	12.0
119	92	134.0	73.6	133.9	73.6	0.1	8.9
119	123	46.2	26.4	46.2	26.4	0.0	3.1
123	113	7.7	5.4	7.7	5.4	0.0	0.5
123	93	38.5	21.0	38.4	21.0	0.0	2.5

## Режим середніх навантажень з увімкненою ГЕС

[Підстанція]

Назва: ТП 110/10 кВ "Острополь"

CosFi: 0.992

Тривалість звітного періоду, год: 744.0

Час втрат, год: 345.5

Відпущена електроенергія, кВт год: 110882.3

Небаланс електроенергії, кВт год: 0.0 (0.0%)

Кількість фідерів: 1

[Інформація про фідери]

Назва фідера	Втрати потужності у мережах енергокомпанії, кВт						СУМАРНІ
	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант.в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ		
Ф-26	2.8	6.3	3.6	2.7	0.0	9.1	

Назва	Втрати електроенергії у мережах енергокомпанії, кВт год					
Фідера	в ЛЕП 10кВ	в тр. 10/0,4	х.х в тр.	навант. в тр.	в ЛЕП 0,4 кВ	СУМАРНІ
Ф-26	2369.1 ( 2.1)	4996.2 ( 4.5)	2671.0 ( 2.4)	2325.2 ( 2.1)	0.0 ( 0.0)	7365.2 ( 6.6)

[Фідер]

Назва: Ф-26

Відпущена електроенергія, кВт год: 110882.3

Час втрат, год: 345.5

Кількість вузлів: 14

Кількість віток: 13

[Інформація про вузли]

Номер вузла	Напруга вузла, кВ	Втрати потужності в мережі 0.4кВ, кВт	Мінімальна напруга в мережі 0.4кВ, В	Відхилення напруги в мережі 0.4кВ від номінальної, %
1000	10.2			
1001	10.2			
79	10.1			
50	10.1			
7	10.1			
95	10.1			
119	10.1			
123	10.1			
295	10.1			
365	10.1			
100	10.1			
92	10.1			
113	10.1			
93	10.1			

[Інформація про вітки]

Номер вузла початку	Номер вузла кінця	Р початку, кВт	Q початку, кВАр	Р кінця, кВт	Q кінця, кВАр	Втрати потужності в вітці, кВт	Струм в вітці, А
1000	1001	149.0	196.9	149.0	196.9	0.0	14.0
1001	79	149.0	196.9	147.0	195.7	2.1	14.0
79	295	101.7	58.0	101.7	58.0	0.0	6.7
79	50	45.3	137.7	45.3	137.7	0.0	8.3
50	7	10.3	117.1	10.2	117.1	0.0	6.7
7	365	46.4	24.9	46.4	24.9	0.0	3.0
7	95	-36.1	92.2	-36.2	92.2	0.0	-5.7
95	100	-199.9	0.1	-200.0	-0.0	0.1	-11.4
95	119	163.7	92.1	163.3	91.9	0.4	10.7
119	92	121.5	67.6	121.4	67.5	0.0	8.0
119	123	41.9	24.4	41.9	24.4	0.0	2.8
123	113	7.0	5.1	7.0	5.1	0.0	0.5
123	93	34.9	19.3	34.9	19.3	0.0	2.3

## Додаток Д

## Результати розрахунків з дослідження впливу Звенигородської ГЕС на режими фрагменту ЕМ 110/35 кВ «Черкасиобленерго»

### Режим максимальних навантажень з відключеною ГЕС

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 744.0 год  
Час втрат: 366.8 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 83.356 МВт / 62.112 млн.кВт\*г  
Відпущено потужн./ел.енерг.: 82.030 МВт / 61.030 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 35 кВ: 0.064 МВт / 0.054 млн.кВт\*г  
Втрати в ЛЕП 110 кВ: 0.568 МВт / 0.479 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в ЛЕП: 0.632 МВт / 0.532 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.357 МВт / 0.266 млн.кВт\*г  
Втрати нав. в трансформаторах: 0.337 МВт / 0.284 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.694 МВт / 0.549 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 110/35 кВ: 1.326 МВт / 1.082 млн.кВт\*г (1.7%)

Втрати в ЛЕП 10 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г  
Втрати в тр-рах 10/0,4 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г  
Втрати в мережах 0,4 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 10/0.4 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г (0.0%)

РАЗОМ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 110/0.4 кВ: 1.326 МВт / 1.082 млн.кВт\*г (1.7%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R <sub>нав</sub> ,МВт	Q <sub>нав</sub> ,МВАр	U, кВ	dU% від U <sub>n</sub>
7		0.000	0.000	113.669	3.34
8		0.000	0.000	113.867	3.52
9		0.000	0.000	114.166	3.79
100		0.000	0.000	115.000	4.55
107		0.000	0.000	110.456	0.41
307		0.000	0.000	36.854	5.30
1007		2.290	1.110	10.548	5.48
20		0.000	0.000	36.743	4.98
1		0.000	0.000	113.454	3.14
101		0.000	0.000	109.926	-0.07
301		0.000	0.000	36.636	4.67
1001		12.470	6.040	10.500	5.00
1011		2.570	1.240	10.612	6.12
131		0.000	0.000	109.933	-0.06
1031		0.000	0.000	10.501	5.01
331		0.000	0.000	36.636	4.67
19		0.000	0.000	36.653	4.72
18		0.000	0.000	36.348	3.85
5		0.000	0.000	114.803	4.37
4		0.000	0.000	114.636	4.21
6		0.000	0.000	114.569	4.15
2		0.000	0.000	113.693	3.36
3		0.000	0.000	114.223	3.84
200		0.000	0.000	115.000	4.55
106		0.000	0.000	112.332	2.12
306		0.000	0.000	37.405	6.87
1006		3.510	1.700	10.737	7.37
136		0.000	0.000	112.393	2.18
336		0.000	0.000	37.405	6.87
1036		0.000	0.000	10.737	7.37
13		0.000	0.000	37.294	6.55
16		0.000	0.000	36.607	4.59
17		0.000	0.000	36.619	4.62
10		0.000	0.000	113.170	2.88
11		0.000	0.000	113.862	3.51
300		0.000	0.000	115.000	4.55
23		0.000	0.000	113.835	3.49
14		0.000	0.000	37.059	5.88
15		0.000	0.000	36.948	5.57
21		0.000	0.000	36.703	4.87
1002		1.720	0.830	10.764	7.64
1003		0.270	0.210	10.883	8.83
1004		0.200	0.100	10.958	9.58
1034		0.000	0.000	10.958	9.58
105		0.000	0.000	112.716	2.47
1005		7.750	3.750	10.776	7.76
305		7.750	3.750	37.517	7.19
135		0.000	0.000	112.720	2.47
335		0.000	0.000	37.517	7.19

1035		0.000	0.000	10.777	7.77
1008		1.390	0.670	10.745	7.45
1009		7.100	3.440	10.047	0.47
110		0.000	0.000	109.372	-0.57
310		20.110	9.730	36.013	2.89
1010		3.450	2.870	10.459	4.59
130		0.000	0.000	109.374	-0.57
330		0.000	0.000	36.013	2.89
1030		0.000	0.000	10.459	4.59
1013		0.000	0.000	11.189	11.89
1313		0.000	0.000	11.189	11.89
1014		0.430	0.300	11.024	10.24
1015		0.180	0.120	11.048	10.48
1016		1.090	0.530	10.857	8.57
1017		0.000	0.000	10.987	9.87
1317		0.000	0.000	10.987	9.87
1018		2.700	1.310	10.579	5.79
1019		0.250	0.190	10.938	9.38
1020	Шини приєднання ГЕС	0.300	0.140	10.976	9.76
1320		0.000	0.000	11.024	10.24
1021		1.200	0.580	10.741	7.41
1321		0.000	0.000	10.741	7.41
1023		5.300	2.570	10.599	5.99
1323		0.000	0.000	10.599	5.99

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	9	11.615	5.924	11.549	5.845	0.066	0.079	0.065	0.834
9	8	4.361	1.651	4.352	1.640	0.009	0.011	0.024	0.300
8	7	2.950	1.400	2.946	1.395	0.004	0.005	0.017	0.199
7	107	2.933	1.579	2.926	1.385	0.007	0.193	0.017	3.391
107	307	0.633	0.275	0.632	0.270	0.000	0.005	0.004	0.418
307	20	0.632	0.294	0.631	0.292	0.001	0.002	0.011	0.113
20	19	0.323	0.153	0.322	0.152	0.001	0.001	0.006	0.092
19	331	0.068	0.002	0.068	0.002	0.000	0.000	0.001	0.019
131	331	1.228	0.936	1.228	0.925	0.001	0.011	0.008	0.540
1	131	7.489	4.469	7.474	3.943	0.015	0.523	0.044	3.721
1	101	7.485	4.477	7.470	3.951	0.015	0.523	0.044	3.727
101	301	1.233	0.923	1.232	0.912	0.001	0.011	0.008	0.533
301	331	1.232	0.912	1.232	0.912	0.000	0.000	0.024	0.000
101	1001	6.238	3.029	6.227	3.029	0.010	0.000	0.036	0.142
1001	1031	-6.235	-3.008	-6.235	-3.008	0.000	0.000	-0.380	-0.001
131	1031	6.245	3.008	6.235	3.008	0.010	0.000	0.036	0.143
1	10	23.725	15.342	23.681	15.279	0.043	0.063	0.144	0.285
10	110	11.811	7.556	11.788	6.683	0.023	0.870	0.071	4.009
110	310	10.066	5.245	10.050	4.860	0.016	0.383	0.060	2.048
310	330	-10.047	-4.864	-10.048	-4.864	0.000	0.000	-0.179	-0.000
130	330	10.063	5.248	10.048	4.864	0.016	0.383	0.060	2.049
10	130	11.813	7.553	11.791	6.679	0.023	0.870	0.071	4.007
130	1030	1.727	1.431	1.727	1.431	0.001	0.000	0.012	0.022
1030	1010	1.727	1.431	1.726	1.431	0.000	0.000	0.124	0.000
110	1010	1.722	1.437	1.721	1.437	0.001	0.000	0.012	0.022
1	2	-5.989	-3.103	-5.999	-3.116	0.009	0.013	-0.034	-0.240
2	1002	1.721	0.869	1.719	0.829	0.002	0.040	0.010	1.194
2	3	-7.734	-3.610	-7.760	-3.648	0.026	0.038	-0.043	-0.532
3	1003	0.270	0.212	0.270	0.210	0.000	0.002	0.002	0.446
3	200	-8.040	-3.166	-8.080	-3.224	0.040	0.058	-0.044	-0.778
1	6	-23.296	-16.190	-23.430	-16.485	0.133	0.294	-0.144	-1.118
6	106	3.356	1.743	3.351	1.588	0.005	0.154	0.019	2.321
106	306	1.613	0.675	1.612	0.653	0.001	0.022	0.009	0.657
306	13	3.204	1.389	3.196	1.380	0.007	0.009	0.054	0.115
13	14	3.189	1.348	3.174	1.327	0.015	0.021	0.054	0.242
14	15	2.739	1.015	2.733	1.006	0.006	0.009	0.045	0.116
15	21	2.549	0.882	2.536	0.866	0.013	0.016	0.042	0.253
21	16	1.323	0.230	1.320	0.226	0.003	0.004	0.021	0.101
16	17	0.223	-0.339	0.222	-0.340	0.000	0.000	0.006	-0.009
17	331	0.212	-0.384	0.211	-0.385	0.000	0.000	0.007	-0.014
17	1017	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1017	1317	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
17	1317	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
16	1016	1.092	0.555	1.089	0.530	0.003	0.026	0.019	0.466
21	1021	0.605	0.317	0.600	0.290	0.005	0.027	0.011	0.995
1021	1321	-0.600	-0.290	-0.600	-0.290	0.000	0.000	-0.036	-0.000
21	1321	0.605	0.317	0.600	0.290	0.005	0.027	0.011	0.995
15	1015	0.180	0.121	0.180	0.120	0.000	0.001	0.003	0.135
14	1014	0.431	0.306	0.430	0.300	0.001	0.006	0.008	0.335
13	1013	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1013	1313	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
13	1313	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
306	336	-1.592	-0.731	-1.592	-0.731	0.000	0.000	-0.027	-0.000
136	336	1.593	0.753	1.592	0.731	0.001	0.022	0.009	0.717
6	136	3.373	1.694	3.368	1.539	0.005	0.154	0.019	2.261
136	1036	1.775	0.787	1.772	0.787	0.003	0.000	0.010	0.134
1036	1006	1.772	0.787	1.772	0.787	0.000	0.000	0.104	0.000
106	1006	1.737	0.912	1.736	0.912	0.002	0.000	0.010	0.076
6	4	-6.696	-4.277	-6.698	-4.283	0.002	0.005	-0.040	-0.067
4	100	-6.926	-4.232	-6.939	-4.261	0.013	0.028	-0.041	-0.364

4	1034	0.100	0.050	0.100	0.050	0.000	0.000	0.001	0.068
1034	1004	0.100	0.050	0.100	0.050	0.000	0.000	0.006	0.000
4	1004	0.100	0.050	0.100	0.050	0.000	0.000	0.001	0.068
6	5	-23.497	-14.813	-23.525	-14.875	0.028	0.062	-0.140	-0.235
5	105	7.757	4.138	7.748	3.804	0.009	0.332	0.044	2.156
105	305	3.877	1.921	3.874	1.868	0.002	0.052	0.022	0.701
305	335	-3.871	-1.879	-3.871	-1.879	0.000	0.000	-0.066	-0.000
135	335	3.873	1.932	3.871	1.879	0.002	0.052	0.022	0.705
135	1035	3.878	1.864	3.876	1.864	0.002	0.000	0.022	0.050
1035	1005	3.876	1.864	3.876	1.864	0.000	0.000	0.230	0.000
105	1005	3.871	1.883	3.869	1.883	0.002	0.000	0.022	0.050
5	135	7.760	4.130	7.751	3.796	0.009	0.332	0.044	2.152
5	100	-39.099	-23.414	-39.138	-23.501	0.039	0.086	-0.229	-0.197
1	23	-9.455	-3.737	-9.475	-3.781	0.019	0.043	-0.052	-0.383
23	11	-14.812	-6.514	-14.814	-6.519	0.002	0.005	-0.082	-0.027
11	1011	2.578	1.385	2.568	1.239	0.010	0.145	0.015	3.038
11	300	-17.402	-7.703	-17.538	-7.866	0.135	0.162	-0.096	-1.140
23	1023	2.658	1.440	2.648	1.285	0.010	0.155	0.015	3.159
1023	1323	-2.649	-1.284	-2.649	-1.284	0.000	0.000	-0.160	-0.000
23	1323	2.659	1.439	2.649	1.284	0.010	0.155	0.015	3.156
331	18	2.739	1.519	2.722	1.498	0.017	0.020	0.049	0.295
18	1018	2.717	1.475	2.698	1.309	0.018	0.166	0.049	1.234
19	1019	0.250	0.192	0.250	0.190	0.000	0.002	0.005	0.211
20	1020	0.300	0.143	0.300	0.140	0.000	0.003	0.005	0.177
20	1320	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
107	1007	2.293	1.109	2.289	1.109	0.005	0.000	0.013	0.175
8	1008	1.392	0.711	1.389	0.670	0.003	0.041	0.008	1.569
9	1009	7.178	4.680	7.096	3.438	0.082	1.238	0.043	10.006
1020	1320	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

## Режим максимальних навантажень з увімкненою ГЕС

### ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 744.0 год  
Час втрат: 366.8 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 83.152 МВт / 61.960 млн.кВт\*г  
Відпущено потужн./ел.енерг.: 81.830 МВт / 60.882 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 35 кВ: 0.064 МВт / 0.054 млн.кВт\*г  
Втрати в ЛЕП 110 кВ: 0.566 МВт / 0.476 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в ЛЕП: 0.629 МВт / 0.530 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.357 МВт / 0.266 млн.кВт\*г  
Втрати нав. в трансформаторах: 0.336 МВт / 0.283 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.693 МВт / 0.548 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 110/35 кВ: 1.322 МВт / 1.078 млн.кВт\*г (1.7%)

Втрати в ЛЕП 10 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г  
Втрати в тр-рах 10/0,4 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г  
Втрати в мережах 0,4 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 10/0.4 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г (0.0%)

РАЗОМ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 110/0.4 кВ: 1.322 МВт / 1.078 млн.кВт\*г (1.7%)

### ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	dU% від Un
7		0.000	0.000	113.684	3.35
8		0.000	0.000	113.878	3.53
9		0.000	0.000	114.172	3.79
100		0.000	0.000	115.000	4.55
107		0.000	0.000	110.536	0.49
307		0.000	0.000	36.892	5.41
1007		2.290	1.110	10.555	5.55
20		0.000	0.000	36.793	5.12
1		0.000	0.000	113.456	3.14
101		0.000	0.000	109.928	-0.07
301		0.000	0.000	36.636	4.67
1001		12.470	6.040	10.500	5.00
1011		2.570	1.240	10.612	6.12
131		0.000	0.000	109.935	-0.06
1031		0.000	0.000	10.501	5.01
331		0.000	0.000	36.636	4.67
19		0.000	0.000	36.682	4.80
18		0.000	0.000	36.348	3.85
5		0.000	0.000	114.803	4.37
4		0.000	0.000	114.636	4.21
6		0.000	0.000	114.569	4.15
2		0.000	0.000	113.694	3.36
3		0.000	0.000	114.224	3.84
200		0.000	0.000	115.000	4.55
106		0.000	0.000	112.327	2.12
306		0.000	0.000	37.402	6.86

1006		3.510	1.700	10.736	7.36
136		0.000	0.000	112.388	2.17
336		0.000	0.000	37.402	6.86
1036		0.000	0.000	10.737	7.37
13		0.000	0.000	37.291	6.55
16		0.000	0.000	36.606	4.59
17		0.000	0.000	36.618	4.62
10		0.000	0.000	113.172	2.88
11		0.000	0.000	113.863	3.51
300		0.000	0.000	115.000	4.55
23		0.000	0.000	113.836	3.49
14		0.000	0.000	37.057	5.88
15		0.000	0.000	36.946	5.56
21		0.000	0.000	36.702	4.86
1002		1.720	0.830	10.764	7.64
1003		0.270	0.210	10.883	8.83
1004		0.200	0.100	10.958	9.58
1034		0.000	0.000	10.958	9.58
105		0.000	0.000	112.716	2.47
1005		7.750	3.750	10.776	7.76
305		7.750	3.750	37.517	7.19
135		0.000	0.000	112.720	2.47
335		0.000	0.000	37.517	7.19
1035		0.000	0.000	10.777	7.77
1008		1.390	0.670	10.746	7.46
1009		7.100	3.440	10.048	0.48
110		0.000	0.000	109.374	-0.57
310		20.110	9.730	36.013	2.90
1010		3.450	2.870	10.459	4.59
130		0.000	0.000	109.375	-0.57
330		0.000	0.000	36.014	2.90
1030		0.000	0.000	10.459	4.59
1013		0.000	0.000	11.188	11.88
1313		0.000	0.000	11.188	11.88
1014		0.430	0.300	11.023	10.23
1015		0.180	0.120	11.047	10.47
1016		1.090	0.530	10.857	8.57
1017		0.000	0.000	10.987	9.87
1317		0.000	0.000	10.987	9.87
1018		2.700	1.310	10.579	5.79
1019		0.250	0.190	10.946	9.46
1020	Шини приєдненна ГЕС	0.100	0.140	10.999	9.99
1320		0.000	0.000	11.039	10.39
1021		1.200	0.580	10.741	7.41
1321		0.000	0.000	10.741	7.41
1023		5.300	2.570	10.599	5.99
1323		0.000	0.000	10.599	5.99

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	9	11.542	5.889	11.477	5.811	0.065	0.078	0.065	0.829
9	8	4.289	1.616	4.280	1.606	0.009	0.010	0.023	0.294
8	7	2.878	1.366	2.874	1.361	0.004	0.005	0.016	0.194
7	107	2.862	1.545	2.855	1.361	0.007	0.184	0.016	3.318
107	307	0.561	0.251	0.561	0.247	0.000	0.004	0.003	0.378
307	20	0.561	0.271	0.560	0.270	0.001	0.001	0.010	0.102
20	19	0.452	0.132	0.451	0.131	0.001	0.001	0.007	0.114
19	331	0.197	-0.019	0.197	-0.019	0.000	0.000	0.003	0.049
131	331	1.176	0.940	1.176	0.929	0.000	0.010	0.008	0.539
1	131	7.437	4.467	7.422	3.947	0.015	0.518	0.044	3.718
1	101	7.433	4.475	7.418	3.955	0.015	0.518	0.044	3.724
101	301	1.180	0.927	1.180	0.916	0.000	0.010	0.008	0.532
301	331	1.180	0.916	1.180	0.916	0.000	0.000	0.024	0.000
101	1001	6.238	3.029	6.227	3.029	0.010	0.000	0.036	0.142
1001	1031	-6.235	-3.008	-6.235	-3.008	0.000	0.000	-0.380	-0.001
131	1031	6.245	3.008	6.235	3.008	0.010	0.000	0.036	0.143
1	10	23.725	15.342	23.681	15.279	0.043	0.063	0.144	0.285
10	110	11.811	7.556	11.788	6.683	0.023	0.870	0.071	4.008
110	310	10.066	5.245	10.050	4.860	0.016	0.383	0.060	2.048
310	330	-10.047	-4.864	-10.048	-4.864	0.000	0.000	-0.179	-0.000
130	330	10.063	5.248	10.048	4.864	0.016	0.383	0.060	2.049
10	130	11.813	7.552	11.791	6.679	0.023	0.870	0.071	4.007
130	1030	1.727	1.431	1.727	1.431	0.001	0.000	0.012	0.022
1030	1010	1.727	1.431	1.726	1.431	0.000	0.000	0.124	0.000
110	1010	1.722	1.437	1.721	1.437	0.001	0.000	0.012	0.022
1	2	-5.973	-3.105	-5.982	-3.118	0.009	0.013	-0.034	-0.239
2	1002	1.721	0.869	1.719	0.829	0.002	0.040	0.010	1.194
2	3	-7.717	-3.612	-7.743	-3.650	0.026	0.038	-0.043	-0.532
3	1003	0.270	0.212	0.270	0.210	0.000	0.002	0.002	0.446
3	200	-8.023	-3.167	-8.063	-3.225	0.040	0.058	-0.044	-0.777
1	6	-23.239	-16.183	-23.372	-16.477	0.132	0.293	-0.144	-1.117
6	106	3.344	1.747	3.338	1.593	0.005	0.154	0.019	2.327
106	306	1.601	0.681	1.600	0.659	0.001	0.021	0.009	0.661
306	13	3.179	1.401	3.172	1.392	0.007	0.009	0.054	0.114
13	14	3.164	1.359	3.149	1.338	0.014	0.021	0.053	0.242
14	15	2.715	1.026	2.709	1.018	0.006	0.009	0.045	0.115
15	21	2.525	0.893	2.512	0.877	0.013	0.016	0.042	0.252



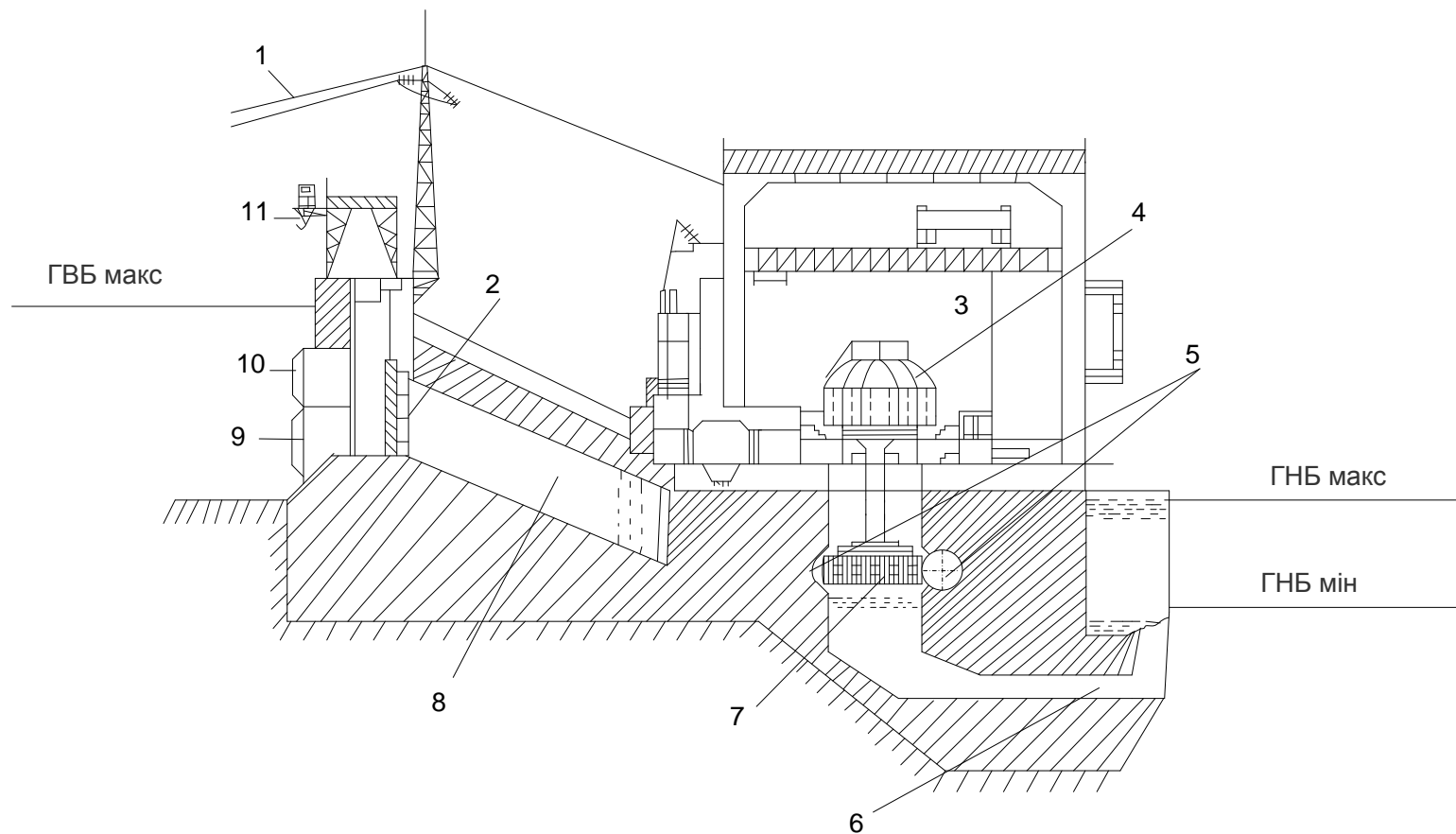


## **ДОДАТОК Е**

### **ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА**

**ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ  
0,76 МВТ З АНАЛІЗОМ ВПЛИВУ МАЛИХ ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ  
НА РЕЖИМИ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ**

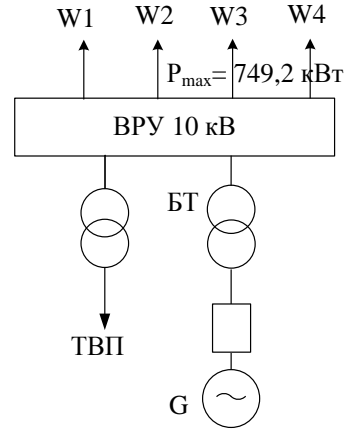
## ПОПЕРЕЧНИЙ РОЗРІЗ ГОЛОВНОЇ БУДІВЛИ СТАНЦІЇ



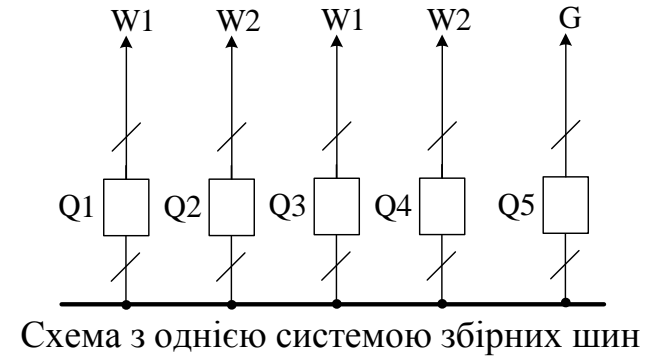
1 - проводи на ВРУ; 2 - плоский затвір; 3 - машинна зала; 4 - генератор; 5 - спиральна камера; 6 - відсмоктуюча труба; 7 - турбіна радіально-осьового типу; 8 - турбінний водовід; 9 - глибинний водоприймач; 10 - решітка; 11 - підйомний механізм щитів

## ВИБІР СХЕМ ГЕС

СТРУКТУРНА СХЕМА ГЕС



I-Й ВАРІАНТ СХЕМИ ВРУ-10 кВ ГЕС



II-Й ВАРІАНТ СХЕМИ ВРУ-10 кВ ГЕС

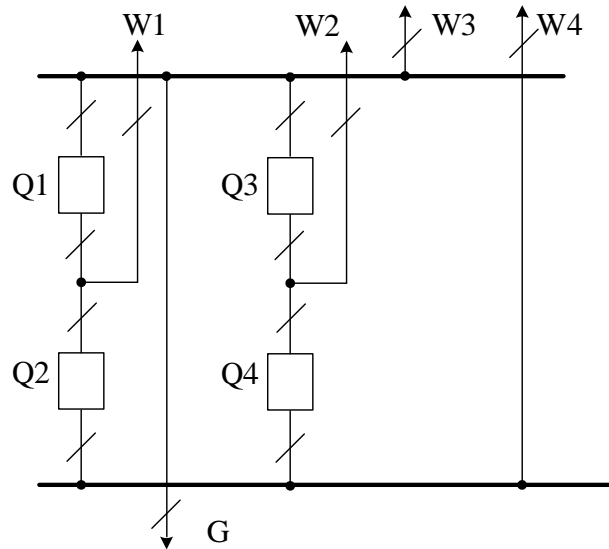


Схема розширеного чотирикутника

III-Й ВАРІАНТ СХЕМИ ВРУ-10 кВ ГЕС

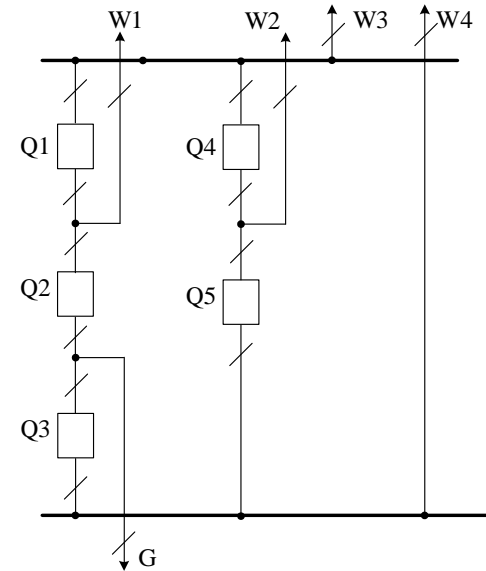
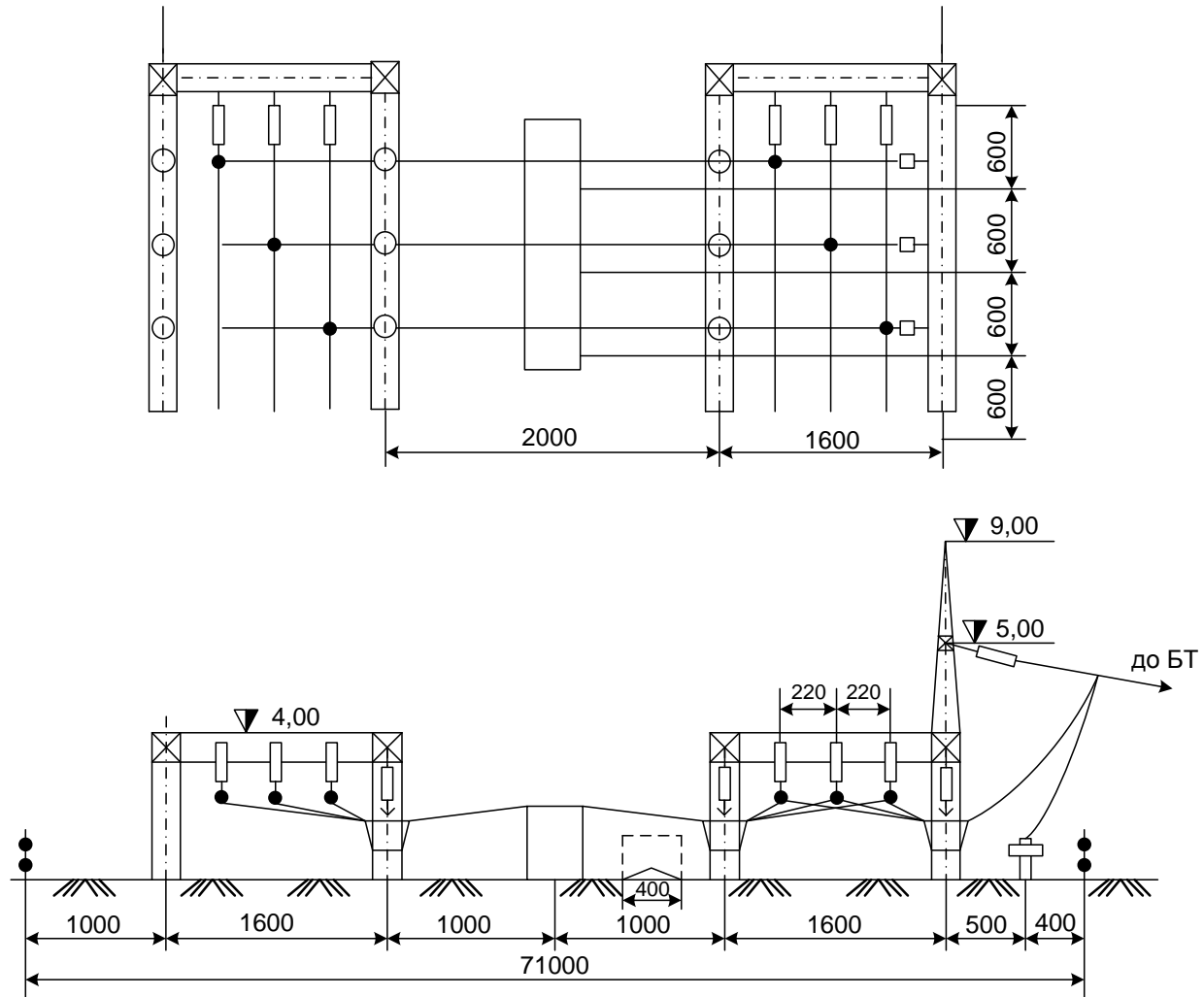


Схема п'ятикутника

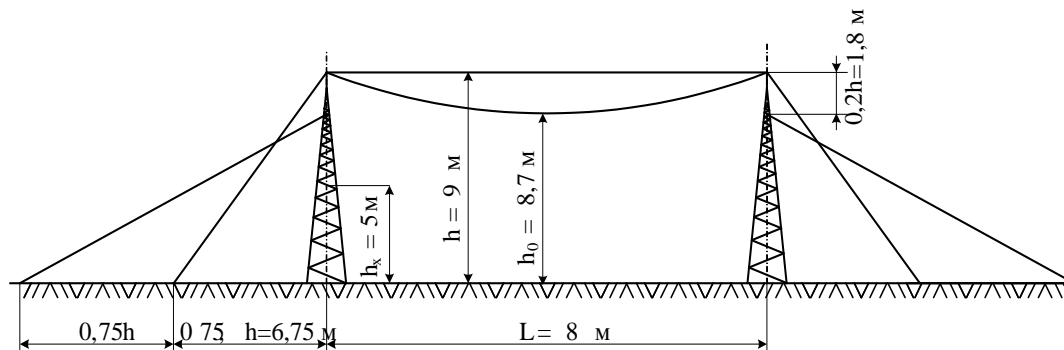


## ПОПЕРЕЧНИЙ РОЗРІЗ КОМІРКИ ВРУ-10 КВ

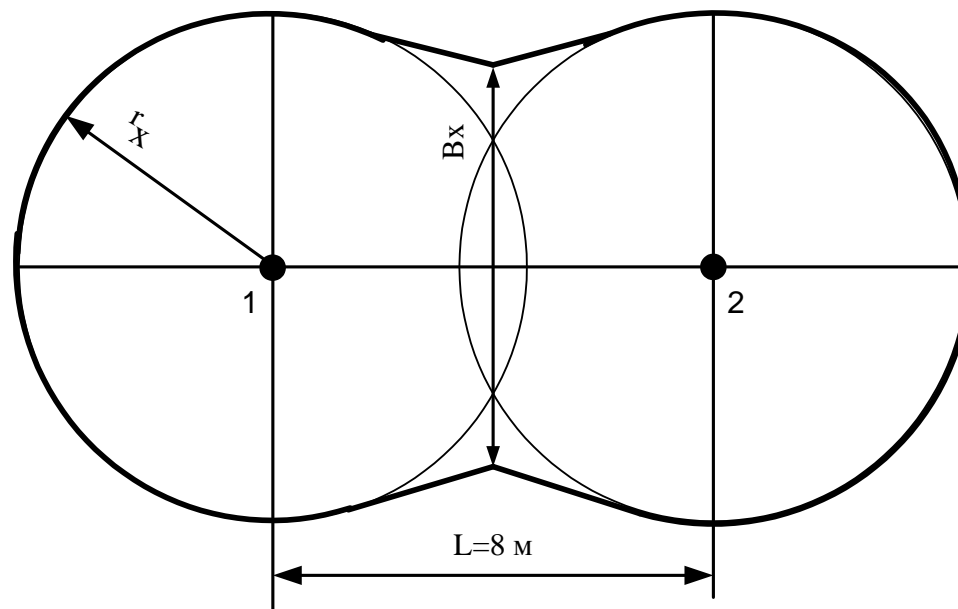


				08-21.МКР.023.00.000.8			
Лист	Арх.	№ докум.	Печат.	Дата	Поперечний розріз ВРУ-10 кВ		
Розроб.	Натхрощен.	Техніч.	Детал.	Масштаб			
Перевір.	Техніч.				ВНТУ, 2ЕС-22М		
Консуль.	Техніч.						
Н. зам.							
Рисув.							
Затверд.							

## РОЗРАХУНОК БЛИСКАВКОЗАХИСТУ ВРУ 10 КВ



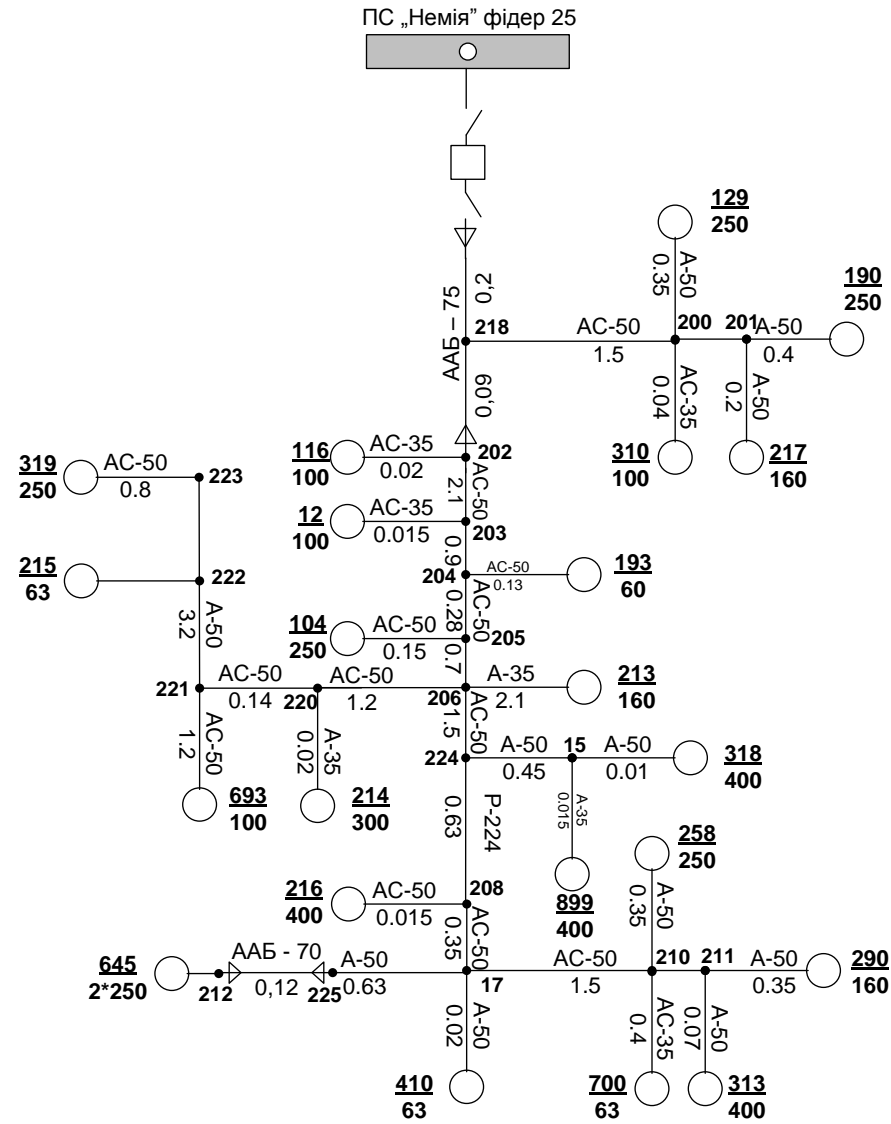
а) – вид збоку



б) – вид зверху

Вид на зону захисту блискавковідводів ВРУ-10 кВ

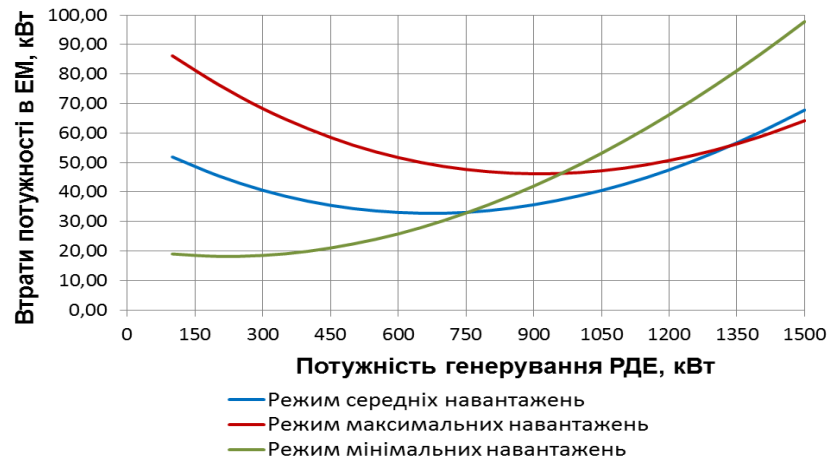
**ФРАГМЕНТ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 10 КВ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІ «НЕМІЯ»**





## РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКІВ ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ 10 КВ

Результати впливу генерування ГЕС у вузлі 313 на роботу електричних мереж у трьох режимах навантажень

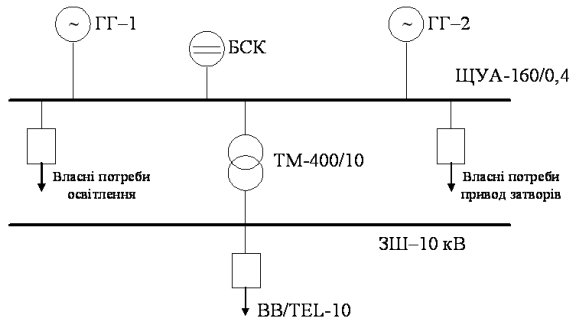


Вплив генерування ГЕС (вузол підключення 313) на втрати в електромережі 10 кВ фідера 25 підстанції «Немія»

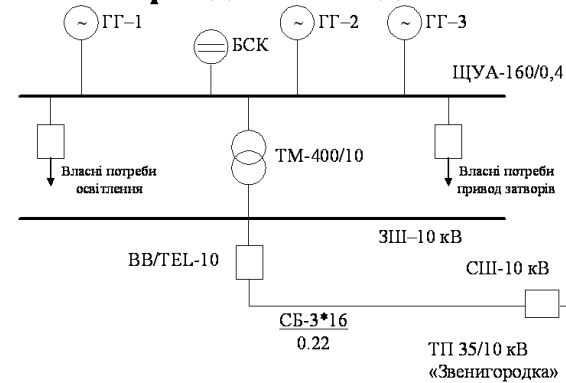
$P_{ВДЕ}$	$dP$ (режим сер. нав.)	Зменшення втрат, %	$dP$ (режим макс. нав.)	Зменшення втрат, %	$dP$ (режим мін. нав.)	Зменшення втрат, %	$U_{\min}$ , кВ	$U_{\max}$ , кВ
100	51.90	33.03	86.2	43.88	19	28.03	9.55	10.48
200	45.6	41.16	76.6	50.13	18.2	31.06	9.57	10.49
300	40.6	47.61	68.3	55.53	18.5	29.92	9.61	10.49
400	36.9	52.39	61.5	59.96	19.9	24.62	9.64	10.49
500	34.4	55.61	55.9	63.60	22.4	15.15	9.67	10.49
600	33.1	57.29	51.7	66.34	25.8	2.27	9.71	10.49
700	32.8	57.68	48.7	68.29	30.3	-14.77	9.74	10.49
800	33.7	56.52	46.9	69.46	35.7	-35.22	9.77	10.5
900	35.7	53.94	46.2	69.92	42	-59.09	9.81	10.5
1000	38.7	50.06	46.6	69.66	49.2	-86.36	9.55	10.48
1100	42.6	45.03	48.1	68.68	57.3	-117.04	9.55	10.49
1200	47.5	38.71	50.7	66.99	66.2	-150.75	9.57	10.49
1300	53.4	76.5	54.2	64.71	76	0.018	9.59	10.49
1400	60.2	81.7	58.7	61.78	86.5	0.021	9.61	10.49
1500	67.8	87.5	64.2	58.20	97.8	0.023	9.64	10.49

## СХЕМИ ПРИЄДНАННЯ МАЛИХ ГЕС ДЛЯ ВКОНАННЯ ПРАКТИЧНИХ РОЗРАХУНКІВ З ОЦІНКИ ЇХ ВПЛИВУ НА ВТРАТИ В ЕМ

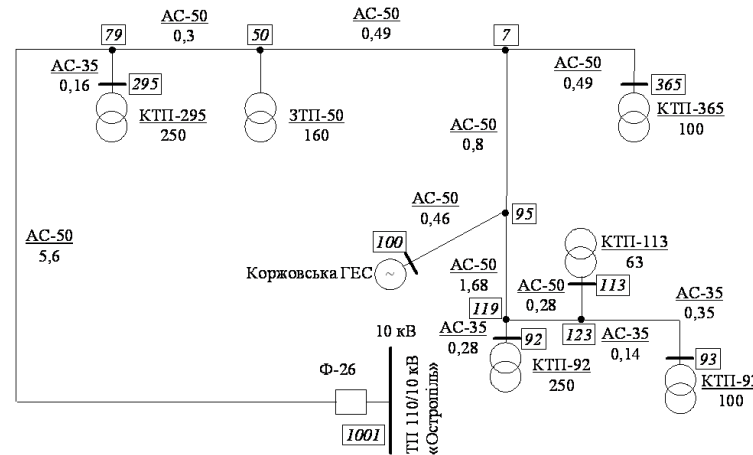
**Однолінійна розрахункова схема  
Коржовської ГЕС**



**Однолінійна схема Звенигородської ГЕС  
з приєднанням до ЕМ**



**Схема приєднання Коржовської ГЕС до електричної мережі**



## Результати розрахунку втрат електроенергії у ЕМ 10 кВ Ф-26

Вид розрахунку	Відпуск з ЕЕС, кВт-год	Втрати в ЛЕП, кВт-год/%	Втрати в трансформаторах, кВт-год/%			Сумарні втрати, кВт-год/%
			Сумарні	Холостого ходу	Навантажувальні	
Без ГЕС	286615,4	6773	5571,1	2671	2900,1	12344
		2,36	1,94	0,93	1,01	4,31
З ГЕС	110882,3	2369,1	4996,2	2671	2325,2	7365,2
		0,83	1,74	0,93	0,81	2,57
Оцінка впливу ГЕС	175733,1	4403,9	574,9	0	574,9	4978,8
	61,31%	65,02	10,32	0,00	19,82	40,33

## Результати розрахунку режимів ЕМ 10 кВ Ф-26

Вид розрахунку	Мінімальна напруга, кВ	Втрати в ЛЕП, кВт	Втрати в трансформаторах, кВт			Сумарні втрати, кВт
			Сумарні	х.х.	Навант.	
Режим середніх навантажень						
Без урахування ГЕС	10,0	7,8	6,9	3,6	3,3	14,7
З урахуванням ГЕС	10,1	2,8	6,3	3,6	2,7	9,1
Оцінка впливу, %	1,0	-64,10	-8,70	0,00	-18,18	-38,10
Режим мінімальних навантажень						
Без урахування ГЕС	10,1	1,2	4,1	3,6	0,5	5,3
З урахуванням ГЕС	10,1	0,7	4,1	3,6	0,5	4,8
Оцінка впливу, %	0,0	-41,67	0,00	0,00	0,00	-9,43
Режим максимальних навантажень						
Без урахування ГЕС	9,78	24,7	14,0	3,6	10,4	38,7
З урахуванням ГЕС	9,88	15,3	13,9	3,6	10,3	29,3
Оцінка впливу, %	1,02	-38,06	-0,71	0,00	-0,96	-24,29

## ВИЗНАЧЕННЯ ГРАНИЧНОЇ ПОТУЖНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ АСИНХРОННИХ ГЕНЕРАТОРІВ НА ГЕС



З отриманих результатів видно, що гранична потужність застосування асинхронних генераторів, виходячи з сучасних економічних умов, складає біля 2 МВт ( $P_{гр} = 2,08$  МВт)

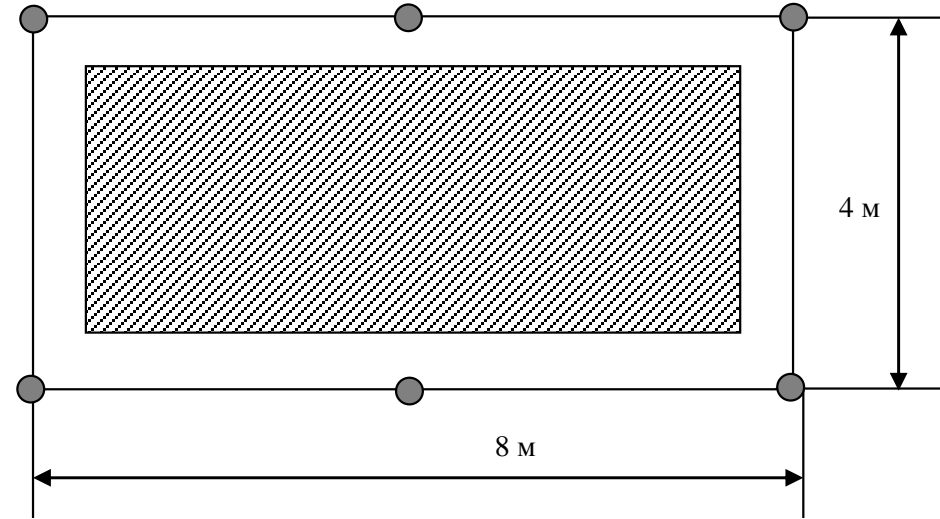
## РОЗРАХУНОК ЗАЗЕМЛЮВАЛЬНОГО ПРИСТРОЮ ВРУ-10 кВ

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:  $K_{CG} = 3$ .

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