

ДВНЗ «Донецький національний технічний університет»
Факультет машинобудування, електроінженерії та хімічних технологій
Кафедра електричної інженерії

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ **О. КОЛЛАРОВ**

_____ (підпис) _____ (ініціали, прізвище)

«____» _____ 2022 р.

Кваліфікаційна робота бакалавра

на тему Розрахунок та оптимізація режимів роботи районної електричної мережі

Виконав студент 3 курсу, групи ЕЛКП-19
 (шифр групи)

спеціальності підготовки 141 «Електроенергетика, електротехніка та
 (шифр і назва спеціальності підготовки)
та електромеханіка»

Вікторія МАКОГОН

(ім'я та прізвище)

(підпис)

Керівник зав. каф., к. т. н., доц., О. КОЛЛАРОВ
 (посада, науковий ступінь, вчене звання, ініціали, прізвище)

(підпис)

Рецензент _____
 (посада, науковий ступінь, вчене звання, ініціали, прізвище)

(підпис)

Нормоконтроль:

Засвідчую, що у цій випускній кваліфікаційній роботі немає запозичень з праць інших авторів без відповідних посилань.

О. ЛЮБИМЕНКО

Студент

(підпис)

(підпис)

(дата)

(дата)

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ДЕРЖАВНИЙ ВИЩИЙ НАВЧАЛЬНИЙ ЗАКЛАД
«ДОНЕЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ»

Факультет машинобудування, електроінженерії та хімічних технологій

Кафедра електричної інженерії

Освітній ступінь: бакалавр

Спеціальність: електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

_____ (О. КОЛЛАРОВ)

« » _____ 2022 р.

ЗАВДАННЯ
НА ДИПЛОМНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Вікторії МАКОГОН

(ім'я та прізвище)

1. Тема роботи: Розрахунок та оптимізація режимів роботи районної електричної мережі.

керівник роботи Олександр КОЛЛАРОВ, канд. техн. наук, доцент
 (ім'я та прізвище, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навчального закладу від _____ № _____

2. Строк подання студентом роботи 06 червня 2022 року

3. Вихідні дані до роботи: ПС А: вуглевидобуток $U_{2\text{НОМ}}=6$ кВ, I кат. ($P=4$ МВт, $Q=3$ Мвар); ПС Б: нафтопереробка $U_{2\text{НОМ}}=6$ кВ, I кат. ($P=6$ МВт, $Q=2$ Мвар);

ПС В: верстатобудування $U_{2\text{НОМ}}=10$ кВ, II кат. ($P=20$ МВт, $Q=15$ Мвар);

ПС Г: легка промисловість $U_{2\text{НОМ}}=10$ кВ, II кат. ($P=7$ МВт, $Q=5$ Мвар);

ПС Д: кольорова металургія $U_{2\text{НОМ}}=6$ кВ, I кат. ($P=5$ МВт, $Q=2$ Мвар);

ПС Е: харчова промисловість $U_{2\text{НОМ}}=10$ кВ, II кат. ($P=5$ МВт, $Q=13$ Мвар);

ДЖ: $U_{2\text{НОМ}}=110$ кВ

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити):

1. Розрахунок режимів роботи районної електричної мережі.

2. Побудова математичної моделі районної електричної мережі.

3. Реалізація математичної моделі районної електричної мережі на базі САПР.

4. Аналіз результатів математичного моделювання системи.

5. Питання охорони праці та безпечних умов роботи.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень, якщо передбачається)

Дев'ятнадцять слайдів презентаційного матеріалу.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Ініціали, прізвище та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розділи 1 – 5	О. КОЛЛАРОВ, зав. каф.		
Нормоконтроль	О. ЛЮБИМЕНКО, доц. каф.		

7. Дата видачі завдання 04 травня 2022 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1.	Розділ 1	04.05.22 – 08.05.22	
2.	Розділ 2	09.05.22 – 16.05.22	
3.	Розділ 3	17.05.22 – 29.05.22	
4.	Розділ 4	30.05.22 – 03.06.22	
5.	Розділ 5	04.06.22 – 05.06.22	
6.			
7.			
8.			
9.			

Студент _____
(підпис)

Вікторія МАКОГОН _____
(ім'я та прізвище)

Керівник
роботи _____
(підпис)

Олександр КОЛЛАРОВ _____
(ім'я та прізвище)

АНОТАЦІЯ

Макогон В.К. Розрахунок та оптимізація режимів роботи районної електричної мережі / Випускна кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня «бакалавр» за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». – ДВНЗ ДонНТУ, Луцьк, 2022.

Кваліфікаційна робота містить: 60 сторінок, 27 таблиць, 27 рисунків, 2 додатки.

Мета кваліфікаційної роботи – спроектувати та розрахувати електричну мережу для споживачів району

Методи розрахунків – розрахунки і графічний аналіз сталих та перехідних режимів виконано з використанням програмного забезпечення Matlab.

У першому розділі розглянуті основні поняття в енергетиці.

У другому розділі спроектовано електричну мережу.

У третьому розділі проведено розрахунок режиму максимальних навантажень

У четвертому розділі розроблена математична модель мережі в програмі MATLAB.

Ключові слова: підстанція, струм, напруга, розрахунок режимів, трансформатор.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	5
ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ:.....	6
1 ОСНОВНІ ПОНЯТТЯ В ЕНЕРГЕТИЦІ.....	7
1.1 Загальні положення.....	7
1.2 Типи електростанцій та принцип їх роботи.....	8
1.3 Економіка в енергетиці України	20
2 ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	27
2.1 Стисла характеристика споживачів району.....	27
2.2 Визначення сумарного розрахункового навантаження району.....	27
2.3 Обґрунтування необхідності і вибір місця спорудження вузлової підстанції.....	29
2.4 Обґрунтування спорудження вузлової підстанції в точці А.....	29
2.5 Потокорозподіл потужності в схемах електропостачання споживачів при нормальному режимі.....	33
2.6 Густина струму.....	34
2.7 Вибір трансформаторів на підстанціях споживачів.....	39
2.8 Вибір потужності компенсувальних пристроїв.....	39
2.9 Вибір найбільш економічного варіанта електропостачання.....	42
3 РОЗРАХУНОК РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ.....	51
4 МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ МЕРЕЖІ.....	55
ВИСНОВОК	61
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	62

ВСТУП

У зв'язку з війною між Україною та росією, багатьма шкодами, що завдала нашій країні країна-агресор, та знищенням нею цілих районів, вважаю за необхідне мати проекти електрифікації районів споживачів, як кажуть, «з нуля».

Таким чином, актуальність мого дипломного проекту полягає в тому, що існує необхідність проектування, розрахунку та оптимізації нових електричних мереж для живлення споживачів з різними навантаженнями та забезпечення великих районів надійним безперебійним постачанням електричної енергії.

Предмет дослідження: електрична мережа 110/35Кв.

Об'єкт дослідження: обладнання мережі.

Мета кваліфікаційної роботи: проектування, розрахунок, аналіз, вибір конфігурації та устаткування для надійної роботи мережі.

Проектування нової електричної мережі потребує виконання наступних вимог:

- Безвідмовне енергопостачання, тобто надійність обраного обладнання, та наявність двох ліній енергопостачання до підстанції.
- Обрати електроустаткування всіх видів напруги за номінальними параметрами з урахуванням аварійних і ремонтних режимів, перевантажувальної здатності устаткування.
- Обрати варіанти, що мають найменші натуральні показники та найбільш економічно вигідне обладнання мережі.

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ:

Гц – герц;

кА – кілоампер;

кВ – кіловольт;

кВт – кіловатт;

КЗ – коротке замикання;

КП – компенсуючі пристрої;

мА – міліампер;

МВА – мегавольтампер;

ПЛ – повітряна лінія;

ПС – підстанція;

ПУЕ – Правила улаштування електроустановок

1 ОСНОВНІ ПОНЯТТЯ В ЕНЕРГЕТИЦІ

1.1 Загальні положення

На сучасному етапі розвиток людської цивілізації неможливий без широкого використання енергії. Енергетика - це галузь народного господарства, що охоплює енергетичні ресурси, виробництво, перетворення, передачу та використання різних форм енергії. Основними формами застосовуваної нині енергії є теплота та електрика.

Різноманітність форм існування енергії, властивість їх взаємоперетворення дозволяють використовувати для виробництва та споживання енергії різні паливно-енергетичні ресурси та енергоносії, визначають їхню взаємозамінність. Розуміння єдності та еквівалентності різних форм енергії склалося до середини XIX століття, коли було накопичено великий досвід перетворення одних форм енергії на інші. Природним узагальненням величезного обсягу накопичених даних щодо перетворення одних форм енергії на інші з'явився закон збереження та перетворення енергії – один з основних фундаментальних законів природи.

Потреба у перетворенні енергії пов'язана з необхідністю застосування конкретних форм енергії (головним чином теплоти та електроенергії) у сучасних технологічних процесах за досить великої різноманітності первинних енергоресурсів для їх отримання. При цьому навіть ці два види енергії застосовують у різних формах: теплота – у вигляді пари, нагрітих газів та води при різних значеннях температури, а електрична – у вигляді змінного або постійного струму та при різних рівнях напруги.

Перетворення енергії здійснюється у різних машинах, апаратах та пристроях. В енергетиці в основному використовуються п'ять видів установок: генеруючі, перетворюючі, що акумулюють, транспортують та споживають.

1.2. Типи електростанцій та принцип їх роботи

Електроенергію виробляють на електростанціях з допомогою використання енергії, прихованої у різних природних ресурсах. Як очевидно з табл. 1.1 це відбувається в основному на теплових (ТЕС) та атомних електростанціях (АЕС), що працюють за тепловим циклом.

По виду генерованої і енергії, що відпускається теплові електростанції поділяють на два основних типи: конденсаційні (КЕС), призначені тільки для виробництва електроенергії, і теплофікаційні, або теплоелектроцентралі (ТЕЦ). Конденсаційні електричні станції, що працюють на органічному паливі, будують поблизу місць його видобутку, а теплоелектроцентралі розміщують поблизу споживачів тепла – промислових підприємств та житлових масивів. ТЕЦ також працюють на органічному паливі, але на відміну від КЕС виробляють як електричну, так і теплову енергію у вигляді гарячої води та пари для виробничих та теплофікаційних цілей. До основних видів палива цих електростанцій відносяться: тверде - кам'яне вугілля, антрацит, напівантрацит, буре вугілля, торф, сланці; рідке – мазут та газоподібне – природний, коксовий, доменний тощо. газ.



Рисунок 1.1 - Запорізька ТЕС (3600 МВт) – одна з найпотужніших ТЕС України (ділить 1–2 місця з Вуглегірською ТЕС)

Таблиця 1.1. Вироблення електроенергії у світі

Показник	1990 р.	2000 р.	2010 р. (прогноз)
Частка загального виробітку по електростанціях, % АЕС	17	16	14
ТЕС на газі	14	19	23
ТЕС на мазуті	12	10	9
ТЕС на вугіллі та інших видах палива	38	37	36
ГЕС та ЕС на інших, відновлюваних, видах палива	19	18	18
Вироблення електроенергії по регіонах, %			
Західна Європа	20	19	18
Східна Європа	18	13	12
Азія та Австралія	21	28	34
Америка	36	34	30
Середній Схід та Африка	5	6	6
Встановлена потужність електростанцій у світі (всього), ГВт	2830	3580	4450
В тому числі, % АЕС	12	11	10
ТЕС на газі	17	20	22
ТЕС на мазуті	15	14	13
ТЕС на вугіллі та інших видах палива	33	32	32
ГЕС та ЕС на інших, відновлюваних, видах палива	23	23	23
Вироблення електроенергії (сумарне), млрд. кВт·год	11900	15100	19500

Атомні електростанції переважно конденсаційного типу використовують енергію ядерного палива.

Залежно від типу теплосилової установки для приводу електрогенератора електростанції поділяються на паротурбінні (ПТУ), газотурбінні (ГТУ), парогазові (ПГУ) та електростанції з двигунами внутрішнього згоряння (ДЕС).

Залежно від тривалості роботи ТЕС протягом року щодо покриття графіків енергетичних навантажень, що характеризуються числом годин використання встановленої потужності $\tau_{уст}$, електростанції прийнято класифікувати на:

базові ($\tau_{\text{уст}} > 6000$ год/рік); напівпікові ($\tau_{\text{уст}} = 2000 - 5000$ год / рік); пікові ($\tau_{\text{уст}} < 2000$ год/рік).

Базовими називають електростанції, що несуть максимально можливе постійне навантаження протягом більшої частини року. У світовій енергетиці як базові використовують АЕС, високоекономічні КЕС, а також ТЕЦ при роботі з теплового графіку. Пікові навантаження покривають ГЕС, ГАЕС, ГТУ, які мають маневреність і мобільність, тобто. швидким пуском та зупинкою. Пікові електростанції включаються в годинник, коли потрібно покрити пікову частину добового графіка електричного навантаження. Півпікові електростанції при зменшенні загального електричного навантаження або переводяться на знижену потужність, або виводяться в резерв.

За технологічною структурою теплові електростанції поділяються на блокові та неблокові. При блоковій схемі основне та допоміжне обладнання паротурбінної установки не має технологічних зв'язків із обладнанням іншої установки електростанції. Для електростанцій на органічному паливі при цьому до кожної турбін пар підводиться від одного або двох з'єднаних з нею котлів. При неблочній схемі ТЕС пара від усіх котлів надходить у загальну магістраль і звідти розподіляється окремими турбінами.



Рисунок 1.2 - Вуглегірська ТЕС потужністю 3600 МВт



Рисунок 1.3 - Південно -Українська АЕС потужністю 3000 МВт

На конденсаційних електростанціях, що входять у великі енергосистеми, застосовуються лише блокові системи із проміжним перегрівом пари. Неблочні схеми з поперечними зв'язками по парі та воді застосовуються без проміжного перегріву.

Принцип роботи та основні енергетичні характеристики теплових електростанцій

Електроенергію на електростанціях виробляють за рахунок використання енергії, прихованої в різних природних ресурсах (вугілля, газ, нафту, мазут, уран та ін), за досить простим принципом, реалізуючи технологію перетворення енергії. Загальна схема ТЕС відображає послідовність такого перетворення одних видів енергії в інші та використання робочого тіла (вода, пара) у циклі теплової електростанції. Паливо (в даному випадку вугілля) згоряє в котлі, нагріває воду і перетворює її на пару. Пара подається в турбіни,

що перетворюють теплову енергію пари в механічну енергію і приводять у дію генератори, що виробляють електроенергію.

Сучасна теплова електростанція - це складне підприємство, що включає велику кількість різного обладнання. Склад обладнання електростанції залежить від обраної теплової схеми, виду палива, що використовується, і типу системи водопостачання.

Основне обладнання електростанції включає: котельні та турбінні агрегати з електричним генератором та конденсатором. Параметри агрегатів стандартизовані за потужністю, параметрами пари, продуктивністю, напругою і силою струму і т.д. Тип та кількість основного обладнання теплової електростанції відповідають заданій потужності та передбаченому режиму її роботи. Існує і допоміжне обладнання, що служить для відпуску теплоти споживачам та використання пари турбіни для підігріву живильної води котлів та забезпечення потреб електростанції. До нього відноситься обладнання систем паливостачання, деаераційно-поживної установки, конденсаційної установки, теплофікаційної установки (для ТЕЦ), систем технічного водопостачання, маслостачання, регенеративного підігріву поживної води, хімоводопідготовки, розподілу та передачі електроенергії.

На всіх паротурбінних установках застосовується регенеративний підігрів живильної води, що істотно підвищує теплову та загальну економічність електростанції, оскільки в схемах з регенеративним підігрівом потоки пари, що відводяться з турбіни в регенеративні підігрівачі, здійснюють роботу без втрат у холодному джерелі (конденсаторі). При цьому для однієї і тієї ж електричної потужності турбогенератора витрата пари в конденсаторі знижується і в результаті ККД установки зростає.

Тип парового котла залежить від виду палива, що використовується на електростанції. Для найбільш поширених палив (копали вугілля, газ, мазут, фрезторф) застосовуються котли з П-, Т-подібною та баштовою компоновкою та топковою камерою, розробленою стосовно того чи іншого виду палива. Для палив з легкоплавкою золою використовуються котли з рідким видаленням

шлаку. При цьому досягається високе (до 90%) уловлювання золи в топці та знижується абразивне зношування поверхонь нагріву. З цих міркувань для високозольних палив, таких як сланці і відходи вуглезбагачення, застосовуються парові котли з чотириходовою компоновкою. На теплових електростанціях використовуються, як правило, котли барабанної чи прямоточної конструкції.

Турбіни та електрогенератори узгоджуються за шкалою потужності. Кожній турбіні відповідає певний тип генератора. Для блокових теплових конденсаційних електростанцій потужність турбін відповідає потужності блоків, число блоків визначається заданої потужністю електростанції. У сучасних блоках використовуються конденсаційні турбіни потужністю 150, 200, 300, 500, 800 та 1200 МВт із проміжним перегрівом пари.

На ТЕЦ застосовуються турбіни з протитиском (типу Р), з конденсацією та виробничим відбором пари (типу П), з конденсацією та одним або двома теплофікаційними відборами (типу Т), а також з конденсацією, промисловим та теплофікаційними відборами пара (типу ПТ). Турбіни типу ПТ також можуть мати один або два теплофікаційні відбори. Вибір типу турбіни залежить від величини та співвідношення теплових навантажень. Якщо переважає опалювальне навантаження, то крім турбін ПТ можуть бути встановлені турбіни типу Т з теплофікаційними відборами, а при переважанні промислового навантаження - турбіни типів ПР і Р з промисловим відбором і протитиском.

В даний час на ТЕЦ найбільшого поширення мають установки електричної потужністю 100 і 50 МВт, що працюють на початкових параметрах 12,7 МПа, 540-560 °С. Для ТЕЦ великих міст створено установки електричної потужністю 175-185 МВт та 250 МВт (з турбіною Т-250-240). Установки з турбінами Т-250-240 є блоковими та працюють при надкритичних початкових параметрах (23,5 МПа, 540/540 °С).

Особливістю роботи електричних станцій у мережі є те, що загальна кількість електричної енергії, що виробляється ними у кожний момент часу,

має повністю відповідати споживаній енергії. Основна частина електричних станцій працює паралельно в об'єднаній енергетичній системі, покриваючи загальне електричне навантаження системи, а ТЕЦ одночасно теплове навантаження свого району. Є електростанції місцевого значення, призначені для обслуговування району та не приєднані до загальної енергосистеми.

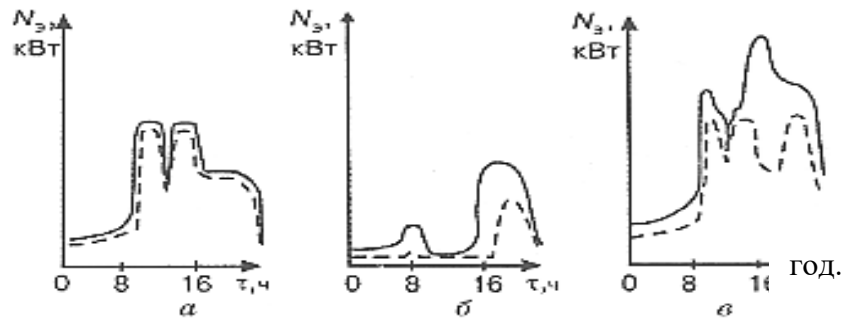


Рис. 1.4. Добові графіки електричного навантаження: а – промисловий; б – освітлювально-побутовий; в – сумарний (- зима, - - - літо)

Графічне зображення залежності електроспоживання у часі називають графіком електричного навантаження. Добові графіки електричного навантаження (рис.1.4) змінюються в залежності від пори року, дня тижня і характеризуються зазвичай мінімальним навантаженням у нічний період та максимальним навантаженням у години пік (пікова частина графіка). Поряд із добовими графіками велике значення мають річні графіки електричного навантаження (рис. 1.5), які будуються за даними добових графіків.

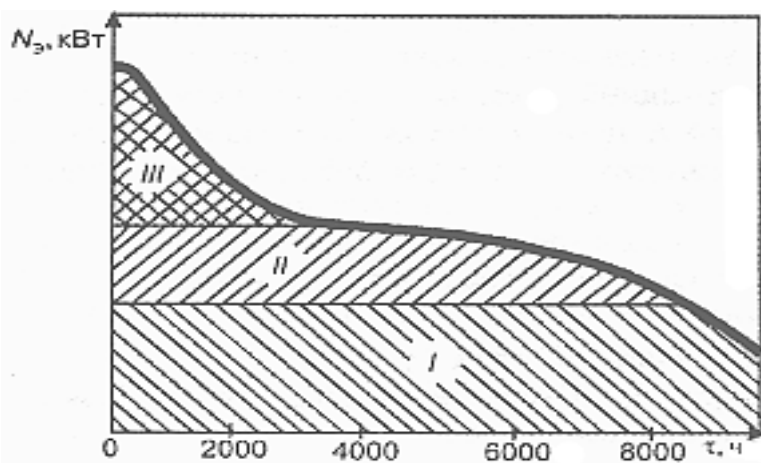


Рисунок 1.5 - Графік річного електричного навантаження за тривалістю: I – базове навантаження; II – проміжне навантаження; III – пікове навантаження

Графіки електричних навантажень використовуються при плануванні електричних навантажень електростанцій та систем, розподілі навантажень між окремими електростанціями та агрегатами, у розрахунках на вибір складу робочого та резервного обладнання, визначенні необхідної встановленої потужності та необхідного резерву, числа та одиничної потужності агрегатів, при розробці планів ремонту обладнання та визначення ремонтного резерву та ін.

При роботі з повним навантаженням обладнання електростанції розвиває номінальну чи максимально тривалу потужність (продуктивність), яка є основною паспортною характеристикою агрегату. На цій максимальній потужності (продуктивності) агрегат повинен довго працювати при номінальних значеннях основних параметрів. Однією з основних характеристик електростанції є її встановлена потужність, яка визначається як сума номінальних потужностей усіх електрогенераторів та теплофікаційного обладнання з урахуванням резерву.

Робота електростанції характеризується також кількістю годин використання встановленої потужності, яке залежить від того, в якому режимі працює електростанція. Для електростанцій, що несуть базове навантаження, кількість годин використання встановленої потужності становить 6000–7500 год/рік, а для тих, хто працює в режимі покриття пікових навантажень – менше 2000–3000 год/рік.

Навантаження, при якому агрегат працює з найбільшим ККД, називають економічним навантаженням. Номінальне тривале навантаження може дорівнювати економічному. Іноді можлива короткочасна робота обладнання з навантаженням на 10–20% вище номінального за нижчого ККД. Якщо обладнання електростанції стійко працює з розрахунковим навантаженням при номінальних значеннях основних параметрів або зміні їх у допустимих межах, такий режим називається стаціонарним.

Режими роботи з навантаженнями, що відрізняються від розрахункових, або з навантаженнями, що не встановлені, називають нестаціонарними або

змінними режимами. При змінних режимах одні параметри залишаються незмінними і мають номінальні значення, інші – змінюються у певних допустимих межах. Так, при частковому навантаженні блоку тиск і температура пари перед турбіною можуть залишатися номінальними, у той час як вакуум у конденсаторі та параметри пари у відборах зміняться пропорційно навантаженню. Можливі також нестационарні режими, коли всі основні параметри змінюються. Такі режими мають місце, наприклад, при пуску та зупинці обладнання, скиданні та накиданні навантаження на турбогенераторі, при роботі на ковзних параметрах і називаються нестационарними.

Теплове навантаження електростанції використовується для технологічних процесів та промислових установок, для опалення та вентиляції виробничих, житлових та громадських будівель, кондиціювання повітря та побутових потреб. Для виробничих цілей зазвичай потрібна пара тиском від 0,15 до 1,6 МПа. Однак, щоб зменшити втрати при транспортуванні та уникнути необхідності безперервного дренування води з комунікацій, з електростанції пару відпускають дещо перегрітим. На опалення, вентиляцію та побутові потреби ТЕЦ зазвичай подає гарячу воду з температурою від 70 до 180°C.

Теплове навантаження, яке визначається витратою тепла на виробничі процеси та побутові потреби (гаряче водопостачання), залежить від зовнішньої температури повітря. В умовах України влітку це навантаження (так само як і електричне) менше зимового. Промислове та побутове теплові навантаження змінюються протягом доби, крім того, середньодобове теплове навантаження електростанції, що витрачається на побутові потреби, змінюється у робочі та вихідні дні. Типові графіки зміни добового теплового навантаження промислових підприємств та гарячого водопостачання житлового району наведено на рис 1.6 та 1.7.

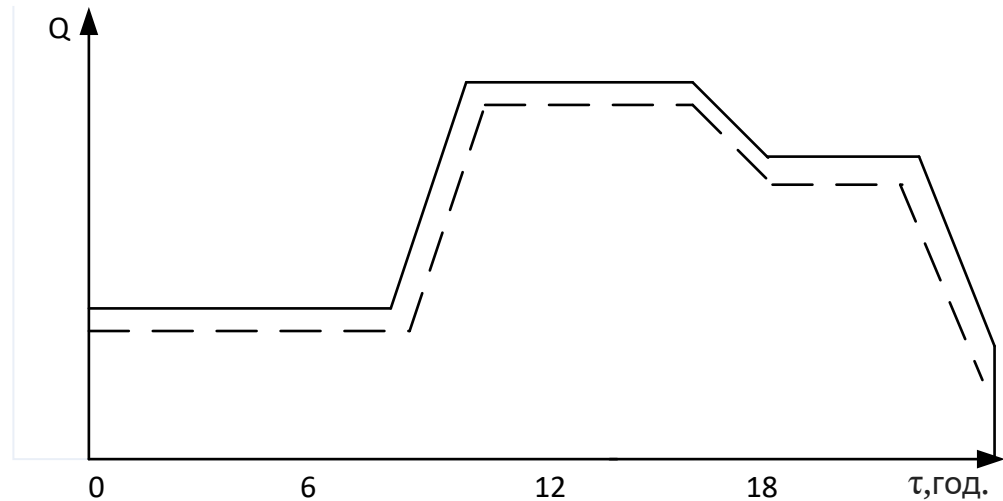


Рисунок 1.6 - Графік добового теплового навантаження підприємств (— зима, - - - - літо)

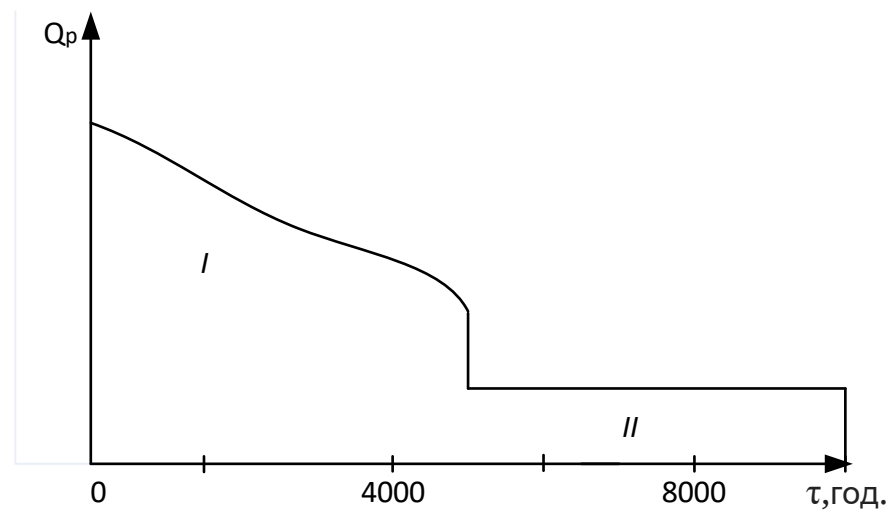


Рисунок 1.7 - Сумарний річний графік теплового навантаження за тривалістю: I – опалювальний період; II – літній період

Ефективність роботи ТЕС характеризується різними техніко-економічними показниками, одні з яких оцінюють досконалість теплових процесів (ККД, витрати теплоти та палива), інші характеризують умови, в яких працює ТЕС.

Як видно з малюнків, комбіноване вироблення електричної та теплової енергії забезпечує значне підвищення теплової економічності електростанцій завдяки зменшенню втрат теплоти у конденсаторах турбін.

Найбільш важливими та повними показниками роботи ТЕС є собівартості електроенергії та теплоти.

Теплові електростанції мають як переваги, і недоліки проти іншими типами електростанцій. Можна вказати такі переваги ТЕС:

- щодо вільне територіальне розміщення, пов'язане із широким розповсюдженням паливних ресурсів;
- здатність (на відміну ГЕС) виробляти енергію без сезонних коливань потужності;
- площі відчуження та виведення з господарського обороту землі під спорудження та експлуатацію ТЕС, як правило, значно менше, ніж це необхідно для АЕС та ГЕС;
- ТЕС споруджуються набагато швидше, ніж ГЕС або АЕС, а їхня питома вартість на одиницю встановленої потужності нижча порівняно з АЕС.
- У той же час ТЕС мають великі недоліки:
- для експлуатації ТЕС зазвичай потрібно набагато більше персоналу, ніж для ГЕС, що пов'язано з обслуговуванням масштабного за обсягом паливного циклу;
- робота ТЕС залежить від постачання паливних ресурсів (вугілля, мазут, газ, торф, горючі сланці);
- змінність режимів роботи ТЕС знижують ефективність, підвищують витрати пального та призводять до підвищеного зносу обладнання;
- існуючі ТЕС характеризуються відносно низьким к.п.д. (переважно до 40%);
- ТЕС надають прямий та несприятливий вплив на навколишнє середовище та не є екологічно «чистими» джерелами електроенергії.
- Найбільші збитки екології навколишніх регіонів завдають електростанції, що працюють на вугіллі, особливо високозольному. Серед ТЕС найчистішими є станції, що використовують у своєму технологічному процесі природний газ.

За оцінками експертів, ТЕС усього світу викидають в атмосферу щорічно близько 200–250 млн. тон золи, понад 60 млн. тон сірчистого ангідриду, велика кількість оксидів азоту та вуглекислого газу (що викликає так званий парниковий ефект і призводить до довгострокових глобальних кліматичних змін). поглинаючи велику кількість кисню. Крім того, до теперішнього часу встановлено, що надмірне радіаційне тло навколо теплових електростанцій, що працюють на вугіллі, в середньому у світі в 100 разів вище, ніж поблизу АЕС такої ж потужності (вугілля як мікродомішки майже завжди містить уран, торій і радіоактивний ізотоп вуглецю). Тим не менш, добре відпрацьовані технології будівництва, обладнання та експлуатації ТЕС, а також менша вартість їхньої споруди призводять до того, що на ТЕС припадає основна частина світового виробництва електроенергії. З цієї причини вдосконалення технологій ТЕС та зниження негативного впливу їх на навколишнє середовище у всьому світі приділяється велика увага.



Рисунок 1.8 - Луганська ТЕС

1.3 Економіка в енергетиці України

Незалежна Україна отримала у спадок від Радянського Союзу централізований електроенергетичний комплекс із панівною роллю великих ядерних та вугільних електростанцій. Основна кількість ТЕС була побудована у 1950-1960-ті роки, АЕС – у 1970-і та 1980-і. Нині більшість енергоблоків вугільних ТЕС давно перевищили проектний термін експлуатації та мають одні з найнижчих техніко-економічних та екологічних показників у світі. Генеруючі потужності АЕС вводили в експлуатацію трохи пізніше, ніж ТЕС, але більшість енергоблоків теж вичерпала свій початковий проектний термін експлуатації у 30 років.

Виробництво електроенергії у 1990 році майже вдвічі перевищувало поточний рівень – тоді було вироблено 296 ТВт*годину, а у 2018 році 159 ТВт*рік. Головна причина зниження – деіндустріалізація та різкий спад споживання електроенергії промисловістю. Результат – надлишок генеруючих потужностей та нестача інвестицій у їх оновлення за останні 20 років незалежності України.

Після спаду початку дев'яностих та застою в галузь прийшли масштабні корупційні схеми та непрозора приватизація, яка й зумовила справжній стан електроенергетичного сектора.

Нині понад 80% електроенергії України виробляють дві компанії – державна НАЕК “Енергоатом” та ДТЕК Ріната Ахметова. Остання також видобуває 85% енергетичного вугілля країни. Між цими гігантами існує протистояння навколо розподілу коштів електроенергетичного ринку. У грудні Антимонопольний комітет (АМКУ) України заклав справу проти ДТЕК, але майже водночас ДП НАЕК «Енергоатом» подало нову заяву до АМКУ з вимогою схилити Національну комісію з регулювання енергетики та комунальних послуг (НКРЕКУ) до скасування формули “Рот” . На думку "Енергоатому", дія цієї схеми призвела до перерозподілу коштів оптового ринку електроенергії на користь генеруючих компаній ТЕС. Насамперед, за рахунок низького тарифу на електричну енергію з АЕС.

Відповідну методику розрахунку цін на оптовому ринку електроенергії НКРЕКУ ухвалила у березні 2016 року. Згідно з нею, вартість енергетичного вугілля на потреби ТЕС визначається за такою формулою: середня ринкова ціна імпортного вугілля в портах Амстердам-Роттердам-Антверпен за попередні 12 місяців плюс вартість його доставки в Україну. 24 березня 2017 року Національне антикорупційне бюро України розпочало досудове розслідування за фактом зловживання службовим становищем чиновників НКРЕКУ у зв'язку з цим рішенням.

На руку ДТЕКу зіграла ще й прийнята у травні 2019 р. постанова Кабінету Міністрів, згідно з якою спеціальні зобов'язання покладено в умовах запровадження нової моделі ринку електроенергії на НАЕК “Енергоатом”, ПрАТ “Укргідроенерго”, НЕК “Укренерго” та операторів розподільчих мереж, які субсидуватимуть низькі тарифи на електроенергію для населення. У той же час ДПЕК таких фінансових зобов'язань позбавлена і в реаліях нового ринку (за умови, що він буде впроваджений) зможе довільно встановлювати ціни для своїх споживачів.

Умови угоди про асоціацію з ЄС та договори про Енергетичну Співдружність передбачають, що Україна має змінити модель функціонування ринку електроенергії, як того вимагає Третій енергетичний пакет, і примикати до утворення сучасного, відкритого та конкурентного загальноєвропейського ринку електроенергії, в якому пріоритет залишається за розвиток енергії.

У червні 2017 року Україна підписала з об'єднанням мережевих операторів ENTSO-E угоду щодо умов майбутнього об'єднання енергосистем України та Молдови з енергосистемою континентальної Європи. З цього моменту електроенергетична галузь почала залучати значні інвестиції у модернізацію мереж та будівництво нових потужностей відновлюваних джерел енергії.

Реформа електроенергетики повинна була гарантувати більшу енергетичну безпеку та повноцінну інтеграцію в європейський енергетичний

ринок, який прийняв курс на повну декарбонізацію та скорочення викидів парникових газів відповідно до цілей Паризької кліматичної угоди.

Крім ризиків, пов'язаних із запуском ринку в умовах панування одного приватного гравця (ДПЕК) та можливого неконтрольованого зростання цін на електроенергію для споживачів, великою та хронічною загрозою безпеці енергозабезпечення є залежність від імпорту палива з Російської Федерації. З початку конфлікту з Росією істотні кроки були зроблені у сфері постачання газу та ядерного палива, але не можна сказати те саме про постачання вугілля. Імпорт вугілля з РФ у 2017 році становив 1,552 млрд. дол. США, а 2018 року – вже 1,822 млрд. дол. Більше того, частка постачання вугілля з Росії зросла з 57% у 2017 році до 70% у 2018 році. Отже, паралельно з риторикою про прагнення енергетичної незалежності в електроенергетиці відбувався зворотний процес – паливна залежність від країни-агресора лише посилювалася.

Без запобіжних та компенсуючих заходів на рівні всієї енергосистеми зупинка підвезення вугілля для ТЕС може загрожувати нестачею палива в осінньо-зимовий період та віяловими відключеннями споживачів.

Оскільки державний вугільний сектор втратив значну частину шахт після окупації Донбасу, а ті, що залишилися на контрольованій території, значно скоротили обсяги видобутку, в умовах блокади поставок з боку РФ та/або зниження активності приватних шахт ДТЕК, покрити раптову нестачу палива силами держави буде неможливо.

У світі інвестиції та фінанси в електроенергетиці зміщуються від викопного палива та великої централізованої інфраструктури до розподілених енергетичних ресурсів – відновних джерел та систем накопичення та зберігання енергії. Вартість технологій сонячної та вітряної енергетики стрімко зменшується, що у поєднанні з початком широкого застосування технологій energy storage створює умови для швидкої розбудови електроенергетичної галузі.

За останній рік вартість відновлюваних джерел енергії знизилася до таких показників, що ВЕС, СЕС та інші ВІЕ виграють конкуренцію за ціною кіловат-години у вугільних електростанцій. Про це йдеться в останньому звіті про вартість технологій поновлюваної енергетики, опублікованому 29 травня Міжнародним агентством з поновлюваної енергетики (IRENA) на урочистій події в Абу-Дабі. Раніше опубліковані дані аналітичних фірм Lazarus та Bloomberg New Energy Finance (BNEF) також це підтверджують.

Розрахунки аналітиків BNEF показують, що середня вартість систем накопичення електроенергії на основі літій-іонних акумуляторів знизилася на 35% менше ніж за рік, до 187 доларів за мегават-годину, наблизившись таким чином до ціни генерації на газових ТЕС.

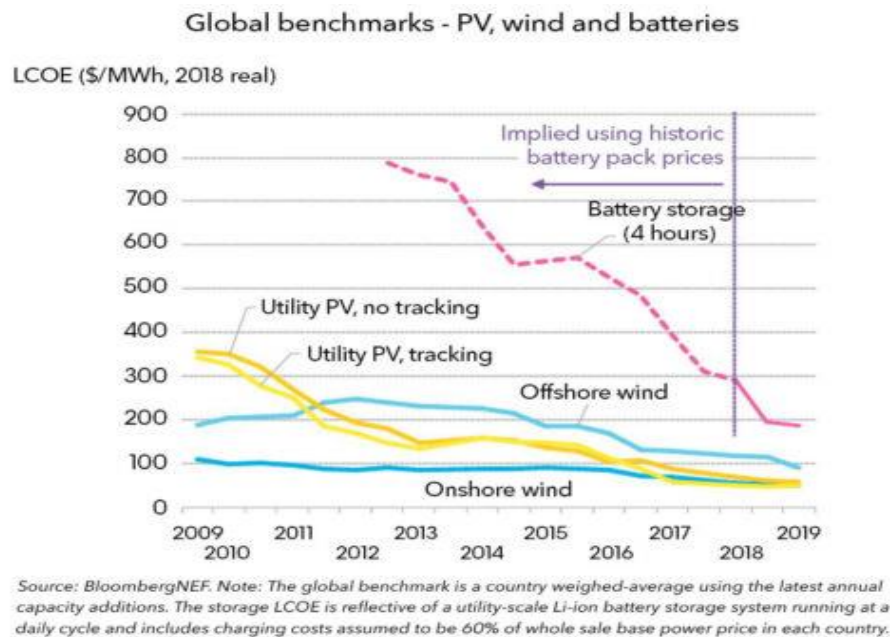


Рисунок 1.9 - Середня сукупна вартість СЕС, ВЕС та систем накопичення енергії у світі.

По світу середня вартість електроенергії від нових встановлених потужностей наземних ВЕС і СЕС тепер становить 50 і 57 доларів за мегават-годину відповідно, що нижче від операційних витрат на виробництво електроенергії (паливо, персонал, обслуговування, поточні ремонти) на багатьох вугільних ТЕС, у тому числі та українських.

Мінімальна ефективність, високий питомий рівень споживання палива і роздута його ціна за формулою Роттердам+, застаріле устаткування й нерідка потреба у ремонті підвищують операційні витрати для ТЭС. Все це винне в тому, що в Україні найдорожча у світі електроенергія від теплової генерації на рівні 70 доларів за мегават-годину. Навіть у Європі з високими податками на CO² та жорсткими вимогами до систем очищення димових газів від отруйних речовин вартість одного мегавата електроенергії в середньому на 10 доларів нижча, про це свідчать дані звіту “Powering down coal” міжнародної організації Carbon Tracker.

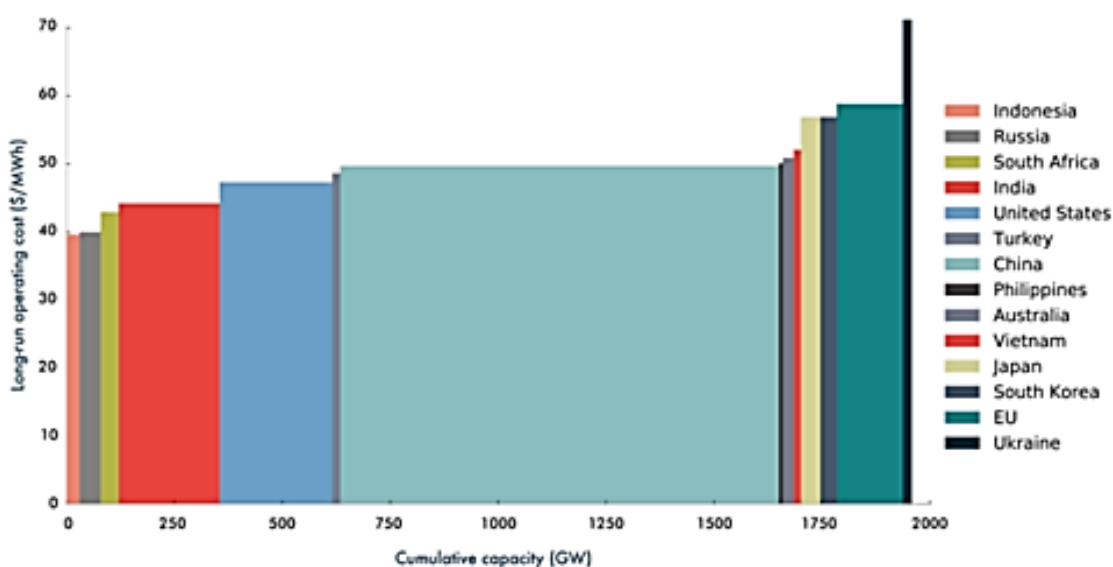


Рисунок 1.10 - Вартість виробництва електроенергії на ТЕС у країнах світу.

За офіційними даними Міністерства енергетики та вугільної промисловості у 2018 році середнє споживання вугілля українськими ТЕС становило 399 г/кВт*годину. При цьому деякі зношені енергоблоки спалювали до 450 г/кВт. Тоді як у Європі вугільні електростанції споживають 320-340 г вугілля на кіловат-годину електроенергії. Через малу ефективність та великі питомі витрати палива українських ТЕС питомі викиди парникового газу CO² на кіловат-годину у них на 20-25% більше, ніж у країнах ЄС.

Також через застарілі, а то й зовсім відсутні технології очистки димових газів отруйні викиди пилу, двоокису сірки та оксидів азоту в Україні

надзвичайно високі. Жителям прилеглих територій це коштує кілька років життя, а ще збільшує смертність від хронічних хвороб дихальних шляхів та серцево-судинної системи. Супутні економічні збитки від втрати працездатності та передчасної смертності в Україні не враховуються, але, за оцінкою міжнародних експертів, це мільярди євро на рік. Так, у дослідженні 2011 року щорічні збитки від забруднення повітря в Україні оцінювалися у 2,6 млрд. доларів або 4% ВВП країни.

У світі із розгулом кліматичної кризи вугільна енергетика вже приречена. За 2020-2030 роки ЄС планує повністю відмовитися від вугілля в електроенергетиці, а Німеччина визначила остаточну граничну дату закриття всіх своїх ТЕС – 2038 рік. Наслідуючи приклад ЄС, Японія теж змінила енергетичний курс на користь відновлюваних джерел енергії. За даними Міжнародного енергетичного агентства з 2006 до 2016 року світові інвестиції у вугільну енергетику скоротилися на 75%.

У нових потужностях у світі тепер панують відновні джерела енергії. Завдяки здешевленню сонячної та вітрової енергетики, стрімкому розвитку систем накопичення енергії та широкому впровадженню інформаційних технологій в електроенергетиці світ входить у період трансформаційних змін. Це час великої структурної перебудови та поновлення технологічної бази електроенергетики, до цього потрібно бути не тільки готовим, а й брати активну участь, розвиваючи власну економіку.

У плані міжнародних зобов'язань та умов інтеграції в електроенергетичний ринок Європи, в рамках договору з ЄС про Енергетичну Співдружність, Україна зобов'язалася в наступні 10-15 років привести рівні викидів отруйних речовин у атмосферу від вугільних ТЕС у відповідність до європейських норм або ж закрити всі порушники. їх встановлення. Формально це передбачено відповідним “Національним планом скорочення викидів від великих спалювальних установок”, прийнятим Міненерговугілля у 2017 році, незважаючи на внутрішні неузгодженості у ньому та зміну обставин через окупацію Донбасу.

Згідно з цим Нацпланом до 2028 року необхідно в десятки разів скоротити викиди зольного пилу та двоокису сірки, а оксидів азоту – найпізніше до 2033 року. Враховуючи, що сіро- та азотоочищення димових газів на радянських ТЕС відсутнє і взагалі не було передбачено проектами, а також на високу вартість та тривалі терміни спорудження такого обладнання, приведення понад 20 ГВт застарілих та до межі зношених потужностей української вугільної енергетики у відповідність до європейських екологічних, показниками технічно та економічно недоцільно.

Досвід Німеччини, яка сконцентрувала всі активи з видобутку кам'яного вугілля в державному концерні RAG і закрила останню шахту в 2018 році без соціальних потрясінь, екологічної катастрофи та економічного занепаду колишніх вугільних регіонів показує, що державне управління вугільною галуззю під час її згортання може бути справедливим. . Наразі тема справедливої трансформації вугільних регіонів є однією з ключових на світовому порядку денному, але в Україні поки що піднімається лише на рівні громадськості та місцевої влади.

Висновок

Незалежно від форм впровадження нова державна політика в електроенергетиці має бути спрямована на загальну демонополізацію галузі та планову поступову відмову від використання вугілля на користь сонця, вітру та інших відновлюваних джерел енергії з урахуванням соціальних аспектів такого енергетичного переходу. Щоб бути готовим використовувати нові розподілені енергетичні ресурси, необхідно приділяти більше уваги розвитку розподільних мереж, стимулювати інвестиції, підвищувати надійність та ефективність усієї енергосистеми, зокрема за рахунок інформаційних технологій та систем управління попитом.

2 ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.

2.1 Стисла характеристика споживачів району

Таблиця 2.1 - Характеристика споживачів району

Найменування ПС	P_m	Q_m	X	Y	$U_{2\text{ ном}}$	Категорія надійності
	МВт	Мвар	мм	мм	кВ	
А	4	3	110	235	6	I
Б	6	2	75	250	6	I
В	20	15	110	205	10	II
Г	7	5	165	240	10	II
Д	5	2	95	280	6	I
Е	5	3	150	200	10	II
ДЖ	-	-	75	105		
Σ	47	30				

2.2 Визначення сумарного розрахункового навантаження району

$$S_{\text{нав}\Sigma} = \sqrt{P_{\text{нав}\Sigma}^2 + Q_{\text{нав}\Sigma}^2} = \sqrt{47^2 + 30^2} = 55,758 \text{ МВА}$$

$$\begin{cases} \Delta P_{\Sigma} = 0,05 \cdot S_{\text{нав}\Sigma} = 0,05 \cdot 55,8 = 2,79 \text{ МВт} \\ \Delta Q_{\Sigma} = 0,15 \cdot S_{\text{нав}\Sigma} = 0,15 \cdot 55,8 = 8,36 \text{ Мвар} \end{cases}$$

$$P_p = K_{\text{у.м.}} \cdot P_{\text{нав}\Sigma} + \Delta P_{\Sigma} = 0,95 \cdot 47 + 2,79 = 47,44 \text{ МВт}$$

$$Q_p = K_{\text{у.м.}} \cdot Q_{\text{нав}\Sigma} + \Delta Q_{\Sigma} = 0,98 \cdot 30 + 8,36 = 37,76 \text{ Мвар}$$

$$S_p = P_p + jQ_p = 47,44 + 37,76 = 85,2 \text{ МВА}$$

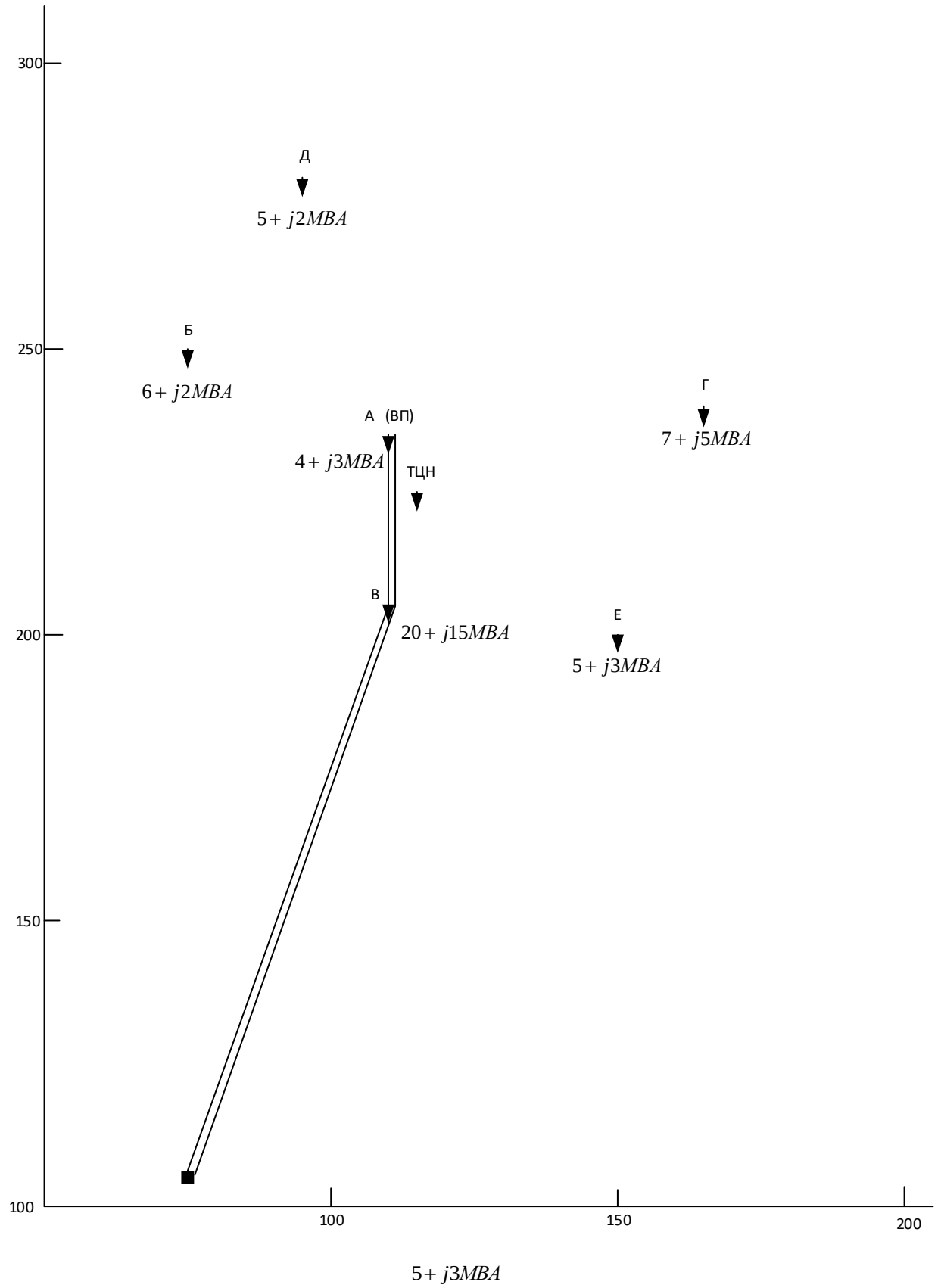


Рис. 2.1 – Конфігурація мережі

2.3 Обґрунтування необхідності і вибір місця спорудження вузлової підстанції.

ТЦН:

$$X_0 = \frac{\sum P_i \cdot X_i}{\sum P_i} = \frac{4 \cdot 110 + 6 \cdot 75 + 20 \cdot 110 + 7 \cdot 165 + 5 \cdot 95 + 5 \cdot 150}{47} = 116_{мм}$$

$$Y_0 = \frac{\sum P_i \cdot Y_i}{\sum P_i} = \frac{4 \cdot 235 + 6 \cdot 250 + 20 \cdot 205 + 7 \cdot 240 + 5 \cdot 280 + 5 \cdot 200}{47} = 225_{мм}$$

2.4 Обґрунтування спорудження вузлової підстанції в точці А

Таблиця 2.2 – Вихідні дані навантаження

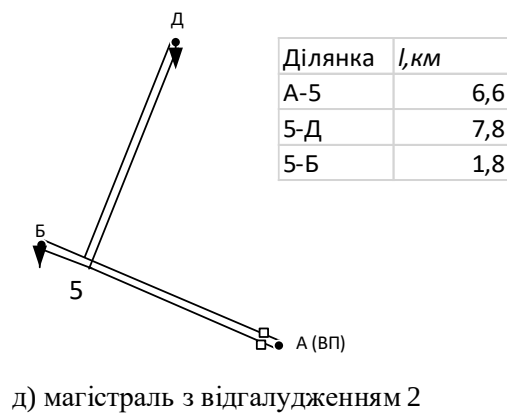
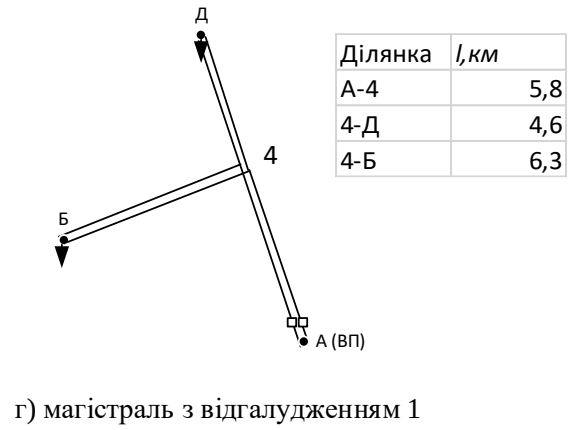
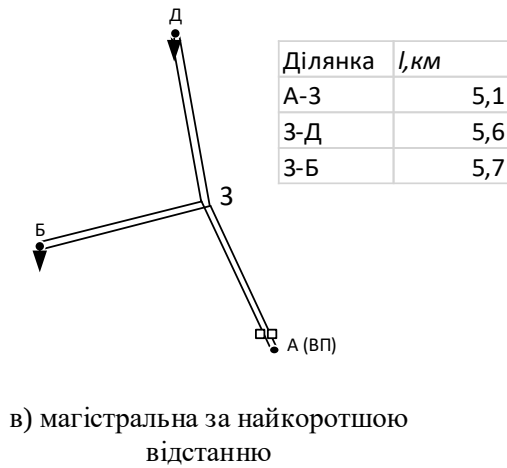
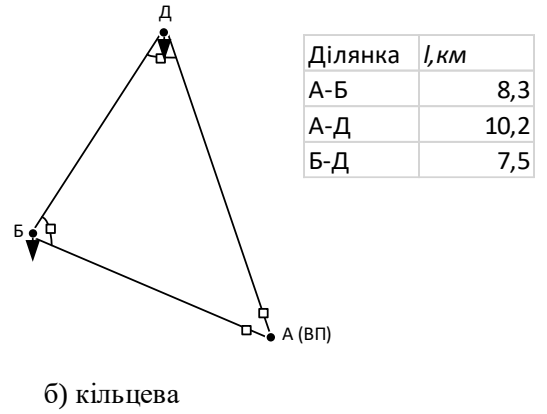
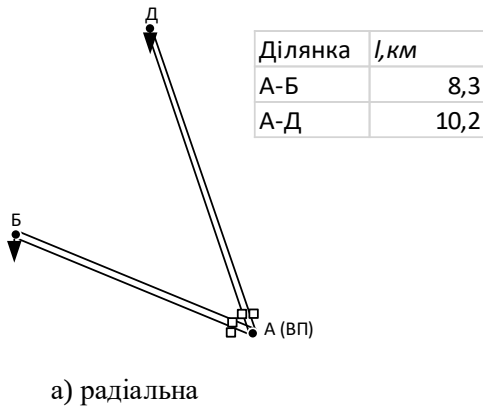
Найменування ПС	Р _м	Х	Р·Х	Y	Р·Y	ℓПС-ТЦН	Р _м ·ℓПС-ТЦН
	МВт	мм	МВт·мм	мм	МВт·мм	мм	МВт·мм
А	4	110	440	235	940	11	44
Б	6	75	450	250	1500	48	288
В	20	110	2200	205	4100	22	440
Г	7	165	1155	240	1680	50	350
Д	5	95	475	280	1400	58	290
Е	5	150	750	200	1000	42	210
Σ	47		5470		10620		1622

$$\ell_{ср.взв.} = \frac{\sum P_m \cdot \ell_{ПС-ТЦН}}{\sum P_m} = \frac{1622}{47} = 34,51$$

$$\frac{\ell_{ДЖ-ТЦН}}{\ell_{ср.взв.}} = \frac{128}{34,51} = 3,7 \geq 3 \quad (2.1)$$

Так як умова (2.1) виконується, то ВП доцільно споруджувати. З метою зменшення капіталовкладень у систему зовнішнього електропостачання ВП сполучають з найближчою до теоретичного центра навантажень підстанцією.

Група 1



Група 2

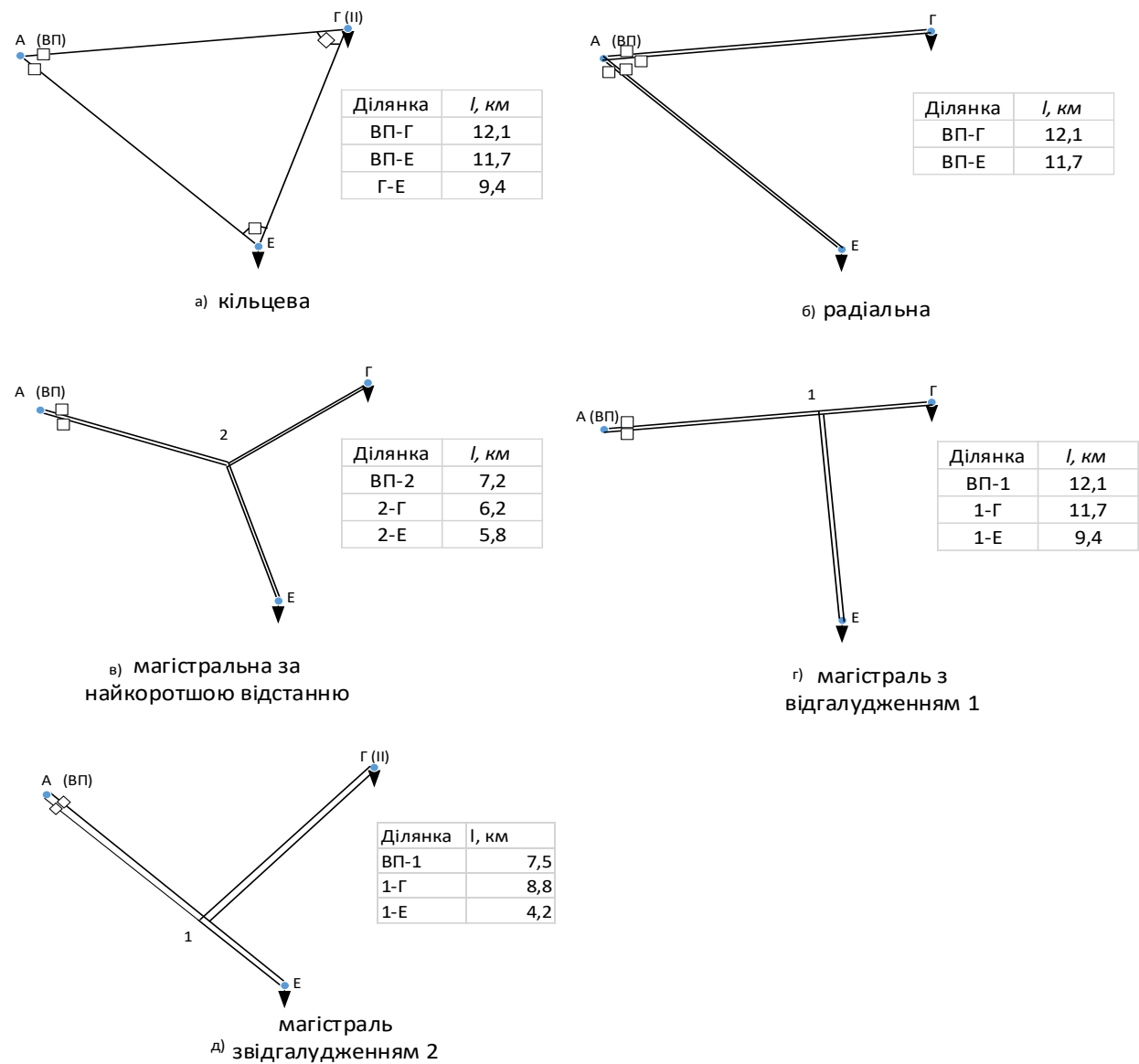


Рисунок 2.2 – Варіанти з’єднання ПС

Таблиця 2.3 – Порівняння варіантів за натуральними показниками

Натуральні показники	І група					ІІ група				
	а)	б)	в)	г)	д)	а)	б)	в)	г)	д)
$n_{\text{в, шт.}}$	4	4	2	2	2	4	4	2	2	2
$L_{\Sigma}, \text{ км}$	37	26	32,8	33,4	32,4	33,2	38,08	53,12	30,72	32,8
$L_{\text{ЕКВ}}, \text{ км}$	37, 4	26, 62	35, 86	33	31, 9	45,2	50,08	59,12	36,72	38,8

Висновок:

В першій групі варіантів для техніко-економічного порівняння я обираю 1) магістральну з відгалуженням (рис.2.2.1, д), як варіант, що має найменші натуральні показники (довжину ЛЕП і кількість вимикачів); 2) кільцеву схему (рис.2.2.1, б), як варіант, що має відмінну від попереднього варіанту електричну схему і має в порівнянні з радіальною схемою менші натуральні показники.

В другій групі варіантів для техніко-економічного порівняння я обираю 1) магістральну з відгалуженням (рис.2.2.2, г), як варіант, що має найменші натуральні показники (довжину ЛЕП і кількість вимикачів); 2) кільцеву схему (рис.2.2.2, а), як варіант, що має відмінну від попереднього варіанту електричну схему і має в порівнянні з радіальною схемою менші натуральні показники.

Таблиця 2.4 – Вибір номінальної напруги в схемах

Група	Варіант	Ділянка	$l_{\text{ГОЛ}}$, км	$P_{\text{ГОЛ}}$, МВт	n	$U_{\text{р}}$, кВ	$U_{\text{НОМ}}$, кВ
І	Б	ВП-Б	8,25	6,104	1	44,7	35
		ВП-Д	10,45	4,896	1	40,9	35
		Б-Д	7,82	0,104	1	13,4	35
	Д	ВП-З	6,71	11	2	42,2	35
		З-Б	1,54	6	2	30,5	35
		З-Д	6,71	5	2	29,7	35
ІІ	А	ВП-Г	12,1	6,211	1	45,8	35
		ВП-Е	11,7	5,789	1	44,3	35
		Г-Е	9,4	0,789	1	20,4	35
	Г	ВП-2	7,2	12	2	44,1	35
		2-Г	6,2	7	2	34,2	35
		2-Е	5,8	5	2	29,4	35
Мережа зовнішнього електропостачання		ДЖ-В	12	47	2	85,5	110
		В-А	7	27	2	64,8	110

Висновок: так як номінальна напруга системи зовнішнього електропостачання – 110 кВ, а системи внутрішнього електропостачання – 35 кВ, то статус вузлової підстанції – знижувальна.

На ВП будуть встановлені два триобмоткових силових трансформатори на номінальні напруги 110, 35 і 6 кВ.

2.5 Потокорозподіл потужності в схемах електропостачання споживачів при нормальному режимі

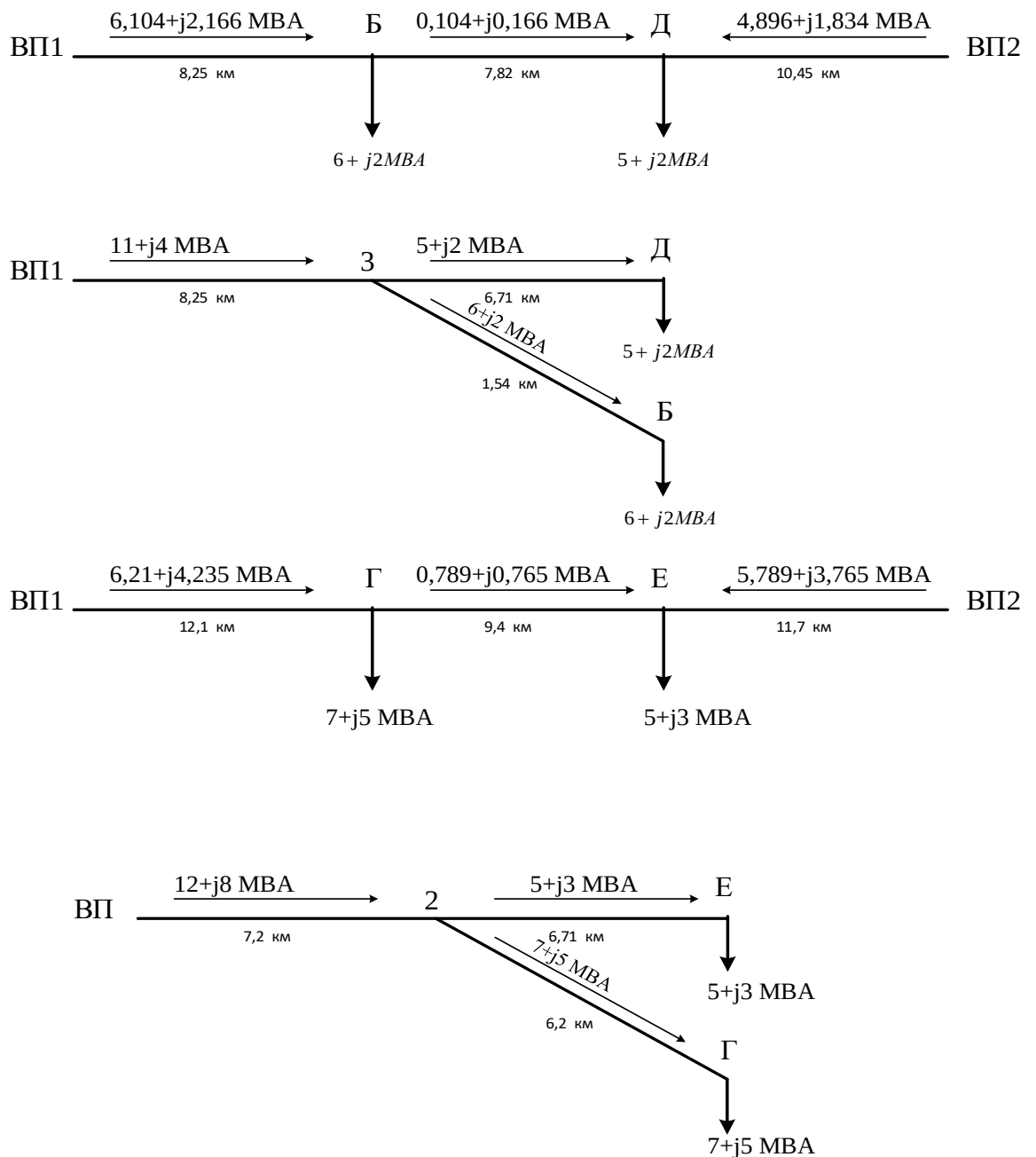


Рисунок 2.5.1 - мережа зовнішнього електропостачання

2.6 Густина струму для сталевалюмінієвих неізолюваних проводів приймається згідно з табл. 1.3.50 ПУЕ, і складає $j_{ек} = 0,8 \text{ А/мм}^2$.

У нормальних режимах роботи густини струмів неізолюваних проводів ПЛ 6 – 220 кВ не повинні, як правило, перевищувати значень наведених у табл. 2.5

Таблиця 2.5 – Значення густини струму в неізолюваних проводах ПЛ від 6 до 220 кВ

Проводи	Густина струму, А/мм ² , за числа годин використання максимуму навантаження на рік		
	понад 1000 до 3000	понад 3000 до 5000	понад 5000
Мідні	2,5	2,5 – 1,9	1,9 – 1,5
Алюмінієві	1,3	1,1 – 0,8	0,8 – 0,6

Таблиця 2.6 – Розрахунок перетинів за економічною щільністю струму

Група	Варіант	Ділянка мережі	$P_{діл} + jQ_{діл}$, МВ·А	$S_{діл}$, МВ·А	$U_{ном}$, кВ	n	I_p , А	$F_{ек}$, мм ²	Прийнята марка	
I	Б	ВП-Б	6,104+2,166i	6,48	35	1	106,89	134	150	150
		ВП-Д	4,896+1,834i	5,23	35	1	86,27	108	120	150
	Б	Б-Д	0,104+0,166i	0,2	35	1	3,3	4	95	150
	Д	ВП-З	11+4i	11,7	35	2	96,5	121	120	150
	Д	З-Б	6+2i	6,32	35	2	52,13	65	95	150
	Д	З-Д	5+2i	5,39	35	2	44,46	56	95	150
II	А	ВП-Г	6,211+4,235i	7,52	35	1	124,05	155	150	150
	А	ВП-Е	5,789+3,765i	6,91	35	1	113,99	142	150	150
	А	Г-Е	0,789+0,765i	1,1	35	1	18,15	23	95	150
	Г	ВП-2	12+8i	14,42	35	2	118,93	149	150	150
	Г	2-Г	7+5i	8,6	35	2	70,93	89	95	120
	Г	2-Е	5+3i	5,83	35	2	48,09	60	95	120
		ДЖ-В	47,44+37,76i	60,63	110	2	159,11	199	185	185
		В-А	27,44+22,76i	35,65	110	2	93,56	117	120	150

Таблиця 2.7 – Вибір марки проводів та їх перетинів

Марка проводу	Реальні перетини, мм ²		Відношення А : С	
	Алюміній	сталі	фактичне	за ПУЕ
АС-120/27	95,4	15,9	6	4 – 4,5
АС-150/34			7	4 – 4,5
АС-185/43	244	31,7	7,7	4 – 4,5

В післяаварійному режимі

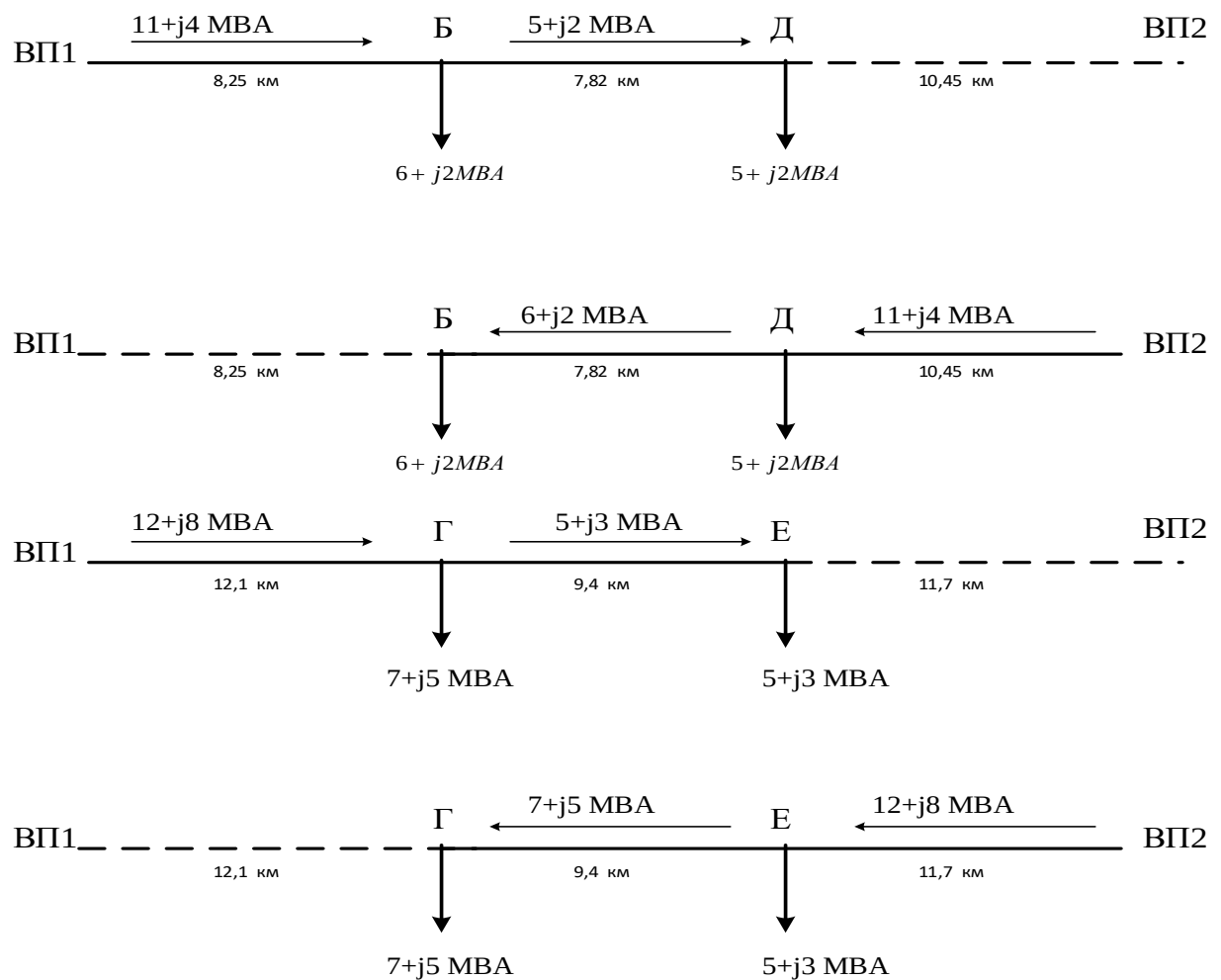


Рисунок 2.5.2 – потокорозподіл при аварійному режимі

Результати перевірки за нагрівом приводяться в табл. 2.8.

Таблиця 2.8 – Перевірка прийнятих марок проводів за нагрівом

Група	Варіант	Ділянка мережі	$P_{\text{діл}} + jQ_{\text{діл}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$S_{\text{діл}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$I_{\text{ав}}, \text{А}$	Марка проводу	$I_{\text{доп}}, \text{А}$	$I_{\text{ав}} \leq I_{\text{доп}}$
1	кільце	відключення ВП -Д							
		ВП1-Б	11+4i	11,7	35	193	АС-150/34	450	Так
		Б-Д	5+2i	5,39	35	88,91	АС-150/34	450	Так
		відключення ВП-Б							
		ВП2-Д	11+4i	11,7	35	193	АС-150/34	450	Так
		Д-В	6+2i	6,32	35	104,25	АС-150/34	450	Так
	магістраль	ВП-3	11+4i	11,7	35	193	АС-150/34	450	Так
		3-Б	6+2i	6,32	35	104,25	АС-150/34	450	Так
		3-Д	5+2i	5,39	35	88,91	АС-150/34	450	Так
2	кільце	відключення ВП-Е							
		ВП1-Г	12+8i	14,42	35	237,87	АС-150/34	450	Так
		Г-Е	5+3i	5,83	35	96,17	АС-150/34	450	Так
		відключення ВП-Г							
		ВП2-Е	12+8i	14,42	35	237,87	АС-150/34	450	Так
		Е-Г	7+5i	8,6	35	141,86	АС-150/34	450	Так
	магістраль	ВП-2	12+8i	14,42	35	237,87	АС-150/34	450	Так
		2-Г	7+5i	8,6	35	141,86	АС-120/27	375	Так
		2-Е	5+3i	5,83	35	96,17	АС-120/27	375	Так
		ДЖ-В	47,44+37,76i	60,63	110	318,22	АС-185/43	515	Так
		В-А	27,44+22,76i	35,65	110	187,11	АС-150/34	450	Так

Висновок: згідно табл. 2.9 всі запропоновані варіанти відповідають вимогам за падінням напруги.

2.7 Вибір трансформаторів на підстанціях споживачів

Результати розрахунків вибір трансформаторів ПС зведені в таблицю 2.10

Таблиця 2.10 – Вибір трансформаторів ПС

Назва вузла	Уном мережі, кВ	$P_M + jQ_M$, МВ·А	S_M , МВ·А	$S_{\text{необ}}$, МВ·А	$S_{\text{ном.т}}$, МВ·А	n_T	K_3	$K_{\text{зав}}$
А	110	27,44+22,76i	35,65	24,96	25	2	0,71	1,43
Б	35	6+2i	6,32	4,43	6,3	2	0,50	1,00
В	110	20+15i	25,00	17,50	25	2	0,50	1,00
Г	35	7+5i	8,60	6,02	6,3	2	0,68	1,37
Д	35	5+2i	5,39	3,77	4	2	0,67	1,35
Е	35	5+3i	5,83	4,08	4	2	0,73	1,46

2.8 Вибір потужності компенсувальних пристроїв

Одним з найбільш ефективних заходів для зменшення втрат потужності є компенсація реактивної потужності, коли джерела реактивної потужності встановлюються поблизу споживачів. При цьому мережа вище підключення компенсувальних пристроїв (КП) розвантажується від протікання реактивної потужності, що веде до зменшення струму в мережі і, як наслідок, до зменшення ΔP , ΔW , ΔU . Вибір потужності регламентується [9, 10].

Потужність КП, що встановлюються поблизу споживачів у системі, у цілому визначається на основі балансу реактивної потужності. Однак, у розподільній мережі 35-220 кВ величина $Q_{\text{кп}}$ розраховується за формулою:

$$Q_{\text{кп}} = P_M \cdot (\operatorname{tg} \varphi_M - \operatorname{tg} \varphi_e),$$

де P_M – максимальне значення активної потужності вузла навантаження;

$\operatorname{tg} \varphi_M = Q_M / P_M$ – тангенс кута навантаження;

Q_M – максимальне значення реактивної потужності;

$\operatorname{tg} \varphi_e$ – економічне значення тангенса, що задається енергосистемою в залежності від вищої напруги мережі.

Для живильної напруги 35 кВ $\operatorname{tg}\varphi_e = 0,23$; 110 кВ – $\operatorname{tg}\varphi_e = 0,28$; 220 кВ – $\operatorname{tg}\varphi_e = 0,32$.

Очевидно, якщо $\operatorname{tg}\varphi_m < \operatorname{tg}\varphi_e$, то необхідності в компенсації реактивної потужності немає.

Найчастіше на споживчих ПС у якості КП використовуються конденсаторні батареї у виді комплектних установок типу УК. Згідно [2, 5] їх потужності дорівнюють: при $U_{2\text{ном}} = 6\text{кВ}$ – 300, 400, 450, 675, 900, 1125, 1350, 1800 і 2700 квар; при $U_{2\text{ном}} = 10\text{кВ}$ – 400, 450, 675, 900, 1125, 1350, 1800 і 2700 квар. Тому у випадку $Q_{\text{кп}} < Q_{\text{кп min}}$, КП не встановлюються.

Потужність КП розподіляється нарівно між секціями шин 6-10 кВ ПС, тобто кількість однотипних УК повинна бути кратна 2 при двообмоткових, триобмоткових трансформаторах або автотрансформаторах, які встановлюються на ПС (наприклад, типу ТМ, ТМН, ТДН, ТДТН, АТДЦТН), і кратна 4 – при трансформаторах з розщепленою обмоткою нижчої напруги (типу ТРДН).

Результати вибору КП приводяться в табл.2.11.

Таблиця 2.11 – Вибір потужності КП

Назва ПС	P_m , МВт	Q_m , Мвар	$\operatorname{tg}\varphi_m$	$Q_{\text{кп}}$, Мвар	Тип трансформаторів	$U_{2\text{ном}}$ кВ	Кількість, тип і потужність КП	$Q_{\text{кп ном}}$, Мвар
А	4	3	0,75	2	ТДТН-25000/110/35	6	2хУК-6-900	1,8
Б	6	2	0,33	0,5	ТМН-6300/35	6	2хУК-6-300	0,6
В	20	15	0,75	10	ТРДН-25000/110	10	4хУК-10-1800 4хУК-10-675	9,9
Г	7	5	0,71	3,25	ТМН-6300/35	10	2хУК-10-900 2хУК-10-675	3,15
Д	5	2	0,4	0,75	ТМН-4000/35	6	2хУК-6-300	0,6
Е	5	3	0,6	1,75	ТМН-4000/35	10	2хУК-10-900	1,8
Всього				18,25	–	–	–	17,85

Компенсацію можна вважати виконаною задовільно, якщо розходження між потрібною потужністю КП ($Q_{\text{КП}\Sigma}$) і потужністю встановлених КП ($Q_{\text{КПном}\Sigma}$) не перевищує 5%:

$$\delta Q_{\text{КП}} = \left| \frac{\delta Q_{\text{КПном}\Sigma} - Q_{\text{КП}\Sigma}}{Q_{\text{КП}\Sigma}} \right| \cdot 100 \leq 5\%.$$

Висновок: КП обрані вірно.

Встановлення компенсувальних пристроїв приводить до розвантаження трансформаторів за реактивною потужністю. Тому необхідно перевірити коефіцієнти завантаження й оцінити можливість встановлення трансформаторів меншої потужності. Розрахунок виконується аналогічно п. 1.7 з урахуванням зміни потужності вузла

$$S_{\text{н}} = \sqrt{P_{\text{н}}^2 + Q_{\text{н}}^2},$$

де $P_{\text{н}} = P_{\text{м}}$, $Q_{\text{н}} = Q_{\text{м}} - Q_{\text{КПном}}$.

Для визначення потужності навантаження ВП після встановлення КП з розрахункової потужності ВП (див. п. 2.10.1) віднімаються потужності КП тих СПС, що одержують живлення від шин середньої і нижчої напруг ВП.

Результати перевірки заносяться в табл. 2.12.

Таблиця 2.12 – Перевірка завантаження трансформаторів після встановлення КП

Назва вузла	$P_{\text{м}} + jQ_{\text{м}}$, МВ·А	$Q_{\text{КПном}}$ МВ·А	$S_{\text{н}}$, МВ·А	Тип трансформатора	$S_{\text{ном.т}}$, МВ·А	$n_{\text{т}}$	K_3	$K_{\text{зав}}$
А	27,44+22,76i	7,95	27,44+14,81i	ТДТН-25000/110/35	25	2	0,624	1,247
Б	6+2i	0,6	6+1,4i	ТМН-6300/35	6,3	2	0,489	0,978
В	20+15i	9,9	20+5,1i	ТРДН-25000/110	25	2	0,413	0,826
Г	7+5i	3,15	7+1,85i	ТМН-6300/35	6,3	2	0,575	1,149
Д	5+2i	0,6	5+1,4i	ТМН-4000/35	4	2	0,649	1,298
Е	5+3i	1,8	5+1,2i	ТМН-4000/35	4	2	0,643	1,285
А	27,44+22,76i	7,95	27,44+14,81i	ТДТН-25000/110/35	25	2	0,624	1,247

На основі аналізу результатів табл. 2.12 робиться висновок про необхідність заміни трансформаторів на деяких підстанціях. Якщо після заміни фактичне значення $K_{зав}$ трохи перевищує допустиму величину, то не обов'язково відразу робити висновок про неможливість заміни трансформаторів. На основі аналізу категорії надійності споживачів, що живляться від цієї ПС, варто дати висновок про можливість (або неможливість) вимкнення частини споживачів III категорії на час ремонту або заміни трансформатора, що вийшов з ладу. Після аналізу складу споживачів ПС остаточно вирішується питання про заміну (або збереження) трансформатора. Можна також збільшити потужність КП. При цьому споживач не повинен генерувати реактивну потужність.

У випадку заміни трансформаторів на деяких ПС (у тому числі і на ВП) необхідно заповнити табл.2.13.

Таблиця 2.13 – Уточнення потужності трансформаторів ПС

Назва вузла	$P_n + j Q_n$, МВ·А	S_n , МВ·А	$S_{ном\ T}$, МВ·А		n_T	Коефіцієнт завантаження після заміни		
			до заміни	після заміни		K_3	$K_{зав}$	Тип трансформатора
Б	6+1,4i	6,16	6,3	4	2	0,77	1,54	Висновок-
В	20+5,1i	20,64	25	16	2	0,65	1,29	Висновок - заміна трансформатора

2.9 Вибір найбільш економічного варіанта електропостачання

Критерієм остаточного вибору варіанта електропостачання споживачів є критерій мінімуму приведених витрат:

$$Z = E_n \cdot K + B \quad (2.9)$$

де E_n – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень (приймається рівним 0,2 1/рік); K – капіталовкладення у варіант мережі, тис. у.о.; B – щорічні експлуатаційні витрати у варіант мережі, тис. у.о./рік.

Капіталовкладення:

$$K = K_{л} + K_{уст}$$

Гру- па	Вари- ант	Назва ділянки	l км	$U_{\text{ном}}$ кВ	Марка проводу	Тип опор	$K_{\text{л0}}$ тис.у.о. км	$n_{\text{л}}$	$K_{\text{л}}$ діл тис. у.о.	
I	а)	ВП-Б	8,25	35	АС- 150/34	1зб однол	13,4	1	110,6	
		ВП-Д	10,45	35	АС- 150/34	1зб однол	13,4	1	140	
		Б-Д	7,82	35	АС- 150/34	1зб однол	13,4	1	104,8	
										355,4
		ВП-3	6,71	35	АС- 150/34	2зб однол	13,4	2	179,8	
		3-Б	1,54	35	АС- 150/34	2зб однол	13,4	2	41,3	
		3-Д	6,71	35	АС- 150/34	2зб однол	13,4	2	179,8	
										400,9
II	а	ВП-Г	12,1	35	АС- 150/34	1зб однол	13,4	1	162,1	
		ВП-Е	11,7	35	АС- 150/34	1зб однол	13,4	1	156,8	
		Г-Е	9,4	35	АС- 150/34	1зб однол	13,4	1	126	
										444,9
	г	ВП-2	7,2	35	АС- 150/34	1зб дволянц	19,1	1	137,5	
		2-Г	6,2	35	АС- 120/27	1зб дволянц	18,8	1	116,6	
		2-Е	5,8	35	АС- 120/27	1зб дволянц	18,8	1	109	
										363,1

Вартість електрообладнання (табл. 2.15):

$$K_{\text{обл}} = K_{\text{тр}} + K_{\text{врп}}^{\text{цж}} + K_{\text{врп}}^{\text{спс}}$$

де $K_{\text{тр}}$ – вартість трансформаторів споживчих підстанцій (СПС) (так як варіанти на одну номінальну напругу в одній групі, то $K_{\text{тр}} = 0$); $K_{\text{врп}}^{\text{цж}}$ – вартість чарунок з вимикачами відкритого розподільного пристрою (ВРП) центра живлення; $K_{\text{врп}}^{\text{спс}}$ – вартість чарунок з вимикачами ВРП споживчих підстанцій.

Тип ВРП ЦЖ визначається в залежності від номінальної напруги і кількості приєднань. Їх число визначається підсумовуванням максимальної кількості кіл ЛЕП, що відходять від шин ВП, у кожній групі споживачів плюс дві чарунки трансформаторів ВП.

Схема ВРП СПС залежить від схеми живлення:

- у замкнених мережах - схема “місток”,
- у магістрально-радіальних мережах – “блок лінія-трансформатор”.

Варто пам’ятати, що при проектуванні мережі в IV і особливому районах за ожеледдю, у колах трансформаторів встановлюються вимикачі, а не відокремники з короткозамикачами.

Вартість однотипного устаткування (Неклепаєв, табл. 10.26, і 10.27) визначається через вартість k_{j0} одиниці обладнання ($K_{\text{тр}0}$, $K_{\text{врп}0}^{\text{цж}}$, $K_{\text{врп}0}^{\text{спс}}$) і його кількості n_j ($n_{\text{тр}}$, $n_{\text{врп}}^{\text{цж}}$, $n_{\text{врп}}^{\text{спс}}$):

$$K_j = k_{j0} \cdot n_j.$$

Таблиця 2.15 – Вартість ВРП ЦЖ (ВП) та СПС

Гру- па	Вар іант	Тип ВРП ЦП	$n_{\text{ВРП}}$, шт.	$K_{\text{ВРП}0}$, <u>тис.у.о.</u> : шт	$K_{\text{ВРП}}$ тис. у.о.	Тип ВРП СПС	$n_{\text{ВРП}}$, шт.	$K_{\text{ВРП}0}^{\text{спс}}$, <u>тис.у.</u> : шт	$K_{\text{ВРП}}^{\text{спс}}$ тис. у.о.
Якщо варіан ти на 110кВ	а)	2СШ з ОСШ 110кВ	2	35,2	70,4	Місто к 110 кВ	2	21	42
	б)	2СШ з ОСШ 110кВ	2	35,2	70,4	Блок W-T 110 кВ	2	10,8	21,6
Якщо варіан ти на 35кВ	а)	1секц. СШ 35кВ	2	35,2	70,4	Місто к 35 кВ	2	21	42
	б)	1секц. СШ 35кВ	2	9,1	18,2	Блок W-T 35 кВ	2	10,8	21,6

Щорічні витрати (табл. 2.16) при експлуатації мережі складаються з експлуатаційних витрат на лінії електропередачі $B_{\text{л}}$, обладнання підстанцій $B_{\text{уст}}$ і витрат $B_{\Delta W}$, зв'язаних з покриттям втрат електроенергії:

$$B = B_{\text{л}} + B_{\text{уст}} + B_{\Delta W}.$$

$$B_{\text{л}} = \frac{P_{\text{л}}}{100} \cdot K_{\text{л}},$$

$$B_{\text{об}} = \frac{P_{\text{об}}}{100} \cdot K_{\text{об}}.$$

У сумі $B_{\text{л}}$ і $B_{\text{обл}}$ складають постійні витрати $B_{\text{пост}}$.

Таблиця 2.16 – Розрахунок постійних витрат

Група	Варі- ант	К _л , тис.у.о	Р _л , %	В _л , <u>тис.у.о.</u> рік	К _{обл} , тис. у.о.	Р _{об} , %	В _{об} , <u>тис.у.о.</u> рік	В _{пост.} , <u>тис.у.о.</u> рік
I	а)	355,4	7,2	25,59	112,4	14,4	16,19	41,78
	б)	400,9		28,86	92		13,25	42,11
II	а)	444,9	7,2	32,03	60,2	14,4	8,67	40,7
	б)	363,1		26,14	39,8		5,73	31,87

Втрати потужності в лініях:

$$\Delta P_{\text{л}} = \frac{P_{\text{діл}}^2 + Q_{\text{діл}}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot \frac{R_{\text{діл}}}{n}. \quad (2.5)$$

Втрати потужності в трансформаторах необхідно розраховувати, якщо в одній і тій же групі порівнюються варіанти електропостачання різних номінальних напруг.

Втрати електроенергії в лініях:

$$\Delta W_{\text{л}} = \Delta P_{\text{л}} \cdot \tau ,$$

Час максимальних втрат визначається за формулою:

$$\tau = (0,124 + \frac{T_{\text{м}}}{10000})^2 \cdot 8760 .$$

Результати розрахунку втрат потужності і електроенергії в ЛЕП приводяться в табл. 2.17.

Таблиця 2.17 – Визначення втрат потужності і електроенергії в ЛЕП

Група	Варіант	Найм. ділянки	$U_{\text{ном}}$ кВ	$P_{\text{діл}} + jQ_{\text{діл}}$ МВ·А	Марка проводу	r_0 , $\frac{\text{Ом}}{\text{км}}$	l , км	n	$R_{\text{діл}}$ Ом	$\Delta P_{\text{діл}}$ МВт	$\Delta W_{\text{л}}$ МВт·г
I	а), рис.	ВП-Б	35	6,104+2,166i	АС-150/34	0,198	8,25	1	1,63	0,056	-
		ВП-Д	35	4,896+1,834i	АС-150/34	0,198	10,45	1	2,07	0,046	-
		Б-Д	35	0,104+0,166i	АС-150/34	0,198	7,82	1	1,55	0	-
		0,102									418
		ВП-3	35	11+4i	АС-150/34	0,198	6,71	2	0,66	0,074	
		3-Б	35	6+2i	АС-150/34	0,198	1,54	2	0,15	0,005	
		3-Д	35	5+2i	АС-150/34	0,198	6,71	2	0,66	0,016	
		0,095									389
	II	ВП-Г	35	6,211+4,235i	АС-150/34	0,198	12,1	1	2,4	0,111	
		ВП-Е	35	5,789+3,765i	АС-150/34	0,198	11,7	1	2,32	0,09	
		Г-Е	35	0,789+0,765i	АС-150/34	0,198	9,4	1	1,86	0,002	
										0,203	832
		ВП-2	35	12+8i	АС-150/34	0,198	7,2	2	0,71	0,121	
		2-Г	35	7+5i	АС-120/27	0,249	6,2	2	0,77	0,047	
		2-Е	35	5+3i	АС-120/27	0,249	5,8	2	0,72	0,02	
		0,188									770

Витрати, які зв'язані з покриттям втрат електроенергії (змінні витрати) (табл.2.18), визначаються за середнім тарифом b_c на електроенергію:

$$B_{\Delta W} = b_c \cdot \Delta W_{\Sigma},$$

де ΔW_{Σ} – сумарні втрати електроенергії в елементах мережі.

Тариф на електроенергію приводиться в поточних постановах Національного комітету з регулювання електроенергетики (НКРЕ) для споживачів у мережі до 35 кВ і 35 кВ і вище.

Розрахунок змінних витрат приводиться в табл. 2.18.

Таблиця 2.18 – Розрахунок змінних витрат

Група	Варі- ант	$\Delta W_{\text{л}},$ МВт·Г	$\Delta W_{\text{ст}},$ МВт·Г	$\Delta W_{\text{м}},$ МВт·Г	$\Delta W_{\Sigma},$ МВт·Г	$B_{\Delta W},$ <u>тис. грн.</u> рік
I	а)	418	-	-	-	702,2
	б)	389	-	-	-	654
II	а)	832	-	-	-	1397,6
	б)	770	-	-	-	1294,3

Приведені витрати в кожному варіанті розраховуються за формулою (2.6). Кращим вважається варіант, що має найменші приведені витрати.

Економічний ефект E варіанта, що має найменші витрати $З_{\min}$, стосовно витрат в інших варіантах

$$E_i = З_i - З_{\min},$$

а також його економічну ефективність

$$E_{\phi i} = \frac{E_i}{З_{\min}} \cdot 100\%.$$

Варіанти вважаються рівно економічними, якщо їх економічна ефективність відрізняється не більше ніж на 5% [8].

Якщо якісь варіанти в групі виявилися рівно економічними, то в якості додаткового критерія для остаточного вибору варіанта можуть виступати змінні витрати. Перевага віддається варіанту з меншими втратами потужності і електроенергії, що є важливим при постійному зростанні цін на електроенергію.

Розрахунок приведених витрат приводиться в табл. 2.19.

Таблиця 2.19 – Розрахунок приведених витрат

Гру- Па	Варі- ант	К, тис. грн.	$V_{\text{пост}},$ <u>тис. грн.</u> рік	$V_{\Delta W},$ <u>тис. грн.</u> рік	В, <u>тис.грн.</u> рік	З, <u>тис. грн.</u> рік	Е, <u>тис.грн.</u> рік	Е _ф , %
І	а)	467,8	41,78	702,2	743,98	837,54	42,85	5,4
	б)	492,9	42,11	654	696,11	794,7		
ІІ	а)	505,1	40,7	1397,6	1438,3	1539,3	132,57	9,4
	б)	402,9	31,87	1294,3	1326,2	1407		

За результатами розрахунку приведених витрат у кожній групі обирається оптимальний варіант електропостачання споживачів.

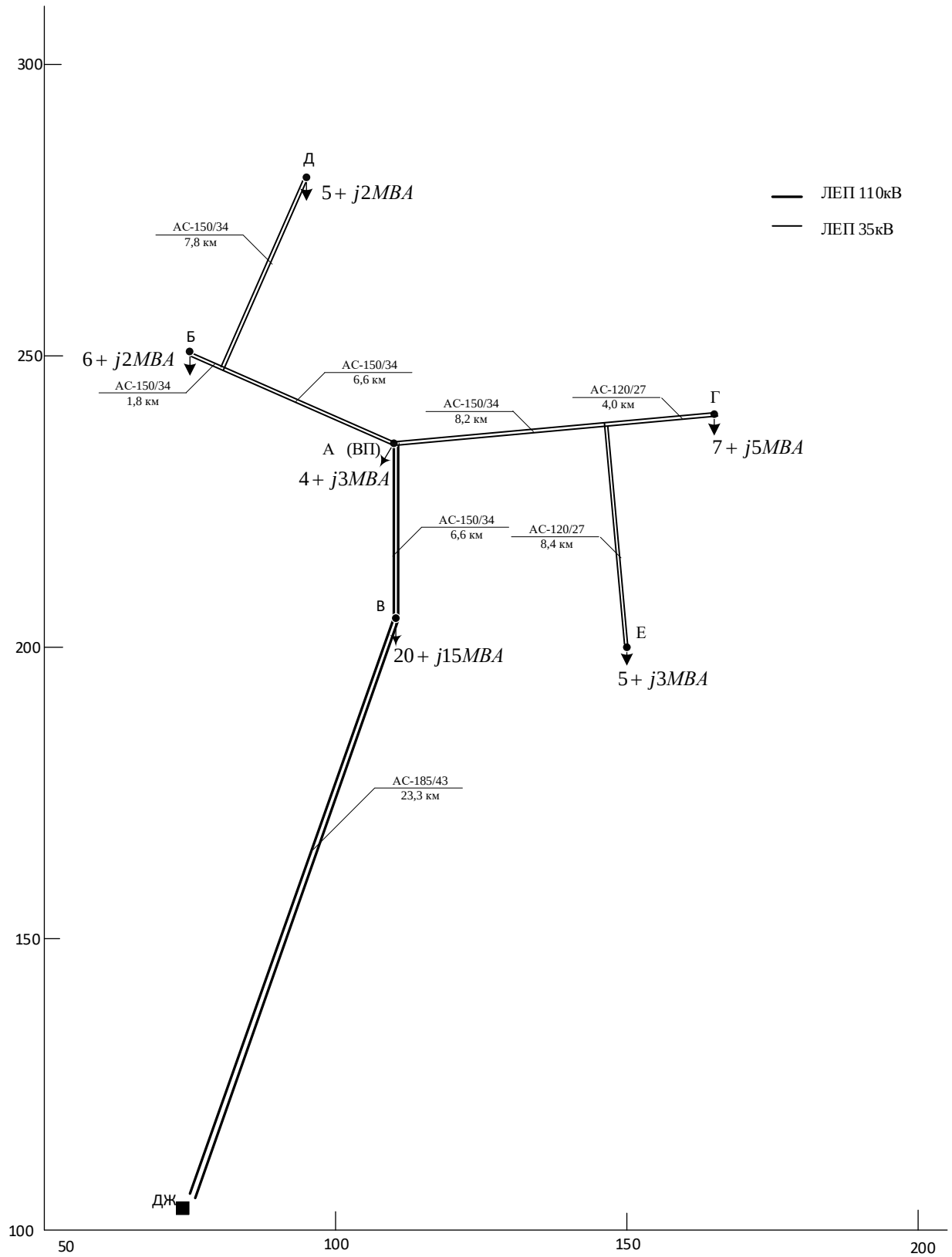


Рисунок 2.6 - конфігурація мережі

3 РОЗРАХУНОК РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Результати розрахунків втрат потужності в трансформаторах приведені в таблицях 3.1-3.2

Таблиця 3.1 – Розрахунок втрат потужності в трансформаторах

Назва вузла	Тип трансформатора	n_T	$S_{\text{ном } T}, \text{ МВ} \cdot \text{А}$	$S_{\text{н}}, \text{ МВ} \cdot \text{А}$	K_3	$\Delta P_{\text{нх}}, \text{ МВт}$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{ МВт}$
1	2	3	4	5	6	7	8
Б	ТМН-6300/35	2	6,3	6,2	0,49	0,008	0,0465
В	ТДН-16000/110	2	16	20,6	0,65	0,018	0,085
Г	ТМН-6300/35	2	6,3	7,2	0,57	0,008	0,0465
Д	ТМН-4000/35	2	4	5,2	0,65	0,0056	0,0335
Е	ТМН-4000/35	2	4	5,1	0,64	0,0056	0,0335

Продовження табл. 3.1

Назва вузла	$I_{\text{нх}}, \%$	$U_{\text{к}}, \%$	$R_{\text{ТЕ}}, \text{ Ом}$	$X_{\text{ТЕ}}, \text{ Ом}$	$\Delta P_{\text{ст}}, \text{ МВт}$	$\Delta P_{\text{мд}}, \text{ МВт}$	$\Delta Q_{\text{ст}}, \text{ Мвар}$	$\Delta Q_{\text{мд}}, \text{ Мвар}$
9	10	11	12	13	14	15	16	17
Б	0,8	7,5	0,72	7,29	0,016	0,022	0,101	0,226
В	0,7	10,5	2,2	43,39	0,036	0,071	0,224	1,398
Г	0,8	7,5	0,72	7,29	0,016	0,031	0,101	0,312
Д	0,9	7,5	1,28	11,48	0,0112	0,028	0,072	0,253
Е	0,9	7,5	1,28	11,48	0,0112	0,028	0,072	0,248

Результати параметрів трансформаторів ВП зведені в таблицю 3.2

Таблиця 3.2 – Параметри трансформаторів ВП

Назва вузла	Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}$, МВ·А	n_T	ΔP_{HX} , МВт	I_{HX} , %	ΔP_{CT} , МВт	ΔQ_{CT} , Мвар	ΔP_K , МВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9
А	ТДТН-25000/110/35	25	2	0,0285	0,7	0,057	0,35	0,14

Продовження табл. 3.2

Назва вузла	$R_{\text{ве}} = R_{\text{се}}$, Ом	$R_{\text{не}}$, Ом	$U_{\text{КВН}}$, %	$U_{\text{КВС}}$, %	$U_{\text{КСН}}$, %	$U_{\text{КВ}}$, %	$U_{\text{КС}}$, %	$U_{\text{КН}}$, %	$X_{\text{ве}}$, Ом	$X_{\text{се}}$, Ом	$X_{\text{не}}$, Ом
10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
А	0,741	0,741	17,5	10,5	6,5	10,75	0	6,75	28,43	0	17,85

$$\text{Коефіцієнт вигідності } \alpha = 1 - \frac{U_{\text{с.ном}}}{U_{\text{в.ном}}} = 1 - \frac{121}{230} = 0.47$$

Результати розрахунків параметрів ЛЕП зведені в таблицю 3.3

Таблиця 3.3 – Визначення параметрів ЛЕП

Назва ділянки	Марка проводу	l , км	n	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	b_0 , 10^{-6} См/км	$R_{\text{л}}$, Ом	$X_{\text{л}}$, Ом	$Q_{\text{зл}}$, Мвар
ДЖ-В	АС-185/43	23,3	2	0,162	0,413	2,75	1,89	4,81	1,55
В-А	АС-150/34	6,6	2	0,198	0,42	2,7	0,65	1,39	0,43
ВП-3	АС-150/34	6,6	2	0,198	0,406	0	0,65	1,34	0
3-Б	АС-150/34	1,8	2	0,198	0,406	0	0,18	0,37	0
3-Д	АС-150/34	7,8	2	0,198	0,406	0	0,77	1,58	0
ВП-2	АС-150/34	8,2	2	0,198	0,406	0	0,81	1,66	0
2-Г	АС-120/27	4	2	0,249	0,414	0	0,5	0,83	0
2-Е	АС-120/27	8,4	2	0,249	0,414	0	1,05	1,74	0

Результати розрахунків лінійних параметрів режиму трансформаторних гілок і розрахункові навантаження вузлів зведені в таблицю 3.4

Таблиця 3.4 – Лінійні параметри режиму трансформаторних гілок і розрахункові навантаження вузлів

Назва вузла	$P_H + jQ_H$, МВ·А 1	$\Delta P_{мд} + j \Delta Q_{мд}$, МВ·А 2	$P'_T + jQ'_T$, МВ·А 3=2+1	$\Delta P_{ст} + jQ_{ст}$, МВ·А	$Q_{зв}$, Мвар	$P_P + jQ_P$, МВ·А
Б	6+1,4i	0,022+0,226i	6,022+1,626i	0,016+0,101i	0	6,038+1,727i
В	20+5,1i	0,071+1,398i	20,071+6,498i	0,036+0,224i	-0,99i	20,107+5,732i
Г	7+1,85i	0,031+0,312i	7,031+2,162i	0,016+0,101i	0	7,047+2,263i
Д	5+1,4i	0,028+0,253i	5,028+1,653i	0,011+0,072i	0	5,039+1,725i
Е	5+1,2i	0,028+0,248i	5,028+1,448i	0,011+0,072i	0	5,039+1,52i
ШВН	–	–	–	0,057+0,35i	-0,215i	0,057+0,135i
ШСН	–	–	–	–	0	0
ШНН	4+1,2i	–	–	–	–	4+1,2i
3	–	–	–	–	0	0
2	–	–	–	–	0	0

Таблиця 3.5 – Розрахунок потокорозподілу з урахуванням втрат

Назва ділянки	Назва вузла приєднання навантаження	$P_P + jQ_P$, МВ·А	$P'' + jQ''$, МВ·А	$R_{дiл.е} + jX_{дiл.е}$, Ом	$\Delta P + j\Delta Q$, МВ·А	$P' + jQ'$, МВ·А
2-Е	Е	5,039+1,52i	5,039+1,52i	1,05+1,74i	0,024+0,039i	5,063+1,559i
2-Г	Г	7,047+2,263i	7,047+2,263i	0,5+0,83i	0,022+0,037i	7,069+2,3i
ВП-2	2	0	12,132+3,859i	0,81+1,66i	0,107+0,22i	12,239+4,079i
3-Д	Д	5,039+1,725i	5,039+1,725i	0,77+1,58i	0,018+0,037i	5,057+1,762i
3-Б	Б	6,038+1,727i	6,038+1,727i	0,18+0,37i	0,006+0,012i	6,044+1,739i
ВП-3	3	0	11,101+3,501i	0,65+1,34i	0,072+0,148i	11,173+3,649i
0-ШСН	ШСН	0	23,412+7,728i	0,7406	0,037	23,449+7,728i
0-ШНН	ШНН	4+1,2i	4+1,2i	0,7406+17,85i	0,001+0,026i	4,001+1,226i
ШВН-0	0	0	27,45+8,954i	0,7406+28,43i	0,051+1,959i	27,501+10,913i
В-А(ШВН)	ШВН	0,057+0,135i	27,558+11,048i	0,65+1,39i	0,047+0,101i	27,605+11,149i
ДЖ-В	В	20,107+5,732i	47,712+16,881i	1,89+4,81i	0,4+1,018i	48,112+17,899i

Таблиця 3.6 – Визначення напруг у вузлах мережі

Назва початково го вузла	U' , кВ	Назва ділянки	$P' + jQ'$, МВА	$R + jX$, Ом	ΔU , кВ	Назва кінцево го вузла	U'' , кВ
ДЖ	121	ДЖ-В	48,112+17,899i	1,89+4,81i	1,463	В	119,55
В	119,55	В-А(ШВН)	27,605+11,149i	0,65+1,39i	0,28	ШВН	119,27
ШВН	119,27	ШВН-0	27,501+10,913i	0,7406+28,43i	2,772	0	116,68
0	116,68	0-ШНН	4,001+1,226i	0,7406+17,85i	0,213	ШНЕ	116,47
0	116,68	0-ШСН	23,449+7,728i	0,7406	0,149	ШСН	116,53
ШСН	116,53	ВП-3	11,173+3,649i	0,65+1,34i	0,104	3	116,43
3	116,43	3-Б	6,044+1,739i	0,18+0,37i	0,015	Б	116,42
3	116,43	3-Д	5,057+1,762i	0,77+1,58i	0,057	Д	116,37
ШСН	116,53	ВП-2	12,239+4,079i	0,81+1,66i	0,143	2	116,39
2	116,39	2-Г	7,069+2,3i	0,5+0,83i	0,047	Г	116,34
2	116,39	2-Е	5,063+1,559i	1,05+1,74i	0,069	Е	116,32

Результати розрахунків відгалуджень РПН на трансформаторах зведені в таблицю 3.7

Таблиця 3.7 – Вибір відгалуджень РПН на трансформаторах

Назва СПС	U'' , кВ	$U_{\text{НОМ}}$, кВ	$U_{\text{н баз}}$, кВ	$U_{\text{від}}$, кВ	$n_{\text{від}}$	$n_{\text{СТ}}$	$U_{\text{відст}}$, кВ	$U_{\text{н ф}}$, кВ	δU , %
Б	116,42		6,3	Б	116,42				
В	119,55		6,3	В	119,55				
Г	116,34		10,5	Г	116,34				
Д	116,37		10,5	Д	116,37				
Е	116,32		6,3	Е	116,32				

4 МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ МЕРЕЖІ

За розрахованими даними можна скласти математичну модель мережі.

У Matlab за допомогою прикладної програми Simulink розроблено математичну модель підключення мережі (рисунок 4.1). Розглянуто зміни напруги і струму при трифазному КЗ та післякомутаційний період.

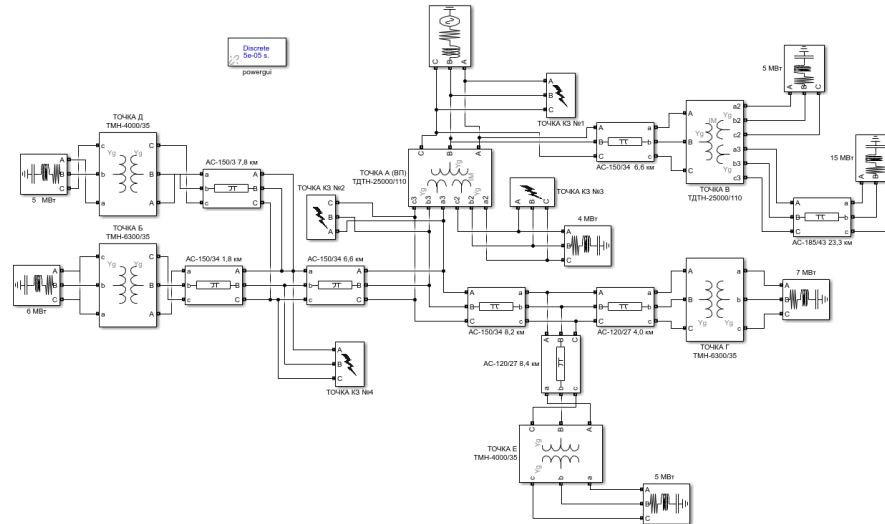


Рисунок 4.1 – Блок-схема електричної мережі в програмі MATLAB (Simulink)

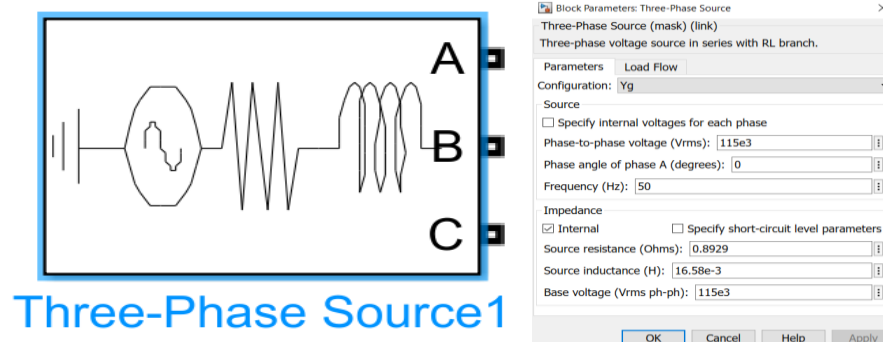


Рисунок 4.2 – Блок Three-Phase Source (джерело живлення) та його параметри

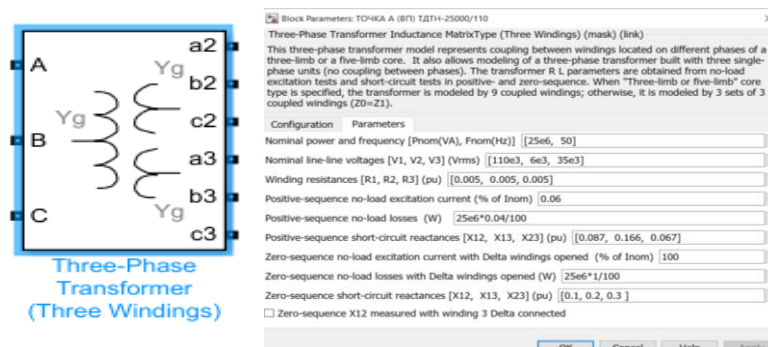


Рисунок 4.3 – Блок Three-Phase Transformer (Three Windings) та його параметри

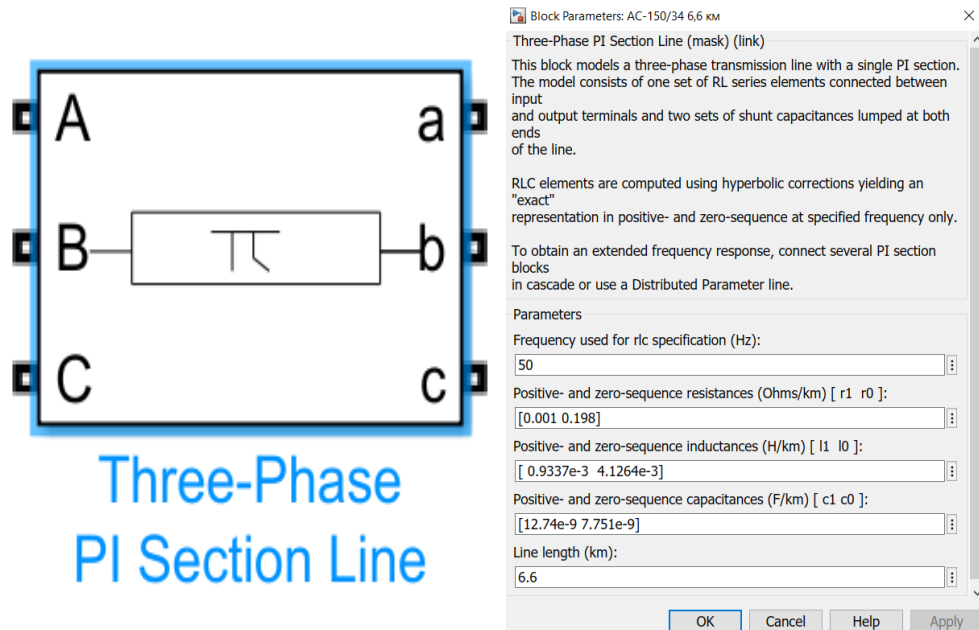


Рисунок 4.4 – Блок Three-Phase PI Section Line та його параметри

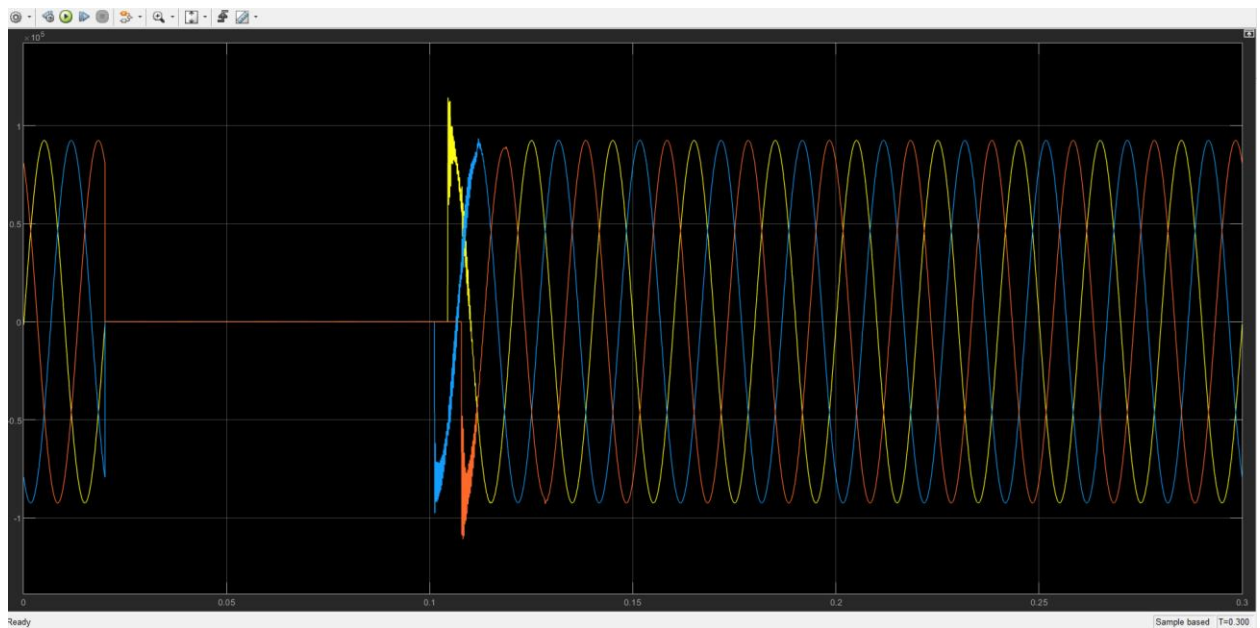


Рисунок 4.5 – Осцилограма перехідного процесу вихідної напруги при КЗ у точці №1

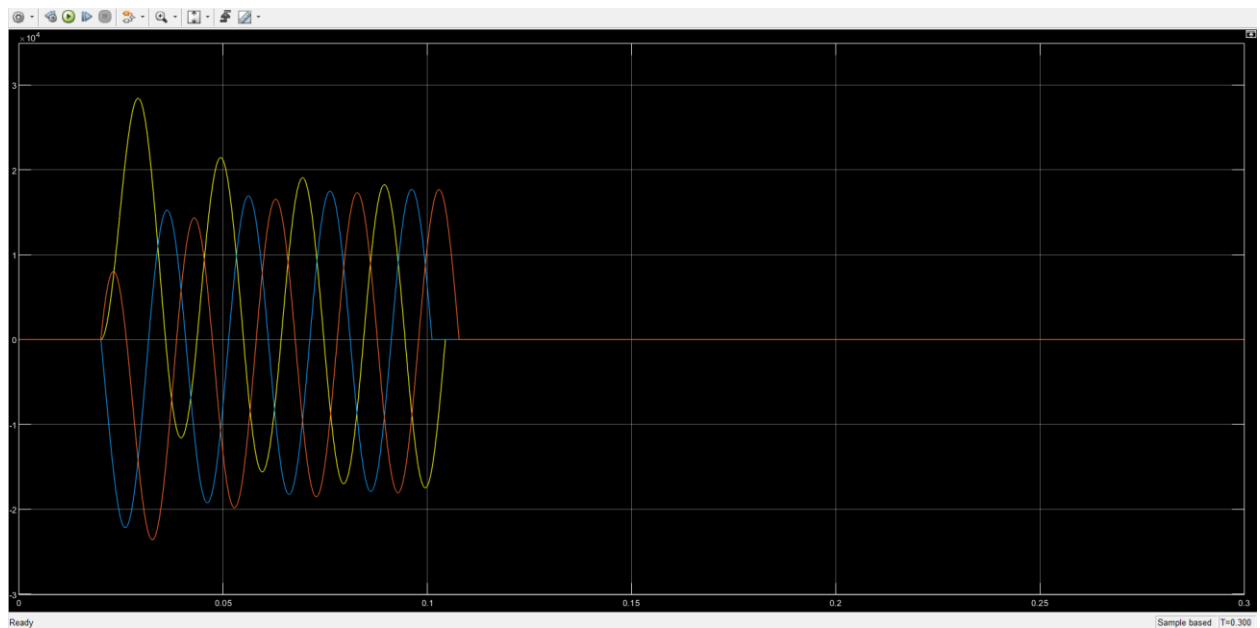


Рисунок 4.6 – Осцилограма характеристики струму КЗ у точці №1

Струм КЗ від генератора до головного понижуючого трансформатора ТДТН-25000/110/35 (рис. 5,6)

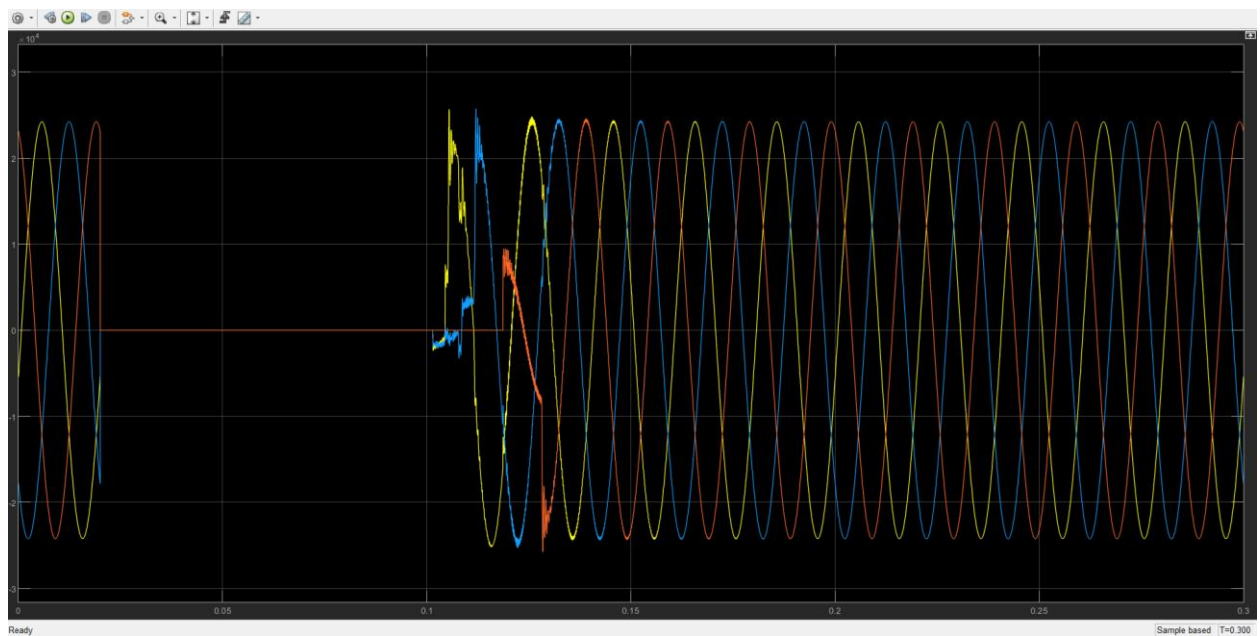


Рисунок 4.7 – Осцилограма перехідного процесу вихідної напруги при КЗ у точці №2

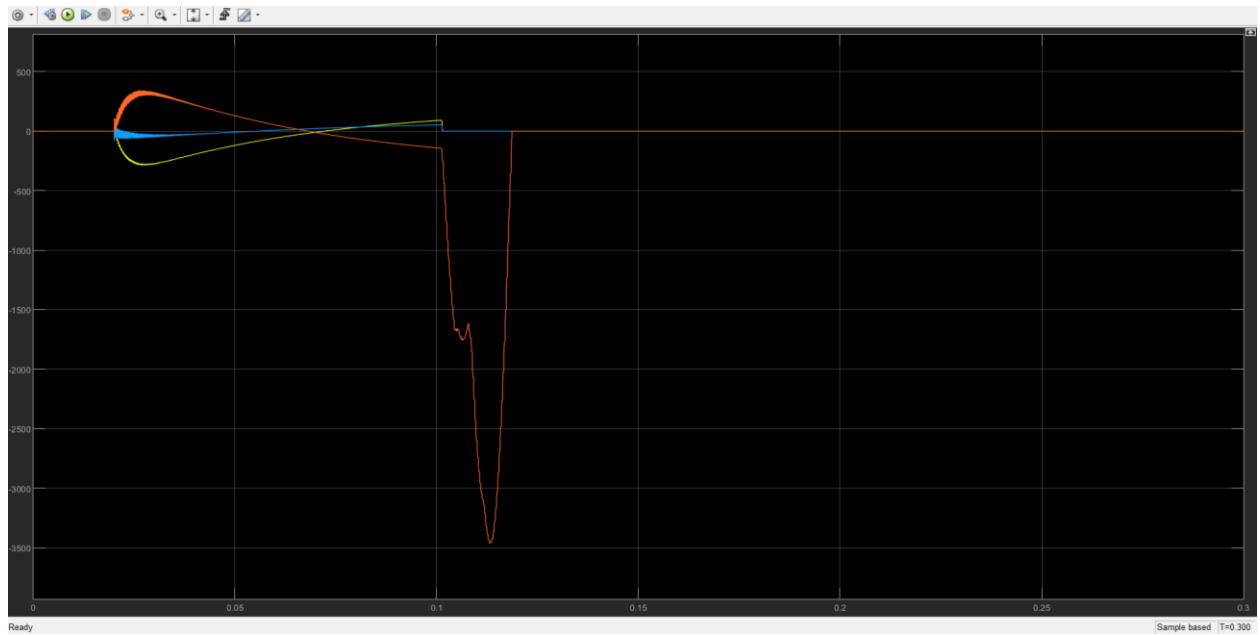


Рисунок 4.8 – Осцилограма характеристики струму КЗ у точці №2

Струм КЗ від трансформатора ТДТН-25000/110/35 на сторону середньої напруги 35 кВ (рис. 7,8), що під'єднаний до навантаження, тому й бачимо такий сплеск струму при підключенні до мережі цього навантаження.

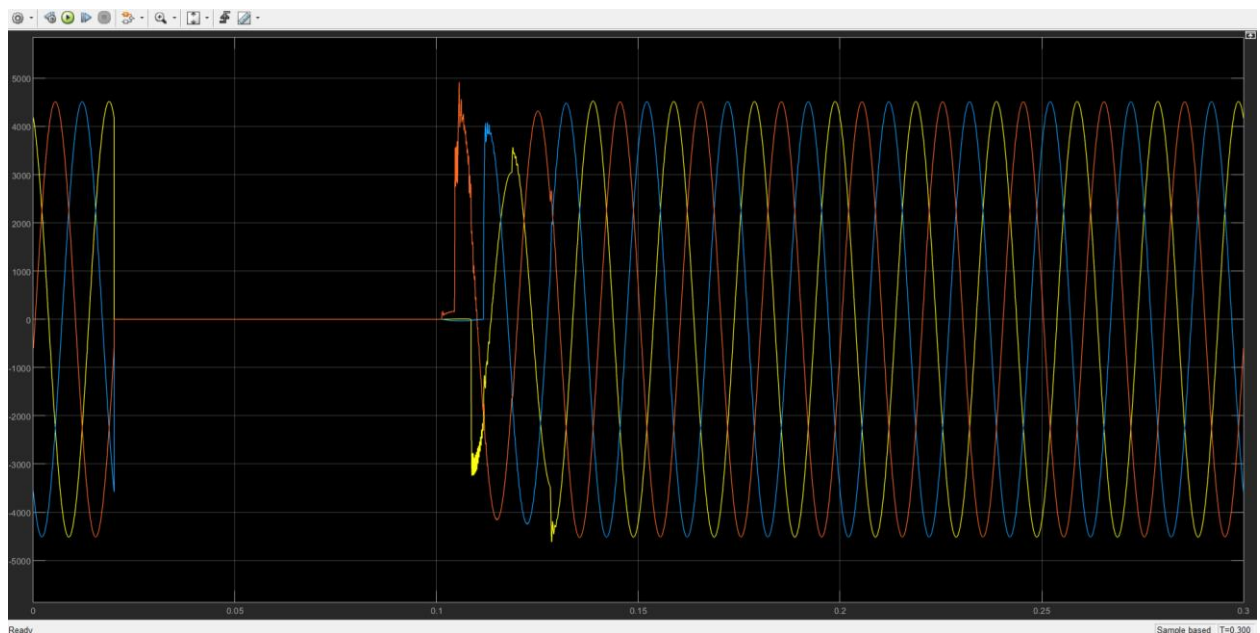


Рисунок 4.9 – Осцилограма перехідного процесу вихідної напруги при КЗ у точці №3

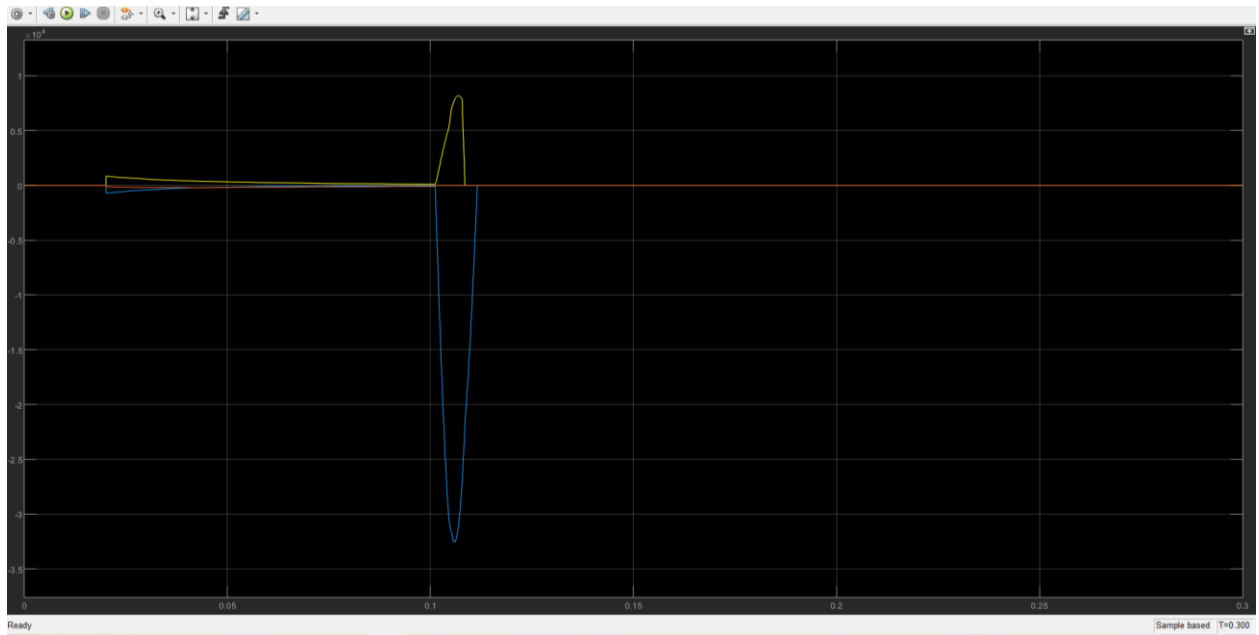


Рисунок 4.10 – Осцилограма характеристики струму КЗ у точці №3

Струм КЗ від трансформатора ТДТН-25000/110/35 на сторону низької напруги 6 кВ (рис. 9,10), що під'єднаний до навантаження, тому і є стрибок струму під час включення навантаження до енергосистеми.

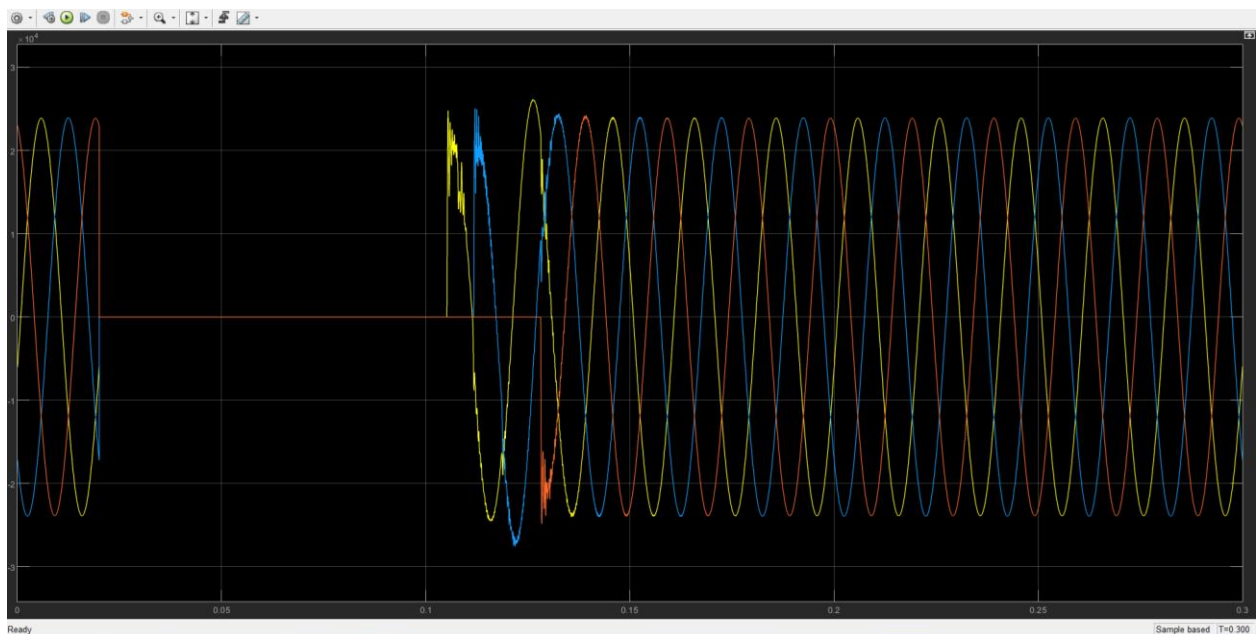


Рисунок 4.11 – Осцилограма перехідного процесу вихідної напруги при КЗ у точці №4 (віддалене КЗ)

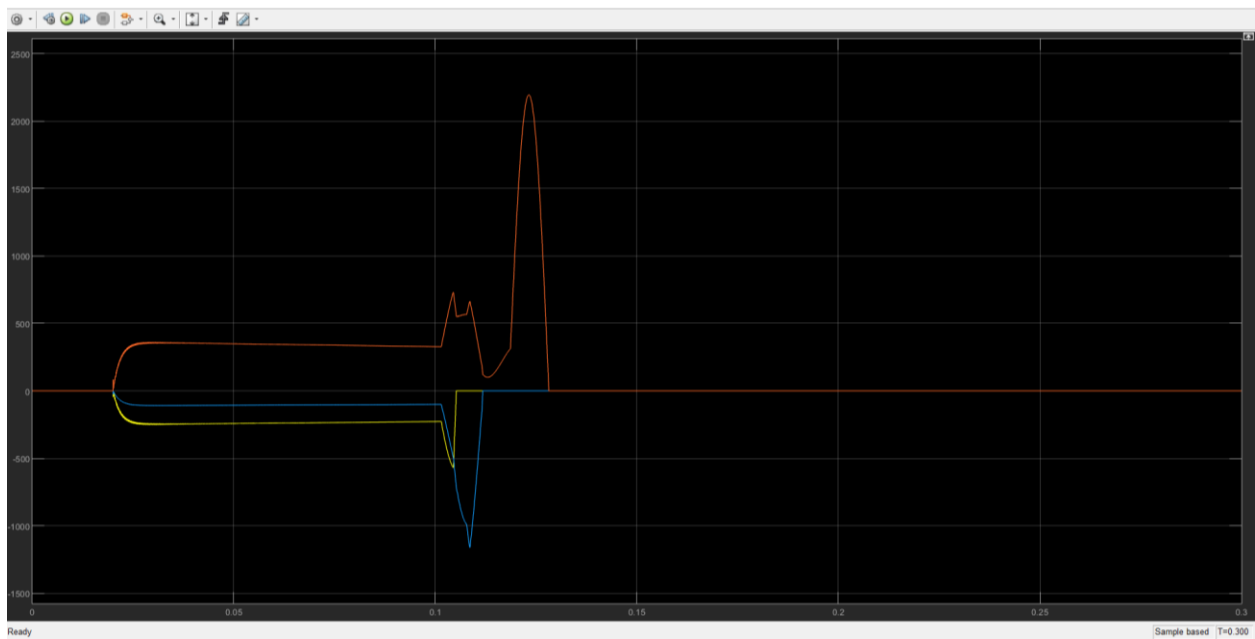


Рисунок 4.12 – Осцилограма характеристики струму КЗ у точці №4
(віддалене КЗ)

Віддалений струм КЗ, що знаходиться на великій відстані від джерела трансформації чи живлення є небезпечною ділянкою при аварійних ситуаціях в системі електрозабезпечення.

ВИСНОВКИ

За результатом виконання дипломного проекту була спроектована електрична мережа 110/35 кВ, яка забезпечує електроенергією споживачів. Був зроблений вибір перетинів проводів по економічній щільності струму, отримані перерізи проводів були перевірені на умову перегріву. Виходячи з умови надійності споживачів першої і другої категорій було обрано два трансформатори на кожную підстанцію. Для обраної схеми були розраховані струми короткого замикання в розрахункових точках на боці високої та низької напруги підстанції, за якими далі була проведена перевірка та вибір устаткування. Для шести підстанцій, проведений вибір раціонального варіанту, виконано вибір обладнання. Вибір найкращого варіанту мережі виконаний на основі порівняння приведених витрат.

Обрані варіанти були змодельовані в програмі MATLAB. В цій моделі добре видно появлення вищих гармонік, що можуть впливати на стійкість системи, але обране обладнання їх витримує. Результати MATLAB-моделювання підтверджують розрахунки за стандартними методами вибору обладнання за довідниковими даними.

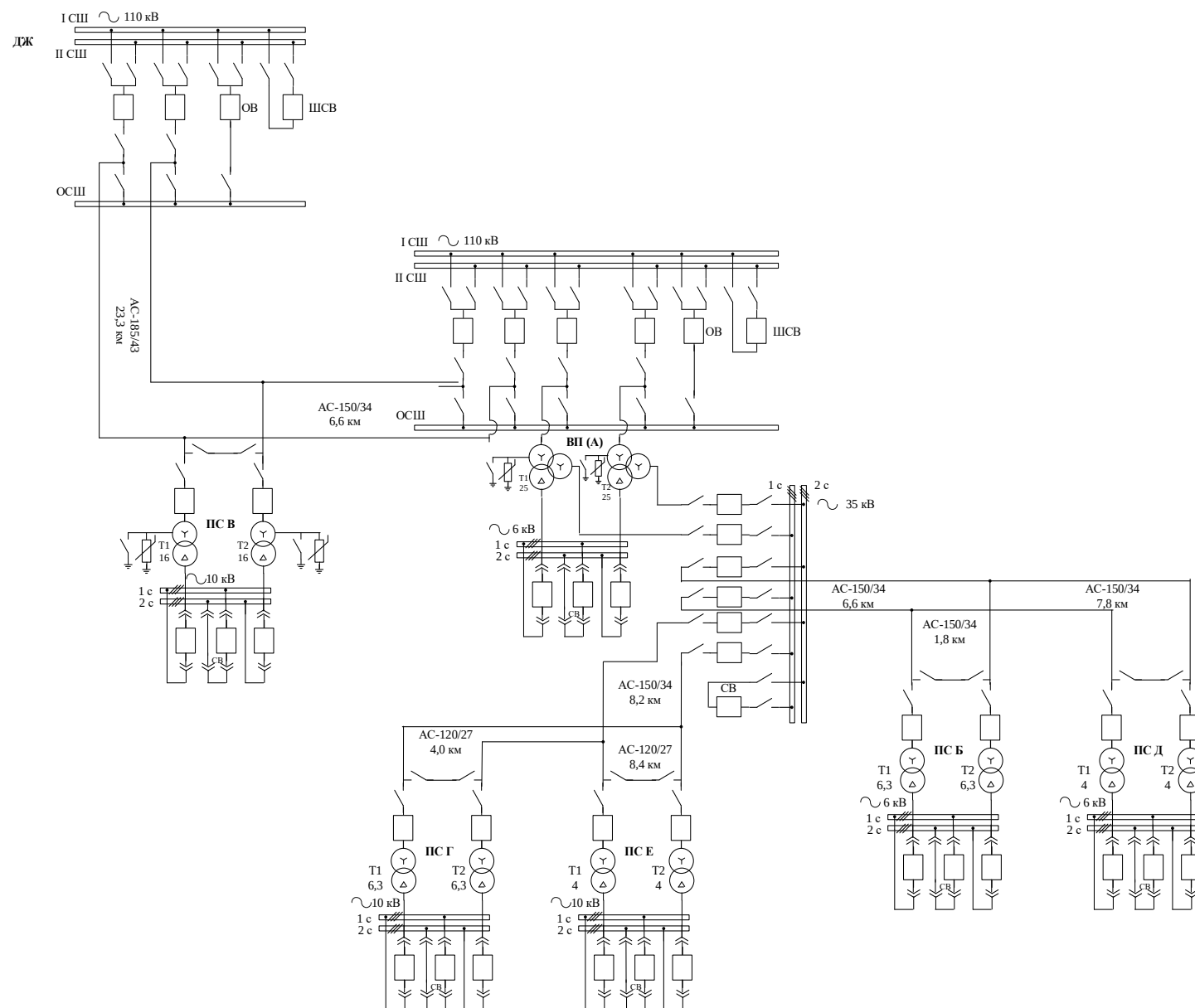
Взагалі, спроектована система відповідає державному стандарту України.

Проект, в цілому, може бути реалізований з подальшою деталізацією ділянок мережі.

Вважаю, що поставлені задачі були виконані мною у повному обсязі з розглядом всіх аспектів дипломного проекту.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Електропостачання промислових підприємств : Підручник для студентів електромеханічних спеціальностей / В.І. Мілих, Т.П. Павленко. – Харків : ФОП Панов А. М., 2016. – 272 с.
2. Кириленко О.В. Математичне моделювання в електроенергетиці: підручник / Кириленко О.В., Сегеда М.С., Буткевич О.Ф., Мазур Т.А. – Львів: Вид-во нац. ун-ту «Львівська політехніка», 2013. – 608 с.
3. Журахівський А. В. Оптимізація режимів електроенергетичних систем: навч. посіб. - друге вид., виправ. / А. В. Журахівський, А. Я. Яцейко. - Львів : Видавництво Львівської політехніки. – 2010. – 140 с.
4. Правила улаштування електроустановок / Видання офіційне / Замовлено: Міністерство енергетики та вугільної промисловості – Київ. – 2017. – 617с.
5. Черепанова Г.А., Вычегжанин А.В. Установившиеся режимы электрических сетей в примерах и задачах: Учебное пособие. - Киров, изд. ВятГУ, 2009. – 116 с.
6. Методичні вказівки до практичних занять і розрахункової роботи з дисципліни «Електрична частина станцій та підстанцій. Частина 2» для студентів спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка освітнього ступеня «бакалавр» денної та заочної форм навчання / уклад. Г.О. Шеїна. – Покровськ : ДонНТУ, 2020. – 36 с.
7. Методичні вказівки до практичних занять і розрахункової роботи з дисципліни «Електричні системи та мережі. Частина 2» для студентів спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка освітнього ступеня «бакалавр» денної та заочної форм навчання / уклад. Г.О. Шеїна. – Покровськ: ДонНТУ, 2020. – 105 с



Додаток А – Схема мережі

ДОДАТОК Б. ОХОРОНА ПРАЦІ

1. Загальні вимоги охорони праці

1.1. На роботу як головний енергетик (далі – енергетик) призначається фахівець відповідної кваліфікації, який пройшов вступний інструктаж з охорони праці, навчання та перевірку знань з охорони праці, спеціальне навчання та перевірку знань норм і правил роботи в електроустановках, який отримав відповідну групу.

1.2. Енергетик повинен періодично, не рідше одного разу на три роки, проходити навчання з охорони праці, перевірку знань норм та правил роботи в електроустановках та підтверджувати групу з електробезпеки.

1.3. Енергетик повинен знати: методичні та нормативні матеріали з експлуатації енергетичного обладнання та комунікацій; організацію енергетичного господарства; перспективи технічного розвитку; технічні характеристики, конструктивні особливості, режими роботи та правила технічної експлуатації енергетичного обладнання; єдину систему планово-попереджувального ремонту та раціональної експлуатації обладнання, організацію та технологію ремонтних робіт; методи монтажу, регулювання, налагодження та ремонту енергетичного обладнання; порядок складання заявок на енергоресурси, обладнання, матеріали, запасні частини, інструменти; правила здачі обладнання для ремонту та приймання після ремонту; вимоги організації праці під час експлуатації, ремонту та модернізації енергетичного обладнання.

1.4. Енергетик, який показав незадовільні знання норм та правил роботи в електроустановках, до самостійної роботи не допускається.

1.5. Енергетик, спрямований для участі в інших, незнайомих, у тому числі не властивих посаді роботах, повинен пройти цільовий інструктаж з безпечного виконання майбутніх робіт.

1.6. Енергетику забороняється користуватися інструментом, пристроями та обладнанням, безпечного поводження з якими він не навчений.

1.7. Енергетик, незалежно від кваліфікації та стажу роботи, не рідше одного разу на три роки повинен проходити навчання та перевірку знань вимог охорони праці.

1.8. Під час роботи на енергетика можуть надавати несприятливий вплив переважно такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

- психофізіологічне та розумове перенапруження (наприклад, при пошуку причин помилок, збоїв, зупинок машин, що вимагає аналізу численних варіантів, вибору розуму різних альтернатив);
- перенапруга зорового аналізатора (наприклад, під час роботи за екраном дисплея);
- Електричний струм, шлях якого у разі замикання на корпус може пройти через тіло людини;
- незадовільні мікрокліматичні умови у робочому приміщенні;
- Недостатня освітленість робочого місця (робочої зони).

1.9. Енергетику слід пам'ятати про те, що при технічному обслуговуванні та ремонті енергетичного обладнання існує небезпека ураження електричним струмом; тому при виконанні будь-яких робіт із споживачами електричної енергії слід дотримуватися підвищеної обережності і не нехтувати правилами електробезпеки.

1.10. Енергетик не повинен приступати до роботи, якщо він не навчений безпечним прийомом праці або має сумніви в забезпеченні безпеки на робочому місці.

1.11. Якщо з будь-ким із працівників стався нещасний випадок, то потерпілому необхідно надати першу допомогу, повідомити про те, що сталося, і зберегти ситуацію, якщо це не створює небезпеки для оточуючих.

1.12. Енергетик при необхідності повинен вміти надати першу допомогу потерпілому, у тому числі при ураженні електричним струмом, а також користуватися аптечкою.

1.13. Енергетик повинен дотримуватися трудової та виробничої дисципліни, Правила трудового розпорядку.

1.14. Для попередження можливості виникнення пожежі енергетик повинен дотримуватись вимог пожежної безпеки сам і не допускати порушень іншими працівниками; курити дозволяється тільки у спеціально відведеному для цієї мети місці.

1.15. Енергетик, який допустив порушення або невиконання вимог інструкції з охорони праці, відповідає за чинним законодавством.

2. Вимоги охорони праці перед початком роботи

2.1. Перед початком роботи енергетика слід звернути увагу на раціональну організацію робочого місця, підготувати необхідний інструмент, пристосування та перевірити їхню роботу.

2.2. Перед включенням електрообладнання в електричну мережу енергетика слід візуально перевірити справність розетки, вилки, а також електричних шнурів та кабелів, що використовуються для живлення машин та приєднань між собою всіх пристроїв.

2.3. Перед початком виконання робіт з технічного обслуговування та ремонту електрообладнання енергетика слід вжити необхідних заходів, які забезпечують безпеку праці, у тому числі заходи електробезпеки, до яких належать такі:

- виконати необхідні відключення та вжити заходів, що перешкоджають помилковому або мимовільному включенню електрообладнання;
- перевірити відсутність напруги на струмоведучих частинах електроустаткування;
- у разі потреби захистити струмоведучі частини, що залишилися під напругою, та встановити попереджувальні знаки безпеки.

2.4. Енергетик повинен особисто переконатися в тому, що всі заходи, які необхідні для забезпечення безпеки працюючих, виконані; при виникненні сумнівів у достатності та правильності вжитих заходів та у можливості безпечного виконання роботи енергетик не повинен приступати до роботи.

2.5. Енергетик перед початком роботи повинен перевірити наявність та справність усіх необхідних електрозахисних засобів.

3. Вимоги охорони праці під час роботи

3.1. При організації виконання робіт з експлуатаційно-технічного обслуговування, профілактичних перевірок, поточного ремонту енергетичного обладнання енергетика слід керуватися експлуатаційною документацією, у тому числі інструкціями з експлуатації фірм-виробників.

3.2. Для підключення електрообладнання до електричної мережі слід застосовувати фірмовий шнур живлення, що постачається разом із обладнанням.

3.3. При технічному обслуговуванні та ремонті енергетичного обладнання із застосуванням електрозахисних засобів (наприклад, показчика напруги, ручного електроінструменту тощо) енергетик не повинен наближатися до струмоведучих частин на відстань меншу за довжину ізолюючої частини цих засобів.

3.4. Перевіряти відсутність напруги слід вказівником напруги заводського виготовлення, справність якого має бути перевірена перед його використанням.

3.5. При роботі з електрообладнанням слід застосовувати ручний електроінструмент лише з ізолюючими ручками; у викруток, крім того, має бути ізольований стрижень.

3.6. При необхідності виконання робіт без зняття напруги та при використанні ізолюючих засобів захисту енергетик повинен пам'ятати та виконувати наступні правила безпеки:

- тримати ізолюючі частини засобів захисту можна лише за рукоятки до обмежувального кільця;
- розташовувати ізолюючі частини засобів захисту слід таким чином, щоб не виникла небезпека перекриття поверхнею ізоляції між струмовідними частинами проводів або замикання на землю.

3.7. Щоб уникнути випадків електротравматизму, не допускається залишати неізольовані кінці проводів після демонтажу вузлів електрообладнання.

3.8. При необхідності виконання паяння проводів або деталей з використанням олов'яно-свинцевих припоїв типу ПОС енергетик повинен мати на увазі та дотримуватися наступних запобіжних заходів:

- оскільки припої типу ПОС містять у своєму складі свинець, слід пам'ятати про те, що при цьому одяг, шкіра рук забруднюються парами свинцю, що може призвести (при кількостях, що перевищують ГДК) до свинцевих отруєнь організму;
- для запобігання опікам обличчя та очей частинками розплавленого припою, що відлетіли, слід користуватися пінцетом для підтримування проводів, деталей, що припаюються;
- щоб уникнути пожежі, слід дотримуватися обережності при роботі з електричним паяльником і користуватися спеціальними підставками.

4. Вимоги охорони праці в аварійних ситуаціях

4.1. У разі виявлення порушень вимог охорони праці, які становлять загрозу здоров'ю або особистій безпеці, енергетик повинен звернутися до керівника та повідомити його про це; до усунення загрози слід припинити роботу та залишити небезпечну зону.

4.2. При нещасному випадку раптовому захворюванні необхідно негайно надати першу допомогу потерпілому, викликати лікаря або допомогти доставити потерпілого до лікаря, а потім повідомити керівника про те, що сталося.

4.7. Перша допомога потерпілому повинна бути негайно і безпосередньо на події, відразу ж після усунення причини, що спричинила травму.

4.9. При виявленні пожежі або ознак горіння (задимлення, запах гару, підвищення температури тощо) енергетик зобов'язаний негайно повідомити про це пожежну охорону, до прибуття пожежної охорони енергетик зобов'язаний вживати заходів щодо евакуації людей, майна.

4.11. Енергетику слід вжити заходів щодо відключення електрообладнання від електричної мережі та приступити до його гасіння первинними засобами пожежогасіння; при цьому слід пам'ятати, що для гасіння обладнання, що

знаходиться під напругою, необхідно застосовувати вуглекислотні або порошкові вогнегасники.

4.12. Енергетику слід організувати зустріч підрозділів пожежної охорони та надати допомогу у виборі найкоротшого шляху для під'їзду до осередку пожежі.

5. Вимоги охорони праці після закінчення роботи

5.1. Після закінчення роботи енергетику слід відключити електрообладнання від електричної мережі, упорядкувати робоче місце, прибрати інструменти, документацію тощо.

5.2. Після закінчення роботи необхідно ретельно вимити руки теплою водою з милом.

ДОДАТОК В. ПЕРЕЛІК ЗАУВАЖЕНЬ НОРМОКОНТРОЛЕРА ДО РОБОТИ

Перелік зауважень нормоконтролера до роботи.

Позначення документа	Документ	Умовне позначення	Зміст зауваження

Дата_____

Підпис (ПІБ)_____