

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

**МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

на тему:

**«Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 1000  
(4×100+2×300) МВт з аналізом навантажувальної здатності  
турбогенераторів»**

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

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Мілованов К. І.  
(прізвище та ініціали)

Керівник: д.т.н., проф. каф. ЕСС

Комар В. О.  
(прізвище та ініціали)

« 10 » 06 2025 р.

Опонент: к.т.н., доц., доцент кафедри  
ЕСЕМ Бабенко О. В.  
(прізвище та ініціали)

« 10 » 06 2025 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ЕСС

Комар В. О.  
(прізвище та ініціали)

« 16 » 06 2025 р.

Вінниця ВНТУ - 2025 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.

20.03 2025 року

### **ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТА**

Мілованова Кирила Ігоровича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 1000 (4×100+2×300) МВт з аналізом навантажувальної здатності турбогенераторів»

керівник роботи д.т.н., проф. каф. ЕСС Комар В. О. \_\_\_\_\_

затверджена наказом вищого навчального закладу від 20.03.2025 року № 96

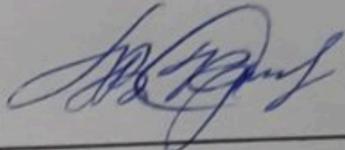
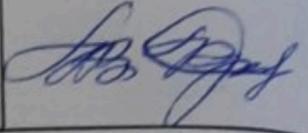
2. Строк подання студентом роботи 10 червня 2025 року.

3. Вихідні дані до роботи: Вид промисловості району – чорна металургія; паливо – вугілля; максимальне навантаження району 300 МВт; напруга мережі району 110 кВ; максимальна потужність, що віддається в систему 610 МВт; номінальна напруга системи 330 кВ; номінальна потужність системи 11200 МВА; відстань до місця приєднання до енергосистеми 220 км.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування проекту. 2. Електротехнічна частина. 3. Спеціальна частина. 4. АСК ТП станції. 5. Техніко-економічна частина. Висновки. Список використаних джерел.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Схема електричних з'єднань головна. 2. План та поперечний розріз ВРУ-330 кВ. 4. Лист до спеціальної частини. 5. Автоматизована система керування технологічним процесом КЕС. 6. Техніко-економічні показники станції.

## 6. Консультанти розділів роботи

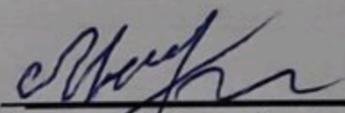
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Комар В. О., д.т.н., проф., зав. кафедри ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання 20 березня 2025 року

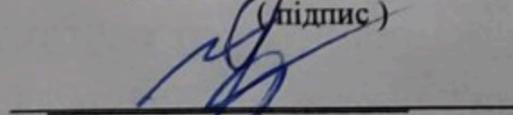
## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		При- мітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	20.03.25	28.03.25	<i>вик</i>
2	Постановка задачі та шляхи її розв'язання	29.03.25	07.04.25	<i>вик</i>
3	Електротехнічна частина	08.04.25	13.05.25	<i>вик</i>
4	АСК ТП станції	14.05.25	19.05.25	<i>вик</i>
5	Техніко-економічна частина	20.05.25	25.05.25	<i>вик</i>
6	Оформлення пояснювальної записки	26.05.25	31.05.25	<i>вик</i>
7	Виконання графічної частини та оформлення презентації	01.06.25	10.06.25	<i>вик</i>

Студент

  
(підпис)К. І. Мілованов

Керівник роботи

  
(підпис)В. О. Комар

## ЗМІСТ

Анотація.....	7
Annotation .....	8
Вступ.....	9
1 Техніко-економічне обґрунтування проекту .....	11
2 Електротехнічна частина .....	13
2.1 Графіки електричних навантажень станції.....	13
2.9 Вибір струмоведучих частин .....	53
2.10 Вибір кабелів.....	60
2.11 Вибір вимірювальних трансформаторів .....	61
2.12 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів.....	64
2.14 Розрахунок грозозахисту ВРУ-330 кВ .....	65
2.15 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ .....	68
3 Режими роботи генераторів.....	71
3.1 Робочий режим генераторів .....	71
4 АСК ТП електричної станції .....	85
5 Розрахунок техніко-економічних показників КЕС .....	96
Висновки.....	106
Список використаної літератури .....	107
Додаток А Протокол перевірки навчальної (кваліфікаційної) роботи .....	110
ДОДАТОК Б Технічне завдання МКР .....	111
ДОДАТОК В Графічна частина .....	115

## АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Мілованов К. І. «Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 1000 (4×100+2×300) МВт з аналізом навантажувальної здатності турбогенераторів». Магістерська робота. – Вінниця: ВНТУ, 2025. – 109 с. Бібліогр.: 25. Іл.: 28. Табл.: 35.

В магістерській кваліфікаційній роботі було виконано проектування електричної частини конденсаційної електричної станції. Для цього було вибрано схему головних з'єднань та основне електричне обладнання для неї. Детально було розглянуто питання навантажувальної спроможності турбогенераторів.

Ключові слова: теплові електростанції, синхронні генератори, навантажувальна характеристика.

## ANNOTATION

Milovanov K. I. “Electrical part of a condensing power plant with a capacity of 1000 ( $4 \times 100 + 2 \times 300$ ) MW with analysis of the load capacity of turbogenerators”. Master's thesis. – Vinnytsia: VNTU, 2025. – 109 p. Bibliography: 25. Fig.: 28. Table: 35.

In the master's qualification thesis, the design of the electrical part of a condensing power plant was carried out. For this purpose, a diagram of the main connections and the main electrical equipment for it were selected. The issue of the load capacity of turbogenerators was considered in detail.

Keywords: thermal power plants, synchronous generators, load characteristic.

## ВСТУП

Встановлених потужностей ГЕС та ГАЕС, які можуть бути високоманевровими піковими потужностями, не вистачає для покриття гострих перепадів змінного графіку навантаження. Різниця між добовими максимумом і мінімумом споживання електричної потужності в Об'єднаній енергосистемі України становить більше 7 ГВт. Таким чином, структура генеруючих потужностей української електроенергетики переобтяжена базовими потужностями (АЕС та потужні 300 МВт та 800 МВт енергоблоки теплової генерації) і характеризується гострим дефіцитом маневрових потужностей.

Необхідною умовою стабільної роботи ОЕС є баланс виробництва та споживання електроенергії в кожний окремий момент часу. Для оперативного балансування енергосистеми в умовах змінного навантаження необхідні електростанції, що можуть працювати в маневрових режимах роботи, здатні швидко і в широких межах змінювати власну потужність виробництва електроенергії. Маневрові потужності поділяються на пікові (покривають максимум навантаження у продовж доби) та напівпікові (покривають помірні зміни обсягів споживання). Для забезпечення стабільної роботи ОЕС України в структурі генеруючих потужностей пікові повинні складати не менше 15%, а напівпікові – 30–35%. Енергоблоки ТЕС потужністю 100-200 МВт, які можуть ефективно використовуватися в якості маневрових напівпікових потужностей, складають 17 % проти необхідних за сучасних умов 30–35 %. Проблема ускладнюється також високим напрацюванням частини цих енергоблоків (11 блоків вже відпрацювали понад гранично допустимі 300 тис. годин). Тому поширеною практикою є використання в маневрових напівпікових режимах пилувугільних блоків потужністю 300 МВт, які розраховані на роботу в базовому режимі і не пристосовані до маневрових режимів. Таке використання енергоблоків теплових електростанцій, спроектованих для роботи в базових режимах, є додатковим чинником пришвидшеного зношення їх обладнання і загрожує зростанням аварійності. Для проходження мінімальних навантажень за

наявної структури потужностей ОЕС України ТЕС і великі ТЕЦ використовуються в непроєктних режимах. При цьому регулярно проводиться вимушена зупинка окремих потужностей ТЕС на ніч на 4–6 годин. Така ситуація, коли щодобово в нічний час виводиться в резерв 9-15 теплових енергоблоків, призводить до значних перевитрат палива, прискороного зносу обладнання та зростання аварійності. Через часті пуски та зупинки енергоблоків, за інформацією Державного комітету з енергозбереження, середні перевитрати палива становлять від 10 до 30%.

Для забезпечення стабільної роботи ОЕС України необхідні термінові системні заходи з реструктуризації теплової генерації – виведення з експлуатації старих неефективних блоків, модернізація ТЕС та оснащення їх належними очисними спорудами.

З огляду на швидкий розвиток ВДЕ та необхідність в перебудові електроенергетичної інфраструктури в бік децентралізації та максимально ефективного використання енергоресурсів, необхідне створення нових ефективних маневрових потужностей, а саме – газотурбінних ТЕС, ТЕЦ та блок-станцій за найкращими доступними технологіями.

**Мета роботи:** є проектування конденсаційної станції з дослідженням навантажувальної здатності турбогенераторів.

**Об'єкт дослідження:** конденсаційні електростанції.

**Предмет дослідження:** процеси, що відбуваються у турбогенераторах під час їх завантаження.

## 1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУ

Більшість енергоблоків ТЕС спроектовані для спалювання кам'яного вугілля вітчизняного видобутку з підсвічуванням мазутом або природним газом. Кам'яне вугілля наразі складає 98% паливної бази ТЕС. За офіційними даними Міненерговугілля сьогодні балансова встановлена потужність енергоблоків ТЕС складає 27,6 ГВт, з них вугільних енергоблоків – 21,8 ГВт, або близько 41 % потужностей об'єднаної енергосистеми України. Всі газомазутні енергоблоки сумарною потужністю 5,4 ГВт знаходяться в оперативному резерві або довгостроковому резерві з елементами консервації і не вводилися в експлуатацію протягом 2010–2013 років через високі ціни на природний газ.

На сьогодні максимальний ККД теплових енергоблоків України не перевищує 32%, у той час як в Німеччині та інших країнах ЄС цей показник становить 45% при роботі в базовому режимі. За своїми техніко-економічними показниками ТЕС України відстають від рівня, досягнутого ними в 1975-1980 роках. При цьому питомі витрати умовного палива збільшилися з 340-345 г умовного палива на 1 кВт·год у 1980 році до 405 г умовного палива в 2006 році, що обумовлено головним чином фізичним зношенням турбін та допоміжного обладнання. Питомі витрати теплоти на турбінах вітчизняних ТЕС майже в півтора рази вищі ніж на Європейських ТЕС. Для порівняння – зараз витрата палива на вугільних ТЕС Європи становить 280-320 г умовного палива на 1 кВт·год.

У зв'язку із значним фізичним та моральним зношенням основного обладнання більшість енергоблоків ТЕС України не відповідають вимогам ефективного і екологічно безпечного використання паливних ресурсів, надійності та безпеки експлуатації. Напрацювання понад 70% основного обладнання теплової генерації суттєво перевищує його розрахунковий ресурс. Через вичерпання паркового ресурсу, низьку ефективність та високі питомі викиди забруднюючих речовин в найближчі 3–5 років виведенню з експлуатації підлягають 13 енергоблоків із сумарною потужністю 2,2 ГВт. Протягом найближчих 10 років виведення з експлуатації потребують енергоблоки ТЕС

сумарною потужністю близько 12 ГВт (понад 40% загальної встановленої потужності ТЕС України), оскільки вони не відповідають вимогам екологічної безпеки, надійності роботи та ефективності використання палива.

Також занепокоєння викликає стан систем підготовки палива, оскільки саме несправність обладнання для приготування вугільного пилу, була однією з основних причин аварії на Вуглегірській ТЕС, при якій було значно пошкоджено 4 енергоблоки загальною потужністю 1200 МВт.

Ще однією проблемою є морально і технічно застарілі автоматизовані системи керування технологічними процесами (АСУ ТП), побудовані на базі технологій 70-х років. Низький рівень інформаційного забезпечення диспетчерського контролю та комп'ютерного моніторингу процесів також є чинником, що знижує надійність роботи станцій. Згідно висновків Інституту вугільних енерготехнологій НАН України лише частина енергоблоків може бути реконструйована з подовженням терміну експлуатації на 10–15 років, частину можна модернізувати з подовженням строку експлуатації на 5–8 років, а 13 енергоблоків необхідно виводити з експлуатації. Як при модернізації, так і при реконструкції енергоблоків для забезпечення їх надійності, техногенної та екологічної безпеки, необхідно встановлювати сучасні АСУ ТП, які мають включати системи контролю та вимірювання викидів забруднюючих речовин в атмосферу.

Теплова енергетика України повинна зазнати суттєвих перетворень в найближче десятиліття. Енергетичні підприємства України мають вжити заходів щодо підвищення якості палива, оновлення генеруючого обладнання та встановлення високоефективного очисного устаткування. За оцінками НАК «Енергетична компанія України», 30–40% всіх інвестиційних витрат, яких потребує теплова енергетика України, мають бути спрямовані саме на заходи зі зменшення шкідливих викидів. Велика частина встановлених потужностей теплової електроенергетики (понад 40%) повинні бути виведені з експлуатації в найближчі десять років.

Отже, проектування і побудова нових КЕС є актуальним питанням на сьогодні.

## 2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

### 2.1 Графіки електричних навантажень станції

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

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

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

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

Постійні втрати в мережах району та системи розраховуються за формулами:

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

$$\Delta P_{1p} = 0,01 \cdot 280 = 2,8 \text{ (МВт)}.$$

$$\Delta P_{1c} = 0,02 \cdot 540 = 10,8 \text{ (МВт)}.$$

Змінні втрати в будь-який час доби:

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

$$\Delta P_{2pl} = 0,06 \cdot \frac{229,6^2}{280} = 11,3 \text{ (МВт)};$$

$$\Delta P_{2cl} = 0,14 \cdot \frac{324^2}{540} = 27,22 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, яка видається до шин РУ різних напруг:

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

$$P_{p.\text{видт1}} = 229,6 + 2,8 + 11,3 = 243,7 \text{ (МВт)}.$$

$$P_{c.\text{видт1}} = 324 + 10,8 + 27,22 = 362,02 \text{ (МВт)}.$$

Сумарна потужність, що віддається з шин станції:

$$P_{\text{вид.т}} = P_{p.\text{видт}} + \Delta P_{c.\text{видт}}, \quad (2.4)$$

$$P_{\text{вид.т}} = 243,7 + 362,02 = 605,71 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, що віддається на власні потреби станції:

$$P_{\text{ВП.т}} = \left( 0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{\text{вид.т}}}{P_{\text{вст}}} \right) \cdot \frac{P'_{\text{ВП}} \cdot P_{\text{вид.мак}}}{100}, \quad (2.5)$$

$$P_{\text{ВП}} = \left( 0,4 + 0,6 \cdot \frac{605,71}{1000} \right) \frac{6 \cdot 926}{100} = 42,42 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, що виробляється станцією:

$$P_{\text{вир.т}} = P_{\text{вид.т}} + P_{\text{ВПт}}, \quad (2.6)$$

$$P_{\text{вир.т}} = 605,71 + 42,42 = 648,13 \text{ (МВт)}.$$

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

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

Використовуючи річний графік за тривалістю, визначаємо техніко-економічні показники роботи станції (таблиця 2.3).

Таблиця 2.1 – Дані розрахунків графіків електричних навантажень

Складові витрат потужності	Час	0-4	4-6	6-11	11-15	15-18	18-20	20-22	22-24
Навантаження МР $P_{pt}, \%$	Зима	82	82	100	90	97	93	82	82
	Літо	75	75	95	85	90	87	75	75
Навантаження МР $P_{pt}, \text{МВт}$	Зима	229,6	229,6	280	252	271,6	260,4	229,6	229,6
	Літо	210	210	266	238	252	243,6	210	210
Постійні втрати потужності в МР $\Delta P_{1p}, \text{МВт}$	зима	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
	літо	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
Змінні втрати потужності в МР $\Delta P_{2pt}, \text{МВт}$	Зима	11,30	11,30	16,80	13,61	15,81	14,53	11,30	11,30
	Літо	9,45	9,45	15,16	12,14	13,61	12,72	9,45	9,45
Потужність, яка віддається до шин РП $P_{p, \text{вид.}t}, \text{МВт}$	Зима	243,70	243,70	299,60	268,41	290,21	277,73	243,70	243,70
	Літо	222,25	222,25	283,96	252,94	268,41	259,12	222,25	222,25
Навантаження С $P_{ct}, \%$	Зима	60	85	100	80	100	80	75	65
	Літо	55	80	95	75	95	75	70	60
Навантаження С $P_{ct}, \text{МВт}$	Зима	324	459	540	432	540	432	405	351
	Літо	297	432	513	405	513	405	378	324
Постійні втрати потужності в С $\Delta P_{1c}, \text{МВт}$	Зима	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8
	Літо	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8
Змінні втрати потужності в С $\Delta P_{2ct}, \text{МВт}$	Зима	27,22	54,62	75,60	48,38	75,60	48,38	42,53	31,94
	Літо	22,87	48,38	68,23	42,53	68,23	42,53	37,04	27,22
Потужність, яка віддається до шин РП $P_{c, \text{вид.}t}, \text{МВт}$	Зима	362,02	524,42	626,40	491,18	626,40	491,18	458,33	393,74
	Літо	330,67	491,18	592,03	458,33	592,03	458,33	425,84	362,02
Сумарна потужність, що віддається $P_{\text{вид.}t}, \text{МВт}$	Зима	605,71	768,12	926,00	759,59	916,61	768,91	702,02	637,44
	Літо	552,92	713,43	875,99	711,26	860,44	717,44	648,09	584,27
Потужність, що витрачається на ВП $P_{\text{ВП.}t}, \text{МВт}$	Зима	42,42	47,83	53,09	47,55	52,78	47,86	45,63	43,47
	Літо	40,66	46,01	51,43	45,93	50,91	46,14	43,83	41,70
Потужність, що виробляється $P_{\text{вир.}t}, \text{МВт}$	Зима	648,13	815,95	979,09	807,14	969,39	816,77	747,65	680,91
	Літо	593,58	759,44	927,42	757,20	911,34	763,58	691,92	625,97

Примітки:

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

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

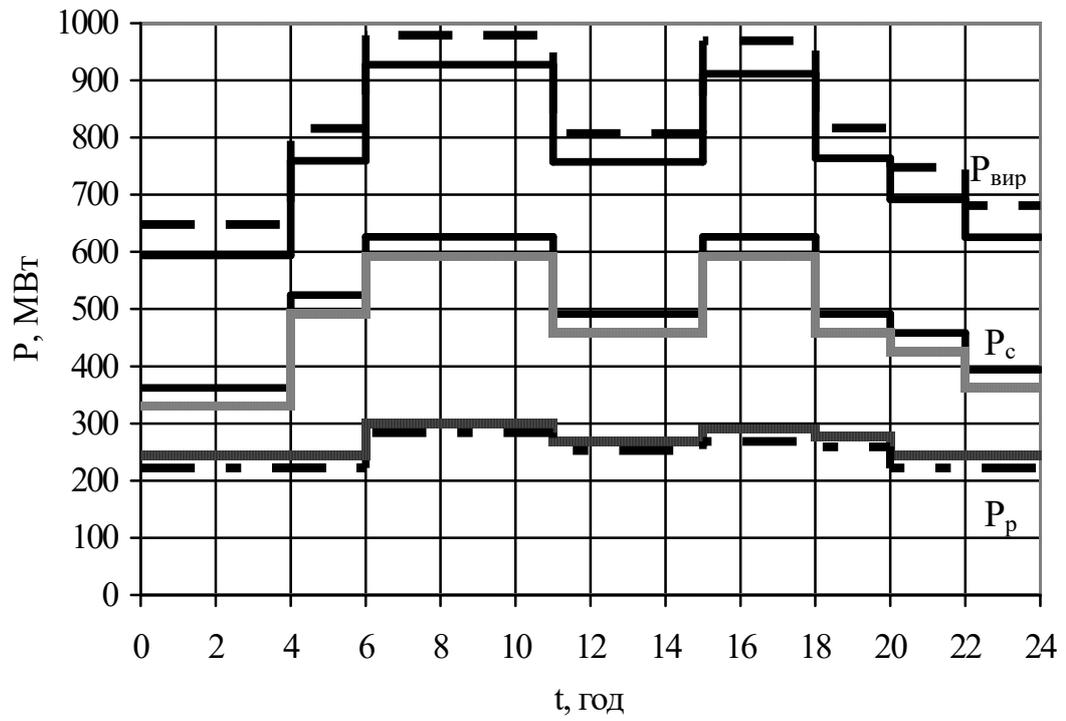
в) коефіцієнт попиту  $K_{\text{п}} = 0,85$ .

Таблиця 2.2 – Техніко-економічні показники роботи станції

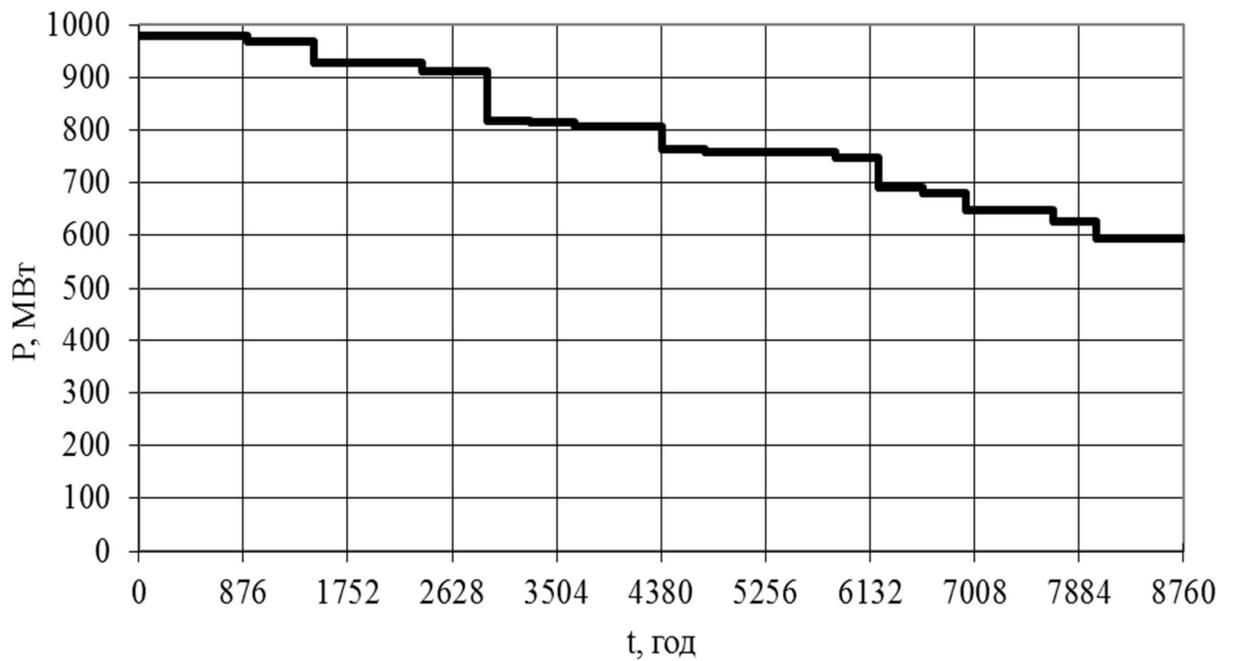
Показник	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	$P_{\max}$	979,09
Річний виробіток електроенергії, МВт·год.	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}t_i} \cdot t_i$	6972751,50
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{\text{вст}}$	1000
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{\text{ср}} = \frac{E_p}{8760}$	795,98
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_3 = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\max}}$	0,81
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_B = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{вст}}}$	0,80
Число годин використання максимального навантаження, год.	$T_{\max} = \frac{E_p}{P_{\max}}$	7121,64
Число годин використання встановленої потужності, год.	$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}}$	6972,75
Коефіцієнт резерву	$k_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\max}}$	1,02
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{\text{ВПр}} = \sum_{i=1}^m P_{\text{ВПт}_i} \cdot t_i$	413346,33
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	$E_{\text{вид.р}} = E_p - E_{\text{ВПр}}$	6559405,17
Час максимальних втрат електроенергії, год.	$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760$	6125

Таблиця 2.3 – Річний графік за тривалістю навантаження

P, МВт	979,09	969,39	927,42	911,34	816,77	815,95	807,14	763,58
t, год	915	549	910	546	366	366	732	364
t <sub>Σ</sub> , год	915	1464	2374	2920	3286	3652	4384	4748
P, МВт	759,44	757,20	747,65	691,92	680,91	648,13	625,97	593,58
t, год	364	728	366	364	366	732	364	728
t <sub>Σ</sub> , год	5112	5840	6206	6570	6936	7668	8032	8760



а) добові графіки навантаження



б) річний графік за тривалістю навантажень

Рисунок 2.1 – Графіки електричних навантажень станції

## 2.2 Вибір силового обладнання

Таблиця 2.4 – Технічні характеристики турбогенераторів

Параметри	Турбогенератор	
	ТВФ-120-2У3	ТГВ-300-2У3
$n_{\text{НОМ.}}$ , об/хв	3000	3000
$S_{\text{НОМ.}}$ , МВА	125	353
$P_{\text{НОМ.}}$ , МВт	100	300
$U_{\text{НОМ.}}$ , кВ	10,5	20
$\cos\varphi_{\text{НОМ.}}$	0,8	0,85
$I_{\text{НОМ.}}$ , кА	6,875	10,2
Схема з'єднання обмоток статора	уу	уу
Система збудження	ВЧ	ТС
$U_{\text{ф.НОМ.}}$ , В	296	420
$I_{\text{ф.НОМ.}}$ , А	634	3050
$I_{\text{фх.}}$ , А	1715	1060
ВКЗ	0,499	0,524
$R_{\text{ст.}}$ , Ом	0,00104	0,001335
$R_{\text{рот.}}$ , Ом	0,12	0,145
Опори, в.о.:		
$X''_d$	0,192	0,195
$X'_d$	0,278	0,3
$X_d$	1,907	2,195
$X_2$	0,234	0,238
$X_0$	0,097	0,0963

Таблиця 2.5 – Технічні характеристики турбін

Параметр	Турбіна	
	К-100-90	К-300-240
$P_{\text{НОМ.}}$ , МВт	100	300
$P$ , ата	90	240
$t$ , °С	535	560
$D$ , Т/год.	363	865

Таблиця 2.6 – Технічні характеристики котельних агрегатів

Параметр	Котельний агрегат	
	2xE-220-100	Пп-950/255
D, Т/год.	220	950
P <sub>ном.</sub> , МВт	100	300
P, ата	100	255
t, °C	540	545
Паливо	вугілля	вугілля

### 2.3 Вибір структурної схеми станції

Кількість ЛЕП [2]:

$$n = \frac{P_{\max'}}{P_{\text{гр}}} + 1, \quad (2.7)$$

де  $P_{\max'}$  – максимальна потужність, що передається в район або систему з урахуванням втрат, МВт;

$P_{\text{гр}}$  – гранична потужність лінії, МВт.

$$n_{330} = \frac{626,4}{400} + 1 = 2,57 \approx 3;$$

$$n_{110} = \frac{299,6}{50} + 1 = 6,99 \approx 7.$$

Розрахункова потужність робочого трансформатора власних потреб:

$$S_{\text{твпрозр.}} = \frac{P'_{\text{вп}}}{100} \cdot K_{\text{п}} \cdot P_{\text{г.ном}}; \quad (2.8)$$

$$S_{\text{твпрозр.1}} = \frac{6}{100} \cdot 0,85 \cdot 300 = 15,3 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{твпрозр.2}} = \frac{6}{100} \cdot 0,85 \cdot 100 = 5,1 \text{ МВА}.$$

Розрахункова потужність пускорезервного трансформатора

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

$$S_{TR\text{розр.}} = 1,3 \cdot 15,3 = 19,9 \text{ МВА}$$

Намічаємо два варіанти структурної схеми КЕС (рисунок 2.2).

Розрахункова потужність блочного трансформатора:

$$S_{BTR\text{розр.}} = S_{Г.вст} - S_{ВП\text{max.}}; \quad (2.10)$$

$$S_{BT1\text{розр.}} = 353 - 15,3 = 337,7 \text{ МВА};$$

$$S_{BT2\text{розр.}} = S_{BT3\text{розр.}} = 125 - 5,1 = 119,9 \text{ МВА.}$$

Визначимо перетоки потужності через трансформатор зв'язку;

а) максимальний режим

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

$$S_{\text{max}AT31} = (4 \cdot 125 - 4 \cdot 5,1 - 299,6/0,8)/1,4 = 75,1 \text{ (МВА)};$$

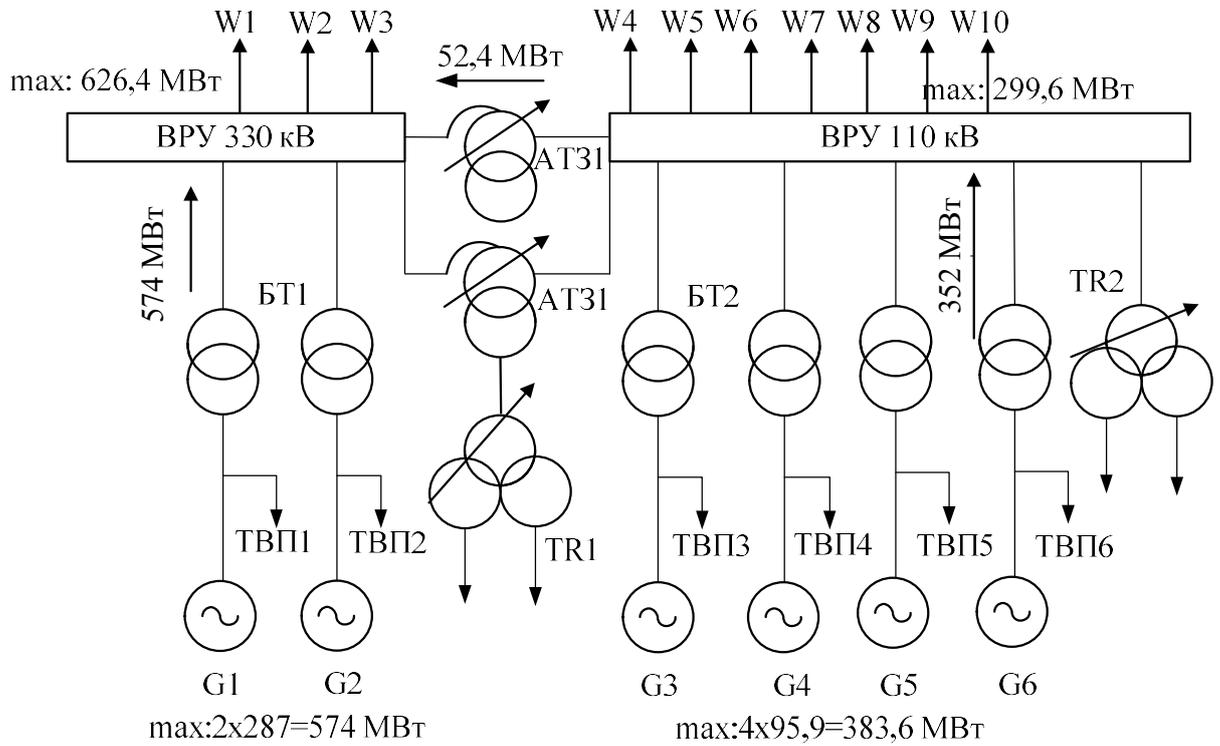
$$S_{\text{max}AT32} = (3 \cdot 125 - 3 \cdot 5,1 - 299,6/0,8)/1,4 = -10,6 \text{ (МВА)};$$

б) мінімальний режим

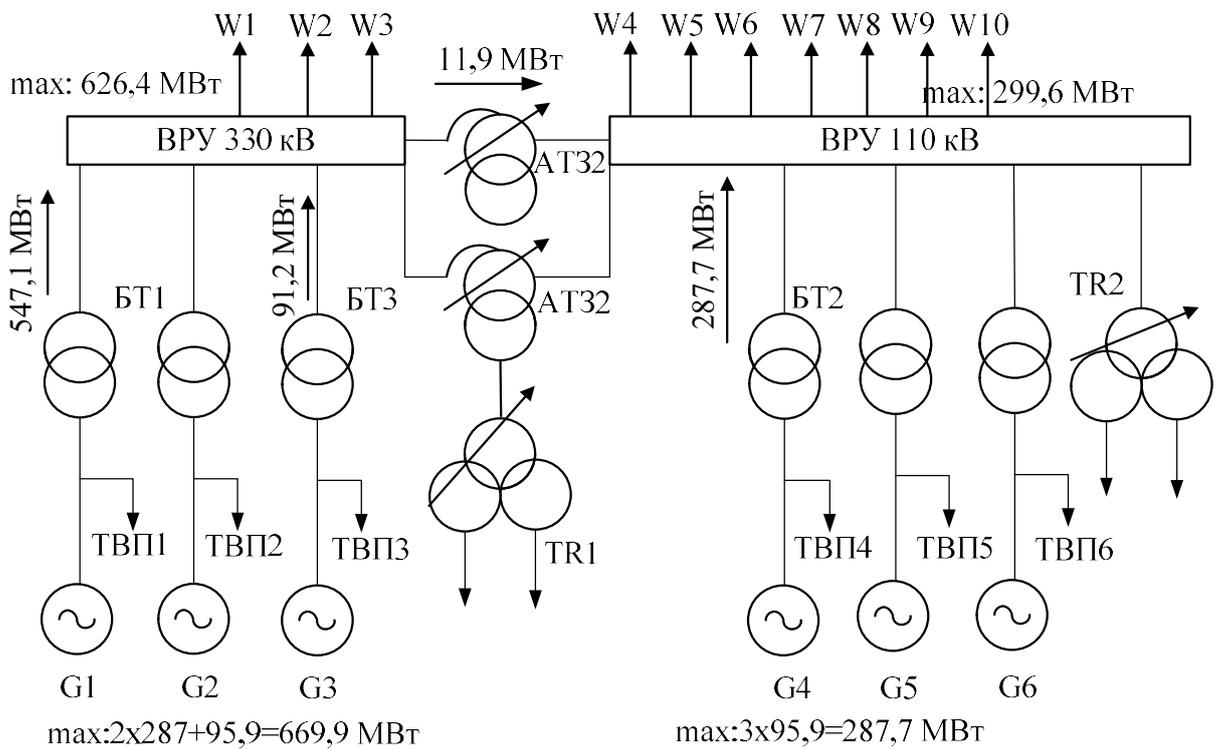
$$S_{\text{min}} = (S_{Г.вст} - S_{ВП.\text{max}} - S_{р.\text{min}})/1,4; \quad (2.12)$$

$$S_{\text{min}AT31} = (4 \cdot 125 - 4 \cdot 5,1 - 222,25/0,8)/1,4 = 144,1 \text{ (МВА)};$$

$$S_{\text{min}AT32} = (3 \cdot 125 - 3 \cdot 5,1 - 222,25/0,8)/1,4 = 58,5 \text{ (МВА)};$$



а) I варіант



б) II варіант

Рисунок 2.2 – Варіант структурної схеми станції

в) аварійний режим

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

$$S_{авАТ31} = (3 \cdot 125 - 3 \cdot 5,1 - 299,6/0,8) / 2 = -7,4 \text{ (МВА)};$$

$$S_{авАТ32} = (2 \cdot 125 - 2 \cdot 5,1 - 299,6/0,8) / 2 = -67,35 \text{ (МВА)}.$$

Таблиця 2.7 – Технічні характеристики трансформаторів

Позначення	Тип трансформатора	S <sub>НОМ</sub> МВА	U <sub>НОМ</sub> , кВ			U <sub>к</sub> , %			ΔP <sub>х</sub> кВт	ΔP <sub>кз</sub> кВт	I <sub>х</sub> , %
			ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН			
БТ1	ТДЦ-400000/330	400	347	–	20	–	11,5	–	300	790	0,45
БТ2	ТДЦ-125000/110	125	121	–	10,5	–	10,5	–	120	400	0,55
БТ3	ТДЦ-125000/330	125	347		10,5		11		125	380	0,55
АТ31	АТДЦТН-200000/330/110	200	330	115	38,5	10,5	38	25	155	560	0,45
АТ32	АТДЦТН-125000/330/110	125	330	115	38,5	10	35	24	100	345	0,45
ТВП1	ТРДНС-25000/35	25	20	–	6,3-6,3	–	10,5	–	25	115	0,65
ТВП2	ТМ-6300/10	6,3	10	–	6,3	–	7,5	–	7,4	46,5	0,8
ТR1	ТРДНС-25000/35	25	36,75	–	6,3-6,3	–	10,5	–	25	115	0,65
ТR2	ТРДН-25000/110	25	115	–	6,3-6,3	–	10,5	–	25	120	0,65

Приведені затрати [2]:

$$З = P_H \cdot K + U, \quad (2.14)$$

де  $P_H$  – нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень ( $P_H = 0,12$ );

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

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

$$U = \frac{\alpha}{100} \cdot K + \beta \cdot \Delta W_T; \quad (2.15)$$

де  $\alpha$  – норма відрхувань на амортизацію та обслуговування, %;

$\beta = 9,6$  коп/кВт·год – вартість 1 кВт·год електроенергії, що втрачається в трансформаторах;

$\Delta W_T$  – річні втрати електроенергії в трансформаторах, кВт·год;

Таблиця 2.8 – Капіталовкладення в електроустановку

Обладнання	Кількість, шт.	Вартість, тис. грн.	Капіталовкладення, тис. грн.	
			I варіант	II варіант
БТ <sub>1</sub>	2/2	5280	10560	10560
БТ <sub>2</sub>	4/3	2160	8640	6480
БТ <sub>3</sub>	0/1	2880	0	2880
АТЗ <sub>1</sub>	2/0	3840	7680	0
АТЗ <sub>2</sub>	0/2	3156	0	6312
Вимикачі: - 330 кВ;	10/11	5100	51000	56100
- 110 кВ;	17/16	960	16320	15360
РАЗОМ:			94200	97692

Примітка: ВРУ 330 кВ виконано по схемі «4/3», ВРУ 110 кВ – дві системи шин з обхідною.

$$\Delta W_T = n \cdot \Delta P_x \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_k \cdot \left( \frac{S_{\max}}{S_{T.\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (2.16)$$

де  $n$  – кількість трансформаторів, шт.;

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

$S_{\max}$  – максимальна потужність, яка проходить через трансформатор, МВА;

$S_{T.\text{НОМ}}$  – номінальна потужність трансформатора, МВА;

$\tau$  – час втрат.

Визначаємо втрати електроенергії в трансформаторах:

$$\Delta W_{T1} = \Delta W_{BT1} + \Delta W_{BT2} + \Delta W_{AT31};$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{T1} &= \left[ 2 \cdot 300 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 790 \cdot \left( \frac{675,3}{400} \right)^2 \cdot 6125 \right] + \left[ 4 \cdot 120 \cdot 8760 + \right. \\ &+ \left. \frac{1}{4} \cdot 400 \cdot \left( \frac{440}{125} \right)^2 \cdot 6125 \right] + \left[ 2 \cdot 155 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 560 \cdot \left( \frac{61,6}{200} \right)^2 \cdot 6125 \right] = \\ &= 26823885,5 \text{ кВт} \cdot \text{год}; \end{aligned}$$

$$\Delta W_{T2} = \Delta W_{BT1} + \Delta W_{BT2} + \Delta W_{BT3} + \Delta W_{AT32}$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{T2} &= \left[ 2 \cdot 300 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 790 \cdot \left( \frac{643,6}{400} \right)^2 \cdot 6125 \right] + \left[ 3 \cdot 120 \cdot 8760 + \right. \\ &+ \left. \frac{1}{3} \cdot 400 \cdot \left( \frac{358,8}{125} \right)^2 \cdot 6125 \right] + \left[ 2 \cdot 100 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 345 \cdot \left( \frac{14}{125} \right)^2 \cdot 6125 \right] + \\ &+ \left[ 1 \cdot 125 \cdot 8760 + \frac{1}{1} \cdot 380 \cdot \left( \frac{107,3}{125} \right)^2 \cdot 6125 \right] = 25977024,03 \text{ кВт} \cdot \text{год}; \end{aligned}$$

Щорічні експлуатаційні витрати:

$$U_1 = (0,084 \cdot 69240 + 0,094 \cdot 24960) + 9,6 \cdot 10^{-5} \cdot 26823885,5 = 10737,49 \text{ тис. грн.};$$

$$U_2 = (0,084 \cdot 75852 + 0,094 \cdot 21840) + 9,6 \cdot 10^{-5} \cdot 25977024,03 = 10918,36 \text{ тис. грн.}$$

Приведені затрати:

$$Z_1 = 0,12 \cdot 94200 + 10737,49 = 22041,49 \text{ тис. грн.};$$

$$Z_2 = 0,12 \cdot 97692 + 10918,32 = 22641,36 \text{ тис. грн.}$$

$$\Delta Z = 2,7\% < 5\%.$$

Варіанти структурних схем станції є рівноекономічними. Остаточо приймаємо I варіант структурної схеми, який є більш зручним та надійним в експлуатації.

## 2.4 Вибір електричних схем станції

Для ВРУ-110 кВ приймаємо типову схему «дві системи зірних шин з обхідною» (рисунок 2.3). Одну систему шин секціонуємо, оскільки кількість приєднань в схемі 14.

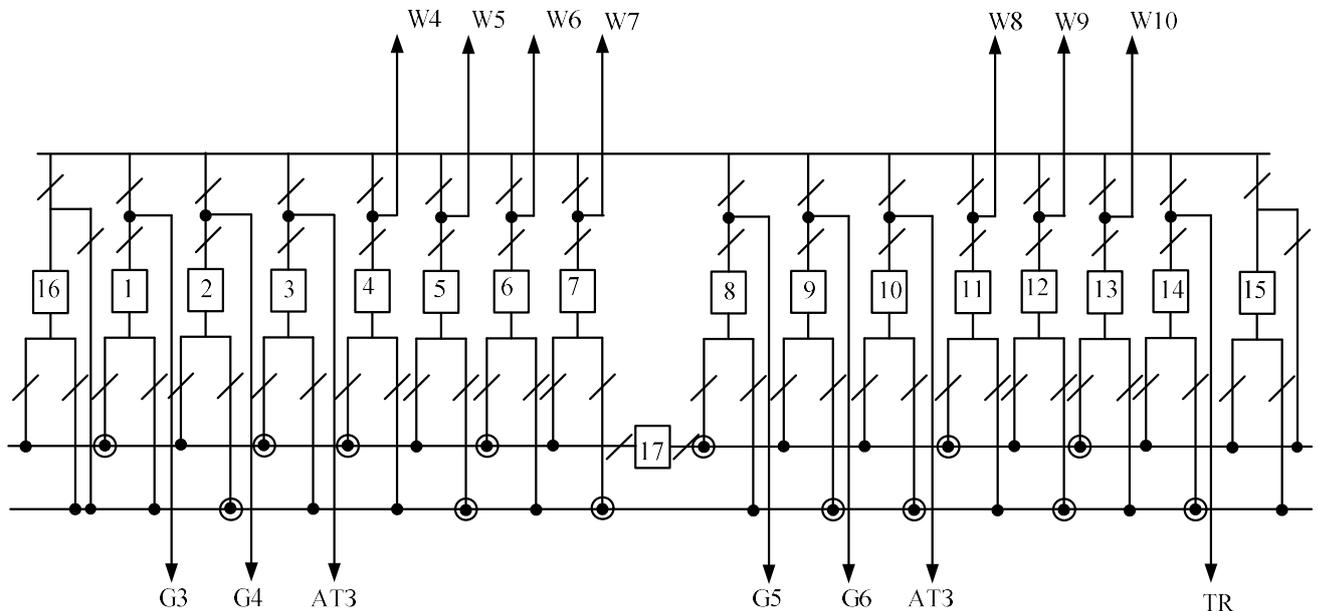


Рисунок 2.3 – Схема ВРУ-110 кВ

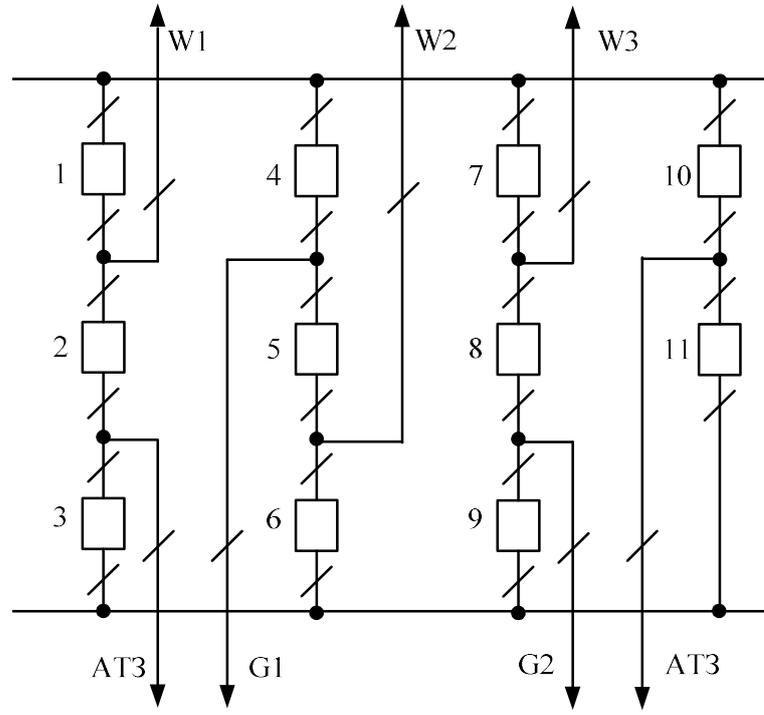
Для ВРУ-330 кВ приймаємо два варіанти схеми:

- схема «3/2»;
- схема «4/3» (рисунок 2.4).

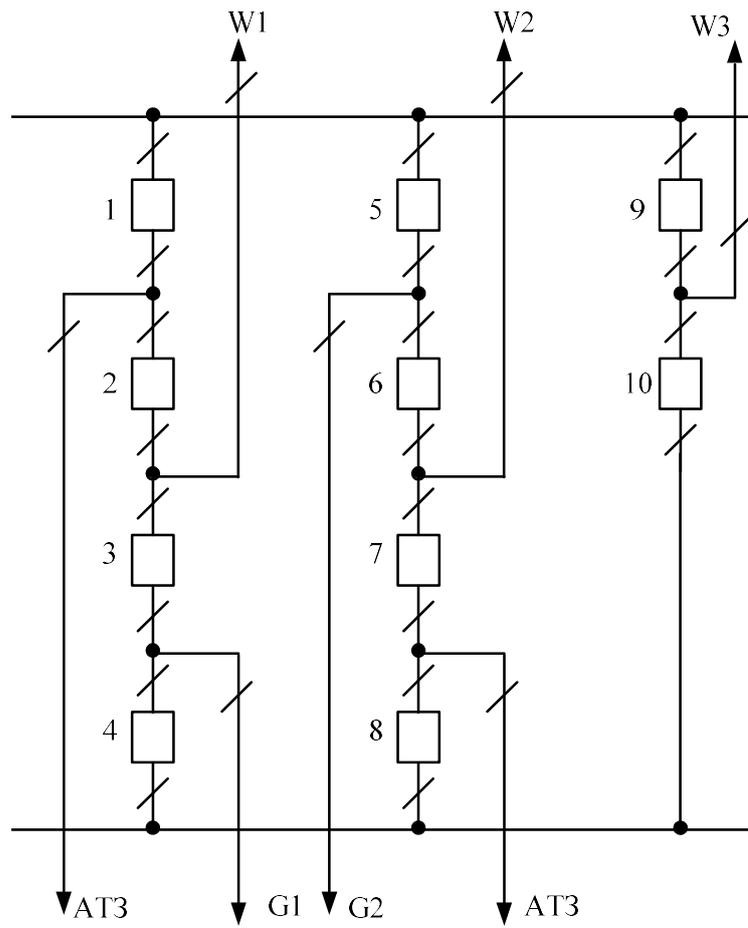
Приведені затрати [2]:

$$Z = p_H \cdot K \cdot U + M(3), \quad (2.17)$$

де  $p_H$  – нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень ( $p_H = 0,15$ );



а) I варіант



б) II варіант

Рисунок 2.4 – Варіанти схеми ВРУ-330 кВ

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

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

$M(3)$  – очікуваний збиток через відмови вимикачів, тис. грн.;

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

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

$C_k$  – вартість комірки, тис. грн.;

$$U = \frac{\alpha}{100} \cdot K, \quad (2.19)$$

$$M(3) = y_0 \cdot \sum K_y \cdot \sum \omega_i \cdot \Delta P_i \cdot t_i, \quad (2.20)$$

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

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

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

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

$t_i$  - час простою елемента, год.

Таблиця 2.9 – Показники надійності елегазових вимикачів напругою 330 кВ

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

Таблиця 2.10 – Дані для розрахунку надійності схеми ВРУ-330 кВ

Показник	Розрахункова формула	Числове значення	
		I варіант	II варіант
Кількість комірок, шт..	$n_k$	11	10
Вартість комірок, тис. грн.	$c_k$	5100	5100
Параметр потоку раптових відмов генераторних та лінійних вимикачів 1/рік	$\omega_{г.в} = 0,6 \cdot \omega_1$	0,009	0,009
	$\omega_{л.в} = 0,6 \left( \omega_1 + \omega_2 \cdot \frac{1}{100} \right)$	0,0156	0,0156
Коефіцієнти ремонтного ( $K_p$ ) і нормального ( $K_o$ ) режимів Роботи РУ	$K_p = \mu \cdot \frac{T_{II}}{8760}$	0,0057078	0,0057078
	$K_o = 1 - n_k \cdot K_p$	0,9372146	0,9429224
Час простою, год.	$T_o = T_{вим.} + m \cdot T_p + T_{бл.}$	1	1
	$T_{вим.} = T_B - \frac{T_B^2}{2 \cdot T_{II}}$	80	80
Математичне очікування кількості відмов генераторних та лінійних вимикачів в нормальному та ремонтному режимах	$K_o \cdot \omega_{г.в}$	0,0084349	0,0084863
	$K_o \cdot \omega_{л.в}$	0,0146205	0,0147096
	$K_p \cdot \omega_{г.в}$	0,0000514	0,0000514
	$K_p \cdot \omega_{л.в}$	0,000089	0,000089

Очікуваний збиток:

$$\begin{aligned}
 M(З)_1 &= 7,2 \cdot [0,0084349 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 255,4) + 0,0146205 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 52,4 + 2 \cdot 1 \cdot 255,4) + \\
 &+ 0,0000514 \cdot (7 \cdot 1 \cdot 52,4 + 21 \cdot 1 \cdot 255,4 + 2 \cdot 80 \cdot 255,4) + \\
 &+ 0,000089 \cdot (11 \cdot 1 \cdot 52,4 + 2 \cdot 1 \cdot 142,4 + 2 \cdot 1 \cdot 226,4 + 25 \cdot 1 \cdot 255,4 + 2 \cdot 80 \cdot 255,4)] = \\
 &= 138,68 \text{ тис.грн.}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 M(З)_2 &= 7,2 \cdot [0,0084863 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 255,4) + 0,0147096 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 52,4 + 2 \cdot 1 \cdot 255,4) + \\
 &+ 0,0000514 \cdot (5 \cdot 1 \cdot 52,4 + 18 \cdot 1 \cdot 255,4 + 2 \cdot 80 \cdot 255,4) + \\
 &+ 0,000089 \cdot (18 \cdot 1 \cdot 52,4 + 2 \cdot 1 \cdot 142,4 + 21 \cdot 1 \cdot 255,4 + 2 \cdot 80 \cdot 255,4)] = \\
 &= 143,74 \text{ тис.грн.}
 \end{aligned}$$

Таблиця 2.11–Розрахунок надійності ВРУ-330 кВ (І варіант)

Відмова елемента	$\omega_i$	$K_0$	Елементи, які відключаються та час їх відновлення, $K_p=0,006849315$										
			$Q_1$	$Q_2$	$Q_3$	$Q_4$	$Q_5$	$Q_6$	$Q_7$	$Q_8$	$Q_9$	$Q_{10}$	$Q_{11}$
$Q_1$ Л	0,0156	$W - T_0$	-	$W - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$W, AT - T_0$ $D(W, AT) - T_{\text{ВП}}$	$W - T_0$	$W, G - T_0$	$W^+ D(W, G) - T_0$	$W - T_0$	$2W - T_0$	$W^+ D(W, G) - T_0$	$W - T_0$	$W, AT - T_0$
$Q_2$ Л	0,0156	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	-	$W, AT - T_0$ $AT - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$
$Q_3$ Г	0,009	$AT - T_0$	$W, AT - T_0$ $D(W, AT) - T_{\text{ВП}}$	$AT - T_0$ $AT - T_{\text{ВП}}$	-	$G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$W, AT - T_0$	$AT - T_0$	$AT^+ D(W, G) - T_0$	$G, AT - T_0$	$AT - T_0$	$2AT - T_0$	$AT - T_0$
$Q_4$ Г	0,009	$G - T_0$	$G - T_0$	$W, G - T_0$	$G^+ D(W, AT) - T_0$	-	$G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$G - T_0$	$W, G - T_0$	$G^+ D(W, G) - T_0$	$G - T_0$	$G, AT - T_0$
$Q_5$ Л	0,0156	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	-	$W, G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$
$Q_6$ Л	0,0156	$W - T_0$	$W^+ D(W, AT) - T_0$	$W, AT - T_0$	$W - T_0$	$W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$W - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	-	$W^+ D(W, G) - T_0$	$W, G - T_0$	$W - T_0$	$W, AT - T_0$	$W - T_0$
$Q_7$ Л	0,0156	$W - T_0$	$W - T_0$	$2W - T_0$	$W^+ D(W, AT) - T_0$	$W - T_0$	$W, G - T_0$	$W^+ D(W, G) - T_0$	-	$W - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$W - T_0$	$W, AT - T_0$
$Q_8$ Л	0,0156	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	-	$W, G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$
$Q_9$ Г	0,009	$G - T_0$	$G^+ D(W, AT) - T_0$	$G, AT - T_0$	$G - T_0$	$G^+ D(W, G) - T_0$	$W, G - T_0$	$G - T_0$	$W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	-	$G, AT - T_0$	$G - T_0$
$Q_{10}$ Г	0,009	$AT - T_0$	$AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$AT^+ D(W, AT) - T_0$	$AT - T_0$	$AT, G - T_0$	$AT^+ D(W, G) - T_0$	$AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$AT^+ D(W, G) - T_0$	-	$AT - T_0$ $AT - T_{\text{ВП}}$
$Q_{11}$ Г	0,009	$AT - T_0$	$AT^+ D(W, AT) - T_0$	$2AT - T_0$	$AT - T_0$	$AT^+ D(W, G) - T_0$	$W, AT - T_0$	$AT - T_0$	$AT^+ D(W, G) - T_0$	$AT, G - T_0$	$AT - T_0$	$AT - T_0$ $AT - T_{\text{ВП}}$	-

Таблиця 2.12 – Розрахунок надійності ВРУ-330 кВ (II варіант)

Відмова елемента	$\omega_i$	$K_0$	Елементи, які відключаються та час їх відновлення, $K_p=0,006849315$									
			$Q_1$	$Q_2$	$Q_3$	$Q_4$	$Q_5$	$Q_6$	$Q_7$	$Q_8$	$Q_9$	$Q_{10}$
$Q_1$ Г	0,009	$AT - T_0$	-	$AT - T_0$ $AT - T_{\text{ВП}}$	$W, AT - T_0$ $D(W, AT) - T_{\text{ВП}}$	$AT + D(W, G) - T_0$ $D(W, G, AT) - T_{\text{ВП}}$	$AT - T_0$	$G, AT - T_0$	$AT + D(W, G) - T_0$	$AT + D(W, G, AT) - T_0$	$AT - T_0$	$W, AT - T_0$
$Q_2$ Л	0,0156	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$ $AT - T_{\text{ВП}}$	-	$W, AT - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$W, G, AT - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$
$Q_3$ Л	0,0156	$W, G - T_0$	$W, G, AT - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	-	$W, G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$
$Q_4$ Г	0,009	$G - T_0$	$G + D(W, AT) - T_0$ $D(W, G, AT) - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	-	$G + D(W, G, AT) - T_0$	$G + D(W, AT) - T_0$	$G, AT - T_0$	$G - T_0$	$W, G - T_0$	$G - T_0$
$Q_5$ Г	0,009	$G - T_0$	$G - T_0$	$G, AT - T_0$	$G + D(W, AT) - T_0$	$G + D(W, G, AT) - T_0$	-	$G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$G + D(W, AT) - T_0$ $D(W, G, AT) - T_{\text{ВП}}$	$G - T_0$	$W, G - T_0$
$Q_6$ Л	0,0156	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$ $G - T_{\text{ВП}}$	-	$W, G - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	$G, W, AT - T_0$ $D(W, AT) - T_{\text{ВП}}$	$W, G - T_0$	$W, G - T_0$
$Q_7$ Л	0,0156	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$	$G, W, AT - T_0$ $D(W, G) - T_{\text{ВП}}$	$W, AT - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	-	$W, AT - T_0$ $AT - T_{\text{ВП}}$	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$
$Q_8$ Г	0,009	$AT - T_0$	$AT + D(W, G, AT) - T_0$	$AT + D(W, G) - T_0$	$G, AT - T_0$	$AT - T_0$	$AT + D(W, G) - T_0$ $D(W, G, AT) - T_{\text{ВП}}$	$W, AT - T_0$ $D(W, AT) - T_{\text{ВП}}$	$AT - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	-	$W, AT - T_0$	$W, AT - T_0$
$Q_9$ Л	0,0156	$W - T_0$	$W - T_0$	$W, AT - T_0$	$W + D(W, AT) - T_0$	$W + D(W, G, AT) - T_0$	$W - T_0$	$W, G - T_0$	$W + D(W, G) - T_0$	$W + D(W, G, AT) - T_0$	-	$W - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$
$Q_{10}$ Л	0,0156	$W - T_0$	$W + D(W, G, AT) - T_0$	$W + D(W, G) - T_0$	$W, G - T_0$	$W - T_0$	$W + D(W, G, AT) - T_0$	$W + D(W, AT) - T_0$	$W, AT - T_0$	$W - T_0$	$W - T_0$ $W - T_{\text{ВП}}$	-

Таблиця 2.13– Розрахункові показники надійності схеми ВРУ-330 кВ

Відмова елемента	$\Delta P$ , МВт	Час простою, $T_0/T_{\text{вп}}$ , ГОД	$K_0$		$K_p$	
			$\omega_{\text{ГВ}}$	$\omega_{\text{ЛВ}}$	$\omega_{\text{ГВ}}$	$\omega_{\text{ЛВ}}$
І варіант						
W, АТ	52,4	1	–	1	7	11
2 АТ		80	–	–	–	–
W+D(W, АТ)	142,4	1	–	–	–	2
		80	–	–	–	–
2W	226,4	1	–	–	–	2
		80	–	–	–	–
G	255,4	1	2	2	21	25
W, G G, АТ G+D(W, G) G+D(W, АТ)		80	–	–	2	2
ІІ варіант						
W, АТ	52,4	1	–	2	5	18
		80	–	–	–	–
W+D(W, АТ)	142,4	1	–	–	–	2
		80	–	–	–	–
G	255,4	1	2	2	18	21
W, G G, АТ W, G, АТ G+D(W, G, АТ) G+D(W, АТ)		80	–	–	2	2

Примітка: інші події та ділення не призводять до втрати потужності ( $\Delta P=0$ ), тому в таблицю не внесені.

Таблиця 2.14 – Приведені затрати схеми ВРУ-330 кВ

Складові витрат	Кількісне значення, тис. грн..	
	І варіант	ІІ варіант
Капіталовкладення	56100	51000
Щорічні експлуатаційні витрати	5273,40	4794,00
Очікуваний збиток	138,68	143,74
Приведені затрати	13827,08	12587,74

$\Delta Z = 9,4\% > 5\%$ : приймаємо ІІ варіант схеми ВРУ-330 кВ (4/3).

## 2.5 Вибір схеми власних потреб

Кожний турбогенератор має робочий трансформатор власних потреб (ТВП) з двома секціями на стороні 6 кВ. Резервне живлення здійснюється від двох пускорезервних трансформаторів ( $TR_1$  та  $TR_2$ ) через магістраль резервного живлення (МРЖ-6 кВ) [3]. Перший ПРТВП підключається до обмотки НН трансформатора зв'язку, другий – до шин ВРУ-110 кВ (рисунок 2.5).

Аварійне живлення забезпечується дизель-генератором. Всі трансформатори мають пристрій РПН.

До секцій 6 кВ підключаємо по одному трансформатору 6/0,4 кВ для живлення споживачів 0,4 кВ.

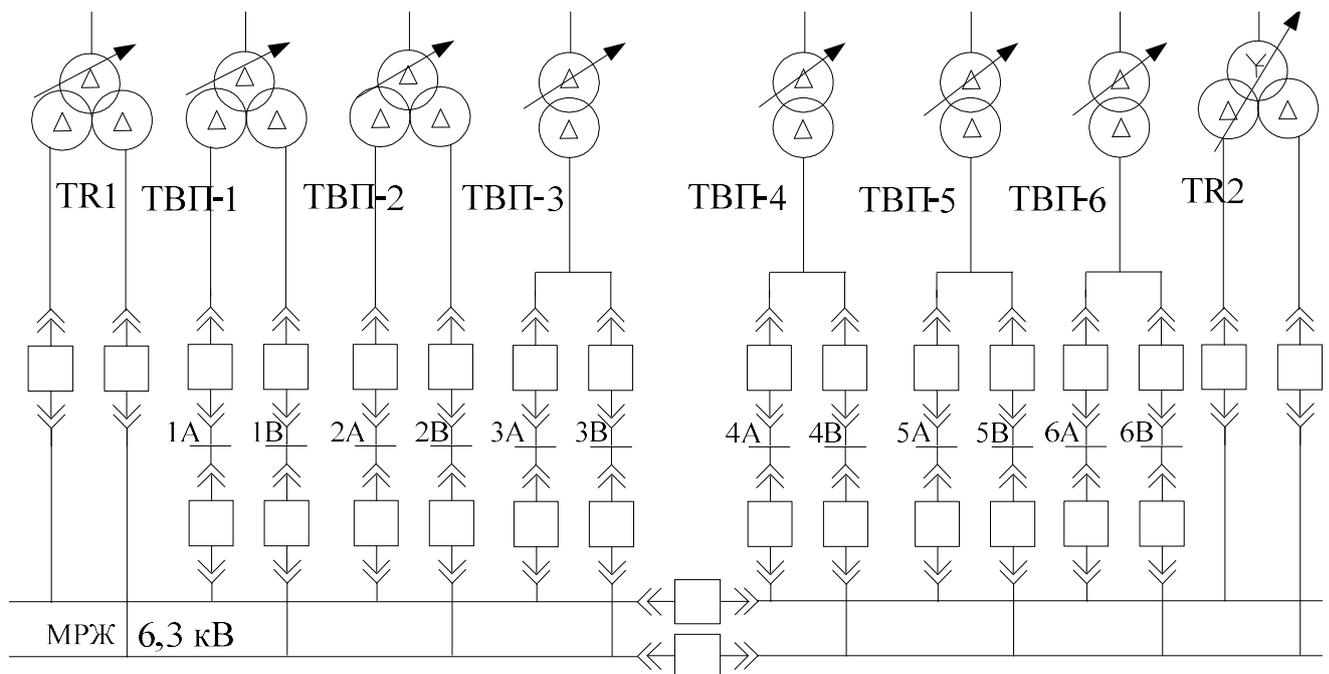


Рисунок 2.5 – Схема власних потреб станції

## 2.6 Розрахунок струмів короткого замикання

Складаємо заступну схему електроустановки та визначаємо параметри її елементів [2]:  $S_6 = 1000$  МВА;  $U_6 = U_{\text{ср.ном}}$ .

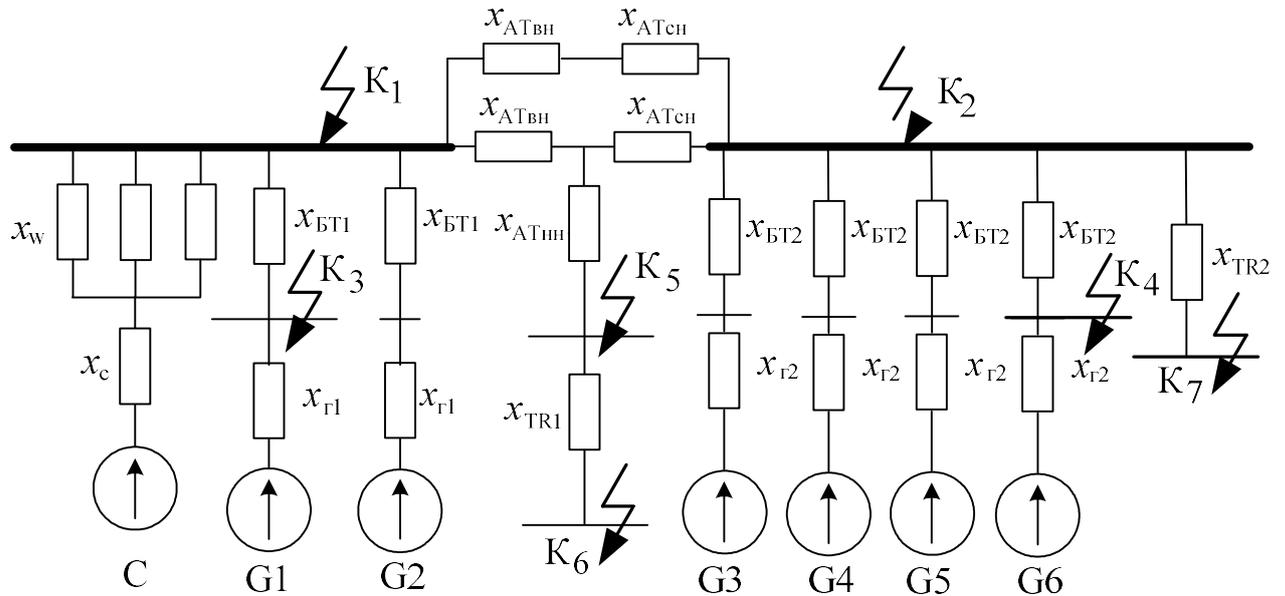


Рисунок 2.6 – Заступна схема станції

Визначимо приведені значення опорів:

- генератор:

$$X^*G = X''_{d^*НОМ} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}}; \quad (2.21)$$

$$X^*_{G1,2} = 0,195 \cdot \frac{1000}{353} = 0,552;$$

$$X^*_{G3-6} = 0,192 \cdot \frac{1000}{125} = 1,54;$$

- енергосистема:

$$X_c = X^*_{cНОМ} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}}, \quad (2.22)$$

$$x_c = 0,24 \cdot \frac{1000}{11200} = 0,021;$$

- ЛЕП 330 кВ:

$$x_w = x_{\text{ПИТ}} \cdot 1 \cdot \frac{S_B}{u_{\text{ср}}^2}, \quad (2.23)$$

$$x_w = 0,32 \cdot 220 \cdot \frac{1000}{340^2} = 0,61;$$

- трансформатор:

$$x_T = \frac{u_{\text{КВ-Н}\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (2.24)$$

$$x_{\text{БТ1}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{1000}{400} = 0,29;$$

$$x_{\text{БТ2}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 0,84;$$

- пускорезервный трансформатор з розщепленою обмоткою:

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

$$x_{\text{TR1}} = x_{\text{TR2}} = \frac{1,875 \cdot 10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 7,88;$$

- АТЗ:

$$\left. \begin{aligned} u_{\text{KB}\%} &= 0,5 \cdot (u_{\text{К В-Н}\%} + u_{\text{К В-С}\%} - u_{\text{К С-Н}\%}); \\ u_{\text{КС}\%} &= 0,5 \cdot (u_{\text{К В-С}\%} + u_{\text{К С-Н}\%} - u_{\text{К В-Н}\%}); \\ u_{\text{КН}\%} &= 0,5 \cdot (u_{\text{К В-Н}\%} + u_{\text{К С-Н}\%} - u_{\text{К В-С}\%}). \end{aligned} \right\} \quad (2.26)$$

$$u_{\text{KB}\%} = 0,5 \cdot (38 + 10,5 - 25) = 11,75 \%;$$

$$u_{\text{КС}\%} = 0,5 \cdot (10,5 + 25 - 38) = -1,25 = 0\%;$$

$$u_{\text{КН}\%} = 0,5 \cdot (38 + 25 - 10,5) = 26,25 \%.$$

$$x_{\text{BH AT}} = \frac{u_{\text{KB}\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}};$$

$$X_{CH AT} = \frac{u_{KC\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}};$$

$$X_{HH AT} = \frac{u_{KH\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}}.$$

$$X_{BH AT} = \frac{11,75}{100} \cdot \frac{1000}{200} = 0,59;$$

$$X_{CH AT} = 0;$$

$$X_{HH AT} = \frac{26,25}{100} \cdot \frac{1000}{200} = 1,26.$$

Спростимо заступну схему (рисунок 2.7):

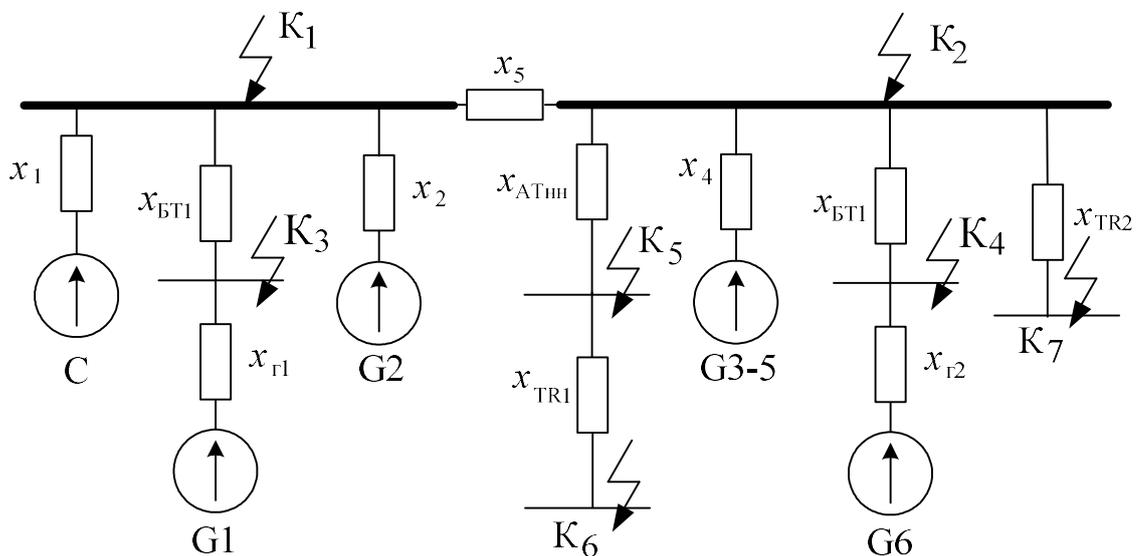


Рисунок 2.7 – Спрощена заступна схема станції

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

$$x_1 = \frac{0,61}{3} + 0,021 = 0,224;$$

$$x_2 = x_{BT1} + x_{Г1};$$

$$x_2 = 0,29 + 1,552 = 0,842;$$

$$x_3 = x_{BT2} + x_{Г2};$$

$$x_3 = 0,84 + 1,54 = 2,38;$$

$$x_4 = \frac{x_3}{3} = \frac{2,38}{3} = 0,8;$$

$$x_5 = \frac{x_{\text{ВНАТ}}}{2};$$

$$x_5 = \frac{0,59}{2} = 0,3.$$

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

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

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

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

$I_{\text{бi}}$  – базовий струм, кА;

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

Базовий струм [2]:

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

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

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

$$I_{\text{б3}} = 1000/(\sqrt{3} \cdot 20) = 28,87 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{б4}} = 1000/(\sqrt{3} \cdot 10,5) = 54,99 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{б5}} = 1000/(\sqrt{3} \cdot 37) = 15,6 \text{ (кА)};$$

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

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

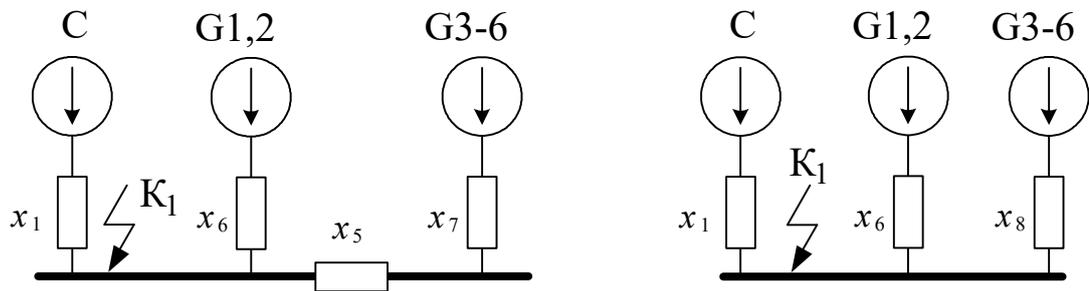


Рисунок 2.8– Спрощення заступної схеми для точки К-1

$$x_6 = \frac{x_2}{2};$$

$$x_6 = \frac{0,842}{2} = 0,421;$$

$$x_7 = \frac{x_3}{4};$$

$$x_7 = \frac{2,38}{4} = 0,6;$$

$$x_8 = x_5 + x_7;$$

$$x_8 = 0,3 + 0,6 = 0,9;$$

$$I_{\text{Пос}} = \frac{1}{0,224} \cdot 1,7 = 7,589 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{Пог1,2}} = \frac{1,13}{0,421} \cdot 1,7 = 4,563 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{Пог3-6}} = \frac{1,13}{0,9} \cdot 1,7 = 2,134 \text{ (кА)}.$$

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

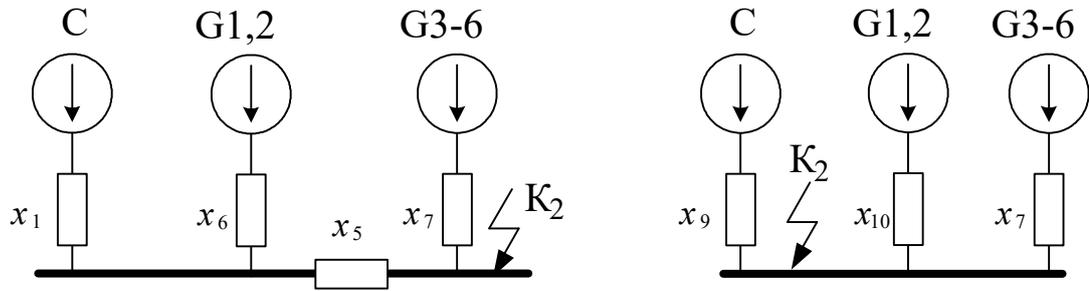


Рисунок 2.9– Спрощення заступної схеми для точки К-2

Розподіляємо  $x_5$  між  $x_1$  та  $x_6$ :

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

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

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

$$\Delta x = 0,3 \cdot (0,224 + 0,421) = 0,194;$$

$$x_9 = 0,224 + (0,194 / 0,421) = 0,69;$$

$$x_{10} = 0,421 + (0,194 / 0,224) = 1,29;$$

$$I_{\text{Пос}} = \frac{1}{0,69} \cdot 5,02 = 7,275 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{Пог1,2}} = \frac{1,13}{1,29} \cdot 5,02 = 4,397 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{Пог3-6}} = \frac{1,13}{0,6} \cdot 5,02 = 9,454 \text{ (кА)}.$$

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

Розподіляємо  $x_{\text{БТ1}}$  між  $x_1$ ,  $x_2$  та  $x_8$  [2]:

$$x_{\Delta} = x_{\text{БТ1}} \cdot (x_1 \cdot x_2 + x_1 \cdot x_8 + x_2 \cdot x_8);$$

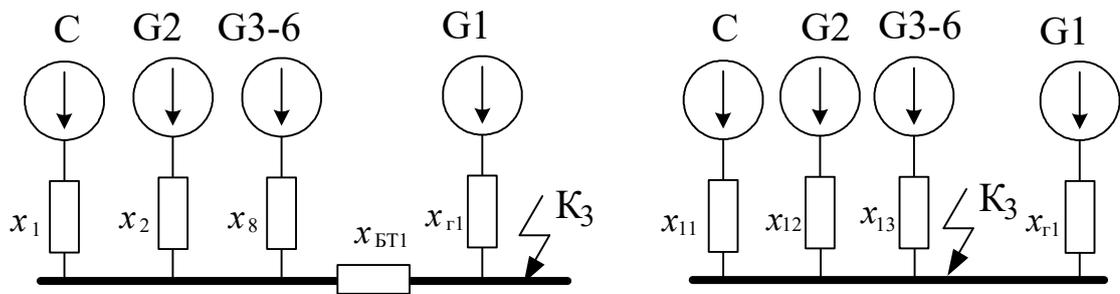


Рисунок 2.10– Спрощення заступної схеми для точки К-3

$$x_{11} = x_1 + \frac{x_{\Delta}}{x_2 \cdot x_8};$$

$$x_{12} = x_2 + \frac{x_{\Delta}}{x_1 \cdot x_8};$$

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

$$x_{\Delta} = 0,29 \cdot (0,224 \cdot 0,842 + 0,224 \cdot 0,9 + 0,842 \cdot 0,9) = 0,333;$$

$$x_{11} = 0,224 + \frac{0,333}{0,842 \cdot 0,9} = 0,663;$$

$$x_{12} = 0,842 + \frac{0,333}{0,224 \cdot 0,9} = 2,5;$$

$$x_{13} = 0,9 + \frac{0,333}{0,842 \cdot 0,224} = 2,67.$$

$$I_{\text{Пос}} = \frac{1}{0,663} \cdot 28,87 = 43,544 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{Пог2}} = \frac{1,13}{2,5} \cdot 28,87 = 13,049 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{Пог3-6}} = \frac{1,13}{2,67} \cdot 28,87 = 12,218 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{Пог1}} = \frac{1,13}{0,552} \cdot 28,87 = 59,1 \text{ (кА)}.$$

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

вплив на точку КЗ К<sub>4</sub>, приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рисунок 2.11).

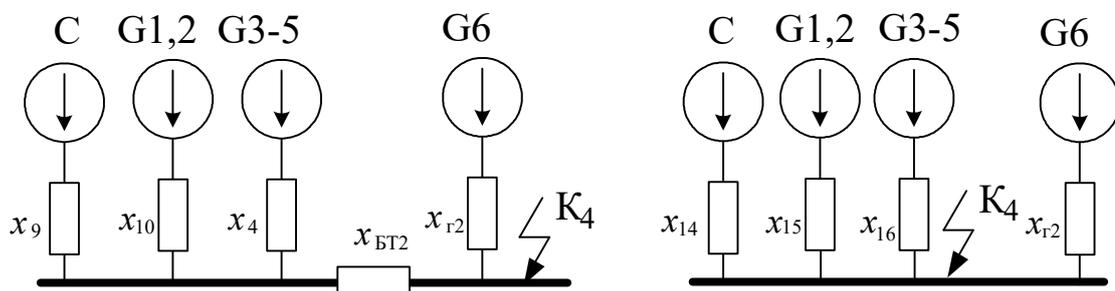


Рисунок 2.11 – Спрощення заступної схеми для точки К-4

Розподіляємо  $x_{БТ2}$  між  $x_9$ ,  $x_{10}$  та  $x_4$ :

$$x_{\Delta} = x_{БТ2} \cdot (x_9 \cdot x_{10} + x_9 \cdot x_4 + x_{10} \cdot x_4);$$

$$x_{14} = x_9 + \frac{x_{\Delta}}{x_{10} \cdot x_4};$$

$$x_{15} = x_{10} + \frac{x_{\Delta}}{x_9 \cdot x_4};$$

$$x_{16} = x_4 + \frac{x_{\Delta}}{x_{10} \cdot x_9};$$

$$x_{\Delta} = 0,84 \cdot (0,69 \cdot 1,29 + 0,69 \cdot 0,8 + 1,29 \cdot 0,8) = 2,08;$$

$$x_{14} = 0,69 + \frac{2,08}{1,29 \cdot 0,8} = 2,71;$$

$$x_{15} = 1,29 + \frac{2,08}{0,69 \cdot 0,8} = 4,06;$$

$$x_{16} = 0,8 + \frac{2,08}{1,29 \cdot 0,69} = 3,14.$$

$$I_{Пос} = \frac{1}{2,71} \cdot 54,99 = 20,292 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОГ1,2}} = \frac{1,13}{4,06} \cdot 54,99 = 15,305 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОГ3-5}} = \frac{1,13}{3,14} \cdot 54,99 = 19,789 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{ПОГ6}} = \frac{1,13}{1,54} \cdot 54,99 = 40,35 \text{ (кА)}.$$

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

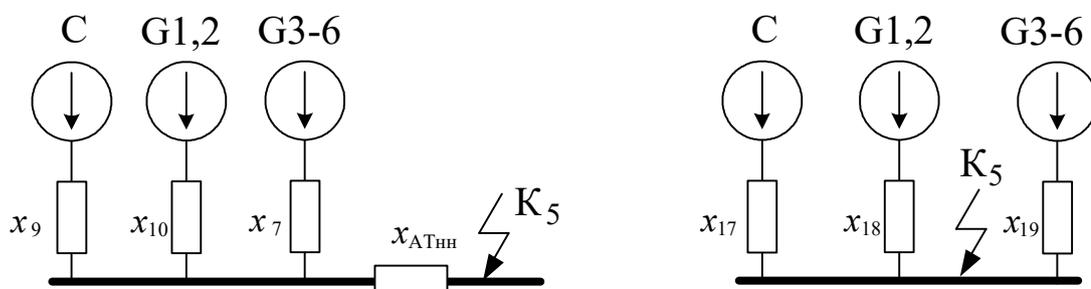


Рисунок 2.12 – Спрощення заступної схеми для точки  $K-5$

Розподіляємо  $x_{\text{АТ.нн}}$  між  $x_9$ ,  $x_{10}$  та  $x_7$ :

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

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

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

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

$$x_{\Delta} = 1,26 \cdot (0,69 \cdot 1,29 + 0,69 \cdot 0,6 + 1,29 \cdot 0,6) = 2,62;$$

$$x_{17} = 0,69 + \frac{2,62}{1,29 \cdot 0,6} = 4,08;$$

$$x_{18} = 1,29 + \frac{2,62}{0,69 \cdot 0,6} = 7,62;$$

$$x_{19} = 0,6 + \frac{2,62}{1,29 \cdot 0,69} = 3,54;$$

$$I_{\text{Пос}} = \frac{1}{4,08} \cdot 15,6 = 3,824 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{Пог1,2}} = \frac{1,13}{7,62} \cdot 15,6 = 2,313 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{Пог3-6}} = \frac{1,13}{3,54} \cdot 15,6 = 4,98 \text{ (кА)}.$$

*К-6.* Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ  $K_6$ , приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рисунок 2.13).

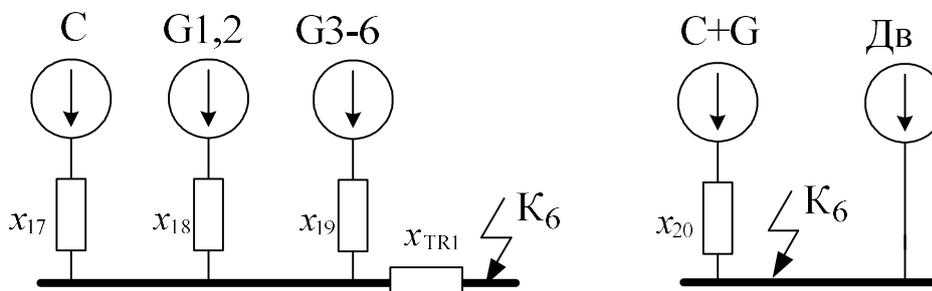


Рисунок 2.13 – Спрощення заступної схеми для точки  $K_6$

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

$$x_{20} = \frac{4,08 \cdot 7,62 \cdot 3,54}{4,08 \cdot 7,62 + 4,08 \cdot 3,54 + 7,62 \cdot 3,54} + 7,88 = 9,4;$$

$$I_{\text{Пос+G}} = \frac{1 \cdot 91,64}{9,4} = 9,749 \text{ (кА)};$$

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

$$I_{\text{пoд}} = 4 \cdot (1,25 \cdot 19,9) / (6 \cdot 2) = 8,292 \text{ (кА)}.$$

*K*-7. Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ *K*<sub>7</sub>, приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рисунок 2.14).

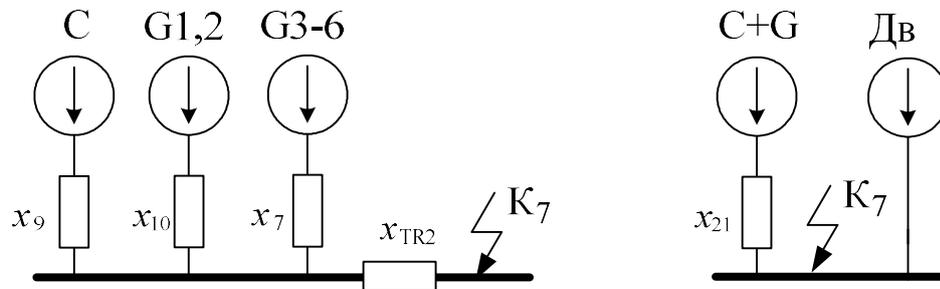


Рисунок 2.14– Спрощення заступної схеми для точки *K*-7

$$x_{21} = \frac{x_9 \cdot x_{10} \cdot x_7}{x_9 \cdot x_{10} + x_9 \cdot x_7 + x_{10} \cdot x_7} + x_{\text{TR}2};$$

$$x_{21} = \frac{0,69 \cdot 1,29 \cdot 0,6}{0,69 \cdot 1,29 + 0,69 \cdot 0,6 + 1,29 \cdot 0,6} + 7,88 = 8,14;$$

$$I_{\text{пoc+G}} = \frac{1 \cdot 91,64}{8,14} = 11,258 \text{ (кА)}.$$

Для подальших розрахунків в колі ВП залишаємо точку *K*-7.

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

$$\left. \begin{array}{l} \text{- періодичну: } I_{\text{п},\tau} = \gamma_{\text{п},\tau} \cdot I_{\text{п},0}; \\ \text{- аперіодичну: } i_{\text{а},\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п},0} \cdot e^{-\tau/T_{\text{а}}}; \\ \text{- ударний струм: } i_{\text{у}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{у}} \cdot I_{\text{п},0}; \end{array} \right\} \quad (2.29)$$

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

Попередньо приймаємо вимикачі [2] (таблиця 2.15).

Таблиця 2.15 – Попередній вибір вимикачів

Місце встановлення	Тип вимикача	$t_{BB}, c$
ВРУ 330 кВ	ВГБ-330У1	0,035
ВРУ 110 кВ	ВГБУ-110У1	0,035
НН АТЗ 35 кВ	ВР35НС	0,04
РУВП	ВР-6	0,04

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

К<sub>1</sub>: а) G<sub>1,2</sub>:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{2 \cdot 353}{\sqrt{3} \cdot 340} = 1,2 (\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{4,563}{1,2} = 3,8; \text{ з [2, рис. 4.2]: } \gamma_{n,\tau} = 0,9.$$

б) G<sub>3-6</sub>:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{4 \cdot 125}{\sqrt{3} \cdot 340} = 0,85 (\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{2,134}{0,85} = 2,51; \text{ з [2, рис. 4.2]: } \gamma_{n,\tau} = 0,95.$$

К<sub>2</sub>: а) G<sub>1,2</sub>:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{2 \cdot 353}{\sqrt{3} \cdot 115} = 3,54 (\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{4,397}{3,54} = 1,242; \quad \gamma_{n,\tau} = 0,98.$$

б) G<sub>3-6</sub>:

$$I'_{\text{НОМ}} = \frac{4 \cdot 125}{\sqrt{3} \cdot 115} = 2,51 (\text{кА});$$

$$\frac{I_{\text{ПО}}}{I'_{\text{НОМ}}} = \frac{9,454}{2,51} = 3,8; \quad \gamma_{n,\tau} = 0,9.$$

К<sub>3</sub>: а) G<sub>1</sub>:

$$I'_{\text{HOM}} = \frac{353}{\sqrt{3} \cdot 20} = 10,2 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{НО}}}{I'_{\text{HOM}}} = \frac{59,1}{10,2} = 5,8; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 0,85.$$

б) G<sub>2</sub>:

$$I'_{\text{HOM}} = 10,2 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{НО}}}{I'_{\text{HOM}}} = \frac{13,049}{10,2} = 1,3; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 0,98.$$

в) G<sub>3-6</sub>:

$$I'_{\text{HOM}} = \frac{4 \cdot 125}{\sqrt{3} \cdot 20} = 14,43 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{НО}}}{I'_{\text{HOM}}} = \frac{12,218}{14,43} = 0,85 < 1; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 1.$$

K<sub>4</sub>: а) G<sub>6</sub>:

$$I'_{\text{HOMG6}} = 6,875 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{НО}}}{I'_{\text{HOM}}} = \frac{40,35}{6,875} = 5,9; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 0,84.$$

б) G<sub>1,2</sub>:

$$I'_{\text{HOM}} = \frac{2 \cdot 353}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 38,8 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{НО}}}{I'_{\text{HOM}}} = \frac{15,305}{38,8} = 0,4 < 1; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 1.$$

в) G<sub>3-5</sub>:

$$I'_{\text{HOM}} = 3 \cdot 6,875 = 20,62 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{НО}}}{I'_{\text{HOM}}} = \frac{19,789}{20,62} = 0,96; \quad \gamma_{\text{n},\tau} = 1.$$

K<sub>5</sub>: а) G<sub>1,2</sub>:

$$I'_{\text{HOM}} = \frac{2 \cdot 353}{\sqrt{3} \cdot 37} = 11,02 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{по}}}{I'_{\text{ном}}} = \frac{2,313}{11,02} = 0,2 < 1; \quad \gamma_{\text{н},\tau} = 1.$$

б) G<sub>3-6</sub>:

$$I'_{\text{ном}} = \frac{4 \cdot 125}{\sqrt{3} \cdot 37} = 7,8 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{\text{по}}}{I'_{\text{ном}}} = \frac{4,98}{7,8} = 0,64; \quad \gamma_{\text{н},\tau} = 1.$$

Таблиця 2.16 – Таблиця даних для розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$\tau$ , с	$k_y$	$T_a$ , с	$e^{-\tau/T_a}$	$\gamma_{\text{н},\tau}$
К <sub>1</sub> шини 330 кВ	система	0,045	1,780	0,04	0,325	1
	Г1,2		1,977	0,32	0,869	0,9
	Г3-6		1,955	0,26	0,841	0,95
К <sub>2</sub> шини 110 кВ	система	0,045	1,608	0,02	0,105	1
	Г1,2		1,977	0,32	0,869	0,98
	Г3-6		1,955	0,26	0,841	0,9
К <sub>3</sub> генератор Г1	система	0,045	1,780	0,04	0,325	1
	Г2		1,977	0,32	0,869	0,98
	Г3-6		1,955	0,26	0,841	1
	Г1		1,981	0,54	0,920	0,85
К <sub>4</sub> генератор Г6	система	0,045	1,780	0,04	0,325	1
	Г1,2		1,977	0,32	0,869	1
	Г3-5		1,955	0,26	0,841	1
	Г6		1,975	0,4	0,894	0,84
К <sub>5</sub> НН АТЗ 35 кВ	система	0,05	1,780	0,04	0,287	1
	Г1,2		1,977	0,32	0,855	1
	Г3-6		1 955	0,26	0,825	1
К <sub>6</sub> , К <sub>7</sub> НН ПРТВП	система+Г	0,05	1,820	0,048	0,353	1
	Д		1,650	0,04	0,287	–

Результати розрахунку струмів КЗ для всіх точок зводимо в табл. 2.17.

Таблиця 2.17 – Таблиця результатів розрахунку струмів КЗ

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	$I_{по}, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$	$i_{ат}, \text{кА}$	$I_{пт}, \text{кА}$	Примітка
К <sub>1</sub> шини 330 кВ	Система	7,589	19,102	3,484	7,589	Ком.апаратура та шини
	Г1,2	4,563	12,756	5,606	4,107	
	Г3-6	2,134	5,900	2,538	2,028	
	Сума	14,287	37,758	11,628	13,724	
К <sub>2</sub> шини 110 кВ	Система	7,275	16,542	1,084	7,275	Ком.апаратура та шини
	Г1,2	4,397	12,293	5,402	4,309	
	Г3-6	9,454	26,135	11,244	8,509	
	Сума	21,127	54,970	17,730	20,094	
К <sub>3</sub> генератор Г1 300 МВт	Система	43,544	109,598	19,989	43,544	Ком.апарат.  Шини
	Г2	13,049	36,479	16,031	12,788	
	Г3-6	12,218	33,776	14,531	12,218	
	Сума (без Г1)	68,812	179,853	50,552	68,551	
	Г1	59,100	165,547	76,885	50,235	
К <sub>4</sub> генератор Г6 100 МВт	Система	20,292	51,072	9,315	20,292	
	Г1,2	15,305	42,785	18,802	15,305	
	Г3-5	19,789	54,705	23,535	19,789	
	Сума (без Г6)	55,386	148,562	51,652	55,386	
	Г6	40,350	112,683	50,984	33,894	
	Повна сума	95,736	261,245	102,636	89,280	
К <sub>5</sub> НН АТЗ 35 кВ	Система	3,824	9,624	1,549	3,824	
	Г1,2	2,313	6,467	2,798	2,313	
	Г3-6	4,980	13,766	5,809	4,980	
	Сума	11,117	29,856	10,156	11,117	
К <sub>6</sub> НН ПРТВП2	Г + С	9,749	25,089	4,864	9,749	Ком.апарат.
	Д	8,292	19,345	3,359	4,059	Шини
	Сума	18,041	44,434	8,223	13,808	
К <sub>7</sub> НН ПРТВП1	Г + С	11,258	28,972	5,617	11,258	Ком.апарат.
	Д	8,292	19,345	3,359	4,059	Шини
	Сума	19,550	48,317	8,976	15,317	

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

$$\left. \begin{aligned} I_{п,τ,Д} &= I_{п,о,Д} \cdot e^{-τ/0,07} \\ i_{ат,Д} &= \sqrt{2} \cdot I_{п,о,Д} \cdot e^{-τ/0,04} \\ i_{у,Д} &= \sqrt{2} \cdot K_{у,Д} \cdot I_{п,о,Д} \end{aligned} \right\} \quad (2.30)$$

$$I_{п,τ,Д} = 8,292 \cdot e^{-0,05/0,07} = 4,059 \text{ кА};$$

$$i_{ат,Д} = \sqrt{2} \cdot 8,292 \cdot e^{-0,05/0,04} = 3,359 \text{ кА};$$

$$i_{у,Д} = \sqrt{2} \cdot 1,65 \cdot 8,292 = 19,345 \text{ кА};$$

## 2.7 Визначення максимальних струмів приєднань та імпульсів квадратичного струму

ВРУ-330 кВ.

Максимальні струми [2]:

$$I_{\max W} = \frac{P_{гр}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot \cos \varphi}; \quad (2.31)$$

$$I_{\max БТ} = \frac{S_{Г.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot 0,95}; \quad (2.32)$$

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

$$I_{\max W} = \frac{400 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,85} = 824,3 \text{ А};$$

$$I_{\max БТ1} = \frac{353 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,95} = 650,1 \text{ А};$$

$$I_{\max АТЗ} = 1,5 \cdot \frac{200 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330} = 525 \text{ А}.$$

Імпульс квадратичного струму:

$$B_k = I_{п,о}^2 \cdot (t_{вим.} + T_a). \quad (2.34)$$

$$B_k = 14,287^2 \cdot (0,2 + 0,32) = 106,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

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

ВРУ-110 кВ.

Максимальні струми:

$$I_{\max W} = \frac{50 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,8} = 328 \text{ А};$$

$$I_{\max БТ2} = \frac{125 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,95} = 691 \text{ А};$$

$$I_{\max АТЗ} = 1,5 \cdot \frac{200 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 1574,6 \text{ А};$$

$$I_{\max ТР2} = \frac{19900}{\sqrt{3} \cdot 110} = 104,4 \text{ А}.$$

Імпульс квадратичного струму:

$$B_k = 21,127^2 \cdot (0,2 + 0,32) = 232,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Сторона НН АТЗ:

Максимальний струм:

$$I_{\max} = \frac{19900}{\sqrt{3} \cdot 35} = 328,3 \text{ А};$$

Імпульс квадратичного струму

$$B_k = 11,117^2 \cdot (0,2 + 0,32) = 64,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Генератор ТВФ-120-2У3.

Максимальні струми

$$I_{\max G} = \frac{I_{\Gamma.НОМ}}{0,95}; \quad (2.35)$$

$$I_{\max G6} = \frac{6875}{0,95} = 7237 \text{ А};$$

$$I_{\max ТВП} = \frac{5100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 294,5 \text{ А};$$

Імпульс квадратичного струму [2]:

$$B_k = B_{кп} + B_{ка} = \left( I_c^2 \cdot B_{*пг} + I_{п,о,г}^2 + 2 \cdot I_c \cdot T_* \cdot I_{п,о,г} \right) \cdot t_{вим} + \left( I_c^2 \cdot T_{а,с} + I_{п,о,г}^2 \cdot T_{а,г} + \frac{4 \cdot I_c \cdot I_{п,о,г}}{1/T_{а,с} + 1/T_{а,г}} \right); \quad (2.36)$$

де  $I_c = 55,386 \text{ кА}$ ;  $I_{п,о,г} = 40,35 \text{ кА}$ ;  $B_{*пг} = 0,30$ ;  $T_* = 0,52$ ;  $t_{вим} = 4 \text{ с}$ ;

$T_{а,г} = 0,4 \text{ с}$ ;  $T_{а,с} = 0,32 \text{ с}$ ;

$$B_k = \left( 55,386^2 + 0,3 \cdot 40,35^2 + 2 \cdot 55,386 \cdot 0,52 \cdot 40,35 \right) \cdot 4 + \left( 55,386^2 \cdot 0,32 + 40,35^2 \cdot 0,4 + \frac{4 \cdot 55,386 \cdot 40,35}{1/0,32 + 1/0,4} \right) = 26743,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Генератор ТГВ-300-2У3.

$$I_{\max G1} = \frac{10200}{0,95} = 10736,8 \text{ A};$$

$$I_{\max \text{ТВП}} = \frac{15300}{\sqrt{3} \cdot 20} = 442 \text{ A};$$

$$B_k = (68,812^2 + 0,3 \cdot 59,1^2 + 2 \cdot 68,812 \cdot 0,52 \cdot 59,1) \cdot 4 + \\ + \left( 68,812^2 \cdot 0,32 + 59,1^2 \cdot 0,54 + \frac{4 \cdot 68,812 \cdot 59,1}{1/0,32 + 1/0,54} \right) = 46719,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

РУВП-6 кВ

Максимальні струми

$$I_{\max \text{ТВП}_{1,2}} = \frac{15300}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 2} = 736 \text{ A};$$

$$I_{\max \text{ТВП}_{3-6}} = \frac{5100}{\sqrt{3} \cdot 6} = 491 \text{ A};$$

$$I_{\max \text{TR}_{21}} = I_{\max \text{TR}_{22}} = \frac{19900}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 2} = 957,4 \text{ A};$$

Імпульс квадратичного струму [2, 6]:

$$B_k = I_{\text{п,о,с}}^2 \cdot (t_{\text{вим}} + T_{\text{а,сх}}) + I_{\text{п,о,Д}}^2 \cdot (0,5 \cdot T'_D + T_{\text{а,с}}) + \\ + 2 \cdot I_{\text{п,о,Д}} \cdot I_{\text{п,о,с}} \cdot (T'_D + T_{\text{а,сх}}),$$

де

$$T_{\text{а,сх}} = \frac{T_{\text{а,с}} \cdot I_{\text{п,о,с}} + T_{\text{а,Д}} \cdot I_{\text{п,о,Д}}}{I_{\text{п,о,с}} + I_{\text{п,о,Д}}}; \quad (2.37)$$

$$T_{\text{а,сх}} = \frac{0,408 \cdot 11,258 + 0,04 \cdot 8,292}{11,258 + 8,292} = 0,045 \text{ с};$$

$$B_k = 11,258^2 \cdot (0,3 + 0,045) + 8,292^2 \cdot (0,5 \cdot 0,07 + 0,045) + \\ + 2 \cdot 11,258 \cdot 8,292 \cdot (0,07 + 0,053) = 70,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

## 2.8 Вибір комутаційної апаратури

Вибір комутаційної апаратури зводимо в таблицю 2.18.

Таблиця 2.18 – Вибір комутаційних апаратів

ВРУ-330 кВ Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВГБ-330 У1	РП-330-1/3200УХЛ1
$U_{уст} = 330 \text{ кВ}$ $I_{max} = 824,3 \text{ А}$ $I_{пт} = 13,724 \text{ кА}$ $i_{ат} = 11,628 \text{ кА}$  $I_{по} = 14,287 \text{ кА}$ $i_y = 37,758 \text{ кА}$ $B_k = 106,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 330 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 3150 \text{ кА}$ $I_{вим.ном} = 40 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot B_{ном} \cdot I_{вим.ном} =$ $= \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 40 = 19,8 \text{ кА}$  $I_{дин} = 40 \text{ кА}$ $i_{дин} = 102 \text{ кА}$ $I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 330 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 3200 \text{ А}$ - -  $i_{дин} = 160 \text{ кА}$ $I^2_T \cdot t_T = 63^2 \cdot 2 = 7938 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
ВРУ-110 кВ Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВГБУ-110 У1	РНДЗ.1-110/2000У1
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$ $I_{max} = 1574,6 \text{ А}$ $I_{пт} = 20,094 \text{ кА}$ $i_{ат} = 17,73 \text{ кА}$ $I_{по} = 21,127 \text{ кА}$ $i_y = 54,97 \text{ кА}$ $B_k = 232,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 2000 \text{ кА}$ $I_{вим.ном} = 40 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 40 = 19,74 \text{ кА}$  $I_{дин} = 40 \text{ кА}$ $i_{дин} = 102 \text{ кА}$ $I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 2000 \text{ А}$ - -  $i_{дин} = 100 \text{ кА}$ $I^2_T \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 4 = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Сторона 35 кВ АТЗ Розрахункові дані	Каталожні дані	
	ВБНК-35	РНДЗ.1-35/1000У1
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$ $I_{max} = 328,3 \text{ А}$ $I_{пт} = 11,117 \text{ кА}$ $i_{ат} = 10,156 \text{ кА}$ $\sqrt{2} I_{пт} + i_{ат} = 25,88 \text{ кА}$ $I_{по} = 11,117 \text{ кА}$ $i_y = 29,856 \text{ кА}$ $B_k = 64,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1600 \text{ кА}$ $I_{вим.ном} = 25 \text{ кА}$ $i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,23 \cdot 25 = 8,1 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot (B_{ном} + 1) I_{вим.ном} = 35,36 \text{ кА}$  $I_{дин} = 25 \text{ кА}$ $i_{дин} = 102 \text{ кА}$ $I^2_T \cdot t_T = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1000 \text{ А}$ - -  $i_{дин} = 63 \text{ кА}$ $I^2_T \cdot t_T = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

## Продовження таблиці 2.18

РУВП-6 кВ Розрахункові дані	Каталожні дані
	ВР-1 (комірка КРУ типу КУ-10)
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 957,4 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ кА}$
$I_{пт} = 111,258 \text{ кА}$	$I_{вим.ном} = 20 \text{ кА}$
$i_{ат} = 5,617 \text{ кА}$	$i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,31 \text{ кА}$
$I_{по} = 11,258 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$
$i_y = 28,972 \text{ кА}$	$i_{дин} = 52 \text{ кА}$
$B_k = 70,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

**2.9 Вибір струмоведучих частин**

ВРУ-330 кВ:

а) збірні шини:

$$I_{max} = 824,3 \text{ А};$$

$$I_{п,о} = 14,287 \text{ кА} < 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 37,758 \text{ кА} < 50 \text{ кА}.$$

За умовою відсутності корони [7] на напругу 330 кВ вибираємо два проводи марки АС 240/39:

$$d = 21,6 \text{ мм}; I_{доп} = 610 \text{ А};$$

$$D = 450 \text{ см}.$$

Фази розташовуємо горизонтально, середня геометрична відстань між ними:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D; \quad (2.38)$$

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

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{max} = 824,3 < I_{доп} = 2 \cdot 610 = 1220 \text{ А}.$$

Перевірка на коронування [2]:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0;$$

- початкова критична напруженість електричного поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right); \quad (2.39)$$

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

$r_0$  - радіус проводу, см.

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

– напруженість біля поверхні проводів:

$$E = K \cdot \frac{0,354 \cdot U_{\max}}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{cp}}}{r_{\text{ек}}}}, \quad (2.40)$$

де  $K$  – коефіцієнт підсилення поля;

$r_{\text{ек}}$  - еквівалентний радіус, проводу, см;

$n$  – кількість проводів в фазі, шт..

Для  $n = 2$ :

$$\left. \begin{aligned} K &= 1 + 2 \cdot \frac{r_0}{\alpha}; \\ r_{\text{ек}} &= \sqrt{r_0 - \alpha}; \end{aligned} \right\} \quad (2.41)$$

де  $\alpha = 40$  см – відстань між проводами у фазі, см;

$$K = 1 + 2 \cdot \frac{1,08}{40} = 1,054;$$

$$r_{ек} = \sqrt{1,08 \cdot 40} = 6,573 \text{ см};$$

$$E = 1,054 \cdot \frac{0,354 \cdot 363}{2 \cdot 1,08 \cdot \frac{567}{6,573}} = 14,723 \text{ кВ/см};$$

$$1,07 \cdot 14,723 = 15,754 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 31,995 = 28,795 \text{ кВ/см}.$$

Умова виконується.

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

Перевірка на схрещування не проводиться оскільки  $I_{п,о} < 20$  кА;  
 $i_y < 50$  кА.

б) відгалуження від збірних шин до блочного трансформатора БТ1:

Економічний переріз:

$$q_{ек} = \frac{I_{норм.}}{j_{ек}}; \quad (2.42)$$

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

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

$$q_{ек} = 0,95 \cdot \frac{650,1}{1} = 617,6 \text{ мм}^2;$$

Встановлюємо два проводи АС 330/30:  $d = 24,8$  мм;  $I_{доп} = 680$  А.

в) відгалуження до АТЗ:

Економічний переріз:

$$q_{ек} = \frac{525/1,5}{1} = 350 \text{ мм}^2;$$

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

ВРУ-110 кВ:

а) збірні шини:

$$I_{max} = 1574,6 \text{ А};$$

$$I_{п,о} = 21,127 \text{ кА} > 20 \text{ кА};$$

$$i_y = 54,97 \text{ кА} > 50 \text{ кА}.$$

Вибираємо два проводи марки АС 400/22:

$$d = 26,6 \text{ мм}; I_{доп} = 830 \text{ А};$$

$$D = 300 \text{ см}; \alpha_{доп} = 0,45 \text{ м}; m_1 = 1,261 \text{ кг/м}.$$

Фази розташовуємо горизонтально, середня геометрична відстань між ними:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D; \quad (2.43)$$

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 300 = 378 \text{ см}.$$

Перевірка за максимальним струмом:

$$I_{max} = 1574,6 < I_{доп} = 2 \cdot 830 = 1660 \text{ А};$$

Перевірка на коронування:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,66}} \right) = 31,29 \text{ кВ/см};$$

$$K = 1 + 2 \cdot \frac{1,33}{20} = 1,133;$$

$$r_{ек} = \sqrt{1,33 \cdot 20} = 5,158 \text{ см};$$

$$E = 1,133 \cdot \frac{0,354 \cdot 121}{2 \cdot 1,66 \cdot \frac{378}{5,158}} = 9,782 \text{ кВ/см};$$

$$1,07 \cdot 9,782 = 10,467 \text{ кВ/см} < 0,9 \cdot 31,29 = 28,159 \text{ кВ/см}.$$

Умова виконується.

Перевірка на схрещування [2]:

- зусилля від тривалого протікання струму двофазного КЗ:

$$f = 0,15 \cdot \frac{I_{п,о}^{(3)2}}{D}; \quad (2.44)$$

$$f = 0,15 \cdot \frac{21,127^2}{3,0} = 22,3 \text{ Н/м};$$

- сила тяжіння 1 м струмопроводу:

$$g = 9,8 \cdot m_1; \quad (2.45)$$

$$g = 9,8 \cdot 1,1 \cdot 2 \cdot 1,261 = 27,2 \text{ Н/м};$$

- визначення співвідношення:

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{ек}} = \frac{\sqrt{2,5}}{0,15} = 10,5;$$

$$\frac{f}{g} = \frac{22,3}{27,2} = 0,8,$$

де  $h$  – максимальна розрахункова стріла провисання проводу в кожному погоні, м;

$t_{ек}$  - еквівалентний за імпульсом час дії диференційного захисту, с.

З діаграми (рисунок 5.1 [2], визначаємо відхилення проводу складає

$$\frac{b}{h} = 0,26; b = 2,5 \cdot 0,26 = 0,65 \text{ м.}$$

Допустиме відхилення проводу:

$$b_{доп} = \frac{D - d - \alpha_{доп}}{2}; \quad (2.46)$$

$$b_{доп} = \frac{3,05 - 0,0227 - 0,45}{2} = 1,29 \text{ м} > b = 0,65 \text{ м};$$

Умова виконується.

б) відгалуження до блочного трансформатора БТ2:

$$q_{ек} = 691 \cdot \frac{0,95}{1} = 656,5 \text{ мм}^2;$$

Встановлюємо провід марки АС 700/86:  $d = 36,2 \text{ мм}$ ;  $I_{доп} = 1180 \text{ А}$ .

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,81}} \right) = 30,368 \text{ кВ/см};$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 121}{1,81 \cdot \lg \frac{378}{1,81}} = 10,201 \text{ кВ/см};$$

$$1,07 \cdot 10,201 = 10,915 \text{ кВ/см} > 0,9 \cdot 30,368 = 27,331 \text{ кВ/см.}$$

в) відгалуження до АТЗ:

$$q_{ек} = \frac{1574,6/1,5}{1} = 1049,7 \text{ мм}^2;$$

Вибираємо два проводи марки АС 550/71:  $d = 32,4 \text{ мм}$ ;  $I_{доп} = 1050 \text{ А}$ ;

Сторона НН АТЗ.

$$I_{max} = 328,3 \text{ А};$$

$$q_{ек} = \frac{328,3}{1} = 328,3 \text{ мм}^2;$$

Встановлюємо провід марки АС 330/43:  $d = 25,2 \text{ мм}$ ;  $I_{доп} = 680 \text{ А}$ .

Генератор ТГВ-300-2УЗ.

Встановлюємо екранований генераторний струмопровід:

а) в основному колі типу ТЭКНЕ-20/11200-300У1:

$$U_{уст.} = 20 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{max} = 10736,8 \text{ А} \leq I_{ном} = 11200 \text{ А};$$

$$i_y = 179,853 \text{ кА} \leq i_{дин.} = 300 \text{ кА}.$$

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

$$U_{уст.} = 20 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{max} = 442 \text{ А} \leq I_{ном} = 1600 \text{ А};$$

$$i_y = 345,4 \text{ кА} \leq i_{дин.} = 560 \text{ кА}.$$

Генератор ТВФ-120-2УЗ.

Встановлюємо екранований генераторний струмопровід:

а) в основному колі типу ТЭКНЕ-20/9000-300У1:

$$U_{\text{уст.}} = 10,5 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{max}} = 7237 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 9000 \text{ А};$$

$$i_y = 148,562 \text{ кА} \leq i_{\text{дин.}} = 300 \text{ кА}.$$

б) на відгалужені до ТВП типу ТЭКНЕ-20/1600-375У1:

$$U_{\text{уст.}} = 10,5 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{max}} = 294,5 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А};$$

$$i_y = 261,245 \text{ кА} \leq i_{\text{дин.}} = 375 \text{ кА}.$$

РУ ВП-6 кВ:

Встановлюємо екранований генераторний струмопровід типу ТЗК-6-1600-51 [7]:

$$U_{\text{уст.}} = 6 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{max}} = 957,4 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А};$$

$$i_y = 48,317 \text{ кА} \leq i_{\text{дин.}} = 51 \text{ кА}.$$

## 2.10 Вибір кабелів

Вибираємо кабель до електроустановки типу АВ-16-49-10 [7]:

$$P_{\text{ном}} = 1600 \text{ кВт}; U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}; I_{\text{ном}} = 186 \text{ А}; v_0 = 35^\circ \text{С}; I_{\text{max}} = 3600 \text{ год.};$$

$$K_2 = 0,87.$$

Вибираємо кабель марки ААШВ,  $U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$ , трижильний.

Економічний переріз:

$$q_{\text{ек}} = \frac{186}{1,2} = 155 \text{ мм}^2;$$

Приймаємо кабель  $3 \times 150 \text{ мм}^2$ ;  $I_{\text{доп.ном}} = 225 \text{ А}$ .

$$I_{\text{доп}} = 0,87 \cdot 225 = 195,8 \text{ А} > I_{\text{max}} = 186 \text{ А}.$$

Перевіряємо кабель на термічну стійкість:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{70,5 \cdot 10^6}}{98} = 85,7 \text{ мм}^2 < q = 150 \text{ мм}^2;$$

Умова виконується.

## 2.11 Вибір вимірювальних трансформаторів

Вибираємо вимірювальні трансформатори струму (ТС) та напруги (ТН) в колі ЛЕП-330 кВ (таблиця 2.19).

Таблиця 2.19 – Розрахункові та каталожні дані ТС типу ТВ-330

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{\text{уст.}} = 330 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 330 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 824,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3000 \text{ А}$
$i_y = 37,758 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 75 \text{ кА}$
$B_k = 106,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 7,8 \text{ Ом}$	$r_{2\text{ном}} = 20 \text{ Ом}$

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

2) 0,2/10Р;

3) схема з'єднань «повна зірка»;

4)  $l_{\text{розр}} = 150 \text{ м}$ .

Таблиця 2.20 – Вторинне навантаження ТС

№	Назва приладу	Тип	Навантаження фази, В·А		
			А	В	С
1	Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
2	Ватметр	Д-335	0,5	-	0,5
3	Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
4	Датчик активної потужності	Е-829	1,0	-	1,0
5	Датчик реактивної потужності	Е-830	1,0	-	1,0
65	Лічильник активної енергії	САЗИ680	2,5	-	2,5
РАЗОМ:			6,0	0,5	6,0

Загальний опір приладів [2]:

$$r_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_{2\text{ном}}^2}; \quad (2.47)$$

$$r_{\text{прил}} = \frac{6}{1^2} = 6 \text{ Ом};$$

Допустимий опір проводів:

$$r_{\text{пр}} = r_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}}; \quad (2.48)$$

$$r_{\text{пр}} = 20 - 6 - 0,1 = 13,9 \text{ Ом};$$

Розрахунковий переріз проводів:

$$q_{\text{розр}} = \rho \cdot \frac{I_{\text{розр}}}{r_{\text{п}}}; \quad (2.49)$$

$$q_{\text{розр}} = 0,0283 \cdot \frac{150}{13,9} = 0,31 \text{ мм}^2;$$

За умовою механічної міцності приймаємо контрольний кабель марки АКРВГ з жилами 2,5 мм<sup>2</sup>.

Вторинне навантаження:

$$r_2 = \frac{0,0283 \cdot 150}{2,5} + 6 + 0,1 = 7,8 \text{ Ом} < r_{2\text{НОМ}} = 20 \text{ Ом.}$$

Встановлюємо трансформатор напруги типу НКФ-330-83У1:

$$U_{1\text{НОМ}} = \frac{330000}{\sqrt{3}} \text{ В}; U_{2\text{НОМ}} = \frac{100}{\sqrt{3}} \text{ В}; U_{2\text{ДОД}} = 100 \text{ В}; S_{2\text{НОМ}} = 400 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Вторинне навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{33^2 + 9,72^2} = 34,4 < S_{2\text{НОМ}} = 3 \cdot 400 = 1200 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Для з'єднання приладів з ТН використовуємо контрольний кабель марки АКРВГ перерізом 2,5 мм<sup>2</sup>.

Таблиця 2.21 – Вторинне навантаження ТН

Прилад	Тип	S <sub>обм.</sub> , В·А	n <sub>обм.</sub> , шт.	cosφ	sinφ	n <sub>прил.</sub> , шт.	Загальна потужність	
							P, Вт	Q, В·А
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Датчик активної енергії	Е-829	10	-	1	0	1	10	-
Датчик реактивної енергії	Е-830	10	-	1	0	1	10	-
Лічильник активної енергії	САЗ-И680	2 Вт	2	0,38	0,92	1	4	9,7
Фіксуєчий приклад	ФІП	3	-	1	0	1	3	-
РАЗОМ:							33	9,72

Таблиця 2.21 – Вимірювальні трансформатори

Місце установки	Трансформатор струму	Трансформатор напруги
ВРУ-330 кВ	ТВ-330	НКФ-330-83У1
ВРУ-110 кВ	ТВ-110	НКФ-110-58У1
Автотрансформатор зв'язку - сторона ВН - сторона СН - сторона НН	ТВТ330-I-4000/1 ТВТ110-I-2000/1 ТФЗМ-35Б-II	- - ЗНОМ-35-65У1
Блочний трансформатор БТ <sub>1</sub> - сторона ВН - сторона НН	ТВТ330-I-4000/5 ТШ-20-12000/5	- -
Блочний трансформатор БТ <sub>2</sub> - сторона ВН - сторона НН	ТВТ110-I-2000/5 ТШВ-15	- -
Генератор ТВФ-120-2У3	ТШ-20-10000/5	ЗОМ-1/10; ЗНОМ-10
Генератор ТГВ-300-2У3	ТШ-20-12000/5	ЗОМ-1/10; ЗНОМ-20
Робочий трансформатор власних потреб ТВП1 - сторона ВН - сторона НН	ТШ-20 ТШЛ-10	- -
Робочий трансформатор власних потреб ТВП2 - сторона ВН - сторона НН	ТШВ-15 ТШЛ-10	- -
Трансформатор TR <sub>1</sub> - сторона ВН - сторона НН	ТВТ35-I-3000/5 ТШЛ-10	- -
Трансформатор TR <sub>2</sub> - сторона ВН - сторона НН	ТВТ220-I-2000/5 ТШЛ-10	- -
РУВП-6 кВ	ТШЛ-10	ЗНОЛ.06-6У3

## 2.12 Вибір засобів обмеження перенапруг та високочастотних загороджувачів

Для захисту обладнання від атмосферних та комутаційних перенапруг встановлюємо розрядники та обмежувачі перенапруг:

- 1) ЛЕП-330 кВ, сторона ВН БТ<sub>1</sub> та ВН АТЗ ОПН-330У1
- 2) ЛЕП-110 кВ, сторона ВН БТ<sub>2</sub> та TR<sub>2</sub>, сторона СН АТЗ ОПН-110У1

3) сторона НН АТЗ	РВМ-35У1
4) сторона НН БТ1	РВМ-20У1
5) сторона НН БТ2	РВРД-10У1
6) нейтраль БТ <sub>2</sub> та ТR <sub>2</sub>	РВМ-35У1
7) РУ ВП 6 кВ	РВРД-6У1

Для забезпечення нормальної роботи зв'язку та пристроїв РЗА встановлюємо на ЛЕП високочастотні загороджувачі [7]:

1) ЛЕП-330 кВ	ВЗ-1250-0,5У1
2) ЛЕП-110 кВ	ВЗ-630-0,5У1

## 2.14 Розрахунок грозозахисту ВРУ-330 кВ

Вихідні дані:

- висота блискавковідводу:  $h = 36$  м;
- розрахункова висота:  $h_x = 23$  м.

При  $\frac{2}{3} \cdot h = \frac{2}{3} \cdot 36 = 24$  м  $>$   $h_x = 23$  м радіус та ширина зони захисту

визначаються за формулами:

$$\left. \begin{aligned} r_x &= 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x) \\ b_x &= 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x) \end{aligned} \right\} \quad (2.56)$$

де

$$h_0 = 4h - \sqrt{9h^2 + 0,25 \cdot L^2}; \quad (2.57)$$

де  $L$  – відстань між блискавковідводами, м.

На рис. 2.16, 2.17 наведено вид на зону блискавковідводів ВРУ-330 кВ.

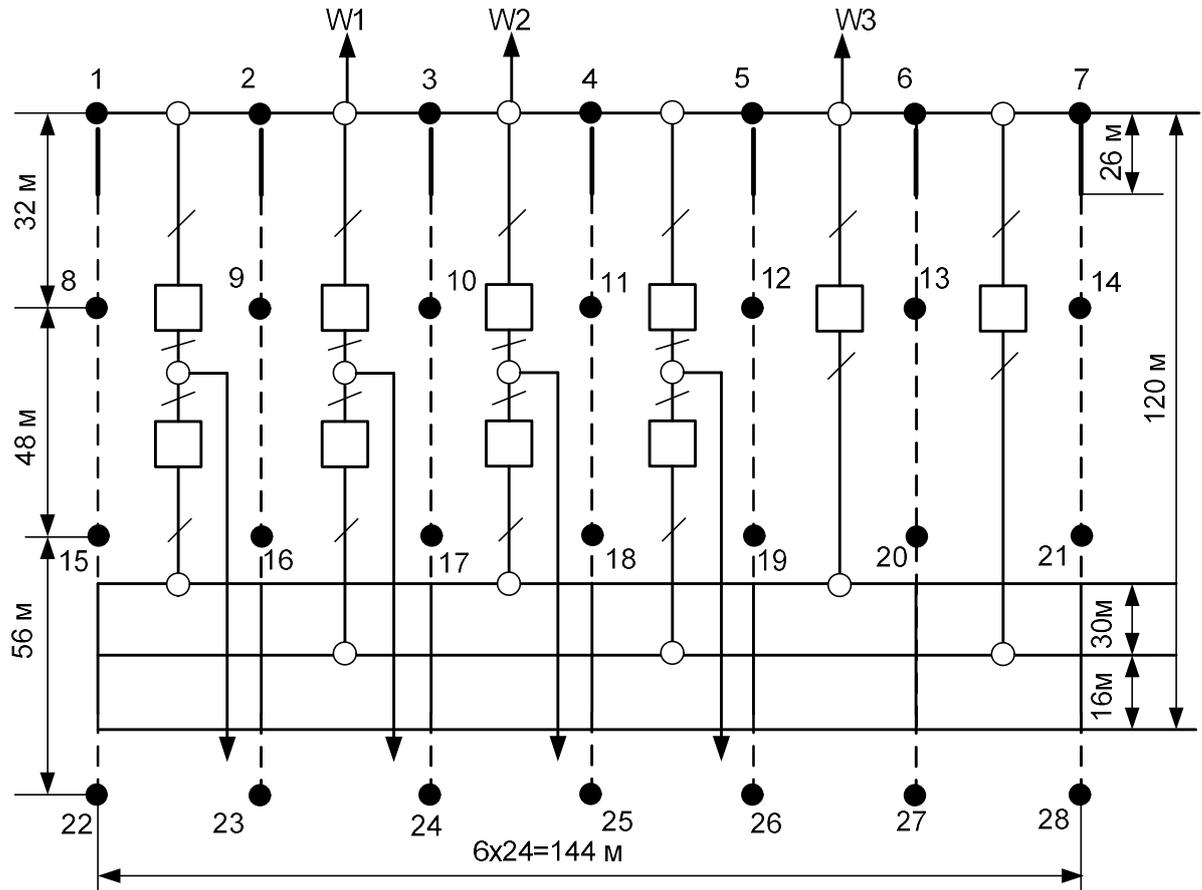


Рисунок 2.15 – Схема розташування блискавковідводів ВРУ – 330кВ

Таблиця 2.23 – Дані для побудови захисту блискавковідводів ВРУ-330 кВ

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

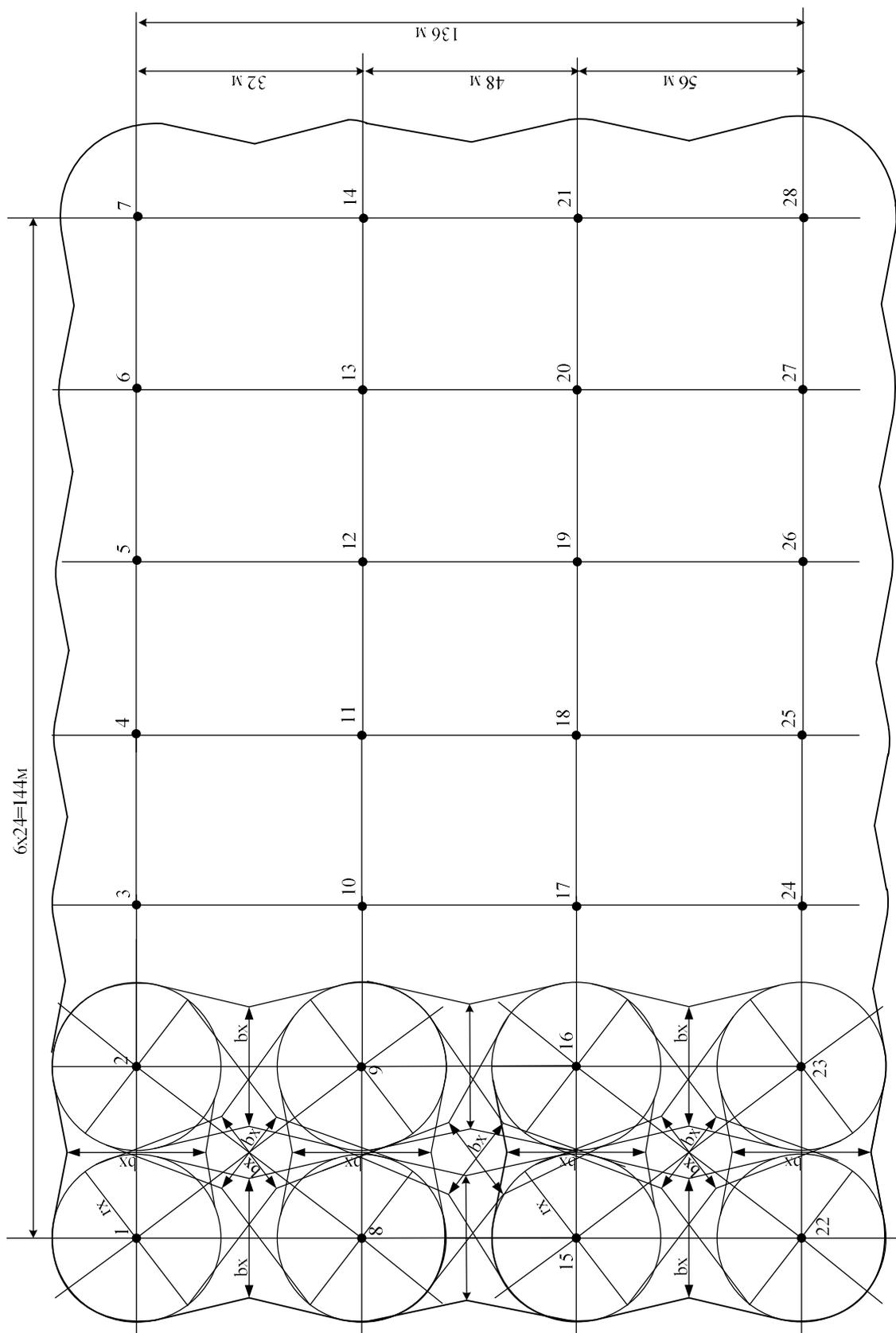


Рисунок 2.16 – Вид на зону захисту блискавковідводів ВРУ 330кВ зверху

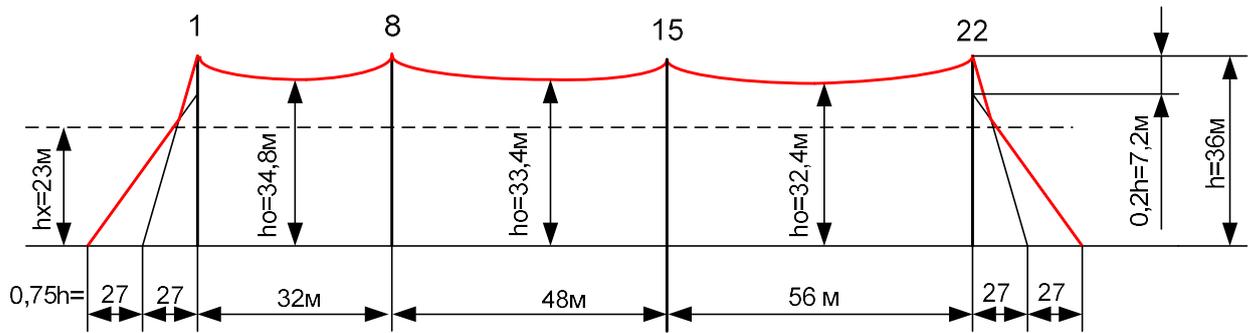


Рисунок 2.17 – Вид на зону захисту блискавковідводів ВРУ 330кВ збоку

## 2.15 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП:  $S = (150 \times 140) = 21000 \text{ м}^2$ ;
- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:
  - $\rho_1 = 600 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ ;       $\rho_2 = 300 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ ;
- глибина закладення заземлення:  $t = 0,6 \text{ м}$ ;
- товщина верхнього шару ґрунту:  $h = 2 \text{ м}$ ;
- число вертикальних заземлювачів:  $n_B = 60 \text{ шт}$ ;
- довжина вертикальних заземлювачів:  $l_B = 4 \text{ м}$ .

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

План заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ наведено на рисунку 2.18.

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = p / n_B = 2 \cdot (150 + 140) / 42 = 13,8 \text{ м}.$$

Визначимо величини:

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

$$a / l_B = 13,8 / 4 = 3,45;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{21000} = 144,9 \text{ м};$$

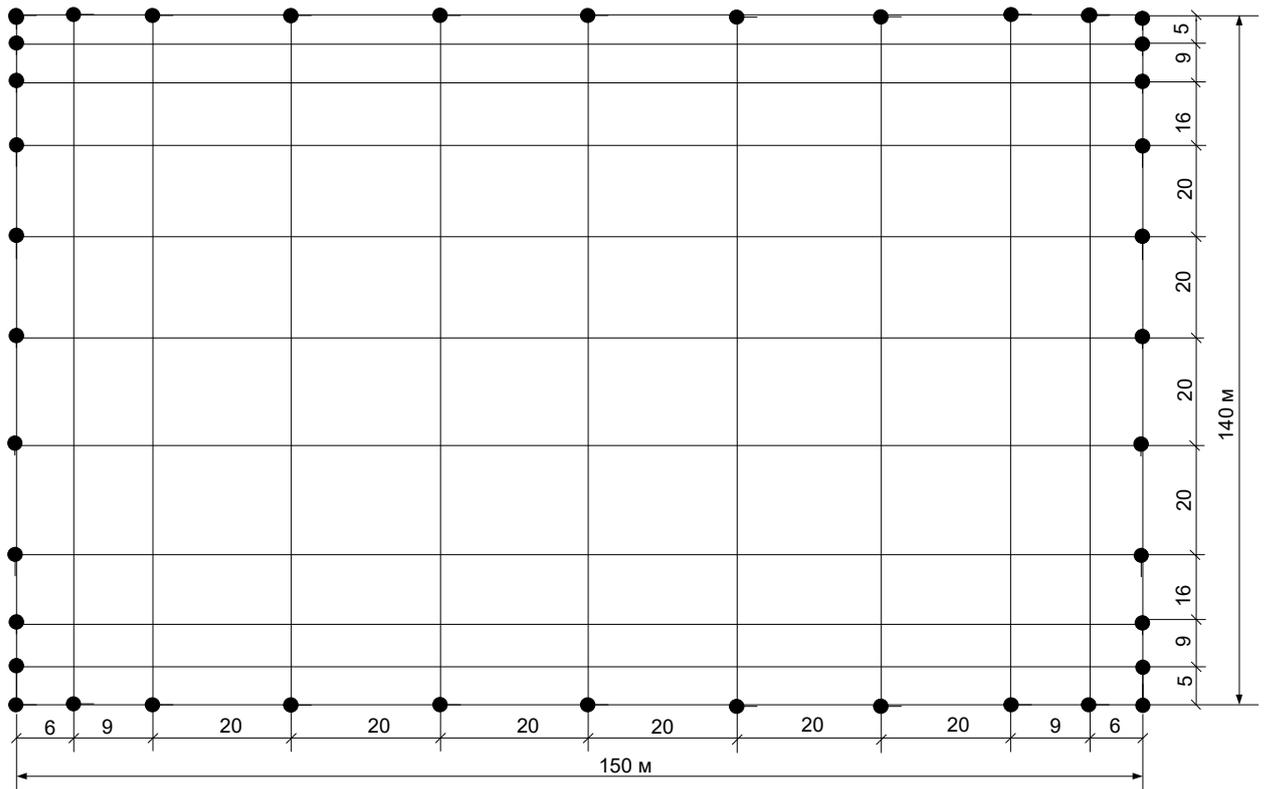


Рисунок 2.18 – План заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ

Опір штучного заземлюючого пристрою [6]:

$$R_{\text{ш}} = A \cdot \frac{\rho_{\text{екв}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{екв}}}{L_{\text{г}} + L_{\text{в}}}, \quad (2.58)$$

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

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

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

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_{\text{в}} + t}{\sqrt{S}} \quad \text{при } 0 \leq \frac{l_{\text{в}} + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1; \quad (2.59)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_{\text{в}} + t}{\sqrt{S}} \quad \text{при } 0,1 \leq \frac{l_{\text{в}} + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5; \quad (2.60)$$

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{4 + 0,6}{144,9} = 0,032 < 0,1;$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,032 = 0,417;$$

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

$$L_{\Gamma} + L_B = (140 \cdot 11 + 150 \cdot 11) + 4 \cdot 42 = 3358 \text{ м.}$$

З таблиці 7.6 [6] визначаємо, що  $\rho_{\text{екв}}/\rho_2 = 1,17$ .

$$\rho_{\text{екв}} = 1,17 \cdot 300 = 351 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Опір штучного заземлювача:

$$R_{\text{ш}} = 0,417 \cdot 351 / 144,9 + 351 / 3358 = 1,11 \text{ Ом} > 0,5 \text{ Ом.}$$

На території ВРУ є природні заземлювачі. Приєднуємо до штучного заземлювача:

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

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

Опір заземлювача:

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

$$R'_3 = \frac{1,11 \cdot 1,1 \cdot 1,2}{1,11 \cdot 1,1 + 1,11 \cdot 1,2 + 1,1 \cdot 1,2} = 0,38 \text{ (Ом)} < 0,5 \text{ (Ом)}.$$

## 3 РЕЖИМИ РОБОТИ ГЕНЕРАТОРІВ

### 3.1 Робочий режим генераторів

Під робочими режимами роботи генератора розуміються такі режими, в яких він може працювати тривалий час. До них відносяться режими роботи машин з різними навантаженнями від мінімально можливою за технологічними умовами до допустимої по умові нагріву, а також режими із змінним регульованим навантаженням за умови, що в процесі зміни навантаження основні параметри генератора не відхиляються за допустимі межі.

Основними параметрами генератора є повна потужність  $S$ , напруга  $U_{ст}$  і струм  $I_{ст}$  статора, струм ротора  $I_r$ , коефіцієнт потужності  $\cos\varphi$ , частота  $f$ , температура  $t_{охол}$  і тиск  $p_{охол}$  охолоджуючого середовища.

Допустимі межі відхилення параметрів при робочих режимах лімітуються нагрівом різних частин синхронних машин (обмоток статора і ротора, конструктивних елементів і т.д.) і вказуються в ГОСТ, ПТЕ і в інструкціях заводів виробників.

Для визначення діапазону зміни навантажень генераторів використовують діаграми потужностей (рисунок 3.2), які отримують з векторних діаграм напруги (рисунок 3.1) шляхом множення векторів напруги на величину  $U/X_d$ .

Вектор  $OA$  на діаграмі потужностей є повною потужністю машини, його проекція на вісь ординат – активну, а проекція на вісь абсцис – реактивну складову повної потужності.

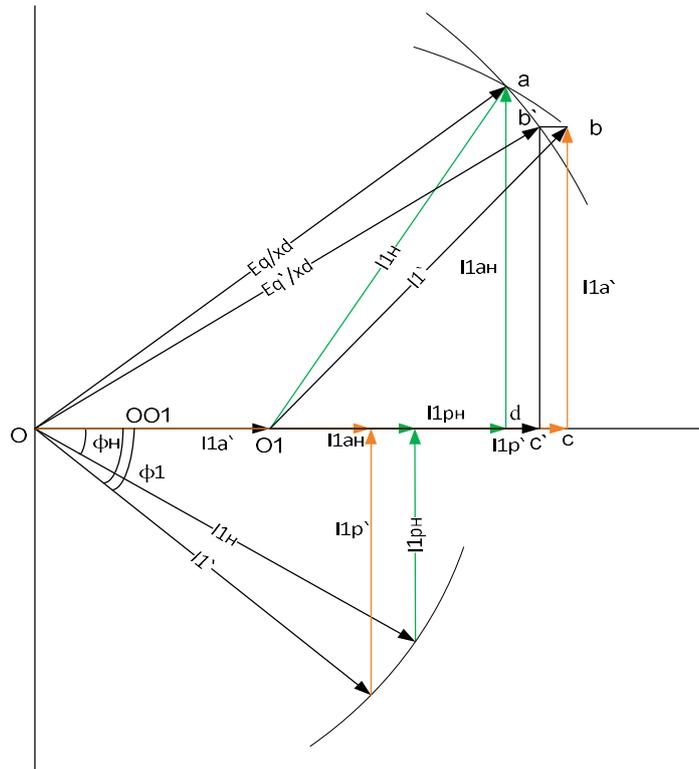


Рисунок 3.1 – До побудови діаграми потужності генератора

$U$  – напруга на затискачах генератора;  $I$  – струм навантаження генератора;  $E$  – е.р.с. генератора;  $I_{xd}$  – падіння напруги в синхронному реактивному опорі;  $I_{3,н}$  – номінальний струм збудження;  $I_{3,к}$  – струм збудження, компенсуючий реакцію статора;  $I_{3,п}$  струм збудження, відповідний потоку в зазорі.

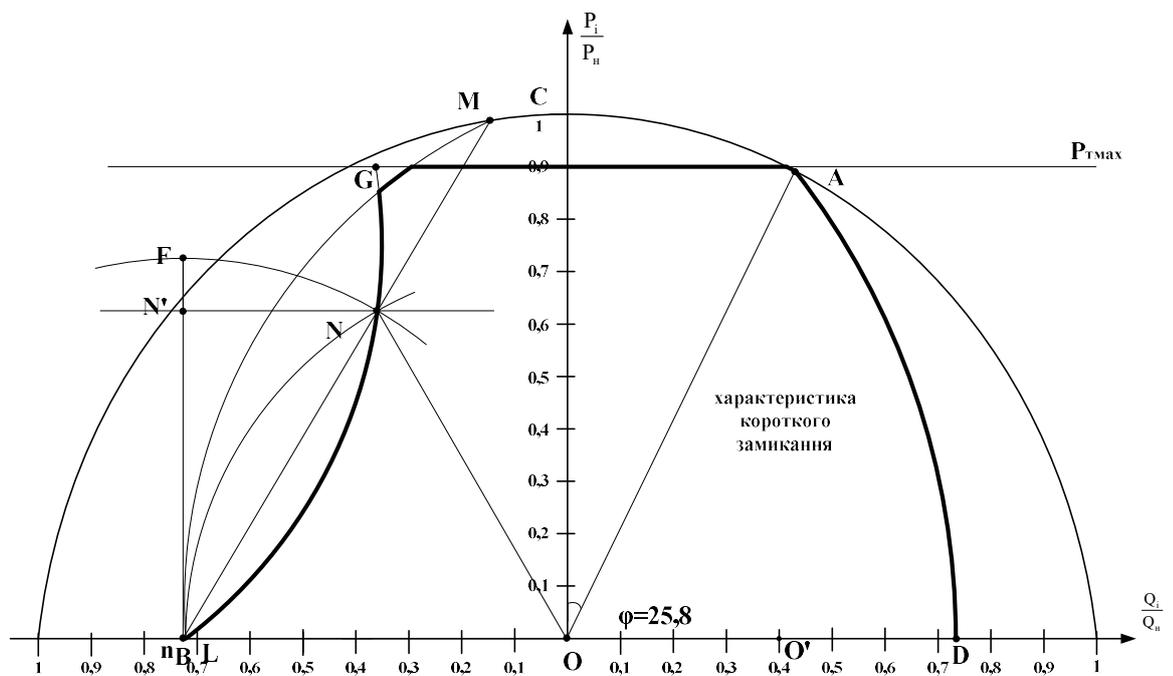


Рисунок 3.2 – Діаграма потужності турбогенератора

### 3.2 Номінальний режим генератора

Номінальний режим генератора це такий режим, при жому він розвиває номінальну потужність і в нормальних умовах повинен працювати протягом встановленого заводом виробником терміну служби. Під нормальними умовами тут розуміється, перш за все, дотримання розрахункових умов охолодження машини, оскільки тривалість сталого режиму роботи генератора обмежується головним чином його нагрівом. Номінальний режим характеризується номінальними параметрами: активною потужністю  $P_{\text{ном}}$ , напругою  $U_{\text{ном}}$ , коефіцієнтом потужності  $\cos\varphi$ , частотою  $f$  і температурою охолоджуючого газу на виході (на рисунку 3.1 і 3.2 цьому режиму відповідає точка А).

При тривалому сталому номінальному режимі всі основні параметра повинні підтримуватися практично незмінними. Параметри вважаються практично незмінними в тому випадку, якщо їх зміни, неминучі в експлуатації, знаходяться в заданих межах відхилень, що практично не впливають на режим генератора. Наприклад, навантаження генератора вважається незмінним, якщо відхилення струмів і напруги статора від сталого значення знаходяться в межах  $\pm 3\%$ , а відхилення струму збудження і частоти – в межах  $\pm 1$ . Температуру міді і сталі генератора вважають незмінною, якщо її відхилення від сталого значення не перевищують  $1^\circ\text{C}$  протягом 1г. Температура охолоджуючого середовища також, щоб вважатися незмінною, не повинна відхилитися більш ніж на  $0,5^\circ\text{C}$  за 1г для газу і на  $0,5^\circ\text{C}$  за 1г для рідини (ГОСТ 533-2000).

Як приклад в таблиці 3.1 приведені основні номінальні параметри генератора ТВФ-120-2У3 дійсні при номінальному тиску і чистоті водню в корпусі і температурі охолоджуючого середовища не вище  $+40^\circ\text{C}$ . Дані охолоджуючих середовищ приведені в таблиці 3.2.

Таблиця 4.1 — Номінальні параметри генератора ТВФ-120-2У3

Найменування параметрів	Одиниці вимірювань	Величина
Потужність	МВА/МВт	125/100
Коефіцієнт потужності		0,8
Частота обертання	об/хв	3000
Схема з'єднань обмоток статора		УУ
Номінальний струм статора	А	6875
Номінальний струм ротора	А	1715
Номінальна напруга	кВ	10,5

Таблиця 4.2 - Дані охолоджуючих середовищ

Найменування параметрів	Одиниця вимірювання	Величина	
Номінальний надмірний тиск водню в корпусі	Мпа	0,2,0,3(2,3)	
Чистота водню за об'ємом	%	98	
Температура водню на виході з газоохолоджувачів	°С	40	
Витрата води через газоохолоджувачі	т/год	250	
Температура води на вході в ГО	°С	>15;<33	
Перепад тиску «вода-водень» на вході	Мпа	0,05(0,5)	
Падіння тиску води в ГО	Мпа	0,065(0,65)	
Витрата води в зовнішньому контурі теплообмінника системи водяного охолодження обмотки статора	т/год	200	
Температура води на вході в контур теплообмінника	°С	33	
Витрата дистилляту, що поступає в обмотку статора	т/год	43,2	
Температура дистилляту на вході	°С	40	
Надмірний тиск дистилляту на вході в обмотку при роботі РКНВ	Мпа	0,25(2,5)	
Перепад тиску дистилляту на обмотці	кГс/см <sup>2</sup>	1,5	
Відносна вологість водню при номінальній температурі холодного газу	%	30	
Надмірний тиск дистилляту на виході з обмотки статора	Мпа(кГс/см <sup>2</sup> )	0,1(1,0)	
Питомий електричний опір дистилляту при температурі 40 °С	кОм/см	200	
Перепад тиску «масло-водень»	Мпа	0,07...0,09	
	кГс/см <sup>2</sup>	0,7..0,9	
Витрата масла через 2 ущільнення:	тривало	м <sup>3</sup> /год	11,9
	короткочасно	м <sup>3</sup> /год	18,0
Витрата масла через 2 підшипники	м <sup>3</sup> /год	36	
Надмірний тиск масла на подачі в підшипники	Мпа	0,07...0,09	
	кГс/см <sup>2</sup>	0,7...0,9	

Дані по генератору узяті з «інструкції по експлуатації турбогенератора ТВФ-120-2У3».

В електричній системі постійно відбуваються різні зміни - в першу чергу Це зміни навантаження і як наслідок зміни напруги, частоти, коефіцієнта потужності і т.д. Крім того, постійно змінюються зовнішні умови, від яких залежить режим роботи генераторів. До них відносяться, перш за все, умови охолодження (зокрема, температура охолоджуючої води, яка подається в теплообмінники для відведення тепла, обумовленого втратами в генераторі). Тому зазвичай генератор працює в режимах, відмінних від номінального, але в доках нормального режиму.

### **3.3 Нормальний режим генератора**

Під нормальним режимом генератора розуміється такий режим, в якому він може працювати без обмеження за часом. До нормального слід віднести режими роботи машин з різними навантаженнями від мінімально можливою за технологічними умовами до номінальної (вказаною на щитку генератора), а також режими із змінним регульованим навантаженням за умови, що основні параметри генератора не перевищують номінальних значень.

Розглянемо області значень основних параметрів нормального режиму роботи генераторів.

Температура вхідної в газоохолоджувач води і газу (повітря або водню), що виходить з нього, а також — у разі безпосереднього охолодження температура охолоджуючої рідини (дистиляту або масла) повинна відповідати нормам (у дистиляту 33, у масла 40С°). Також повинні відповідати заводським вимогам надмірний тиск водню і його чистота (98%). При відхиленні температури і тиску охолоджуючого середовища у бік погіршення охолодження тривало допустимі струми статора і ротора повинні бути зменшені настільки, щоб тепловий режим генератора залишився незмінним, а температура його окремих елементів практично зберегла своє стале значення. Напруга генератора повинна бути практично симетричним і синусоїдальним. Це означає, що напруга зворотної

послідовності не повинно перевищувати 1%, а коефіцієнт синусоїдальності - 5%. Відхилення напруги статора допускається в межах  $\pm 5$ . При цьому генератор повинен тривало працювати з повного номінальною потужністю, хоча для досягнення цієї потужності при 95% напруга підвищується струм статора, а при 105% – відповідно струм ротора.

Допустимість пониження напруги більш ніж на 5% обов'язково перевіряється з погляду стійкості (питання стійкості розглядаються в курсі «Перехідні процеси в електроенергетичних системах»). Якщо при цьому генератор володітиме достатнім запасом стійкості (не меншого 10%), то все одно потужність його повинна бути понижена, оскільки струм статора за умовами нагріву обмотки статора не слід підвищувати понад 105% номінального.

Підвищення напруги понад 105% небезпечно. Інакше, внаслідок насичення сталі, в сучасних генераторах навіть незначний підйом напруги вище допустимого призводить до зростання магнітної індукції, різкого (в декілька разів) збільшенню потоків розсіяння і появи в ребрах корпусу генератора і в інших конструктивних елементах дуже великих паразитних струмів, що викликають додатковий нагрів і навіть оплавлення цих елементів. Внаслідок цього навантаження генератора при підвищенні напруги понад 105% повинне знижуватися.

Деякі типи генераторів допускають збереження повного навантаження при зміні напруги до 110%. Проте, ця можливість повинна бути обов'язково перевірена спеціальними випробуваннями на додаткові втрати в роторі і статорі і на нагрів активної сталі. До таких випробувань рекомендується змінювати навантаження генератора при відхиленнях напруги відповідно до інструкції заводу-виробника.

Генератор забезпечує тривало допустиму потужність при номінальному  $\cos\varphi$ , і номінальній частоті при зміні напруги статора в межах 5% від  $U_{\text{ном}}$ .

**ЗАБОРОНЯЄТЬСЯ** підвищення напруги статора генератора вище 11,1 кВ.

Вплив змін частоти на втрати і нагрів генератора позначаються лише при значних відхиленнях частоти від норми (більше  $\pm 2,5\%$ ). При пониженні частоти

втрати в сталі зменшуються. Але одночасно з цим знижується і частота обертання ротора, знижується ефективність вентиляції і, як наслідок, погіршується охолодження воднем, що може привести до необхідності пониження потужності генератора через підвищення нагріву. При підвищенні частоти ростуть втрати в сталі, але одночасно поліпшуються умови охолодження, тому тільки при значних підвищеннях частоти (2...3%) виникла б необхідність зменшення потужності машини.

Оскільки зміни частоти, що нормально допускаються в експлуатації, не повинні перевершувати  $\pm 2\%$  за «Правилами технічної експлуатації» (ПТЕ), зменшення навантаження генераторів при цих відхиленнях не вимагається.

Значно більший вплив на повну і активну потужність генератора роблять зміни коефіцієнта потужності - це можна бачити на діаграмі потужностей турбогенератора (рисунок 4.2). На ділянці AD при пониженні коефіцієнта потужності від номінального до нуля повна потужність зменшується, оскільки для утримання режиму в рамках номінальних параметрів необхідно струм збудження, а значить і ЕРС Е підтримувати номінальними. Тому кінець вектора повної потужності переміщається по колу з центром в точці Н. Таким чином, в чисто компенсаторному режимі генератор здатний розвивати лише близько 70% повної потужності.

При роботі з підвищеними коефіцієнтами потужності (від номінального до одиниці) повна потужність генератора обмежена потужністю турбіни. Тому кінець вектора OA переміщається при зміні  $\cos\varphi$  по прямій АВ. Якщо турбіна здатна підвищувати свою потужність понад номінальну (як це має місце, і наприклад, для машин теплофікацій типу К), то в області режимів при підвищених коефіцієнтах потужності генератор зможе працювати при номінальній повній потужності (ділянка діаграми AA').

При роботі в квадранті місткості в режимах з недозбудженням (ліворуч від прямої ОВ) активна потужність генератора обмежується стійкістю його роботи.

Робота в режимі недозбудження практикується в годинник провалу навантаження через надлишки реактивних потужностей і неможливості

короткочасних зупинок крупних генераторів. Такий режим здійснимо тільки при автоматичному регулюванні збудження, ефективному при роботі з випереджаючим струмом статора. Але за цієї умови потрібне зменшення активного навантаження генератора для забезпечення стійкості в області низьких  $\cos\varphi$  (ділянка діаграми потужності GF).

В крупних турбогенераторах режими з недозбудженням обмежуються ще, додатково, нагрівом крайніх пакетів активної сталі і конструктивних елементів торцевих зон статора. Цей додатковий нагрів обумовлений підвищеною результуючою індукцією в торцевих зонах, що пояснюється слабким магнітним зв'язком обмоток статора і ротора в цих зонах і недостатньою компенсацією потоку розсіяння статора потоком ротора. Магнітний зв'язок обох обмоток слабкіше тут тому, що поля, що утворюються лобовими частинами обмоток статора і ротора, вимушені замикатися переважно по повітрю.

Правила технічної експлуатації електричних станцій і мереж регламентують наступні допустимі діапазони зміни основних параметрів синхронних генераторів і компенсаторів.

Номінальна потужність генераторів при номінальному коефіцієнті потужності (для всіх турбогенераторів потужністю 30 Мвт і більш і всіх турбогенераторів газотурбінних і парогазових установок також тривала максимальна потужність при встановлених значеннях коефіцієнта потужності і параметрів охолодження) і номінальна потужність синхронних компенсаторів повинні зберігатися при одночасних відхиленнях напруги до 5% і частоти до 2,5% номінальних значень за умови, що при роботі з підвищеною і напругою і зниженою частотою сума абсолютних значень відхилень напруги і частоти не перевищує 6% якщо в стандартах на окремі типи машин не обумовлені інші умови по відхиленню напруги і частоти.

Найбільший струм ротора, отриманий при роботі з номінальною потужністю і при відхиленнях напруги в межах 5%, тривало допустимий при роботі з номінальними параметрами охолоджуючого середовища.

У разі роботи з тривалою максимальною потужністю найбільший струм

ротора при відхиленні напруги до 5% тривало допустимий тільки при відповідних параметрах охолодження.

Для всіх генераторів і синхронних компенсаторів найбільша робоча напруга повинна бути не вище 110% номінального. При напрузі вище 105% допустима повна потужність генератора і синхронного компенсатора повинна бути встановлена відповідно до вказівок інструкцій заводу-виробника або за наслідками випробувань.

При напрузі на генераторі або синхронному компенсаторі нижче 95% номінального струм статора повинен бути не вище 105% тривало допустимого.

### 3.4 Допустимі перевантаження

Короткочасні перевантаження статора і ротора по відношенню до тривало допустимого струму статора  $I_{ст.дл}$  і ротора  $I_{в.дл}$ , необхідність в яких виникає досить часто при роботі автоматики, форсування збудження, різних видах АПВ, в асинхронних режимах і т.п., допускаються в досить широких межах.

При визначенні допустимих перевантажень враховують систему і охолодження машини, її конструктивні особливості і необхідність збереження електричних і механічних властивостей ізоляції. Для генераторів з безпосереднім охолодженням обмоток статора і ротора враховується ще неприпустимість закипання охолоджуючої води або теплового розкладання масла при підвищених нагрівах, супроводжуваних перевантаженнями. Для роторної обмотки дуже важливо також не перевищити найбільшу різницю температур між міддю обмотки і сталлю бочки ротора, при якій можуть виникнути залишкові деформації стрижнів і пошкодження ізоляції обмотки ротора.

Якщо задатися умовою збереження рівності додаткового перевищення температури обмотки при різних перевантаженнях і прийняти, що виділене в обмотці тепло повністю піде тільки на її нагрів, то допустима тривалість перевантаження генераторів і компенсаторів  $\tau_{доп\ n}$ , при відомій тривалості  $\tau_{доп\ 1}$  заданого перевантаження (зазвичай подвійною або полуторною) буде

$$\tau_{\text{допн}} = \tau_{\text{доп1}} \cdot \frac{k_{jl}^2 - 1}{k_{jn}^2 - 1} \quad (3.1)$$

Кратність перевантаження  $k_j$  визначається як відношення струму перевантаження до струму, тривало допустимого при фактично наявній температурі і тиску охолоджуючого середовища.

Оскільки допустима тривалість полуторного перевантаження для генераторів з непрямим охолодженням обмотки статора і ротора по ГОСТ складає 2 хвил., то:

$$\tau_{\text{допн}} = 120 \cdot \frac{1,5^2 - 1}{k_j^2 - 1} = \frac{150}{k_j^2 - 1} \quad (3.2)$$

Для генераторів з поверхневим охолодженням одночасно з перевантаженням по струму статора допустиме і необхідне при цьому перевантаження по струму ротора. При форсуванні збудження двократно до номінального струму ротора перевантаження вирішується протягом 50с.

У генераторів з безпосереднім охолодженням втрати в обмотках від струму значно вище, ніж у машин з поверхневим охолодженням. При визначенні допустимих перевантажень для цих машин враховують нерівномірний підігрів охолоджуючого середовища в каналах стержнів, а також збільшення постійною часу нагріву. Крім того, обмотки з безпосереднім охолодженням чутливіші до зсувів при їх нагріві. Тому допустима тривалість їх перевантаження струмом 1,5 номінального понижена до 30с. Для турбогенераторів ТГВ, ТВВ і ТВМ ГОСТ встановлює тривалість полуторного перевантаження одну хвилину. Отже, для статорів турбогенераторів цих типів

$$\tau_{\text{допн}} = 60 \cdot \frac{1,5^2 - 1}{k_j^2 - 1} = \frac{75}{k_j^2 - 1} \quad (3.3)$$

Для роторів з безпосереднім охолодженням встановлена допустима тривалість двократного перевантаження 20 с, звідси:

$$\tau_{\text{допн}} = 20 \cdot \frac{2^2 - 1}{k_j^2 - 1} = \frac{60}{k_j^2 - 1} \quad (3.4)$$

Для ротора турбогенератора 100 МВт встановлена тривалість двократного Перевантаження 15 с, тобто:

$$\tau_{\text{допн}} = 15 \cdot \frac{2^2 - 1}{k_j^2 - 1} = \frac{45}{k_j^2 - 1} \quad (3.5)$$

Менша перевантажувальна здатність генераторів з безпосереднім охолодженням в порівнянні з генераторами з непрямим охолодженням пояснюється вищою номінальною щільністю струму в їх обмотках і нерівномірністю нагріву обмотки при перевантаженнях через підігріву в охолоджуючого середовища в каналах.

Перевантаження обмоток струмом навіть при дозволеній тривалості приводить до зростання їх температури понад допустиму, що викличе прискорене старіння ізоляції. Тому короточасні перевантаження генераторів і компенсаторів допускаються тільки при аваріях в енергосистемі. Зняття перевантаження роторів з безпосереднім охолодженням повинне, як правило, проводитися автоматично.

Правила технічної експлуатації електричних станцій і мереж регламентують наступні допустимі перевантаження синхронних генераторів і компенсаторів:

Тривале перевантаження генераторів і синхронних компенсаторів по струму понад значення, допустиме при даних температурі і тиску охолоджуючого середовища, не допускається.

У аварійних умовах генератори і синхронні компенсатори дозволяється короткочасно перенавантажувати по струмах статора і ротора згідно інструкціям заводу-виготівника, технічним умовам і державним стандартам. Якщо в них відповідні вказівки відсутні, при аваріях в енергосистемах Допускаються короткочасні перевантаження генераторів і синхронних компенсаторів по струму статора при вказаній в таблиці 3.3 кратності струму, віднесеної до номінального значення.

Таблиця 3.3 — Допустима кратність перевантаження генераторів і синхронних компенсаторів по струму статора

Тривалість перевантаження, мін, не більше	Непряме охолодження обмотки статора	Безпосереднє охолодження обмотки статора	
		Водою	Воднем
60	1,1	1,1	-
15	1,15	1,15	-
10	-	-	1,1
6	1,2	1,2	1,15
5	1,25	1,25	-
4	1,3	1,3	1,2
3	1,4	1,35	1,25
2	1,5	1,4	1,3
1	2,0	1,5	1,5

Допустиме перевантаження по струму збудження генераторів і синхронних компенсаторів з непрямим охолодженням обмоток визначається допустимим |перевантаженням статора. Для турбогенераторів з безпосереднім водневим або водяним охолодженням обмотки ротора допустиме перевантаження по струму збудження повинне бути визначене кратністю струму, віднесеною до номінального значення струму ротора (таблиця 3.4).

Таблиця 3.4 – Допустима кратність перевантаження турбогенераторів по струму ротора

Тривалість перевантаження, не більше	Турбогенератори	
	ТВФ, окрім ТВФ-120-2	ТГВ, ТВВ (до 500 МВт включно), ТВФ-120-2
60	1,06	1,06
4	1,2	1,2
1	1,7	1,5
0,5	2,0	-
0,33	-	2,0

Як приклад нижче представлена виписка з «інструкції по експлуатації турбогенератора ТВФ-120-2У3».

У нормальних умовах експлуатації генератора ніяких перевантажень не допускаються.

У аварійних умовах (відключення генератора, ліній електропередач і т.п.) в цілях запобігання порушенню статичної стійкості системи, як виняток, допускаються короточасні перевантаження генератора по струму статора і ротора. Допустимі перевантаження і їх тривалість приведені в таблиці 3.5 і 3.6.

Таблиця 3.5 - Перевантаження по струму статора

Тривалість перевантаження не більш, хв.	1	4	5	6	15	60
Кратність струму по відношенню до ном.	1,5	1,3	1,25	1,2	1,15	1,1
Допустимий струм, А	10312	8937	8593	8250	7906	67559

Таблиця 3.6 - Перевантаження по струму ротора

Тривалість допустимого перевантаження не більш, хв.	0,33	1,0	4,0	60
Кратність перевантаження, Іп/Ін.	2	1,5	1,2	1,06
Допустимий струм, А	3430	2572	2058	1817

Перевантаження, понад вказаних в таблицях, не допускаються. Спрацьовування форсування на повний цикл допускається не раніше, чим через 7

хвил. після попереднього циклу форсування.

При збільшенні струму статора понад допустимі значення черговий персонал повинен розвантажити генератор шляхом зменшення збудження. При цьому необхідно стежити, щоб генератор не перейшов в режим роботи з недозбудженням (місткістю квадрант).

## 4 АСК ТП ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ

### 4.1 Побудова витратних характеристик агрегатів і електростанцій

В якості цільової функції в задачі оптимізації використовується мінімум витрат на виробництво і розподіл електричної енергії. Постійна частина цих витрат містить затрати на ремонт і експлуатацію обладнання, заробітну плату персоналу і практично не залежить від енергетичного режиму. Змінна частина затрат, називається паливною складовою, пов'язана з витратами на придбання, транспортування і підготовку палива.

В залежності від того як генерація активної потужності буде розподілена між електростанціями, витрати на паливо буде різною. Витрати на паливо на кожній електричній станції визначається її витратою палива.

Витрата палива в одиницю часу пов'язана з потужністю, яка видається станцією – витратна характеристика станції. Витратна характеристика станції залежить від типу регулювання теплового обладнання і є складними нелінійними характеристиками.

Витратні характеристики електростанцій  $V = f(P)$  мають вигляд:

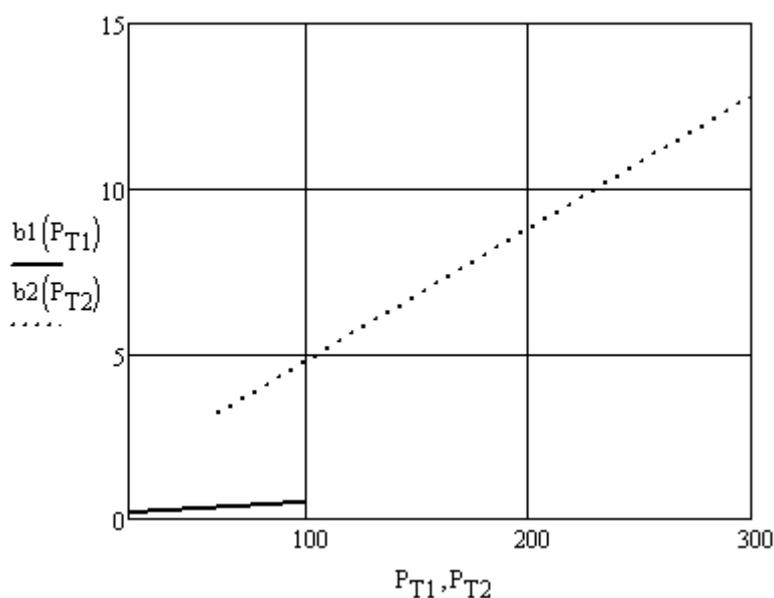


Рисунок 4.1 – Характеристики відносного приросту для блоків ТЕС

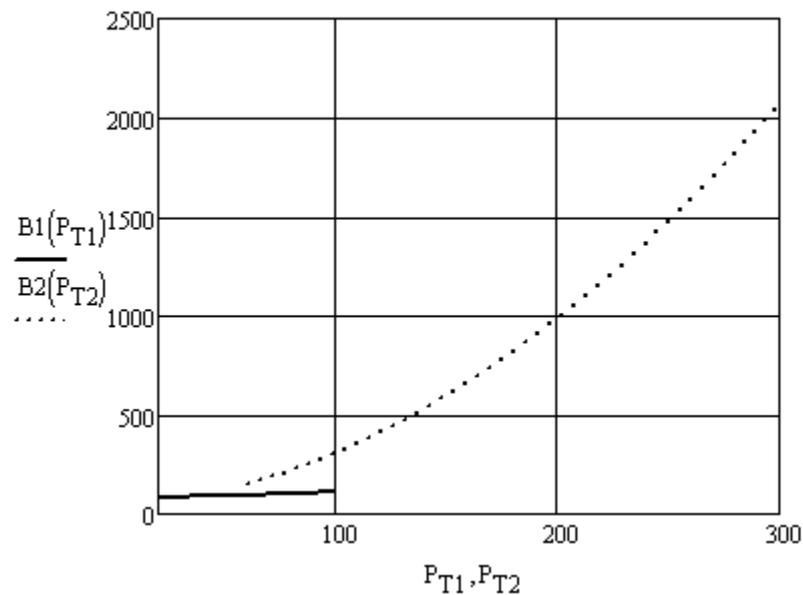


Рисунок 4.2 – Еквівалентна витратна характеристика ТЕС

#### 4.2 Побудова еквівалентних характеристик електричної станції

Еквівалентні характеристики електростанцій в узагальненому вигляді дають зв'язок параметрів режиму та певних показників станції. Використовуються два види еквівалентних характеристик: миттєві та інтегральні. Інтегральні – показують зміну параметрів на певних інтервалах часу.

Якщо відомий склад робочих агрегатів, то оптимізація режиму складається із знаходження тільки найвихіднішого розподілу навантаження між станціями.

Для агрегатів з характеристиками довільного виду використовується алгоритм динамічного програмування. Щоб жоден з агрегатів з заданого складу не був відключений. Тоді потужність кожного агрегату не понизиться менше заданого мінімального значення  $P_{g,\min}$ . Наприклад, для складу і черговості  $i=1,2,3$  розрахунки виконуються таким чином. Спочатку будується еквівалентна характеристика двох агрегатів. Змінюючи потужність другого агрегату  $P_{T2}$  з заданим кроком дискретизації, здійснюють повний перебір можливих варіантів розподілу і знаходять варіант з мінімальною витратою палива. На наступному кроці також здійснюється повний перебір можливих варіантів розподілу навантаження між агрегатом і еквівалентної характеристики другого кроку. Природньо, що

повний перебір – це не сама краща схема оптимізації, хоч під час використання ЕОМ ці розрахунки не викликають складностей.

Значно простіше виглядає методика побудови еквівалентної характеристики з використанням методу оптимальних пристроїв, але вона доцільна для агрегатів, які мають диференційні і монотонно зростаючі характеристики.

Для відносних приростів, або в першу чергу завантажуються агрегати з меншим відносним приростом. Застосовуючи це правило, можна отримати еквівалентну характеристику відносних приростів і еквівалентну витратну характеристику станції або групи електростанцій.

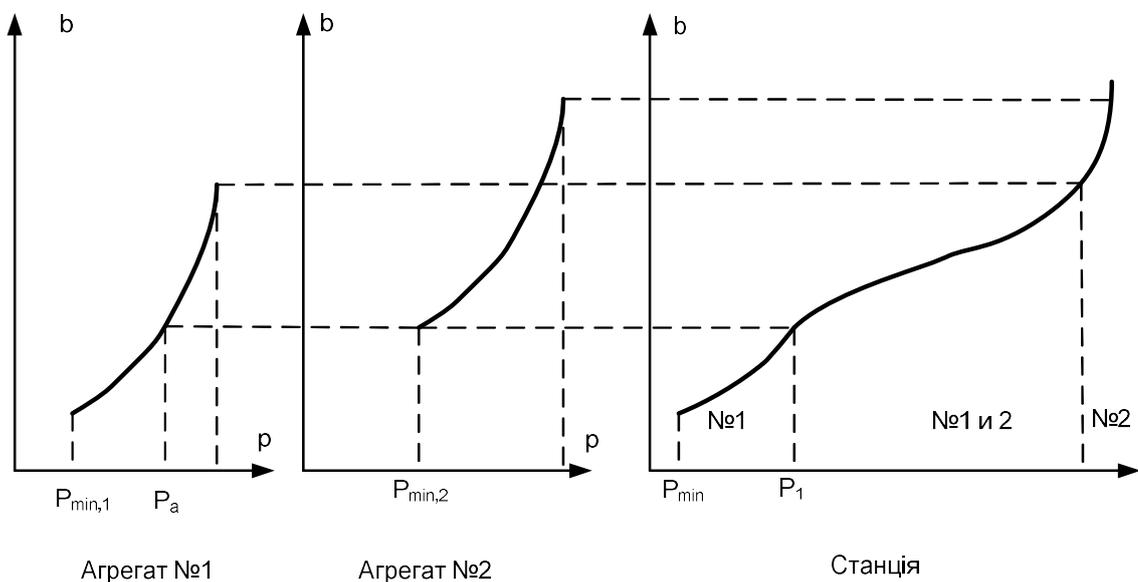


Рисунок 4.3 – Еквівалентна характеристика двох агрегатів

На рисунку 4.3 показано приклад побудови еквівалентної витратної характеристики двох агрегатів № 1 і 2.

Мінімальна потужність станції  $P_{\min}$  визначається мінімальною потужністю обох агрегатів. Під час збільшення потужності станції до  $P_1$  завантажуються перший агрегат до потужності  $P_a$ , оскільки він має менший відносний приріст. В зоні потужностей від  $P_1$  до  $P_2$  завантажуються обидва агрегата у відповідності з принципом рівності відносних приростів, а при великих потужностях завантажуються агрегат № 2. Отже будується еквівалентна характеристика відносних приростів. Вона дає всі необхідні рекомендації для побудови

еквівалентної витратної характеристики, тобто дозволяє визначити потужності агрегатів для будь-якого навантаження станції, які відповідають мінімуму витрати палива. Ця методика проста, легко реалізується на ЕОМ і знаходить широке застосування, особливо для побудови еквівалентних характеристик відносних приростів.

Характеристики відносних приростів використовуються для оптимізаційних розрахунків, і, як правило, до них також висуваються вимоги щодо диференційованості і монотонності зростання. Частіше всього ці вимоги не виконуються, тому існують спеціальні методи приведення характеристик до необхідної форми.

Якщо характеристики мають розриви неперервності першого виду (рис. 4.4, а), то потужності  $P_1$  відповідає будь-які відносні прирости від  $b_1$  до  $b_2$ , тобто є невизначеність зв'язку  $b(P)$ , і, відповідно, невизначеність розв'язку. Для того щоб уникнути невизначеності, характеристика представляється двома непов'язаними частинами  $OA$  і  $BC$ . Для потужності агрегата, меншої  $P_1$ , агрегат представляється частиною  $OA$ , для рівної і більшою – частиною  $BC$ .

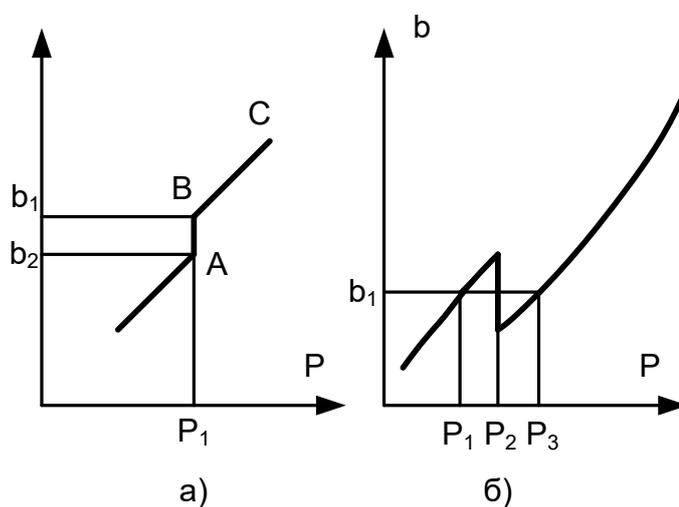


Рисунок 4.4 – Два види розриву неперервності на характеристиках відносних приростів

Для характеристик, що мають розриви другого роду (рис. 5.4, б) розроблена проста методика їх перетворення, але вона отримана для допущення, що перерозподіл навантаження на розглядуваній станції не змінює відносного приросту системи в цілому. Це виконується лише у випадку малої питомої ваги станції, яка розглядається, в балансі потужності системи.

Отже приймаємо, що станція з характеристиками на рис. 4.4, б працює в потужній системі, яка при всіх змінах навантаження цієї станції має відносний приріст  $bc = \text{const}$ . При наивигіднішому розподілі навантаження станція також буде мати відносний приріст  $bc$ , але йому відповідають потужності  $P_1$  і  $P_2$ . Виникає питання – яка з потужностей є оптимальною. Можливі два варіанта балансу потужності системи:

$$P = P_{c.1} + P_1;$$

$$P = P_{c.2} + P_2;$$

де  $P$  – навантаження системи;  $P_{c.1}$   $P_{c.2}$  – потужності всіх інших (окрім розглянутої) станції.

При переході від потужності  $P_1$  до  $P_2$  необхідна додаткова витрата палива на станції, але в той же час буде економія палива в системі.

Побудова еквівалентних витратних характеристик за еквівалентними дифференційними мають і свої мінуси. Відносні прирости (дифференційні показники) надзвичайно чутливі до всілякого роду неточностей вихідної інформації, розрахунків побудови і іншим. Все це призводить до того, що характеристики відносних приростів можуть мати похибки 5 – 10% і більше. Режим, знайдений за такими характеристиками, може відрізнятись від оптимального, а відповідно, і еквівалентна витратна характеристика може мати значні похибки. В таких випадках значними можливостями відрізняється метод динамічного програмування, оскільки там використовуються характеристики в абсолютних показниках.

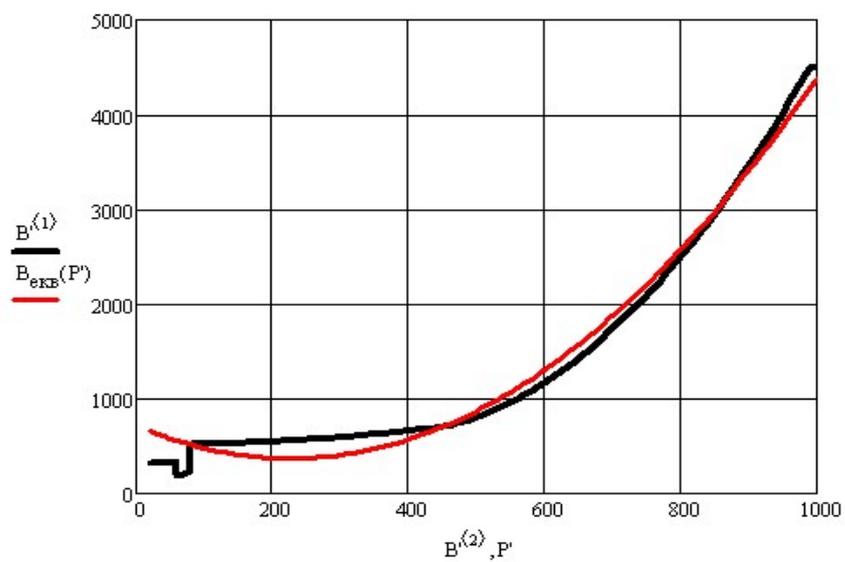


Рисунок 4.5 – Еквівалентна витратна характеристика і її апроксимована залежність

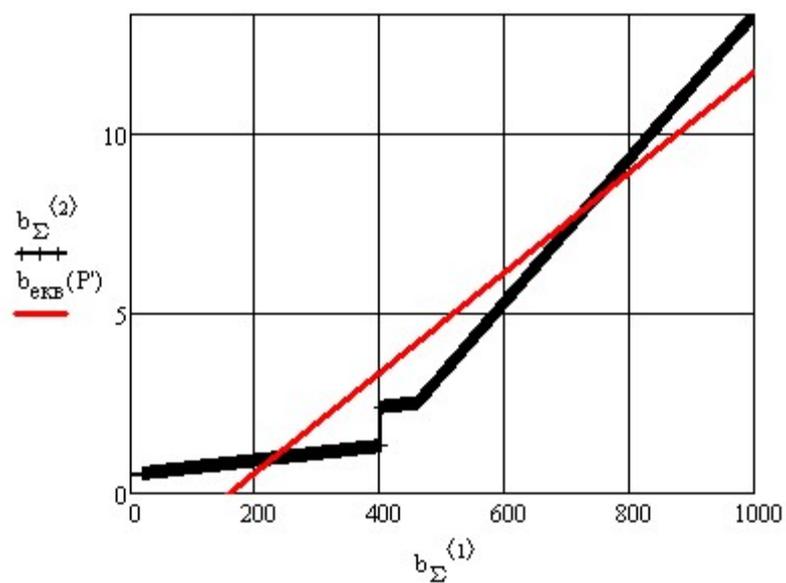


Рисунок 4.6 – Еквівалентна характеристика відносних приростів і її апроксимована залежність

	1	2	3	4	5	6	7
1	0	0	20	21	22	23	24
2	0	451.586	453.806	453.938	454.072	454.208	454.346
3	60	513.446	515.666	515.798	515.932	516.068	516.206
4	61	515.087	517.307	517.439	517.573	517.709	517.847
5	62	516.748	518.968	519.1	519.234	519.37	519.508
6	63	518.429	520.649	520.781	520.915	521.051	521.189
7	64	520.13	522.35	522.482	522.616	522.752	522.89
Dinam =	65	521.851	524.071	524.203	524.337	524.473	524.611
	66	523.592	525.812	525.944	526.078	526.214	526.352
	67	525.353	527.573	527.705	527.839	527.975	528.113
	68	527.134	529.354	529.486	529.62	529.756	529.894
	69	528.935	531.155	531.287	531.421	531.557	531.695
	70	530.756	532.976	533.108	533.242	533.378	533.516
	71	532.597	534.817	534.949	535.083	535.219	535.357
	72	534.458	536.678	536.81	536.944	537.08	537.218
	73	536.339	538.559	538.691	538.825	538.961	...

### 4.3 Оптимальний розподіл активної потужності між станціями за критерієм рівності відносних приростів витрати умовного палива

Врахування втрат активної потужності в мережі  $\pi$  призводить до наступної умови балансу:

$$W = P_1 + P_2 + \dots + P_m - P_0 - \pi, \quad (4.1)$$

де  $P_1 - P_m$  навантаження станцій ( від 1 до  $m$ );

$P_0$  - навантаження енергосистеми.

При цьому відбувається перерозподіл активних потужностей між станціями, а зниження втрат в мережі обумовлює зменшення витрат палива в системі,

$$B = B_1 + B_2 + \dots + B_m. \quad (4.2)$$

Цільовою функцією тут є мінімальні витрати палива  $B$  при умові  $W$ , тобто функція Лагранжа має вигляд:

$$L = B + \mu \cdot W. \quad (4.3)$$

Для визначення екстремума  $L$  візьмемо часткові похідні від  $L$  по всім  $P_i$  і прирівнюємо їх до нуля.

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{\partial B_i}{\partial P_i} + \mu \left( 1 - \frac{\partial \pi}{\partial P_i} \right) = 0, \quad i = 1 + m$$

або

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = b_i + v(1 - \delta_i) = 0.$$

де

$$b_i = \frac{\partial B_i}{\partial P_i}, \quad \delta_i = \frac{\partial \pi}{\partial P_i}.$$

Звідси

$$b_i = \frac{1}{1 - \delta} = \mu, \quad i = 1 + m.$$

Нехай  $\eta_i = \frac{1}{1 - \delta}$ , тоді

$$b_1 \eta_1 = b_2 \eta_2 = \dots = b_m \eta_m = \mu. \quad (4.4)$$

Останнє рівняння є критерієм оптимального розподілення електричної потужності в енергосистемі при врахуванні втрат в системі. Вплив мережевого коефіцієнта  $\eta_i$  зводиться до зміни положення характеристики відносних приростів (зміщення) вгору або вниз в залежності від знаку  $\eta_i$ . Похідна  $\delta_i$  чисельно рівна зміні значення втрат  $\pi$  при зміні навантаження  $i$ -ї станції на одиницю і постійному навантаженні інших станцій (крім балансуєчої).

без врахування втрат в мережі		з врахуванням втрат в мережі	
$P'_{r_i} =$	$P'_{r_i} =$	$P_{r_i} =$	$P_{r_i} =$
36.329	636.743	36.91	636.162
36.329	636.743	36.91	636.162
36.329	636.743	36.91	636.162
36.329	636.743	36.91	636.162
36.329	636.743	36.91	636.162
36.329	636.743	36.91	636.162
48.942	771.878	49.717	771.103
48.942	771.878	49.717	771.103
48.942	771.878	49.717	771.103
48.942	771.878	49.717	771.103
48.942	771.878	49.717	771.103
48.942	771.878	49.717	771.103
41.935	696.803	42.601	696.137
41.935	696.803	42.601	696.137
41.935	696.803	42.601	696.137
41.935	696.803	42.601	696.137
...	...	...	...

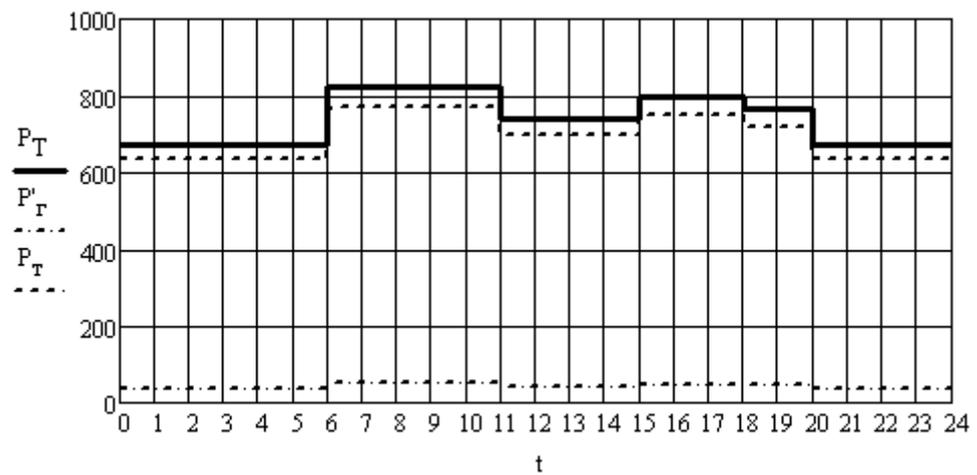
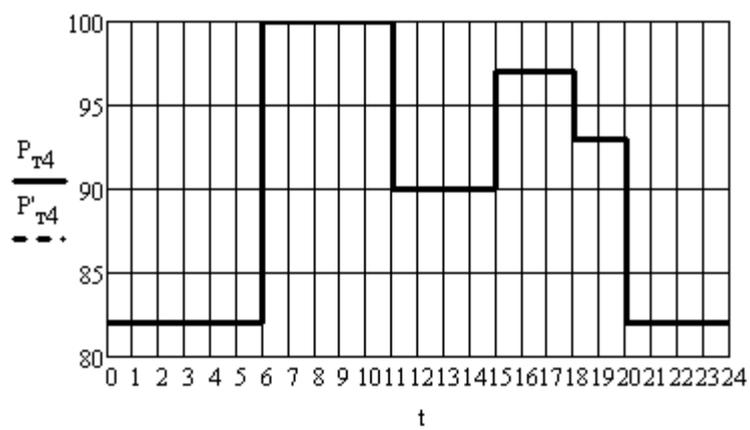
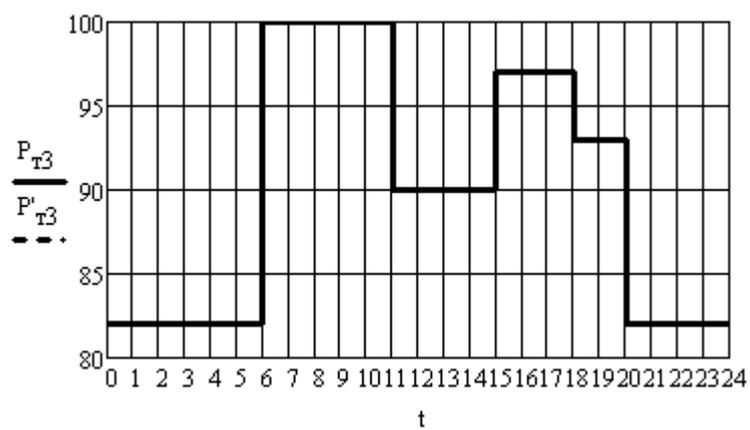
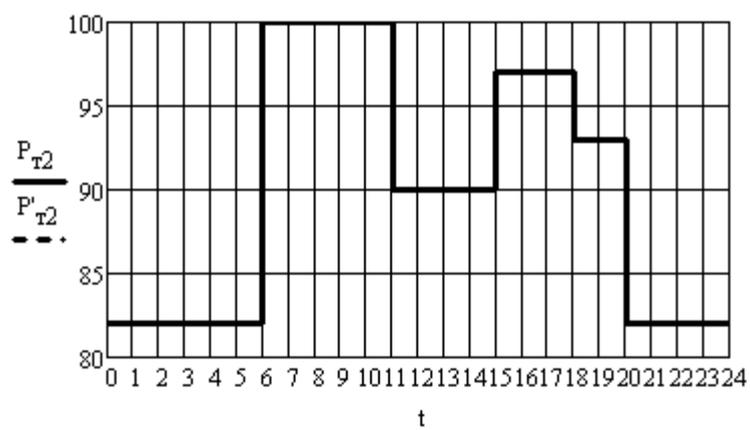
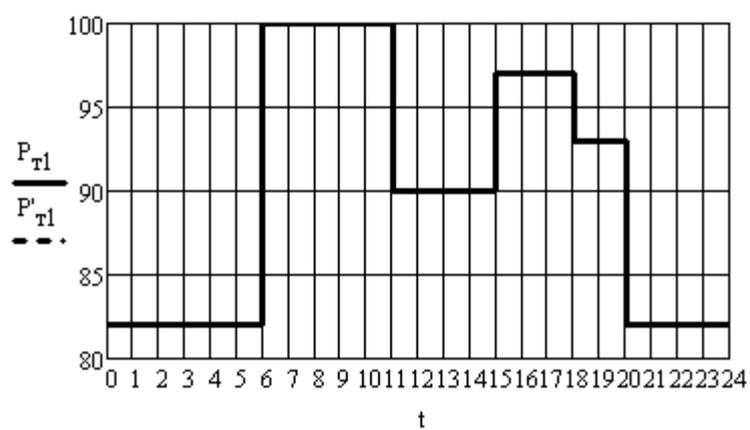


Рисунок 4.7 – Графіки завантаження станції



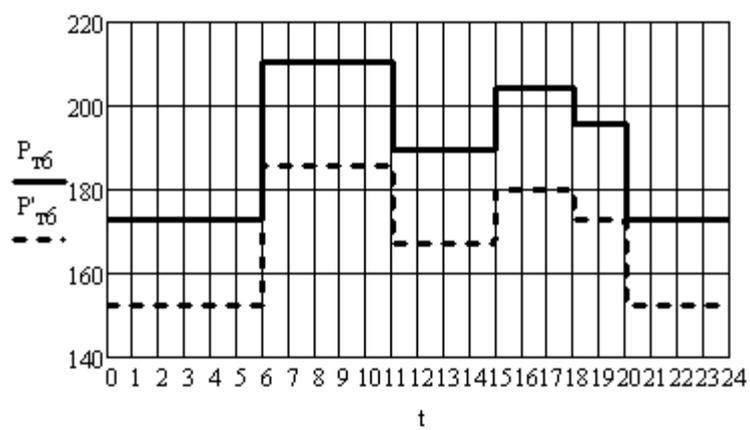
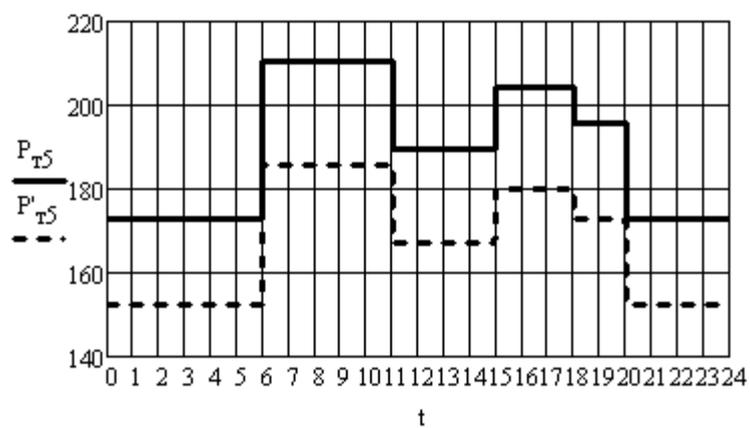


Рисунок 4.8 – Графіки завантаження агрегатів станції

## 5 РОЗРАХУНОК ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ КЕС

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

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

### 5.1 Визначення кошторисної вартості проектованої КЕС

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

Загальна сума капіталовкладень по окремих розділах і в цілому по розрахунках станції має бути розподілена на будівельно-монтажні роботи, на придбання обладнання і решту затрат у відсотковому співвідношенні, яке вказане в табл.1. В практиці будівництва КЕС всі затрати по розділах кошторисно-фінансового розрахунку визначають, виходячи з виконання фізичного об'єму робіт. В дипломному проектуванні така можливість відсутня, і визначення кошторисної вартості будівництва КЕС починають з розділу 2 "Об'єкти основного виробничого призначення", виходячи з питомих капіталовкладень.

Визначення сумарних капіталовкладень в промислове будівництво КЕС і складання КВФР виконуємо в табличній формі в табл. 5.1.

Таблиця 5.1 – Зведений кошторисно-фінансовий розрахунок капітальних вкладень на спорудження ЕС

№	Розділи звітнього кошторисно-фінансового розрахунку	В % від розд. 2	В тому числі по видах затрат						Загальна вартість тис. грн
			Будівельно-монтажні роботи		Обладнання		Інші витрати		
			%	тис.грн	%	тис.грн	%	тис.грн	
1	Підготовка територій для будівництва	2,1%	50	12600	2	504	48	12096	25200
2	Об'єкти основного виробничого призначення	1500	60,0	72000	39	468000	1	12000	1200000
3	Об'єкти підсобного, виробничого і призначення	1,2%	80	11520	20	2880			14400
4	Об'єкти енергетичного господарства	1,9%	85	19380	15	3420			22800
5	Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	3%	95	34200	5	1800			36000
6	Зовнішні мережі і споруди, водопостачання	3%	90	32400	10	3600			36000
7	Упорядкування території	0,5%	100	600					6000
8	Тимчасові будівлі та споруди		80	38400	10	4800	10	4800	48000
9	Інші роботи та затрати	3%					100	36000	36000
10	Утримання дирекцій і авторський нагляд	0,2%					100	2400	24000
11	Підготовка експлуатаційних кадрів	0,3%					100	3600	3600
12	Проектні і дослідні роботи	5,0%					100	60000	60000
13	Роботи і затрати по створенню водосховища	1%					100	12000	1200
	Всього по розд. 1-13			874500				14896	1502400
	В т.ч. поворотні суми			43725					43725
	Всього			830775				142900	1458680

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

$$k_{num} = K_{\Sigma 0} / N_{вст}, \quad (5.1)$$

$$k_{num} = 1458680000 / 1000000 = 1458,68 \text{ (грн/кВт)},$$

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

$N_{вст}$  – встановлена потужність КЕС, кВт.

## 5.2 Розрахунок собівартості електроенергії на станції

Собівартість електроенергії є найважливішим економічним показником роботи електростанції і є сукупністю всіх витрат на виробництво енергії в грошовому вираженні. Собівартість одиниці виробленої електроенергії визначають як відношення сумарних затрат виробництва до кількості відпущеної електроенергії. Річний кошторис затрат на виробництво енергії складається у відповідності до наступних економічних складових:

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

### 5.2.1 Амортизація основних фондів

Амортизація - це систематичний розподіл вартості основних засобів, яка амортизується протягом строку їх корисного використання. Амортизація основних фондів - відшкодування їх зношування, пов'язане з поступовою втратою їх вартості і перенесення її на продукцію, що виготовляється. Амортизація нараховується протягом строку корисного використання підприємством при визначенні цього об'єкта активом. Метод амортизації об'єкта

основних засобів обирається підприємством самостійно. Існують такі методи нарахування амортизації: прямолінійний, прискореного зменшення залишкової вартості, кумулятивний та виробничий.

На електричній станції амортизація відраховується при розрахунках собівартості енергії, яка відпускається, перераховують тільки з виробничих фондів станції. При визначенні вартості основних виробничих фондів величину капітальних витрат берем з таблиці 7.1. Для розрахунку амортизаційних відрахувань вартість основного виробництва (основних виробничих фондів) електростанції розбивають на три укрупнені групи Ф1, Ф2, Ф3.

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

До другої групи (Ф2) входять: автомобільний транспорт та вузли до нього, меблі, побутові електронні, оптичні, електромеханічні прилади та інструменти, включаючи електронно-обчислювальні машини, інші машини для автоматичної обробки інформації, інформаційні системи, телефони, мікрофони, рації, інше конторське обладнання, устаткування та приладдя до них.

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

Розрахуємо вказані показники:

$$\Phi 1 = 0,6 \cdot K_{\Sigma \text{БМР}} + K_{\Sigma \text{обл}} - K_{\text{тр(обл)}}, \quad (5.2)$$

$$\Phi 2 = K_{\Sigma \text{тр}}, \quad (5.3)$$

$$\Phi 3 = 0,4 \cdot K_{\Sigma \text{БМР}} + K_{\Sigma \text{інш}} - K_{\text{тр(БМР)}}. \quad (5.4)$$

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю 5.2.

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

де  $N_a$  – сумарні амортизаційні відрахування;

$H_i$  – норма амортизації відповідної групи.

Таблиця 5.2 – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань

Групи ОФ	Вартість ОФ, грн	Норма амортизації ОФ, %	Сума амортизаційних відрахувань, грн
Ф1	477945	7	33456,15
Ф2	3600028	28	10800
Ф3	944735	20	188946
Разом	1458680		232482,15

$$N_a = 477945 \cdot 0,07 + 36000 \cdot 0,28 + 944735 \cdot 0,2 = 232482,15 \text{ (грн)}.$$

### 5.2.2 Розрахунок фонду заробітної плати

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

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

$$Ч = 1,13 \cdot 1000 = 1130 \text{ чол.}$$

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

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

$k_{ум}$  для КЕС приймаємо рівним 1,13.

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

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

Для цього можна використати таке співвідношення:

Категорія	КЕС	Кількість, чол.
Робітники	83,5 %	944
ІТР	13,5 %	152
Службовці	2,5 %	28
МОП	0,5%	6

Середня заробітна плата працівників відповідної категорії для КЕС приведена у таблиці 5.3.

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

Категорія	Зарплата
Робітники	4500
Службовці	3700
ІТР	5000
МОП	3000

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

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

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

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

Розрахунок виконуємо у вигляді таблиці 5.4.

Таблиця 5.4 – Розмір нарахованої заробітної плати в цілому по ЕС

Категорія працівників	Кількість, чол.	Нарахована за рік зарплата, грн.
Робітники	944	509800000
ІТР	152	91200000
Службовці	28	12430000
МОП	6	2600000

Фонд заробітної плати підприємства визначається за даними таблиці 5.4 за

формулою:

$$I_{zn} = (1,57(S_{zn\text{ роб.}} + S_{zn\text{ МОП}}) + 1,80(S_{zn\text{ ГТР}} + S_{zn\text{ сл.}})) \cdot k_k \cdot k_g \quad (5.8)$$

$$I_{zn} = (1,57(509800000 + 2600000) + 1,80(91200000 + 12430000)) \cdot 0,7 \cdot 1,375 = 98400000 \text{ (грн)},$$

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

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

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

### 5.2.3 Розрахунок вартості палива

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

$$Z_n = \frac{(\Pi_m + \Pi_{mp}) \cdot B_p \cdot (1 + \alpha_{втр})}{e_n}, \quad (5.9)$$

де  $\Pi_m$  – ціна палива;

$\Pi_{mp}$  – витрати на транспортування;

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

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

$e_n$  – калорійний коефіцієнт, який дорівнює  $Q/29330$  ( $Q$  - теплова здатність палива).

Ціна палива  $\Pi_m = 800$  грн. за 1 т. вугілля.

Калорійний коефіцієнт:  $e_n = \frac{32400}{29330} = 1,105$

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

обладнання:

$$B_p = B_{xx} \cdot \tau_p + \beta \cdot W_{вир}, \quad (5.10)$$

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

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

$\tau_{простою}$  – тривалість капітального чи поточного ремонту блока, год. [31].

Визначимо число годин роботи блоків 300 МВт у плановому році при умові, що на двох з них буде виконуватися капітальний ремонт та розширений поточний ремонт на інших.

$$\tau_p = 8760 \cdot 4 - (28 \cdot 48 \cdot 2 + 24 \cdot 14 \cdot 2 + 24 \cdot 2 \cdot (4 - 2)) = 31056 \text{ (год/рік)}$$

Візьмемо значення витратних характеристик блоків з [30].

$$B = 4,4984 \cdot \tau_p + 0,3 \cdot W,$$

$$B = 4,4984 \cdot 31056 + 0,3 \cdot 5118629,6 = 1675291,2 \text{ (т.у.п.)}$$

$$I_n = \frac{1000 \cdot 1675291,2 \cdot (1 + 0,015)}{1,105} = 1231073714,4 \text{ (грн)}$$

#### 5.2.4 Розрахунок інших затрат

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

$$I_{ін} = (I_a + I_{зн}) \cdot I_n, \quad (5.11)$$

$$I_{ін} = (98400000 + 232482,15) \cdot 22 / 100 = 2170000,$$

де  $I_n = 22\%$  для заданої потужності станції.

#### 5.2.5 Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Калькуляційною одиницею на електростанції є собівартість 1 кВт год

енергії, відпущеної з шин станції.

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва:

$$I = I_a + I_{zn} + I_n + I_{in}, \quad (5.12)$$

$$I = 232482,15 + 98400000 + 1231073714,4 + 2170000 = 1131000000 \text{ (тис. грн.)}$$

Собівартість відпущеної електроенергії:

$$C = I / E_{відн}, \quad (5.13)$$

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

$$E_{відн} = E_{вир} (1 - P_{відн}),$$

$$E_{відн} = 5118629,6 \cdot (1 - 0,08) = 4709139,232 \text{ (МВт)}$$

$$C = \frac{1131 \cdot 10^6 \cdot 10^3}{4709139 \cdot 10^3} = 240,1 \text{ (коп/кВт·год)}$$

Результати розрахунків зводимо в таблицю 5.5.

Таблиця 5.5 – Розрахунок собівартості електроенергії

Елементи витрат	Сума річних витрат, тис. грн.	Собівартість енергії	
		коп/кВт·год	%
Амортизація	232482,15	36	14,99
Зарплата	98400	4,8	1,88
Паливо	1231073	192	79,4
Інші	57562,4	8,88	3,71
Разом	11310000	240,1	100

### 5.3 Аналіз отриманих результатів

Для визначення доцільності спорудження спроектованої електростанції необхідно отримані результати розрахунків порівняти з аналогічними показниками діючих ЕС. Приведемо основні техніко-економічні показники спроектованої електростанції в таблиці 5.6.

Таблиця 5.6 - Основні техніко-економічні показники КЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	1000
Річний виробіток електроенергії	кВт·год	5118629600
Коефіцієнт витрат електроенергії на власні потреби		0,08
Коефіцієнт обслуговування	МВт/чол	0,885
Кошторисна вартість промислового будівництва	млн. грн	18233400
Питомі капітальні вкладення	грн/кВт	14586,8
Питомі витрати умовного палива	г/кВт·год	327,29
Собівартість відпущеної енергії	коп/кВт·год	240,1

Розрахувавши основні техніко-економічні показники для конденсаційної електростанції потужністю 1000 МВт з паливом вугіллям, можна зробити висновок що будівництво даної станції є доцільним, оскільки собівартість відпущеної електроенергії становить 240,1 коп/кВт·год.

## ВИСНОВКИ

В магістерській кваліфікаційній роботі була запроєктована електрична частина КЕС потужністю 1000 ( $4 \times 100 + 2 \times 300$ ) МВт, яка працює на енергосистемі і місцевий район віддаючи при цьому електроенергію на напрузі 110 кВ та 330 кВ.

В розділі “Електротехнічна частина” проведено розрахунок графіків електричних навантажень, вибір силового обладнання КЕС, здійснювалися рівняння двох схем ВРУ станції, розраховували струми КЗ для вибору дотаційної апаратури, вимірювальних трансформаторів, струмоведучих частин.

В спеціальному розділі розглянуто питання експлуатації турбогенераторів.

В розділі “Економічна частина” розраховували техніко-економічні показники КЕС. Собівартість електроенергії станції становить 240 коп/(кВт.год).

Отже, можна зробити висновок про доцільність будівництва КЕС, які працюють в енергосистемі, будуть задовольняти потреби споживачів в електроенергії. Будівництво КЕС зможе покращити енергетичну ситуацію, яка склалася в Україні.

**СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ**

1. Савицький О. Роль теплової електроенергетики в роботі ОЕС України / О. Савицький. Національний екологічний центр України. – Київ, 2014. – С. 2–6.  
Режим доступу: [http://necu.org.ua/wp-content/uploads/Coal\\_UA\\_WEB\\_NEW.pdf](http://necu.org.ua/wp-content/uploads/Coal_UA_WEB_NEW.pdf)
2. Лежнюк П. Д. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009 – 194 с.
3. Лагутін В. М. Власні потреби електричних станцій. Навчальний посібник / В. М. Лагутін, В. В. Тептя, С. Я. Вишневський. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 102 с.
4. Проблемні питання компенсації реактивної потужності. Інформація про підготовку та хід засідання круглого столу // Промелектро. – 2004. - № 5. С. 4-11.
5. Рогальський Б.С. Концепція компенсації реактивної потужності в електричних мережах споживачів та енергопостачальних компаній / Б.С. Рогальський, О.М. Нанака, А.В. Праховник та ін. // Енергетика та електрифікація. – 2006. - № 6 – С. 23-30.
6. Міняйло О.С. Вплив асинхронізованих турбогенераторів АСТГ-200 на рівні напруги мережі / О.С. Міняйло, М.С. Романів, Л.М. Крисюк // Енергетика и Электрификация. – 2002. - № 3. – С. 25-26.
7. Сегеда М.С. Електричні мережі та системи: Підручник. – 2-ге вид. / М.С. Сегеда. – Львів: Видавництво Національного університету “Львівська політехніка”, 2009. – 488 с.
8. Головатюк П.Н. Енергетична стратегія України на період до 2030 року та дальшу перспективу: пріоритетні напрями збереження енергоресурсів / П.Н. Головатюк, О.С. Баб’як // Енергетика и Электрификация. – 2004. - № 10-11. – С. 2-4.
9. Міняйло А.С. Оцінка впливу режимів на надійність крайніх пакетів статора синхронних турбогенераторів та можливість її підвищення / А.С. Міняйло, В.П. Олексин // Технічна електродинаміка. – 1986. – С. 18.

10. Кузьмін В.В. АСТГ та їх роль в забезпеченні штатних режимів електричного обладнання АЕС в сучасних умовах / В.В. Кузьмін, Г.М. Федоренко, В.О. Саратов // Новини енергетики. – 2001. - № 2. – С. 21-29.

11. Федоренко Г.М. АСТГ – нова високоефективна технологія в електроенергетиці / Г.М. Федоренко, В.А. Саратов, Л.Б. Остапчук // Новини енергетики. – 1998. - № 12. – С. 52-57

12. Мінняло О.С. Особливості використання вибігу асинхронізованого турбогенератора для аварійного розхолодження реактора блока АЕС / О.С. Мінняло, К.Б. Покровський, В.П. Олексин // Энергетика и электрофикация. – 2001. - № 7. – С. 15-19.

13. Сегеда М.С. Техніко-економічна ефективність використання на теплоелектроцентралях асинхронного режиму АСТГ / М.С. Сегеда, О.С. Мінняло, К.Б. Покровський, В.П. Олійник // Вісник Нац. університету “Львівська політехніка”. – 2007. - № 596. – С. 123-127.

14. Dobganyuk I.Ya. Power systems and electric networks asynchronized machines as a means of counter-emergency control and frequency regulation in a power system / I.Ya. Dobganyuk, A.P. Lokhmatov, T.V. Plotnikova, P.V. Sokur, P.Yu. Tuzov, Yu.G. Shakaryan // Power Technology and Engineering. – 2012. – vol. 45. - № 6. – С. 466-470.

15. Aguro K. Rich operation experiences and new technologies on adjustable speed pumped storage systems in Japan [Електронний ресурс] / К. Aguro, М. Kato, F. Kishita // GIGRE, A1-101. – 2008. – Режим доступу: <http://www.twirpx.com/file/615288/?rand=9876353>

16. Здановський В.Г., Крисюк Л.М. Випробування та досвід промислової експлуатації турбогенераторів АСТГ-200 / В.Г. Здановський, Л.М. Крисюк // Энергетика и электрофикация. – 1997. - № 3. – С. 1-4.

17. Мінняло О.С. Досвід експлуатації асинхронізованих турбогенераторів АСТГ-200 на Бурштинській ТЕС / О.С. Мінняло, М.С. Романів, В.В. Кривий, Л.М. Крисюк // Энергетика и Электрофикация. - 2002. - № 4 – С. 8-14.

18. Мінняло О.С. Диференційні рівняння стану асинхронізованого генератора у режимі двофазного замикання / О.С. Мінняло, К.Б. Покровський, О.І.

Маврін, Н.Г. Мальцева // Вісник Нац. університету “Львівська політехніка”. – 2007. - № 596. – С. 107-110.

19. Міняйло О.С. Струми короткого замикання асинхронізованого турбогенератора в різних режимах роботи / О.С. Міняйло, К.Б. Покровський // Вісник Нац. університету “Львівська політехніка”. – 2001. - № 148. – С. 127-131.

20. Здановський В.Г. Проблеми освоєння і досвід промислової експлуатації асинхронізованих турбогенераторів АСТГ-200 / В.Г. Здановський, Г.М. Федоренко, В.В. Кузьмін, Ю.В. Зозулін // Новини енергетики. – 2001. - № 9. – С. 36-41

21. ДСТУ 3004-95. Надійність техніки. Методи оцінки показників надійності за експериментальними даними. – Введ. 25.01.95. – 67 с.

22. ДСТУ 3433-96 (ГОСТ 27.005-97) Надійність техніки. Моделі відмов.

Основні положення

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

24. Сакевич В. Ф., Томчук М. А. Основи розробки питань цивільної оборони в дипломних проектах (друге видання) навчальний посібник. Вінниця, ВНТУ, 2008. 141 с.

25. 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.

## ДОДАТОК А

### ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 1000 (4×100+2×300) МВт з аналізом навантажувальної здатності турбогенераторів

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота  
(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (зазначити))

Підрозділ Кафедра електричних станцій та систем  
(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник Комар В.О., зав. кафедри ЕСС  
(прізвище, ініціали, посада)

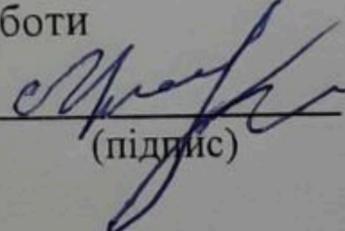
#### Показники звіту подібності

Turnitin	
Оригінальність	92,7
Загальна схожість	7,3

#### Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

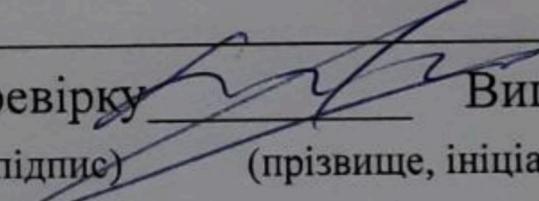
- Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її автора. Роботу направити на доопрацювання.
- Виявлені у роботі запозичення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

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

Автор  Мілованов К.І.  
(підпис) (прізвище, ініціали)

#### Опис прийнятого рішення

Робота допущена до захисту

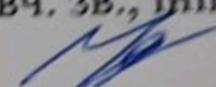
Особа, відповідальна за перевірку  Вишневський С.Я.  
(підпис) (прізвище, ініціали)

Експерт \_\_\_\_\_  
(за потреби) (підпис) (прізвище, ініціали, посада)

**ДОДАТОК Б**  
**ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ МКР**

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

ЗАТВЕРДЖУЮ  
Завідувач кафедри ЕСС  
д.т.н., професор Комар В.О.  
(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

  
\_\_\_\_\_  
(підпис)

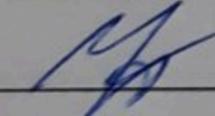
" 20 " 03 2025 р.

**ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ**  
на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

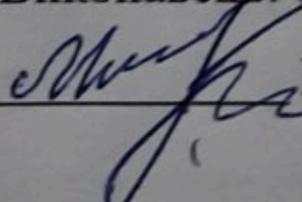
Електрична частина конденсаційної електростанції потужністю 1000  
(4×100+2×300) МВт з аналізом навантажувальної здатності турбогенераторів

08-21.МКР.005.00.109 ТЗ

Науковий керівник: д.т.н., проф каф. ЕСС

  
\_\_\_\_\_  
Комар В.О.

Виконавець: ст. гр. ЕС-23мз

  
\_\_\_\_\_  
Мілованов К.І.

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

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що для забезпечення більш надійної роботи ОЕС, необхідно виконати проектування конденсаційної електричної станції встановленою потужністю 1000 МВт.

б) наказ ректора ВНТУ № 96 від 20 березня 2025 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

## **2. Мета і призначення МКР**

а) мета – є дослідження навантажувальних характеристик турбогенераторів;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

## **3. Джерела розробки**

Вид промисловості району – чорна металургія; паливо – вугілля; максимальне навантаження району 300 МВт; напруга мережі району 110 кВ; максимальна потужність, що віддається в систему 610 МВт; номінальна напруга системи 330 кВ; номінальна потужність системи 11200 МВА; відстань до місця приєднання до енергосистеми 220 км

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

–технічне завдання: аналіз навантажувальних характеристик турбогенераторів.

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

– показники технологічності: 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 підстанції.

## **5. Економічні показники**

Визначити основні техніко-економічні показники роботи електричної станції 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	20.03.25	28.03.25	формування технічного завдання
2	Постановка задачі та шляхи її розв'язання	29.03.25	07.04.25	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень
3	Електротехнічна частина	08.04.25	13.05.25	розділ ПЗ
4	АСК ТП станції	14.05.25	19.05.25	розділ ПЗ
5	Техніко-економічна частина	20.05.25	25.05.25	розділ ПЗ
6	Оформлення пояснювальної записки	26.05.25	31.05.25	МКР
7	Виконання графічної частини та оформлення презентації	01.06.25	10.06.25	

### 7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук рецензента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами.

### 8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

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

### 9. Вимоги до оформлення МКР

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.

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

Відсутні.

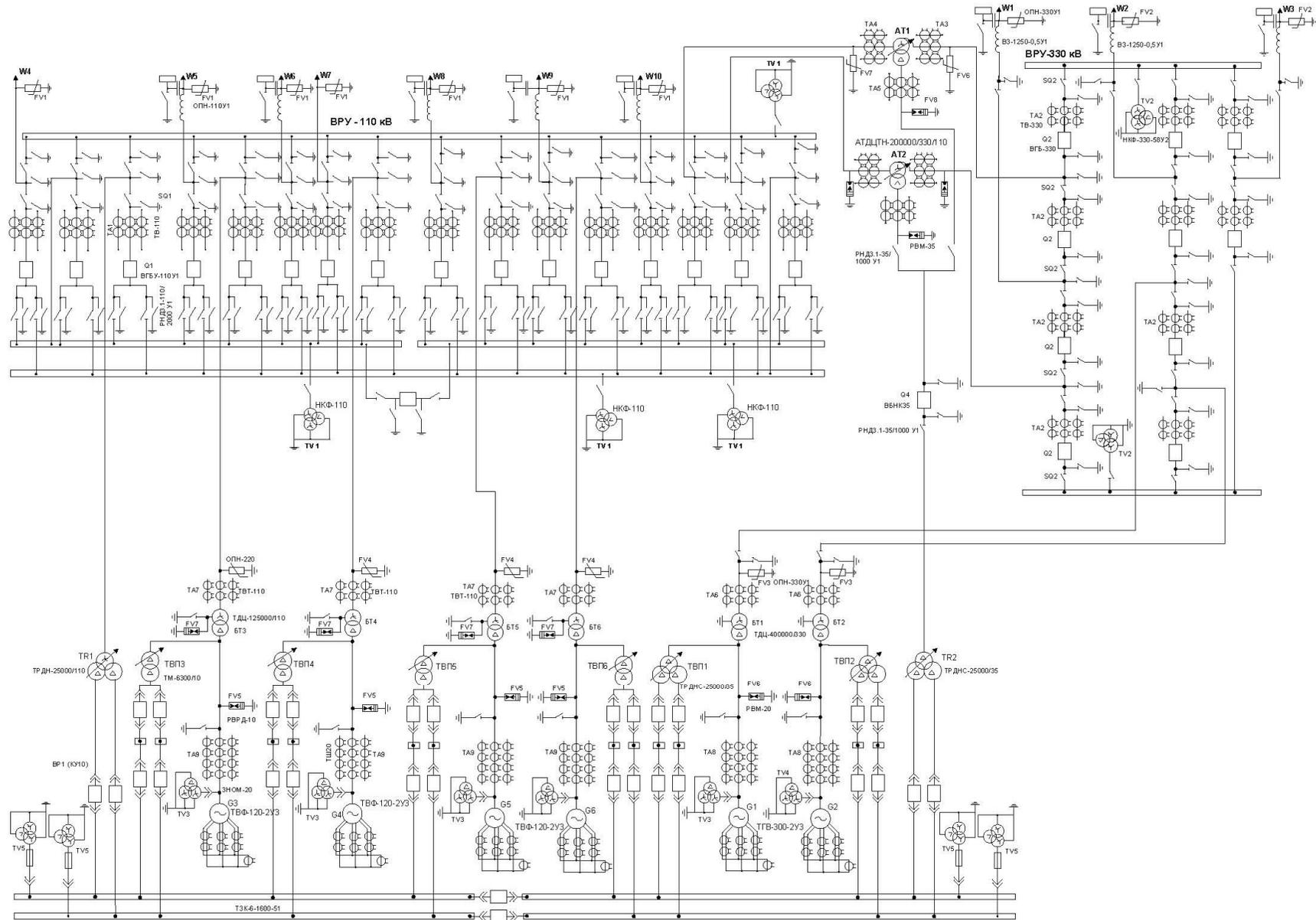
**ДОДАТОК В**  
**ГРАФІЧНА ЧАСТИНА**

**ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА КОНДЕНСАЦІЙНОЇ  
ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ ПОТУЖНІСТЮ 1000 (4×100+2×300) МВт  
З АНАЛІЗОМ НАВАНТАЖУВАЛЬНОЇ ЗДАТНОСТІ  
ТУРБОГЕНЕРАТОРІВ**

ЕС-23мз

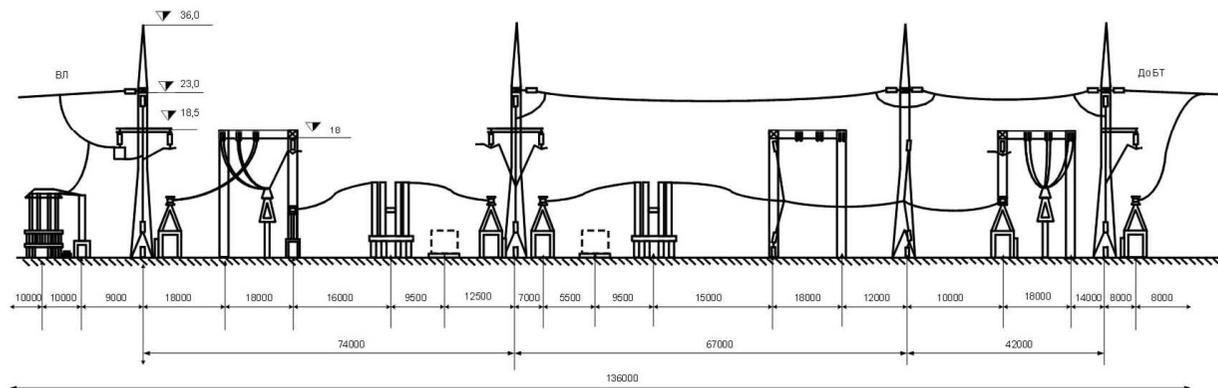
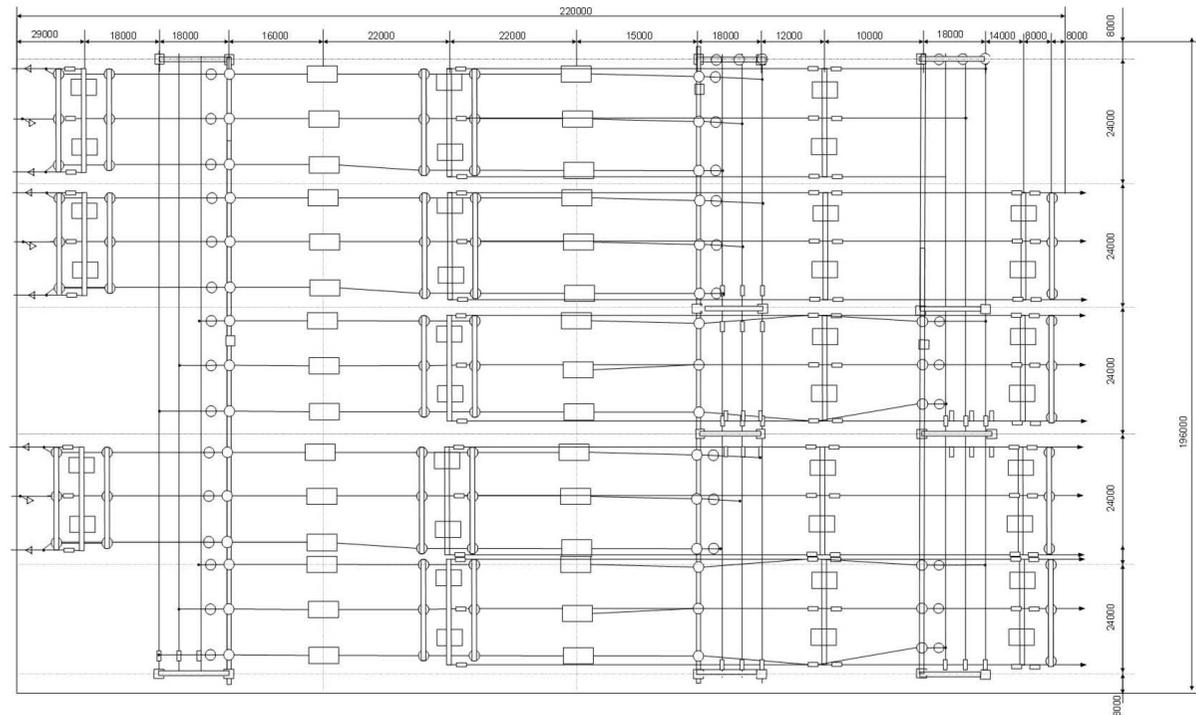
Мілованов Кирило Ігорович

# Схема електричних з'єднань головна



# План та поперечний розріз ВРУ-330 кВ

3



# Автоматизована система керування технологічним процесом КЕС

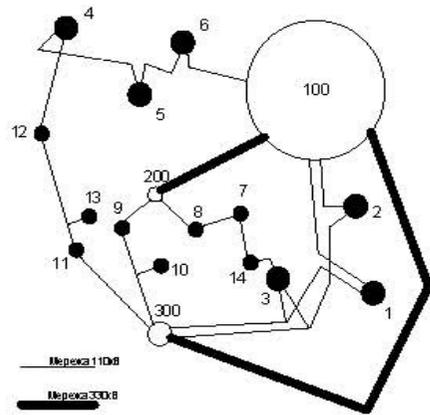


Рисунок 1 – Схема електричної системи

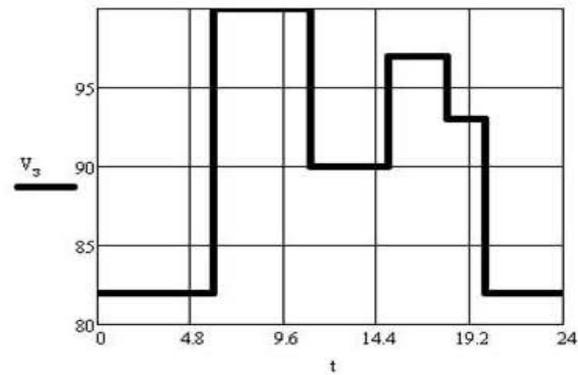


Рисунок 2 – Графік зміни навантаження району у відсотках від максимального

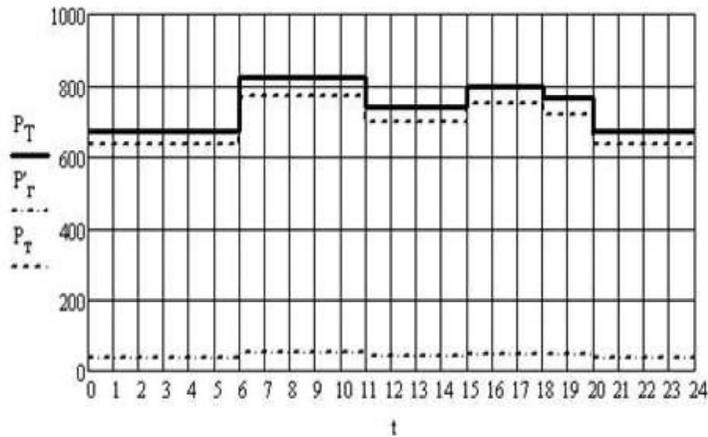


Рисунок 4 – Графік завантаження станції

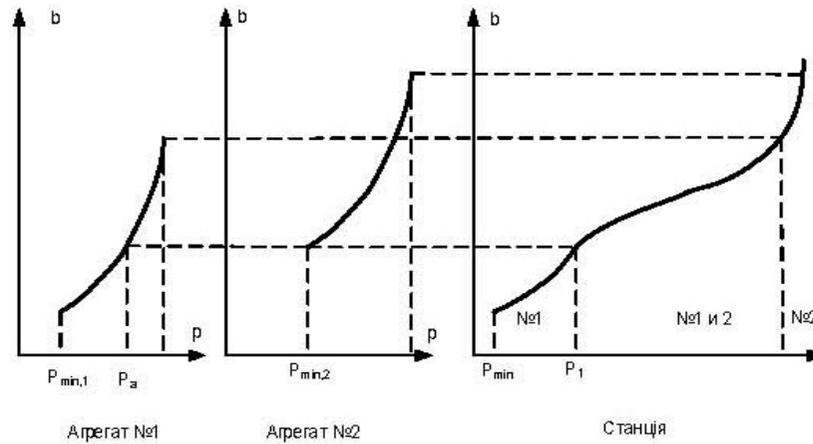
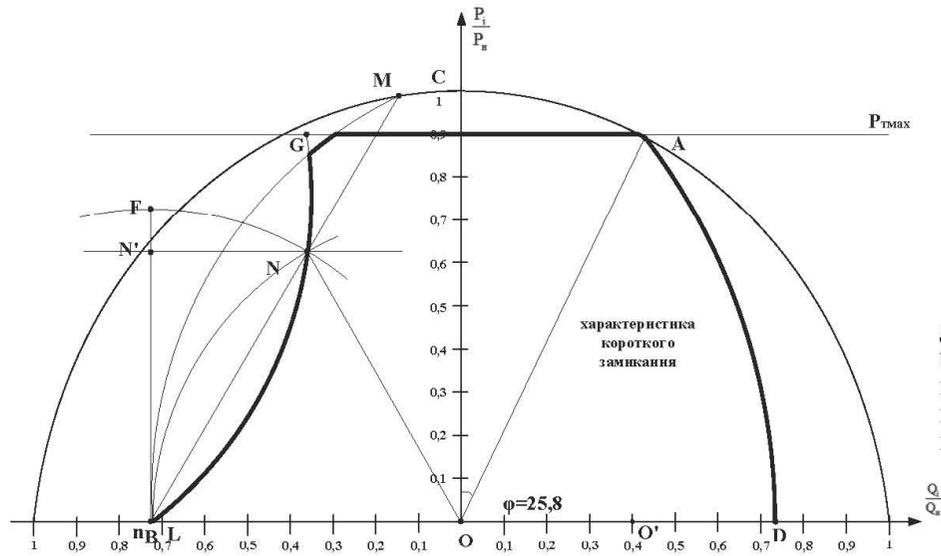


Рисунок 3 - Еквівалентна характеристика двох агрегатів

## Основні техніко-економічні показники КЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	1000
Річний виробіток електроенергії	кВт·год	5118629600
Коефіцієнт витрат електроенергії на власні потреби		0,08
Коефіцієнт обслуговування	МВт/чол	0,885
Кошторисна вартість промислового будівництва	млн. грн	18233400
Питомі капітальні вкладення	грн/кВт	14586,8
Питомі витрати умовного палива	г/кВт·год	327,29
Собівартість відпущеної енергії	коп/кВт·год	240,1

## Лист до спеціальної частини



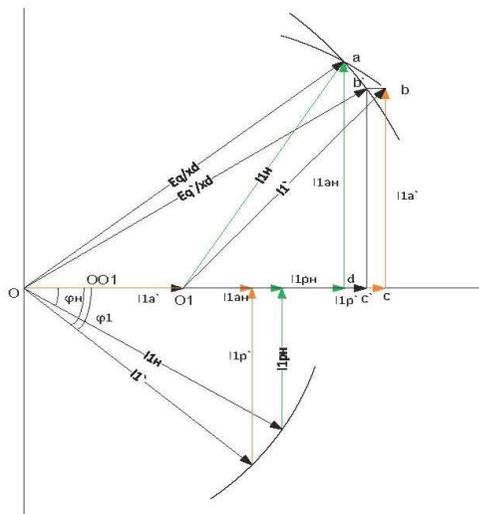
До побудови діаграми потужності генератора:

$U$  – напруга на записках генератора;  $I$  – струм навантаження генератора;

$E$  – е.р.с. генератора;  $I_{zd}$  – падіння напруги в синхронному реактивному опорі;

$I_{zn}$  – номінальний струм збудження;  $I_{zk}$  – струм збудження, компенсуючий реакцію статора;

$I_{zn}$  струм збудження, відповідний потоку в зазорі.



## Висновки

В магістерській кваліфікаційній роботі була запроєктована електрична частина КЕС потужністю 1000 ( $4 \times 100 + 2 \times 300$ ) МВт, яка працює на енергосистему і місцевий район віддаючи при цьому електроенергію на напрузі 110 кВ та 330 кВ.

В розділі “Електротехнічна частина” проведено розрахунок графіків електричних навантажень, вибір силового обладнання КЕС, здійснювалися рівняння двох схем ВРУ станції, розраховали струми КЗ для вибору дотаційної апаратури, вимірювальних трансформаторів, струмоведучих частин.

В спеціальному розділі розглянуто питання експлуатації турбогенераторів.

В розділі “Економічна частина” розраховали техніко-економічні показники КЕС. Собівартість електроенергії станції становить 240 коп/(кВт.год).

Отже, можна зробити висновок про доцільність будівництва КЕС, які працюють в енергосистемі, будуть задовольняти потреби споживачів в електроенергії. Будівництво КЕС зможе покращити енергетичну ситуацію, яка склалася в Україні.