

ДВНЗ “Донецький національний технічний університет ”
Факультет Комп’ютерно-інтегрованих технологій, автоматизації,
електроінженерії та радіоелектроніки
Кафедра Електричної інженерії

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

к.т.н. Колларов О.Ю.

(підпис)

(ініціали, прізвище)

“ ” _____ 2020 р

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до дипломного проекту (роботи)

Магістр

(освітньо-кваліфікаційний рівень)

на тему « Модернізація ділянки мережі 330/110»

Виконав: студент 2 курсу, групи ЕЛКм-19
(шифр групи)

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

Чижиков Артем Юрійович

(прізвище та ініціали)

(підпис)

Керівник доцент кафедри, к.т.н. Шеїна Г. О.

(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)

(підпис)

Рецензент _____

(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)

(підпис)

Засвідчую що у цьому дипломному проекті немає запозичень з
праць інших авторів без відповідних посилань

Студент _____

(підпис)

Покровськ – 2020 р.

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

Факультет комп'ютерно- інтегрованих технологій, автоматизації, електроінженерії та радіоелектроніки

Кафедра електричної інженерії

Освітній ступінь: магістр

Спеціальність: (141) електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

_____ (Колларов О. Ю.)

« » _____ 2020 р.

ЗАВДАННЯ
НА ДИПЛОМНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Чижиков Артем Юрійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: _____

керівник роботи Шейна Г. О., к. т. н.
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навчального закладу від _____ № _____

2. Строк подання студентом роботи 21 грудня 2020 року.

3. Вихідні дані до роботи: _____

оперативна схема мережі 330/110/35 кВ

тип обладнання підстанцій

тип ліній електропередачі, марка проводу, довжина

навантаження споживачів і категорія надійності

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

1. Моделі комутаційних апаратів

2. Аналіз комутаційних апаратів

3. Дослідження мережі 330/110 кВ

4. Охорона праці

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

Вісім слайдів презентаційного матеріалу

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці	Біла Н. С.		
Пункти 4.1 – 4.3	Шейна Г.О.		

7. Дата видачі завдання 01 жовтня 2020 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломного роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1.	Пункт 4.1	2.10 – 31.10.20	
2.	Пункт 4.2	01.11–19.11.20	
3.	Пункт 4.3	20.11–10.12.20	
4.	Охорона праці	11.12–21.12.20	
5.			
6.			

Студент _____ Чижигов А. Ю.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____ Шейна Г. О.
(підпис) (прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Чижиков А. Ю. Модернізація ділянки мережі 330/110/ Випускна кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня «магістр» за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». – ДВНЗ ДонНТУ, Покровськ, 2020.

Дипломна робота складається зі вступу, основної частини, яка включає чотири розділи, висновків та списку використаних джерел.

У першому розділі розглянуті фізичні процеси, які виникають в електричних мережах при комутаціях аварійних струмів. Наведені умови стійкого та нестійкого горіння дуги змінного струму. Визначені показники, які впливають на успішність процесу гасіння дуги.

У другому розділі розглянуті комутаційні апарати, які використовуються в електричних мережах, приведені їх конструктивні схеми, визначені переваги та недоліки.

У третьому розділі приведено моделювання і дослідження режимів ділянки електричної мережі 330/110/35 кВ.

У четвертому розділі розглянуті питання охорони праці.

Ключові слова: комутація, аварійні струми, гасіння дуги, комутаційні апарати, моделювання, дослідження режимів, електрична мережа.

Список публікацій здобувача:

1. Дослідження режимів роботи ділянки електричної мережі 110/35 кВ / Чижиков А.Ю, Тютюнник Н.Л., Шеїна Г.О.// Тези студентської конференції форму «ТАК», м. Покровськ, 2020.

2. Дослідження пристроїв регулювання напруги підстанції 330/110 кВ / Чижиков А.Ю, Шеїна Г.О.// Тези студентської конференції форму «ТАК», м. Покровськ, 2020.

ANNOTATION

Chyzhykov Artem Yuriiovych. Modernization of the 330/110 network section / Graduation qualifying work for obtaining an educational degree "Master" in specialty 141 "Electricity, electrical engineering and electromechanics". – DonNTU, Pokrovsk, 2020.

The thesis consists of an introduction, the main part, which includes four sections, conclusions and a list of sources used.

The first section considers the physical processes that occur in electrical networks during switching of emergency currents. The conditions of stable and unstable combustion of an alternating current arc are given. Indicators that affect the success of the arc quenching process are identified.

In the second section the switching devices used in electric networks are considered, their constructive schemes are resulted, advantages and lacks are defined.

The third section presents modeling and research of 330/110/35 kV electrical network sections.

The fourth section deals with issues of labor protection.

Keywords: mathematical model, transformer, systematic overloads, emergency overloads, electrical network, electrical installations.

List of applicant publications:

1. Research of operation modes of the 110/35 kV electric network section / Chizhikov A.Yu., Tyutyunnyk NL, Sheina G.O. // Abstracts of the student conference form "TAK", Pokrovsk, 2020.

2. Research of voltage regulation devices of 330/110 kV substation / Chizhikov A.Yu., Sheina G.O. // Abstracts of the student conference form "TAK", Pokrovsk, 2020.

ЗМІСТ

Вступ	7
Розділ 1. Моделі комутаційних апаратів	8
1.1 Фізичні процеси при горінні дуги	9
1.2 Енергетичні процеси при горінні дуги	16
1.3 Аналіз коливальних процесів при відключенні мережі	24
1.4 Висновки за першим розділом	29
Розділ 2 Аналіз комутаційних апаратів	30
2.1 Основні вимоги до комутаційних апаратів	30
2.2 Конструкція вимикачів	31
2.3 Висновки за другим розділом	34
Розділ 3. Дослідження мережі 330/110 кВ	35
3.1 Моделювання ділянки електричної мережі двох рівнів номінальної напруги	35
3.2 Аналіз отриманих результатів	58
3.3 Генерації реактивної потужності в мережі	61
3.4 Розрахунок струмів КЗ	81
Розділ 4 Охорона праці	90
Висновки	96
Список використаної літератури	97

ВСТУП

Згідно діючого в Україні стандарту, ПУЕ, розділ 1.2.11, під час виконання проектів систем електропостачання (СЕП) або, що також є актуальним для нашого регіону, реконструкції електроустановок, необхідно розглядати такі питання:

1) можливі перспективи розвитку енергосистеми та СЕП з обов'язковим урахуванням раціонального поєднання електричних мереж, як новозбудованих, так і діючих, різних класів напруги;

2) забезпечення обов'язкового надійного електропостачання для всіх споживачів електричних мереж, з урахуванням їх категорії надійності;

3) звичайно ж, обмеження струмів аварійних режимів (струми КЗ), рівнями, що визначаються можливим граничним збільшеннями при розвитку регіону;

4) звичайно ж, можливість зменшення втрат електричної енергії, з урахуванням обмеженості енергоресурсів та їх впливом на розвиток промисловості;

5) обов'язкове прийняття до уваги, що прийняті рішення впливають на умови безпеки навколишнього природного середовища;

6) обов'язкове прийняття до уваги електромагнітної сумісності спроектованих автоматизованих систем керування; пристроїв релейного захисту, диспетчерського контролю, технологічного зв'язку та інших технічних засобів.

Під час проектування чи реконструкції СЕП, звичайно ж, враховуються наступні фактори:

- по-перше, перевантажувальна здатність елементів СЕП,
- наступне, наявність можливості обов'язкового резервування технологічного обладнання, з урахуванням ремонтних, аварійних чи, так званих, післяаварійних режимах. Тому робота присвячена розробці технічних засобів реконструкції електричної мережі 330/110/35 кВ.

РОЗДІЛ 1. МОДЕЛІ КОМУТАЦІЙНИХ АПАРАТІВ

Автоматичний вимикач (circuit breakers) – це комутаційний механічний пристрій.

Він здатний витримувати і розривати струми в звичайних умовах.

Крім того, він також здатний витримувати протягом визначеного й обмеженого часу струми, в так званих, аномальних умовах, таких як коротке замикання, і розривати їх.

У нормальних робочих умовах вимикач знаходиться в замкнутому положенні, струм протікає через замкнені контакти. Вимикач розмикає свої контакти при надходженні сигналу спрацьовування.

Характеристики автоматичних вимикачів узагальнюють наступним чином [1]:

1. У замкненому стані він повинен бути хорошим провідником: повинен термічно та механічно витримувати будь-який струм, менший або рівний номінальному струму короткого замикання

$$I_{пртв} \leq I_{ном.КЗ}$$

2. При розмиканні він повинен бути хорошим ізолятором: повинен витримувати напругу між контактами, напругу до землі або до інших фаз

$$U \leq U_{перен}$$

3. При відключенні він повинен швидко та безпечно перервати будь-який струм, менший або рівний номінальному струму короткого замикання

$$I_{відкл} \leq I_{ном.КЗ}$$

1.1 Фізичні процеси при горінні дуги

За визначенням, електрична дуга – це сильно іонізований стовп газу, який, звичайно ж, стає провідним під дією високої температури. Отже, дуга поєднує електричні та теплові явища.

У вимикачі електрична дуга утворюється лише після того, як контакти починають відокремлюватися. Вона змінюється від провідного до непровідного стану за дуже короткий проміжок часу.

Дуга гасне, зазвичай, при виконанні наступних умов:

по-перше, коли струм досягає нуля для змінного струму;

по-друге, коли дуга витягується на максимальну довжину, збільшується її опір;

і, останнє, коли обмежується струм.

Для розширення дуги застосовуються різні техніки; вони відрізняються залежно від потужності і класу напруги вимикача.

При горінні дуги у вимикачі в ній одночасно протікають два протилежні процеси – іонізація і деіонізація.

Іонізація – процес відділення з нейтральної молекули одного або декількох іонів і утворення вільних електронів і позитивних іонів.

Іонізація проходить у *дуговому проміжку*. Вона включає термічну й ударну іонізацію.

Термічна іонізація – це її основний вид, виникає під дією високої температури. Вона спричиняє збільшення кількості частинок і їх швидкості.

Ступень іонізації – відношення кількості іонізованих атомів до загальної кількості атомів в дуговому проміжку.

Ударна іонізація є наслідком руху вільних електронів, які на своєму шляху іонізують наступні нейтральні частинки.

Потенціал іонізації – це мінімальне значення різниці потенціалів на довжині вільного руху електрону, щоб він до кінця шляху набув необхідну швидкість для іонізації наступної частинки.

Деіонізація включає рекомбінацію і дифузію.

Процес рекомбінації – нейтралізація іонів й електронів, які взаємно притягуються.

Процес дифузії – процес переміщення іонів й електронів зі ствола дуги в навколишнє середовище. Завдяки цьому процесу зменшується провідність дуги.

Переривання струму слід розглядати у тісному зв'язку з робочою напругою системи $U_{роб}$, її структурою та складом елементів системи.

Робоча напруга $U_{роб}$ впливає на тип обраного автоматичного вимикача, а елементи, компоненти та структура енергосистеми визначають конструкцію блоку автоматичного вимикача через перехідні напруги, які виникають в процесі комутацій.

Стандарти [2–3] також визначають перенапруги, які повинні витримувати вимикачі. Крім того, автоматичний вимикач повинен забезпечити достатню ізоляційну відстань, щоб персонал міг безпечно працювати на тій частині системи, яка була відключена.

Бажані номінали, параметри продуктивності та вимоги до випробувань автоматичних вимикачів регулюються стандартами [2–3].

Крім того, необхідно враховувати такі явища як термоелектронна емісія й автоелектронна емісія, які відбуваються паралельно з основними процесами.

Термоелектронна емісія – це, як відомо, випуск електронів з поверхні контактів через їх високу температуру. На негативному електроді утворюється, так зване, «катодна пляма», яка є основою дуги й осередком випромінювання електронів у перший момент розходження контактів. На цей

процес впливають матеріал електродів та їх температура. Його вплив істотний лише в початковий момент горіння дуги.

Автоелектронна емісія – це, як відомо, випуск електронів з поверхні негативного електроду через значну електричну напруженість. Напруженість між контактами може досягати 100 МВ/см.

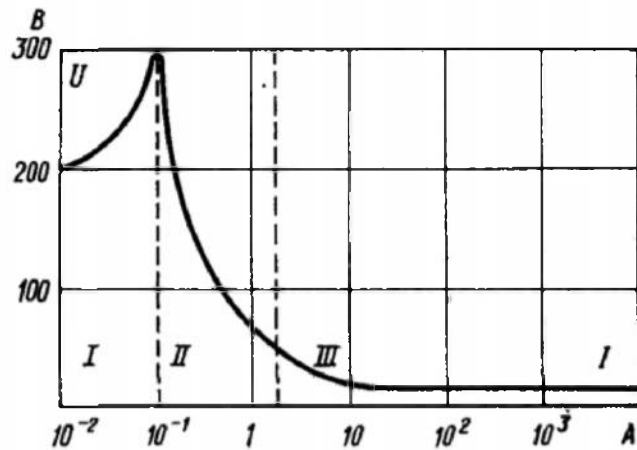


Рисунок 1.1 – Вольт-амперна характеристика електричного розряду в газах

Отже необхідно розглянути умови гасіння дуги для постійного струму.

Потужність дуги:

$$P_d = u_d \cdot i_d \quad (1.1)$$

Напруга прикладена до дуги:

$$u = u_d + \Delta u_r + \Delta u_L \quad (1.2)$$

або:

$$u = u_d + r \cdot i + L \cdot \frac{di}{dt} \quad (1.3)$$

Для дуги, яка горить стало:

$$\begin{cases} i = \text{const} \\ L \cdot \frac{di}{dt} = 0 \\ u = u_{\partial} + \Delta u_r \end{cases} \quad (1.4)$$

Для згасання дуги необхідно виконання умов:

$$\begin{cases} i \rightarrow \min \\ L \cdot \frac{di}{dt} < 0 \end{cases} \quad (1.5)$$

Рішенню рівняння (1.2) і умові (1.5) відповідає графічне рішення (рис.1.2).

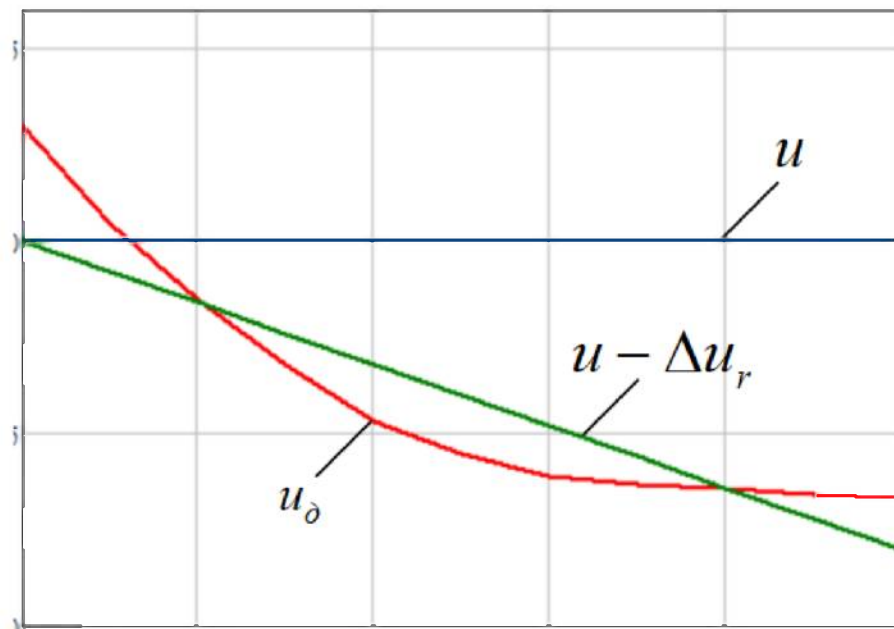


Рисунок 1.2 – Падіння напруги на дугі

Перша крива (синього кольору) – крива напруги, прикладеної до дуги u . Друга крива (зеленого кольору) – крива напруги з урахуванням падіння

напруги в активному опорі дуги: $u - \Delta u_r$. Третя крива (червоного кольору) – крива напруги на дугі Δu_L .

Зміна активного опору відповідно до зміни температури дуги зі значення t_1 до значення t_2 відбувається за законом:

$$r_2 = r_1 \left(\frac{T + t_2}{T + t_1} \right) = r_1 \left(\frac{T + t_1 + \Delta t}{T + t_1} \right) = r_1 \left(1 + \frac{t_2 - t_1}{T + t_1} \right) = r_1 (1 + \alpha (t_2 - t_1))$$

$$\alpha = \frac{1}{T + t_1}$$

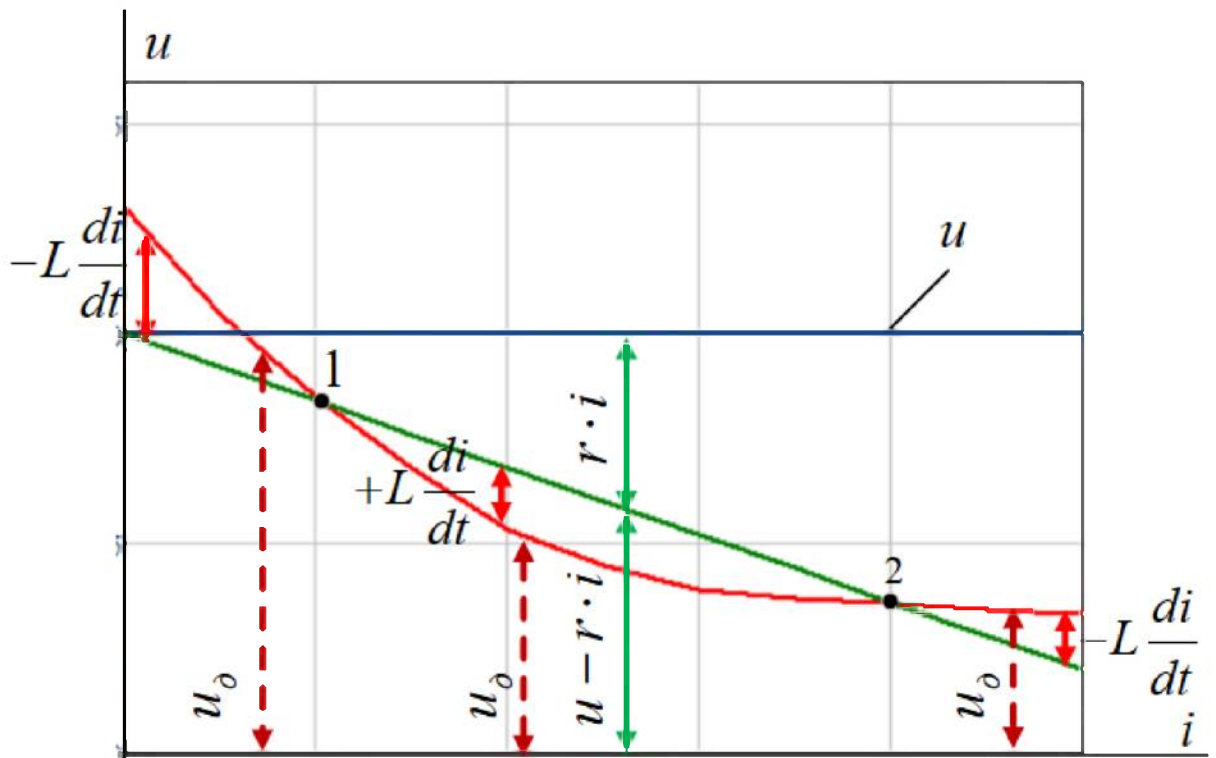


Рисунок 1.3 – Напруга дуги

Напруга дуги:

$$u_\delta = u - r \cdot i - L \cdot \frac{di}{dt} \quad (1.6)$$

геометрично визначається відрізками кривих, де спочатку від напруги прикладеної до дуги, віднімається падіння напруги в активному опорі (лінійна залежність), а потім – в індуктивному опорі (нелінійна залежність).

Вони перетинаються в двох точках – це точки рівноваги:

$$\begin{cases} L \cdot \frac{di}{dt} = 0 \\ u = u_{\phi} - r \cdot i \end{cases} \quad (1.7)$$

Але точки 1 і 2 рівноваги – це точки різного стану: 1 – несталої рівноваги, 2 – сталої рівноваги.

В точці 1, дуга гасне, якщо:

$$\begin{cases} i < I_1 \\ L \frac{di}{dt} < 0 \\ u_{\phi} > u - i \cdot r \end{cases} \quad (1.8)$$

В точці 1, струм дуги зростає, якщо:

$$\begin{cases} i > I_1 \\ L \frac{di}{dt} > 0 \\ u_{\phi} < u - i \cdot r \end{cases} \quad (1.9)$$

Виникає надмірне напруження, яке призводить до збільшення струму до значення в точці 2. В колі накопичується електромагнітна енергія.

В точці 2, струм дуги зростає, якщо:

$$\begin{cases} i > I_2 \\ L \frac{di}{dt} < 0 \\ u_d > u - i \cdot r \end{cases} \quad (1.10)$$

Таким чином, з останнього рівняння системи (1.10), бачимо, що напруга u є недостатньою для підтримки більшого значення струму $i > I_2$. Тому струм зменшується до значення I_2 , дуга горить стало.

Висновок: точка 1 – точка нестійкого горіння дуги, точка 2 – точка стійкого горіння дуги.

Справедливо твердження, що для гасіння дуги необхідно аби при будь-якому значенні струму виконувалася умова (рис. 1.4):

$$u_d > u - i \cdot r$$

Іншими словами, динамічні вольт-амперні характеристики дуги повинні бути вище характеристики $u - r \cdot i$ і не мати точок дотику, як показано на рис. 1.4.

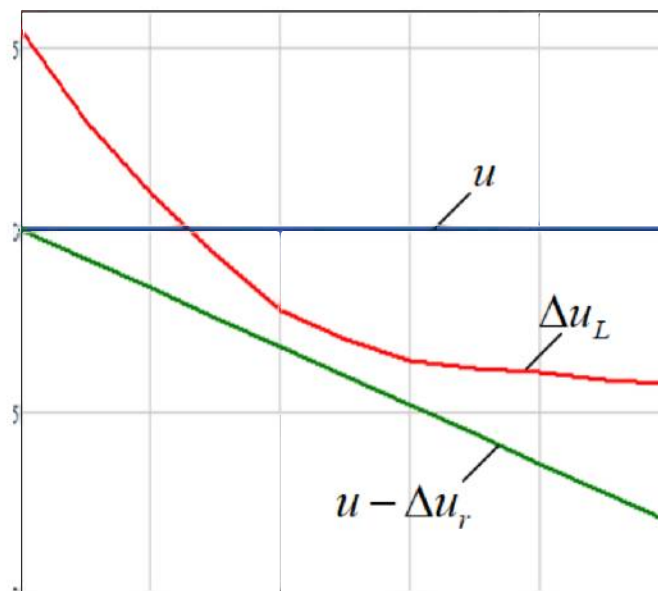


Рисунок 1.4 – Умова гасіння дуги

На практиці для забезпечення умови, показаної на рис. 1.4, використовують спеціальні засоби аби довжина дуги постійного струму була така, щоб її існування стало неможливим:

$$I_{\partial} \geq I_{\partial, \max}$$

В апаратах низької напруги використовують, як відомо наступні типи дугогасних пристроїв:

- відкритий розрив – рубильники ($U \leq 500 \text{ В}, I \leq 5 \text{ кА}$);
- щілинні дугогасні камери (з однією вузькою чи однією лабіринтовою щілиною) – автоматичні повітряні вимикачі ($I_{\text{н}} \leq 50 - 90 \text{ кА}, I_{\text{р}} \leq 30 - 40 \text{ кА}$);
- деіоні чи дугогасні решітки – вимикачі ($I \leq 200 \text{ кА}$)

1.2 Енергетичні процеси при горінні дуги

Еквівалентна електрична потужність дуги:

$$P_{\partial} = u_{\partial} \cdot i_{\partial}$$

Для постійного струму вона складає:

$$u_{\partial} \cdot i_{\partial} = \text{const}$$

Енергія, яка виділяється в дугі за час її горіння t_{∂} :

$$W_{\partial} = \int_0^{t_{\partial}} u_{\partial} \cdot i \cdot dt \quad (1.11)$$

Для апаратів комутації за час одного відключення, з урахуванням (1.2) і (1.11):

$$W_{\partial} = \int_0^{t_2} u_{\partial} \cdot i \cdot dt = \int_0^{t_2} \left(u - r \cdot i - L \cdot \frac{di}{dt} \right) \cdot i \cdot dt$$

Енергія магнітного поля мережі, що відключається:

$$W_M = L \cdot \frac{i_0^2}{2} \quad (1.12)$$

Енергія, яка надходить в дугу під час її горіння від генератора:

$$W_{\varepsilon} = \int_0^{t_2} r \cdot (i_0 - i) \cdot dt \quad (1.13)$$

Початкове значення струму:

$$i_0 = \frac{U}{r'}$$

Таким чином, незалежно від способу гасіння дуги, в ній виділяється енергія магнітного поля мережі, яка відключається, й енергія, яка надходить в дугу від генератора:

$$W_{\partial} = W_M + W_{\varepsilon} = \int_0^{t_2} r \cdot (i_0 - i) \cdot dt + \int_{i_0}^0 L \cdot i \cdot dt = L \cdot \frac{i_0^2}{2} + \int_0^{t_2} r \cdot (i_0 - i) \cdot dt \quad (1.14)$$

Для струму в дугі є справедливим наступне рівняння:

$$i = i_0 \cdot \left[1 - \left(\frac{t}{t_c} \right)^n \right] \quad (1.15)$$

де t – поточний час; t_c – час гасіння дуги; n – постійна, яка залежить від початкових умов.

Постійна n залежить від типу пристроїв гасіння дуги:

- $n > 1$ ($n = 2 - 4$) – закриті дугогасні пристрої, дугогасні пристрої з вузькими щілинами при значній індуктивності;
- $n \leq 1$ – відкриті дугогасні пристрої при активному навантаженні.

За рівнянням (1.15) будується сімейство кривих – рис.1.5.

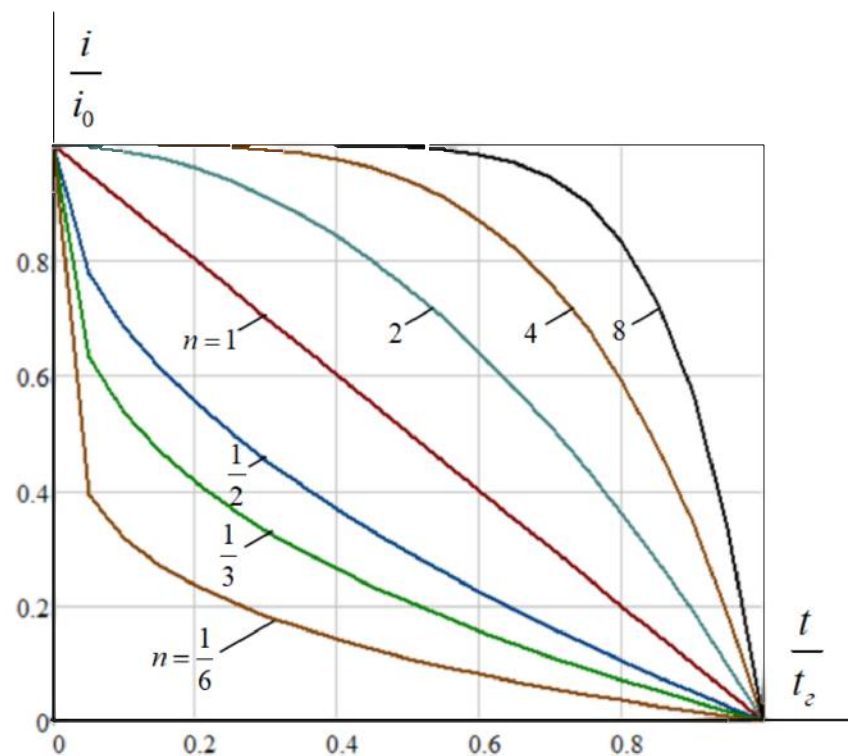


Рисунок 1.5 – Залежності струму

Підставив (1.15) в (1.13):

$$W_c = k \cdot r \cdot i_0^2 \cdot t_c = L \cdot i_0^2 \cdot k \cdot \frac{t_c}{T}$$

$$k = \frac{n}{2 \cdot n^2 + 3 \cdot n + 1} \quad (1.16)$$

$$T = \frac{L}{r}$$

За виразом (1.16), так само, розраховується залежність $k(n)$ – рис. 1.6.

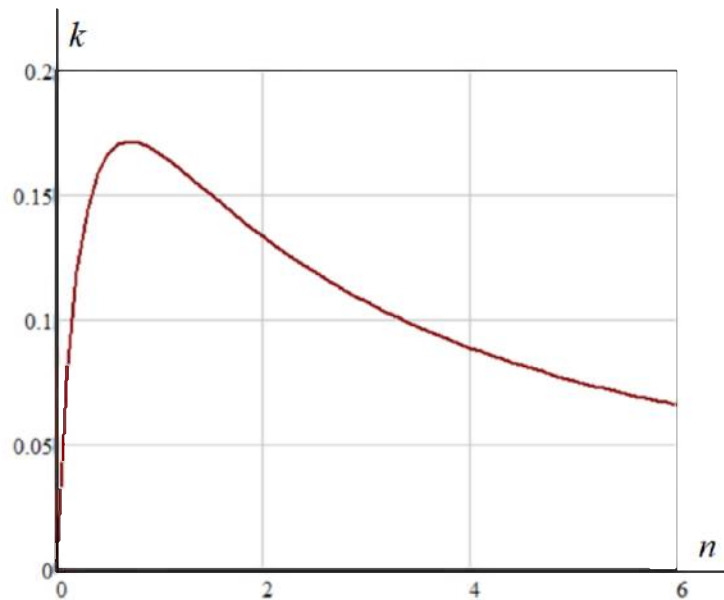


Рисунок 1.6 – Залежність $k(n)$

Характеристика $k(n)$ впливає на кількість енергії, що надходить від генератора в дугу. Її максимальне значення (рис. 1.7) відповідає значенню $n=1$, коли $k(n)=0,167$.

Таким чином, для дуги постійного струму:

$$W_d = W_M + W_c = L \cdot \frac{i_0^2}{2} + L \cdot i_0^2 \cdot k \cdot \frac{t_c}{T} = L \cdot \frac{i_0^2}{2} \cdot \left(1 + 2 \cdot k \cdot \frac{t_c}{T} \right)$$

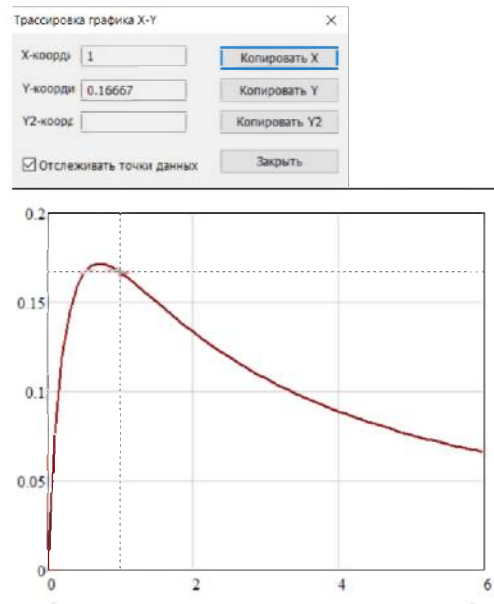


Рисунок 1.7 – Визначення максимального значення $k(n)$

Для дуги змінного струму:

$$W_c = \left(\frac{1}{\pi f} \cdot I_m \cdot U_d \right) \cdot m$$

де f – частота струму I_m , який створює падіння напруги на дугі U_d за умови, що дуга горить m півперіодів.

В генератор повертається енергія, яка була запасена в магнітному полі $L \cdot \frac{i_0^2}{2}$. Мінімальна кількість енергії виділяється, коли дуга гасне при першому проходженні струму через нуль ($m=1$). Якщо ж дуга згасне раніше природного проходження через нуль, то частина енергії $L \cdot \frac{i_0^2}{2}$ не буде мати часу повернутися в генератор і виділиться у дугі.

На відміну від дуги постійного струму, коли створюються умови сприятливі для гасіння дуги, в дузі змінного струму його зниження й перехід через нуль виникає кожні півперіоду, що полегшує задачу гасіння дуги.

Для дуги змінного струму необхідно створити умови, коли струм не зможе відновитися після проходження через нуль.

На рис. 1.8. показана зміна напруги u_{∂} і струму i_{∂} в дуговому проміжку. Як видно з рис. 1.8, при виникненні (час t_1) і збільшенні (проміжок часу t_1-t_2) струму дуги i_{∂} відбувається падіння напруги на дугі u_{∂} від значення в точці 1 до значення в точці 2.

Максимальному значенню струму i_{∂} , як бачимо, відповідає мінімальне значенню напруги u_{∂} . Потім воно знову зростає й досягає значення напруги загасання дуги – точка 3, при зникненні струму.

Проте навіть при переході струму через нуль, температура дуги не встигне впасти до нуля и залишається досить високою, через значну теплову інерцію газу. Тому струм i_{∂} в другий півперіод з'явиться знову.

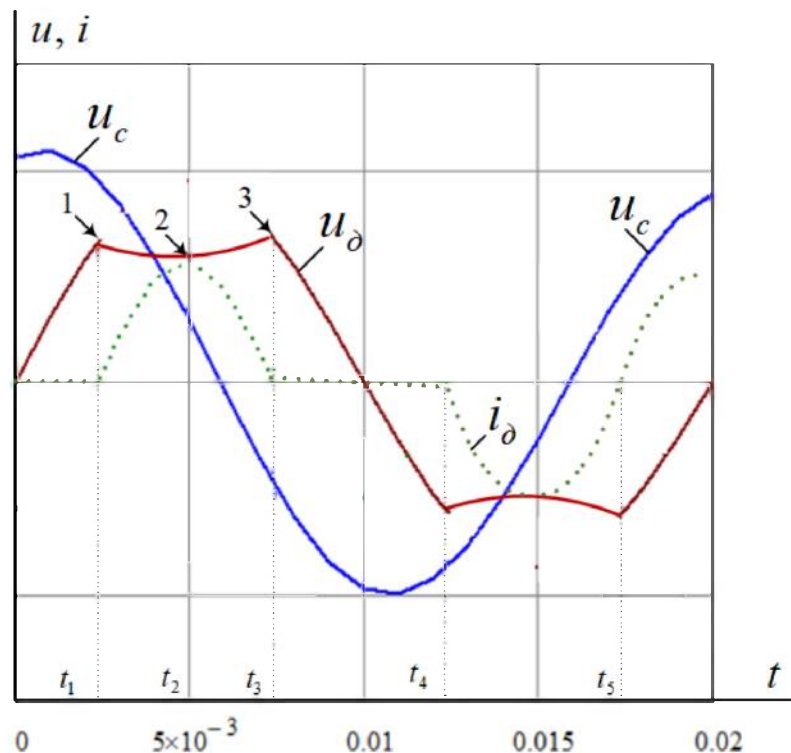


Рисунок 1.8 – Для дуги змінного струму

Струм i_{∂} змінюється не за законом синусоїди $i_{\partial} \neq I_m \cdot \sin(\omega t - \varphi)$. Він знижується до нуля раніше природного переходу через нуль, а потім знову

починає збільшуватися, із запізненням, і досягає відповідного значення. Це явище називається безструмова пауза. На рис. 1.8 це проміжок часу $t_3 - t_4$. Вона характеризується явищем інтенсивної деіонізації. Так як енергія (1.12), яка запасена в індуктивності, буде практично рівною нулю.

Тривалість безструмової паузи залежить від результуючої індуктивності мережі. При значній індуктивності її тривалість зменшується до можливих 0,1 мкс.

Інтенсивна деіонізації має наслідком зменшення провідності дугового проміжку. А це в свою чергу – до збільшення напруги, яка потрібна для пробію й повторного виникнення дуги.

Умова гасіння дуги змінного струму (рис. 1.9): пробивна напруга U_{np} (крива 1), яка залежить від опору дугового проміжку, більше робочої напруги дугового проміжку U (крива 2). За цієї умови при переході через нуль дуга гасне.

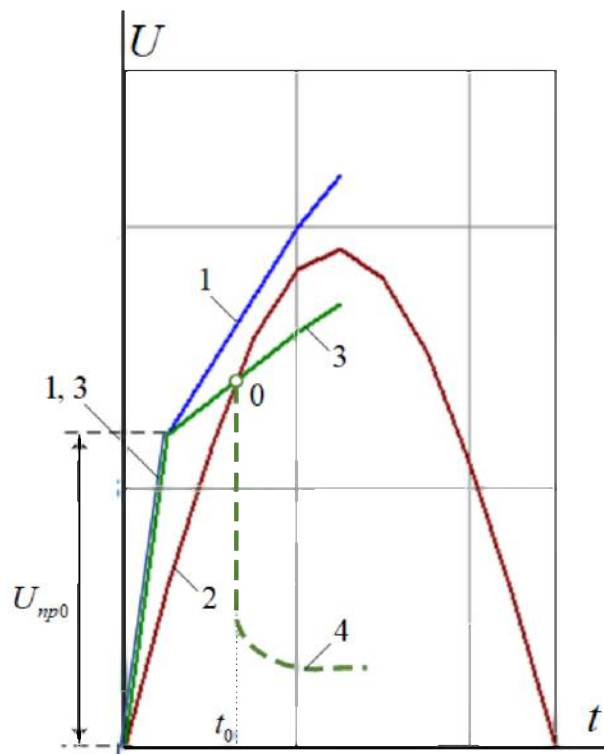


Рисунок 1.9 – Гасіння дуги змінного струму

У випадку ж, коли опір дугового проміжку зростає настільки повільно, що пробивна напруга U_{np} стане менше робочої напруги дугового проміжку U (крива 3), то для часу, коли $U_{np} = U$ (точка 1), виникне повторне загорання дуги, в колі з'явиться струм i_o і відповідне йому падіння напруги на дугі u_o (крива 4).

Спочатку вважалося, що в низьковольтних мережах з напругою $U < 1000 \text{ В}$, при переході струму через нуль пробивна напруга у катодній області миттєво зменшується до значення $U_{np0} = 150 \text{ В}$ (у випадку незначних струмів і холодного катоду) або до значення $U_{np0} = 250 \text{ В}$ (у випадку значних струмів і гарячого катоду). Тому дугогасні пристрої розміщували біля катоду. Досвід експлуатації показав, що це можливо лише для контактів, які швидко охолоджуються. В інших випадках цей захід не є ефективним, так як електрони з катоду переміщується в між контактний проміжок. Це призводить до зниження електричної міцності проміжку у катода.

Процес відновлення напруги на дуговому проміжку U_e – це процес, коли напруга на цьому проміжку зростає від напруги згасання дуги U_z до відповідного миттєвого значення напруги мережі U_m або ЕРС джерела живлення E_m .

Відновлення напруги на дуговому проміжку відбувається за двома можливими законами:

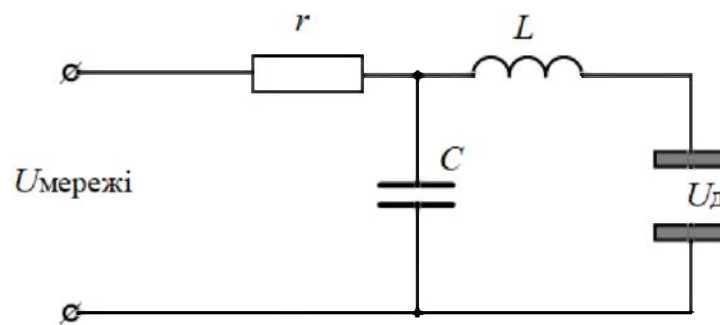
1) аперіодичним законом. Напруга U_e в цьому випадку не перевищує E_m .

2) коливальним законом. Напруга U_e в цьому випадку не перевищує $2 \cdot E_m$. Частота й амплітуда коливань визначається співвідношенням між параметрами джерела (генератора) й мережі. Більш детально це питання буде розглянуте в наступному пункті.

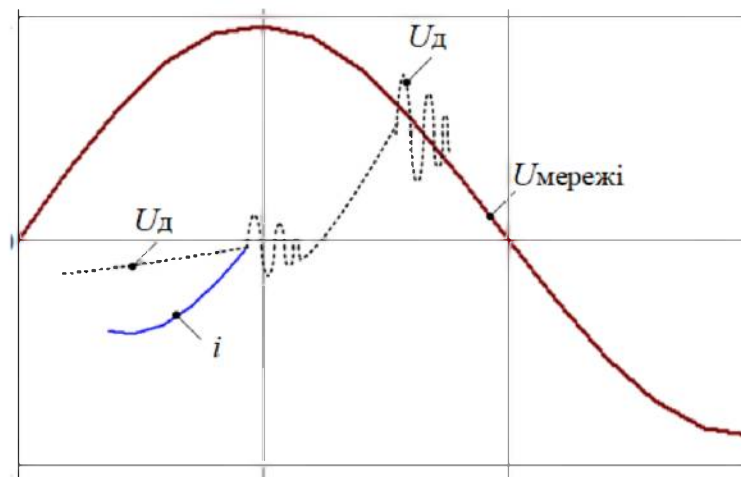
1.3 Аналіз коливальних процесів при відключенні мережі

Як відомо, успішність відключення КЗ і гасіння дуги – це два протилежні й одночасні процеси – відновлення електричної міцності дугового проміжку й відновлення напруги на контактах вимикача.

Відновлення електричної міцності показано на рис. 1.10.



а)

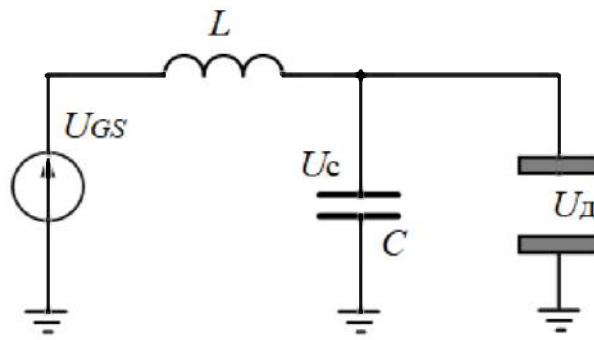


б)

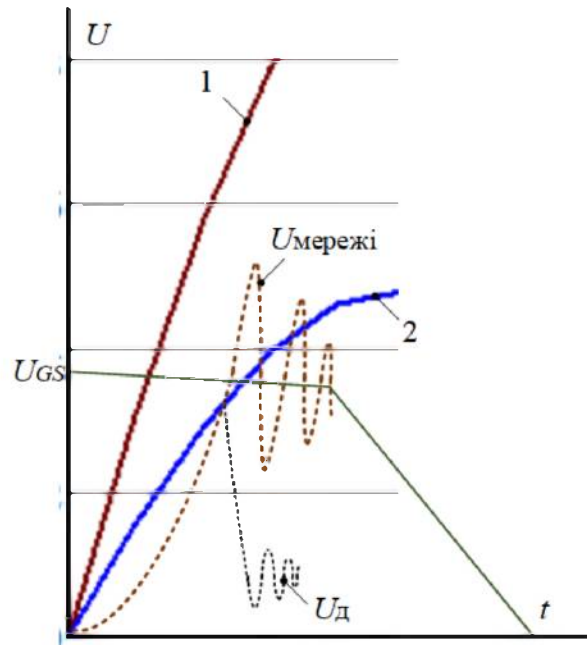
Рисунок 1.10 – Найпростіший коливальний контур після відключення

Кутова частота контуру, як відомо:

$$\omega_0 = \frac{1}{\sqrt{L \cdot C}}$$



а)



б)

Рисунок 1.11 – Коливальний контур після відключення

Таким чином, закон зміни напруги:

- для системи

$$U_{GS} = U_m \cdot \sin(\omega_0 t)$$

- для ємності мережі

$$U_C = U_{GS} \cdot [1 - \cos(\omega_0 t)]$$

$$U_C^{\max} = 2 \cdot U_{GS}$$

$$U_{\text{сідн}} = U_C^{\max} \approx (1,6 \div 1,8) \cdot U_{GS}$$

Середня швидкість відновлення напруги визначається наступним чином:

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{dU_{\text{сідн}}}{dt}$$

Середня швидкість, таким чином:

$$\operatorname{tg} \alpha_{\text{сеп}} = \left(\frac{dU_{\text{сідн}}}{dt} \right)_{\text{сеп}} = \frac{U_{GS}}{\tau}$$

де $\tau = \frac{T}{4}$

$$T = \frac{1}{f_0}$$

$$f_0 = \frac{\omega_0}{2\pi} = \frac{1}{2\pi \cdot \sqrt{L \cdot C}}$$

Таким чином:

$$\operatorname{tg} \alpha_{\text{сеп}} = \left(\frac{dU_{\text{сідн}}}{dt} \right)_{\text{сеп}} = \frac{U_0}{T/4} = \frac{4 \cdot U_0}{T} = \frac{4 \cdot U_0}{1/f_0} = 4 \cdot U_0 \cdot f_0 = \frac{2 \cdot U_0}{\pi \cdot \sqrt{L \cdot C}}$$

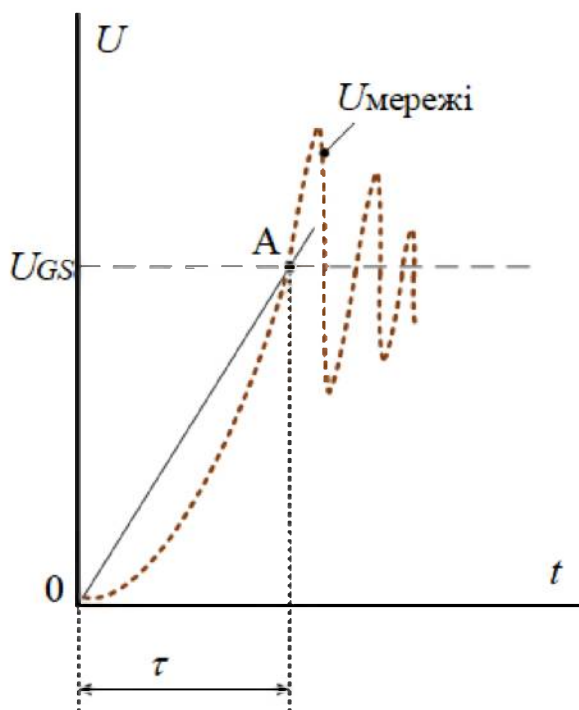


Рисунок 1.12 – Графічна інтерпретація

Шунтування дугового проміжку активним опором:

$$f_0 = \frac{1}{2\pi} \cdot \sqrt{\frac{1}{L \cdot C} - \left(\frac{1}{2 \cdot r \cdot C} \right)^2}$$

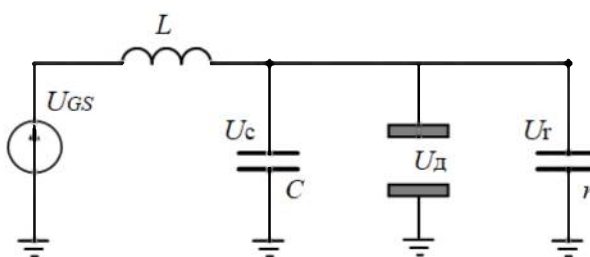


Рисунок 1.13 – Шунтування дугового проміжку

Умова аперіодичного характеру процесу в r, L, C колі:

$$\frac{1}{L \cdot C} - \left(\frac{1}{2 \cdot r \cdot C} \right)^2 \geq 0$$

$$r_{\text{крит}} \leq \frac{1}{2} \cdot \sqrt{\frac{L}{C}}$$

Таким чином

$$U_{GS} = U_0 \cdot \left[1 - e^{-\frac{t}{T}} \right]$$

$$T = \frac{L}{r}$$

$$\left(\frac{dU}{dt} \right)_{\text{max}} = \left(\frac{dU}{dt} \right)_{t=0} = U_{GS} \cdot \frac{1}{T} = U_{GS} \cdot \frac{r}{L} = \frac{U_{GS}}{2 \cdot \sqrt{L \cdot C}}$$

$$\frac{\left(\frac{dU}{dt} \right)_{\text{кожус}}}{\left(\frac{dU}{dt} \right)_{\text{анер}}} = \frac{\frac{2 \cdot U_{GS}}{\pi \cdot \sqrt{L \cdot C}}}{U_{GS} \cdot \frac{r}{L}} = \frac{\frac{2 \cdot U_{GS}}{\pi \cdot \sqrt{L \cdot C}}}{\frac{U_{GS}}{2 \cdot \sqrt{L \cdot C}}} = \frac{4}{\pi} > 1$$

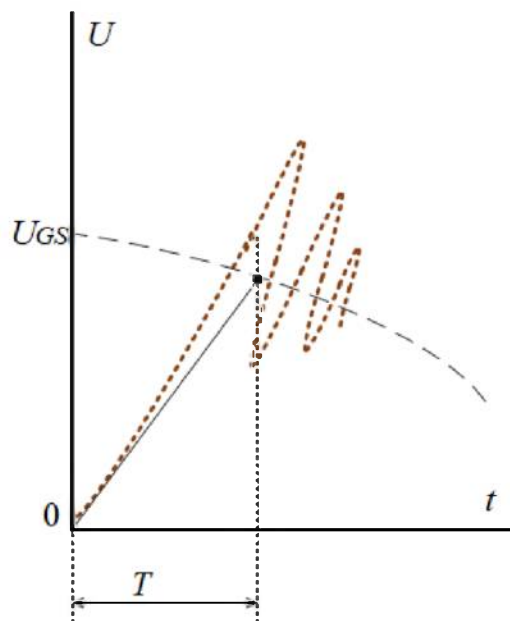


Рисунок 1.14 – Графічна інтерпретація

При $R \neq 0$, $L = 0$, $C = 0$, $t_0 = 0$

$$U_{GS} = U_m \cdot \sin(\omega t) = 0$$

$$\operatorname{tg} \alpha = U_m \cdot \omega \cdot \cos(\omega t_0)$$

$$\frac{dU}{dt} = \omega \cdot U_m$$

1.4 Висновки за першим розділом

Детально розглянуті фізичні процеси, які виникають в електричних мережах при комутаціях аварійних струмів.

Наведені умови горіння дуги в мережах постійного та змінного струму; умови стійкого та нестійкого горіння дуги змінного струму.

Визначені показники, які впливають на успішність процесу гасіння дуги. Ці показники враховуються в комутаційних апаратах, вимикачах, рубильниках, та інших, якими оснащена електрична мережа. Їх роботу більш детально розглянута в наступному розділі.

РОЗДІЛ 2 АНАЛІЗ КОМУТАЦІЙНИХ АПАРАТІВ

2.1 Основні вимоги до комутаційних апаратів

Розрізняють: перше, гасіння відкритої електричної дуги і, друге, гасіння дуги в дугогасильних пристроях.

Перший варіант застосовують при відносно невеликій напрузі і струмах. Важливо: він забезпечується лише тоді, коли довжина дуги буде не меншою від деякого критичного значення. Для цього контакти розміщують так, щоб електродинамічні сили і рухомі потоки нагрітого повітря розтягували дугу.

При $U > 1000$ В, навіть при порівняно невеликих струмах, використовують другий варіант, - спеціальні дугогасильні пристрої різних типів.

У високовольтних вимикачах (> 1 кВ) переривання струму здійснюється охолодженням дуги.

Автоматичні вимикачі, як відомо, класифікуються відповідно до середовища гасіння, в якому гаситься дуга.

Основні фактори при виборі автоматичного вимикача:

- задана напруга системи;
- струм, який він здатний витримувати безперервно без перегріву (номінальний нормальний струм);
- максимальний струм, який він може переривати в умовах несправності (номінальний струм короткого замикання).

Дослідження окремої ділянки енергетичної системи дають кількісні оцінки цим значенням. Вони будуть розглянуті у третьому розділі роботи.

Вибір автоматичного вимикача розглядається у тісному зв'язку з робочою напругою системи, її структурою та природою компонентів системи.

Робоча напруга визначає тип обраного автоматичного вимикача, а елементи та структура енергосистеми визначають перенапруги, що утворюються в процесі поточної експлуатації.

Крім того, в стандартах визначаються перенапруги, які повинні витримувати вимикачі. Так як, автоматичний вимикач повинен забезпечити достатню ізоляційну відстань, щоб була можлива безпечна робота в на тій частині системи, яка відключена.

Основні вимоги до вимикачів представлені у нормативних документах України [4-5], стандартах Міжнародної електротехнічної комісії (МЕК), національного інституту стандартів (ANSI) й Інституту інженерів-електриків (IEEE) [2-3].

В [5-6] визначені вимоги до комутаційних апаратів:

- термін експлуатації - не менше 30 років до першого капітального ремонту протягом усього терміну служби або до закінчення встановленого комутаційного ресурсу;
- гарантійний термін обслуговування – не менше 5 років з дати введення в експлуатацію.

2.2 Конструкція вимикачів

Тип комутаційних апаратів визначається напругою.

Широке застосування отримали наступні типи вимикачів:

- оливні;
- повітряні;
- елегазові;
- вакуумні

Останні два типи мають найефективніші способи гасіння дуги, кращі експлуатаційні показники, пожежа та вибухонебезпечні.

Елегазові вимикачі (рис.2.1) широко використовують через властивості елегазу:

- хімічно неактивний;
- не горить;
- не підтримує горіння;
- підвищена теплопровідність;
- підвищені ізоляційні властивості;
- підвищені дугогасні властивості;
- не вимагає догляду, на відміну від електротехнічного масла.

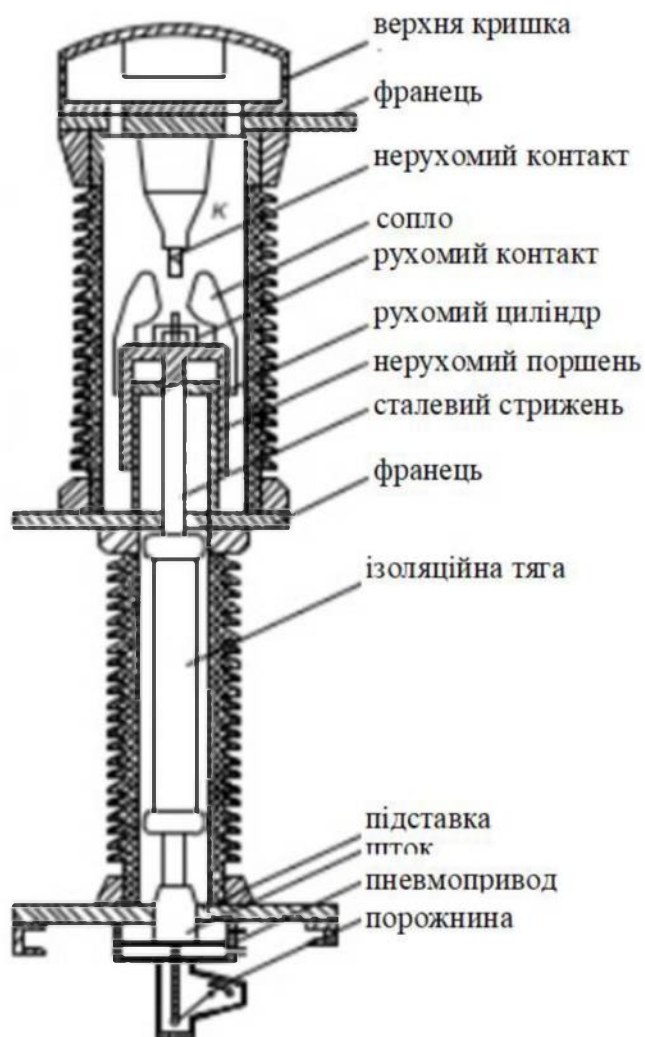


Рисунок 2.1 – Елегазові вимикачі

Але в свою чергу, елегазові вимикачі мають й недоліки.

Вони екологічно небезпечні, через що в резервуар вбудовуються фільтри.

При зниженні температури нижче 40 С елегаз конденсується, погіршується здатність гасіння дуги.

З причини екологічної безпеки розширюють область застосування вакуумних вимикачів (рис. 2.2).

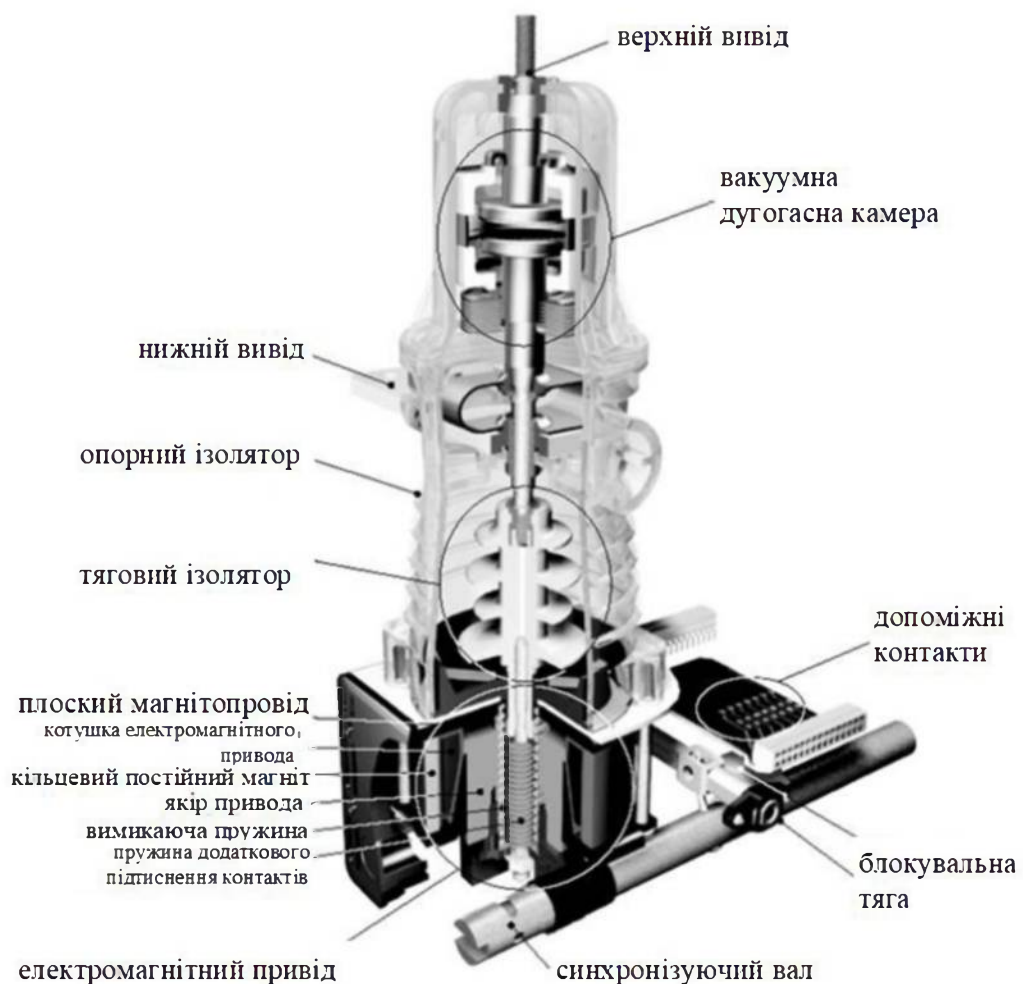


Рисунок 2.2 – Вакуумні вимикачі

Вони широко застосовуються через наступні властивості:

- найекономічніший принцип гасіння дуги;
- простота та зручність експлуатації.

Але вони потребують захисту від перенапруги, яка виникає при відключенні малих індуктивних струмів.

Отже в наступному розділі при розгляді й обґрунтуванні заміни вимикачів перевагу надають елегазовим для напруги 330 і 110 кВ, і вакуумним – для напруги 35 кВ.

2.3 Висновки за другим розділом

Розглянутий принцип вибору типу комутаційних апаратів, які використовуються в електричних мережах напругою 330, 110 і 35 кВ.

Приведені їх конструктивні схеми. Визначені переваги та недоліки використання.

Отримані теоретичні дані використовуються в наступному розділі при реконструкції ділянки мережі.

РОЗДІЛ 3. ДОСЛІДЖЕННЯ МЕРЕЖІ 330/110 КВ

Підстанція Центральна-330 – це підстанція Бахмутських міських електричних мереж Донбаської енергосистеми НЕК "Укренерго".

Станом на поточний момент розгляду підстанції Центральна-330 запропоновані наступні етапи модернізації:

- заміна існуючих повітряних вимикачів на елегазові;
- заміна існуючого обладнання (роз'єднувачів, вимірювальних трансформаторів струму й напруги), яке відпрацювало свій ресурс на нове.

Підстава для виконання реконструкції – розрахунок режимів як сталих, так і перехідних. Це дозволить як визначити заходи покращення режимів з метою їх оптимізації, так і підвищити такий важливий показник, як надійність роботи при нормальних чи аварійних режимах.

3.1 Моделювання ділянки електричної мережі двох рівнів номінальної напруги

ПС Центральна для 330 кВ має п'ять приєднань ЛЕП і два приєднання автотрансформатора. Приєднання рівномірно розподілені між системами шин. Два автотрансформатора – перший і другий – включені паралельно за стороною високої і низької напруги (330 кВ і 35 кВ), за стороною середньої напруги (110 кВ) вони працюють окремо. Третій АТ працює окремо.

Для 110 кВ 5 приєднань від автотрансформатора (два у нормально відключеному стані). Для 1 системи шин 110 кВ – 7 приєднань ЛЕП, і для 2 системи шин 110 кВ – 6 приєднань ЛЕП. З них п'ять приєднань відключено, чотири – на неконтрольовану територію.

На рис. 3.1 – схема підстанції Центральна -330/110/35.

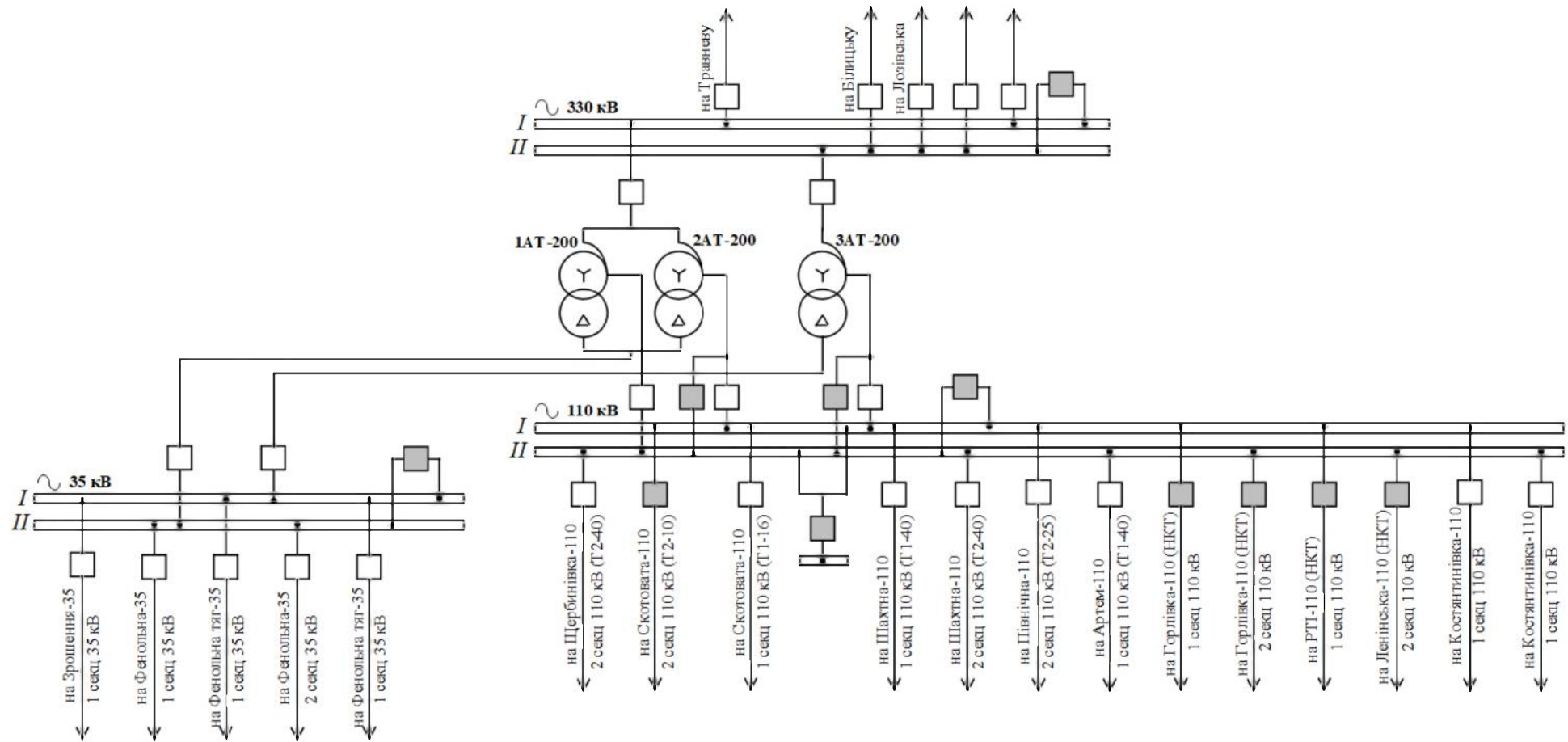


Рисунок 3.1 – Схема підстанції Центральна -330 (330/110/35 кВ)

Схема мережі 35 кВ – це рис. 3.2. Вона є схемою з двобічним живленням. Тому одним з заходів підвищення економічності роботи є розмикання мережі, аби не виникала зрівнювальна потужність. Схема мережі 110 кВ – це рис. 3.3.

Повна математична модель принципової схеми ПС Центральна і ділянки мережі 110-35 кВ, яка пов'язана з нею, показана на рис. 3.4.

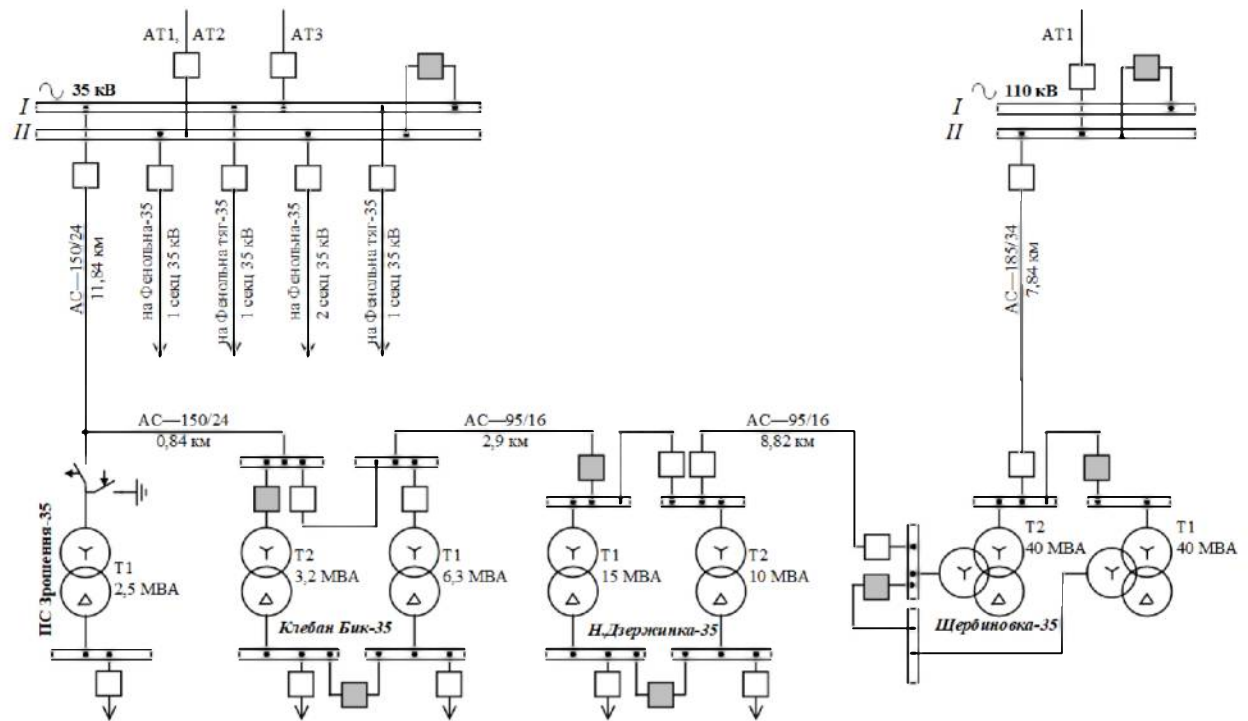


Рисунок 3.2 – Викопіювання ділянки мережі 35 кВ

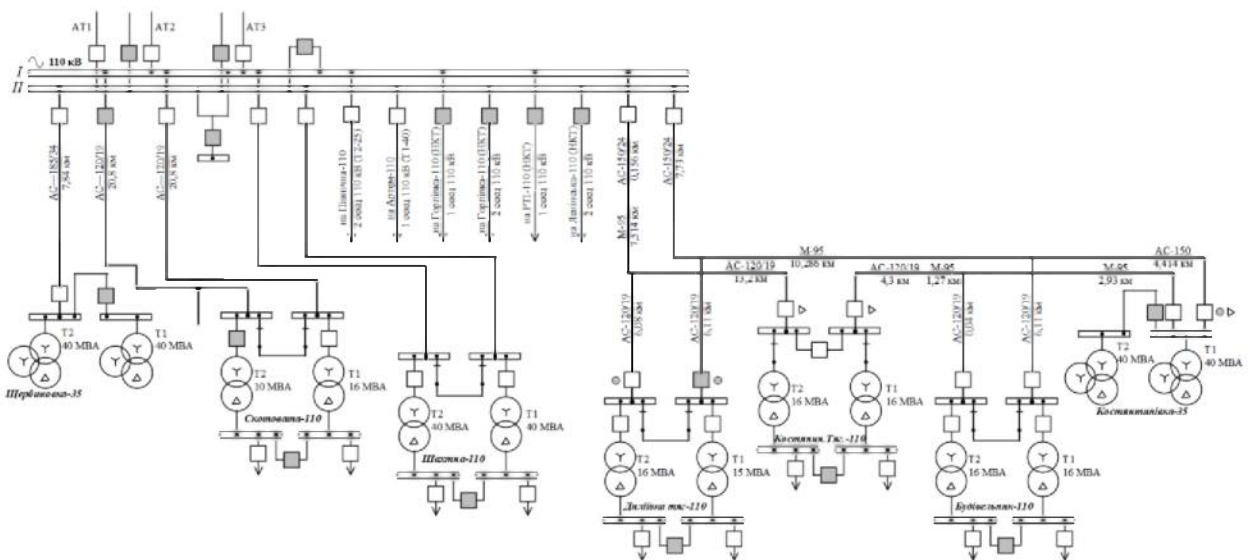


Рисунок 3.3 – Викопіювання ділянки мережі 110 кВ

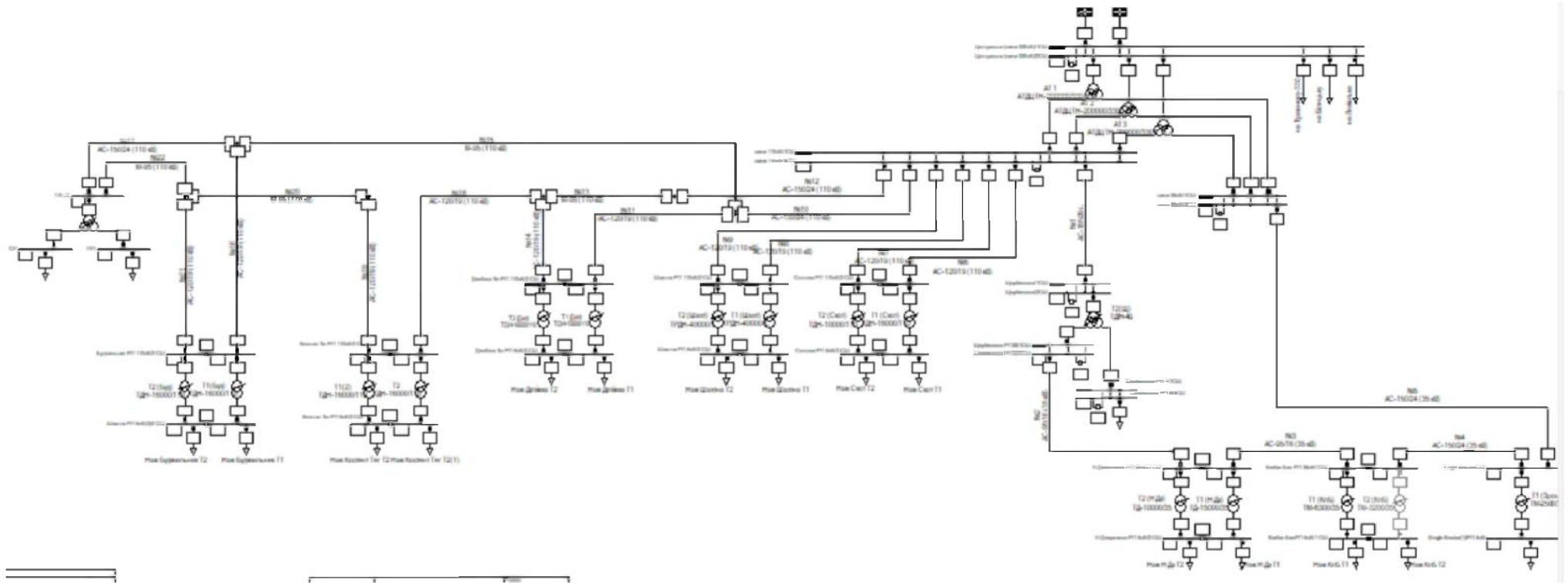


Рисунок 3.4 – Математична модель мережі 330/110/35 кВ

Для можливості задання незалежного джерела живлення використовується блок *External Grid*. Він показаний на рис. 3.5

External Grid - Grid\GS1.ElmXnet

Basic Data
Load Flow
 VDE/IEC Short-Circuit
 Complete Short-Circuit
 ANSI Short-Circuit
 IEC 61363
 DC Short-Circuit

Bus Type: **SL**
 Setpoint: local

Operation Point
 Angle: 0.0 deg
 Voltage Setpoint: 1.0 p.u.
 Reference Busbar: [v] [a] ...

Max. Values
 Short-Circuit Power S_{k*max} : 23000 MVA
 Short-Circuit Current I_{k*max} : 40,23956 kA
 R/X Ratio (max.): 0.1
 Impedance Ratio
 Z2/Z1 max.: 1.0
 X0/X1 max.: 1.0
 R0/X0 max.: 0.1

Min. Values
 Short-Circuit Power S_{k*min} : 17000 MVA
 Short-Circuit Current I_{k*min} : 29,74229 kA
 R/X Ratio (min.): 0.1
 Impedance Ratio
 Z2/Z1 min.: 1.0
 X0/X1 min.: 1.0
 R0/X0 min.: 0.1

Рисунок 3.5 – Визначення напруги і потужності КЗ для ДЖ

Розподільчий устрій 330 кВ (рис. 3.6, а). Приєднання 1 системи шин: система 1 (CB1), автотрансформатор перший (CB3) і другий (CB4), на ПС Травневу (CB6). Приєднання 2 системи шин: система 2 (CB2), автотрансформатор третій (CB5), на ПС Білицьку (CB7), на ПС Лозівську (CB8).

Розподільчий устрій 110 кВ (рис. 3.6, б). Приєднання 1 системи шин: автотрансформатор другий (CB2) і третій (CB3), ЛЕП № 6 на ПС Скотовата-110 (CB5), ЛЕП № 7 на ПС Скотовата-110 (CB6, що у нормальному режимі відключений), ЛЕП № 8 на ПС Шахтна-110 (CB7), ЛЕП № 12 на ПС Діліївка-110 Т2 і ПС Костянтинівка Тягова-110 Т2 (CB10). Приєднання 2 системи шин: автотрансформатор перший (CB1), ЛЕП № 1 на ПС Щербинівка-110 Т2

(CB4), ЛЕП № 9 на ПС Шахтна-110 Т2 (CB8), ЛЕП № 10 на ПС Діліївка-110 Т1 (CB9).

Розподільчий устрій 35 кВ (рис. 3.6, в). Приєднання 1 системи шин: автотрансформатор третій (CB3), ЛЕП № 5 на ПС Зрошення-35 (CB4). Приєднання 2 системи шин: автотрансформатор перший (CB1) і третій (CB2).

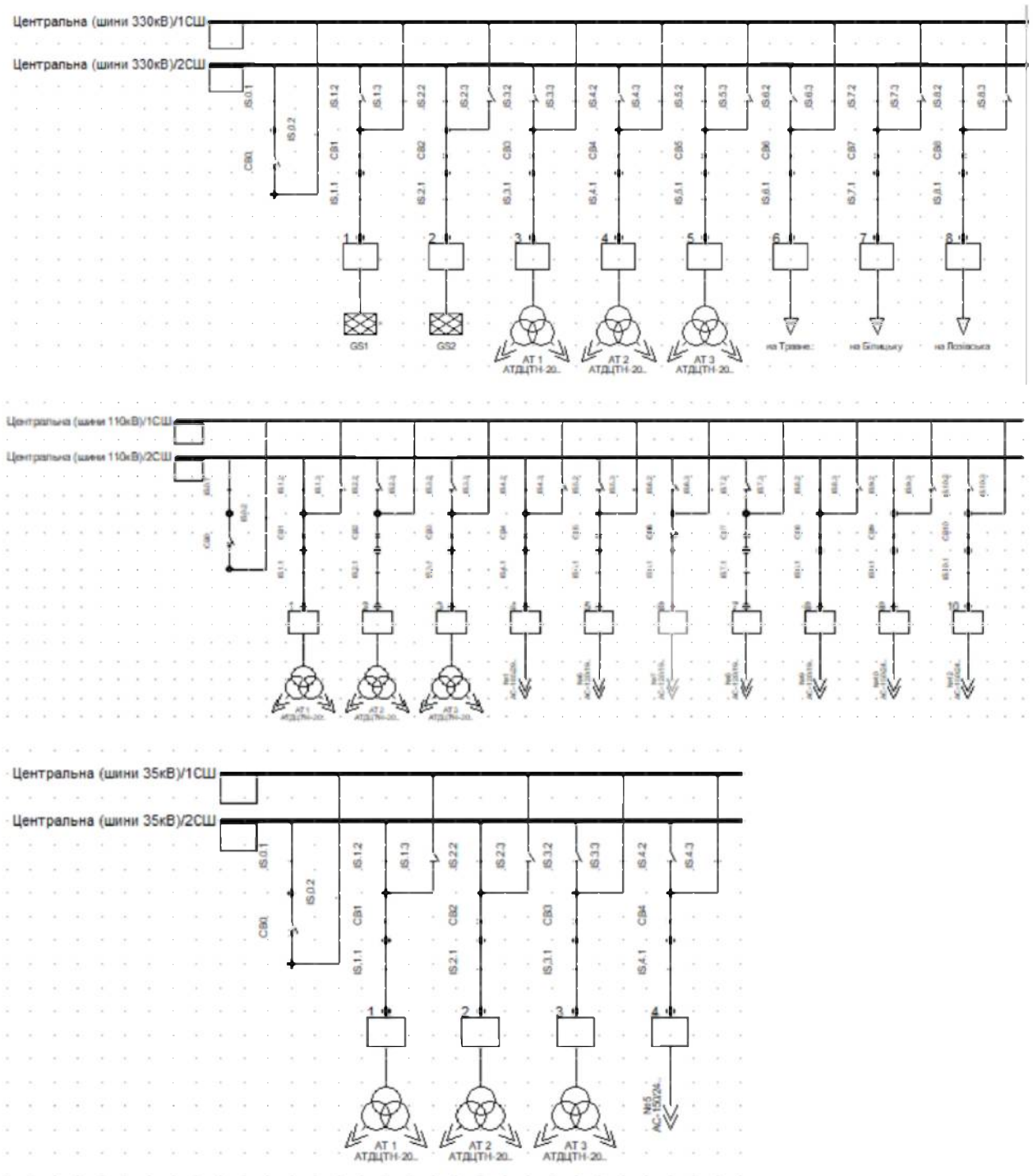


Рисунок 3.6 – РУ 330, 110 і 35 кВ

Автотрансформатори використовуються саме з метою зменшення витрат на передачу електроенергії в порівнянні з триобмотковими трансформаторами такої ж потужності. В процесі експлуатації, звичайно ж, їх реальні дані (табл. 3.1) відрізняються від заводських. Оскільки термін їх експлуатації, не дивлячись на те, що повинен не перевищувати 30 років без капремонту, фактично значно його перевищує.

Таблиця 3.1 – Дані АТ ПС Центральна-330

Name: АТ ПС ТН-200000/330			
Rated Power		Rated Voltage	
HV-Side	200. MVA	HV-Side	330. kV
MV-Side	200. MVA	MV-Side	115. kV
LV-Side	100. MVA	LV-Side	38.5 kV
Vector Group			
HV-Side	YN	Phase Shift	11. *30deg
MV-Side	YN	Phase Shift	11. *30deg
LV-Side	D	Phase Shift	0. *30deg
Name: YN11yn11d0			
Hint: The short-circuit voltages refer to the corresponding min. rated Powers e.g. uk (HV-MV) is referred to the minimum of Sr(HV) and Sr(MV)			
Positive Sequence Impedance		Copper Losses	
Short-Circuit Voltage uk			
HV-MV	10.5 %	HV-MV	560. kW
MV-LV	25. %	MV-LV	840. kW
LV-HV	38. %	LV-HV	840. kW
Tap HV-Side		Magnetizing Impedance	
Add. Voltage per Tap	0. %	Position	HV-Side
Phase of du	0. deg	No Load Current	0.45 %
Neutral Position	0	No Load Losses	155. kW
Min. Position	0	Zero Sequence Magnetizing Impedance	
Max. Position	0	Position	HV-Side
Tap MV-Side		No Load Current	0.45 %
Add. Voltage per Tap	2. %	Mag. R/X	155.
Phase of du	0. deg		
Neutral Position	0		
Min. Position	-6		
Max. Position	6		

Продовження табл. 3.1 – Дані АТ ПС Центральна-330

☒ Automatic Tap Changing	
Tap Changer	discrete
Controlled Node is at	MV
Control Mode	V
☐ Remote Control	
Phase	a
Setpoint	local
Voltage Setpoint	1.05 p.u.
Controller Time Constant	0.5 s
Lower Voltage Bound	1.04 p.u.
Line Drop Compensation (LDC)	none
Upper Voltage Bound	1.06 p.u.

У випадку розрахунку режиму без регулювання напруги, тобто без використання РПН автотрансформаторів, значення напруги показані на рис. 3.7.

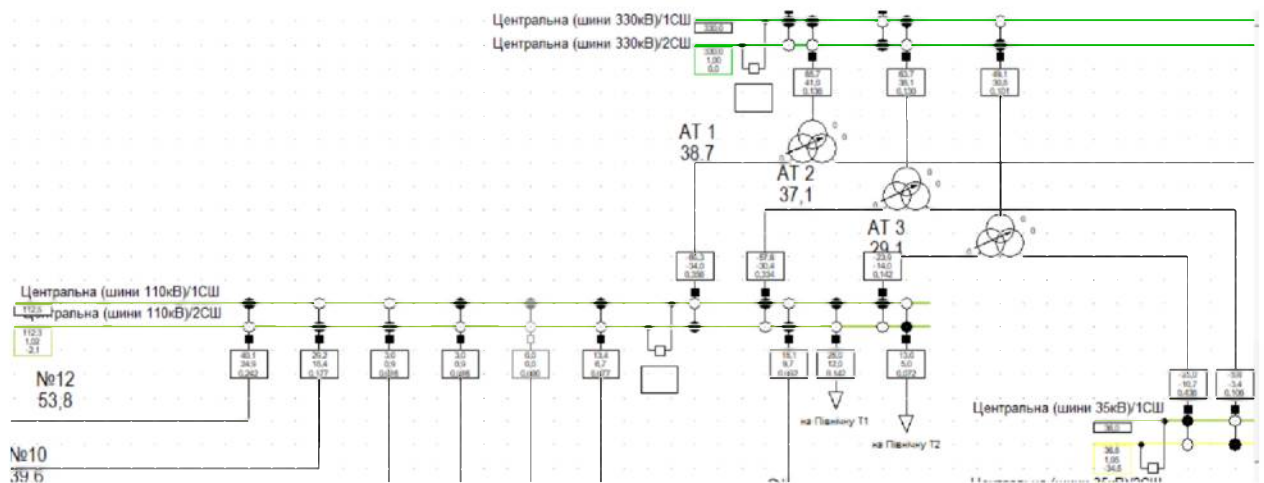


Рисунок 3.7 - Результати розрахунку режиму без РПН

За допомогою створеної моделі виконаємо розрахунок режиму з метою оцінки способів регулювання напруги.

Якщо змінюється напруга джерела живлення у допустимому діапазоні $\pm 10\% U_{ном}$, то є можливість регулювання напруги за допомогою РПН. Як добре відомо, є два варіанти РПН автотрансформатора. Перший, коли регулювання напруги виконується лише на стороні середньої обмотки автотрансформатора, так як РПН встановлено на лінійному виводі СН.

Результати розрахунків з шагом дискретності регулювання 0,05 в.о. зведені у табл. 3.2. Фактичні коефіцієнти трансформації:

$$k_{\text{вс}} = \frac{U_{\text{в.ном}}}{U_{\text{с.ном}} \cdot (1 \pm n_{\text{відс. АТ}})} = \text{var}$$

$$k_{\text{вн}} = \frac{U_{\text{в.ном}}}{U_{\text{н.ном}}} = \text{const}$$

Таблиця 3.2 – Результати розрахунків напруги для ПС Центральна (1 варіант)

$U_{\text{дзс}}$		$U_{1\text{СШ } 110\text{кВ}}$	$U_{2\text{СШ } 110\text{кВ}}$	$n_{\text{відс. АТ}}$	$U_{1\text{СШ } 35\text{кВ}}$	$U_{2\text{СШ } 35\text{кВ}}$
в.о.	кВ	кВ	кВ	кВ	кВ	кВ
1,10	363,0	114,5	114,4	-3	40,2	40,8
1,05	346,5	116,0	115,9	-1	38,1	38,8
1,00	330,0	117,0	116,8	1	36,0	36,8
0,95	313,5	114,9	114,7	5	33,8	34,8
0,90	297,0	112,4	112,2	6	31,7	32,7

Другий технічний варіант виконання РПН автотрансформатора – це спільна нейтраль обмотки високої напруги. Регулюється, як напруга середньої, так і низької напруги. Але при протилежних вимогах щодо регулювання напруги немає можливості їх одночасно забезпечувати. Розрахунки зведені у табл. 3.3. Фактичні коефіцієнти трансформації:

$$k_{\text{вс}} = \frac{U_{\text{в.ном}} \cdot (1 \pm n_{\text{відс. АТ}})}{U_{\text{с.ном}}} = \text{var}$$

$$k_{\text{вн}} = \frac{U_{\text{в.ном}} \cdot (1 \pm n_{\text{відс. АТ}})}{U_{\text{н.ном}}} = \text{var}$$

Таблиця 3.3 – Результати розрахунків напруги для ПС Центральна (2 варіант)

$U_{\text{ож}}$		$U_{1\text{СШ } 110\text{кВ}}$	$U_{2\text{СШ } 110\text{кВ}}$	$n_{\text{відг. АТ}}$	$U_{1\text{СШ } 35\text{кВ}}$	$U_{2\text{СШ } 35\text{кВ}}$
в.о.	кВ	кВ	кВ	кВ	кВ	кВ
1,10	363,0	115,3	115,2	4	37,0	37,8
1,05	346,5	114,0	113,9	1	36,5	37,3
1,00	330,0	117,2	117,0	1	37,6	38,4
0,95	313,5	115,8	115,5	4	37,1	37,9
0,90	297,0	114,2	113,9	6	36,6	37,4

Висновок: РПН в нейтралі ВН автотрансформатора є для даної схеми і даного навантаження більш доцільним. Але фактично на сучасних автотрансформаторах РПН встановлено на лінійному виводі обмотки СН. Ось цей варіант й буде остаточно розглядатися в наступних дослідженнях.

Згідно табл. 3.2 при напрузі на шинах 330 кВ рівній номінальній, РПН АТ буде на 1 відгалуженні. Більш детальні розрахунки показані на рис. 3.7.

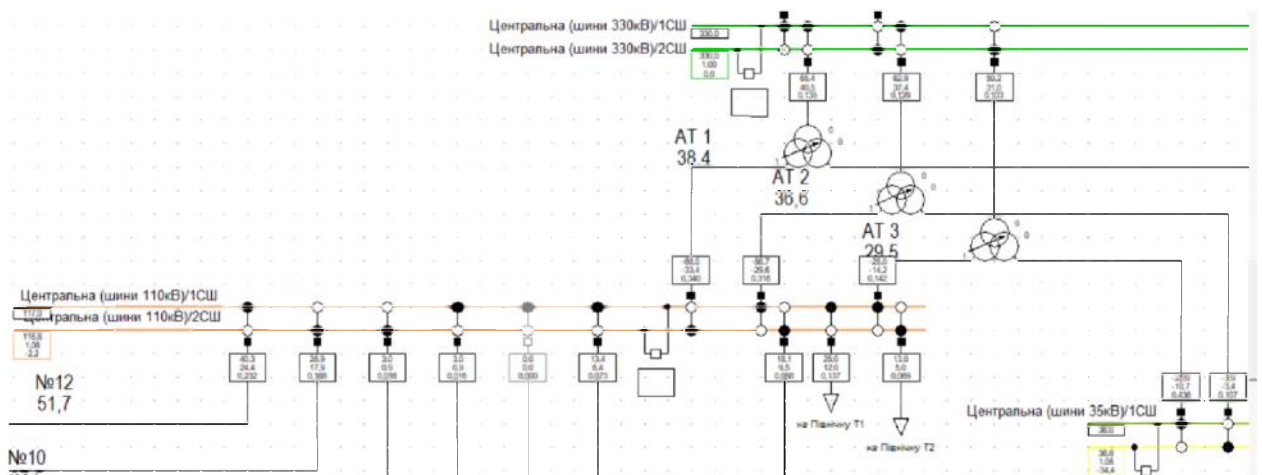


Рисунок 3.7 - Результати розрахунку режиму з РПН

Для мережі, яка розглядалася у роботі, з метою оптимізації роботи в програмі була створена база даних. Вона показана на рис. 3.8.

Equipment Type Library		Name	
ЛЕП			
Трансформатори			
		ТД-10000/35	
		ТД-15000/35	
		ТД-16000/35	
		ТДН-10000/110	
		ТДН-15000/110	
		ТДН-16000/110	
		ТМ-2500/35	
		ТМ-3200/35	
		ТМ-6300/35	
		ТРДН-40000/110	
		АТДЦТН-200000/330	
		ТДТН-40000/110/35	

Equipment Type Library		Name	
ЛЕП			
Трансформатори			
		AC-120/19 (110 кВ)	
		AC-120/19 (35 кВ)	
		AC-150/24 (110 кВ)	
		AC-150/24 (35 кВ)	
		AC-185/29 (110 кВ)	
		AC-95/16 (35 кВ)	
		M-95 (110 кВ)	

Рисунок 3.8 – Каталог обладнання мережі 330/110/35

Name: ТРДН-40000/110

Technology: Three Phase Transformer

Rated Power: 40, MVA

Nominal Frequency: 50, Hz

Rated Voltage:

HV-Side: 115, kV

LV-Side: 6, kV

Positive Sequence Impedance:

Short-Circuit Voltage uk: 10,5 %

Copper Losses: 172, kW

Vector Group:

HV-Side: YN

LV-Side: D

Phase Shift: 0, °30deg

Name: YNd0

General | Tap Changer | Saturation | Advanced

Magnetizing Impedance:

No Load Current: 0,65 %

No Load Losses: 36, kW

Tap Changer 1

External Tap Controller: ...

External Station Controller: ...

Automatic Tap Changing: ☒

Tap Changer: discrete

Controlled Node is at: LV

Phase: a

Control Mode: V

Setpoint: local

Remote Control: ☐

Voltage Setpoint: 1,05 p.u. Lower Bound: 1,04 p.u. Upper Bound: 1,06 p.u.

Controller Time Constant: 0,5 s

Line Drop Compensation (LDC): none

Tap Changer 1

Type: Ratio/Asym. Phase Shifter

at Side: HV

Additional Voltage per Tap: 1,78 %

Phase of du: 0, deg

Neutral Position: 0

Minimum Position: -9

Maximum Position: 9

Рисунок 3.9 – Для ПС Шахтна-110 (Т1, Т2)

Name: ТДН-16000/110

Technology: Three Phase Transformer

Rated Power: 16 MVA

Nominal Frequency: 50 Hz

Rated Voltage:

- HV-Side: 115 kV
- LV-Side: 6.6 kV

Positive Sequence Impedance:

- Short-Circuit Voltage u_k : 10.5 %
- Copper Losses: 85 kW

Vector Group:

- HV-Side: YN
- LV-Side: D
- Phase Shift: 0. *30deg
- Name: YNd0

General | Tap Changer | Saturation | Advanced

Magnetizing Impedance:

- No Load Current: 0.7 %
- No Load Losses: 19 kW

Controller, Tap Changer 1

External Tap Controller: ...

External Station Controller: ...

☒ Automatic Tap Changing

Tap Changer: discrete

Controlled Node is at: LV

Phase: a

Control Mode: V

Setpoint: local

☐ Remote Control

Voltage Setpoint: 1.05 p.u. Lower Bound: 1.04 p.u. Upper Bound: 1.06 p.u.

Controller Time Constant: 0.5 s

Line Drop Compensation (LDC): none

General | Tap Changer | Saturation | Advanced

☒ Tap Changer 1

Type: Ratio/Asym. Phase Shifter

at Side: HV

Additional Voltage per Tap: 1.78 %

Phase of u_d : 0. deg

Neutral Position: 0

Minimum Position: -9

Maximum Position: 9

Рисунок 3.10 – Для ПС Скотовата-110 (Т1, Т2 - відключений)

Такі ж параметри, як Т1 ПС Скотовата-110, використовуються в моделі для силових трансформаторів ПС Костянтинівка Тягова-110 (Т1, Т2 – ТДН-16000/110), ПС Будівельник-110 (Т1, Т2 – ТДН-16000/110), ПС ДіліївкаТягова-110 (Т2 – ТДН-16000/110).

Перший трансформатор ПС ДіліївкаТягова-110 старого типу ТДН-15000/110, його параметри – рис. 3.15.

Name: ТДН-15000/110

Technology: Three Phase Transformer

Rated Power: 15 MVA

Nominal Frequency: 50 Hz

Rated Voltage:

- HV-Side: 115 kV
- LV-Side: 6.6 kV

Positive Sequence Impedance:

- Short-Circuit Voltage u_k : 10.5 %
- Copper Losses: 80 kW

Vector Group:

- HV-Side: YN
- LV-Side: D
- Phase Shift: 0. *30deg
- Name: YNd0

General | Tap Changer | Saturation | Advanced

Magnetizing Impedance:

- No Load Current: 0.7 %
- No Load Losses: 17 kW

Рисунок 3.15 – Для ПС ДіліївкаТягова-110 (Т1)

Продовження рисунку 3.15 – Для ПС ДіліївкаТягова-110 (Т1)

Мережа 35 кВ – з двобічним живленням. Перше джерело – шини 35 кВ ПС Центральна. Друге джерело – від шин 110 кВ ПС Центральна-330, спочатку до ПС Щербинівка-110, а потім через триобмотковий трансформатор (рис. 3.16) до шин 35 кВ.

Рисунок 3.16 – Для ПС Щербинівка-110/35

Tap HV-Side	Tap MV-Side	Tap LV-Side
Add. Voltage per Tap 1.77 %	Add. Voltage per Tap 2.5 %	Add. Voltage per Tap 0. %
Phase of du 0. deg	Phase of du 0. deg	Phase of du 0. deg
Neutral Position 0	Neutral Position 0	Neutral Position 0
Min. Position -9	Min. Position -2	Min. Position 0
Max. Position 9	Max. Position 2	Max. Position 0
Act. Position 0	Act. Position 0	Act. Position 0

Controller	
for Tap at:	HV-Side
External Tap Controller	...
External Station Controller	...
☒ Automatic Tap Changing	
Tap Changer	discrete
Controlled Node is at	LV
Control Mode	V
☐ Remote Control	
Voltage Setpoint	1.05 p.u.
Lower Voltage Bound	1.0411 p.u.
Upper Voltage Bound	1.0589 p.u.
Controller Time Constant	0.5 s
Line Drop Compensation (LDC)	none

Продовження рисунку 3.16 – Для ПС Щербинівка-110/35

На ПС Костянтинівка встановлені такі ж триобмоткові трансформатори типу ТДТН-40000/110/35.

В мережі 35 кВ три підстанції – ПС НовоДзержинка-35 (рис. 3.17 – 3.18), ПС КлебанБик-35(рис. 3.19 – 3.20), ПС Зрошення-35 (рис. 3.21).

General		Tap Changer	Saturation	Advanced
Name	ТД-15000/35			
Technology	Three Phase Transformer			
Rated Power	15. MVA			
Nominal Frequency	50. Hz			
Rated Voltage		Vector Group		
HV-Side	38.5 kV	HV-Side	YN	
LV-Side	6.3 kV	LV-Side	D	
Positive Sequence Impedance		Phase Shift		
Short-Circuit Voltage uk	7.8 %	0. *30deg		
Copper Losses	85. kW	Name YNd0		
☒ Automatic Tap Changing				
Tap Changer	discrete			
Controlled Node is at	LV	Phase	a	
Control Mode	V	Setpoint	local	
☐ Remote Control				
Voltage Setpoint	1.05 p.u.	Lower Bound	1.04 p.u.	Upper Bound 1.06 p.u.
Controller Time Constant	0.5 s			
Line Drop Compensation (LDC)	none			

General		Tap Changer	Saturation	Advanced
☒ Tap Changer 1				
Type	Ratio/Asym. Phase Shifter			
at Side	HV			
Additional Voltage per Tap	2.5 %			
Phase of du	0. deg			
Neutral Position	0			
Minimum Position	-2			
Maximum Position	2			

General		Tap Changer	Saturation	Advanced
Magnetizing Impedance				
No Load Current	0.65 %			
No Load Losses	20. kW			

Рисунок 3.17 – Для ПС НовоДзержинка-35 (Т1)

Name: TD-10000/35		Technology: Three Phase Transformer	
Rated Power: 10. MVA		Nominal Frequency: 50. Hz	
Rated Voltage: HV-Side: 38.5 kV LV-Side: 6.3 kV		Vector Group: HV-Side: YN LV-Side: D	
Positive Sequence Impedance: Short-Circuit Voltage uk: 7.5 % Copper Losses: 65. kW		Phase Shift: 0. *30deg Name: YNd0	

Controller, Tap Changer 1 External Tap Controller: ... External Station Controller: ... ☒ Automatic Tap Changing Tap Changer: discrete Controlled Node is at: LV Phase: a Control Mode: V Setpoint: local ☐ Remote Control		Magnetizing Impedance: No Load Current: 0.8 % No Load Losses: 14.5 kW	
Voltage Setpoint: 1.05 p.u. Controller Time Constant: 0.5 s Line Drop Compensation (LDC): none		Lower Bound: 1.04 p.u. Upper Bound: 1.06 p.u.	

☒ Tap Changer 1 Type: Ratio/Asym. Phase Shifter at Side: HV Additional Voltage per Tap: 2.5 % Phase of du: 0. deg Neutral Position: 0 Minimum Position: -2 Maximum Position: 2	
---	--

Рисунок 3.18 – Для ПС НовоДзержинка-35 (Т2)

Name: TM-6300/35		Technology: Three Phase Transformer	
Rated Power: 6.3 MVA		Nominal Frequency: 50. Hz	
Rated Voltage: HV-Side: 35. kV LV-Side: 6.3 kV		Vector Group: HV-Side: YN LV-Side: D	
Positive Sequence Impedance: Short-Circuit Voltage uk: 7.5 % Copper Losses: 46.5 kW		Phase Shift: 0. *30deg Name: YNd0	

☒ Automatic Tap Changing Tap Changer: discrete Controlled Node is at: LV Phase: a Control Mode: V Setpoint: local ☐ Remote Control		Magnetizing Impedance: No Load Current: 0.9 % No Load Losses: 9.2 kW	
Voltage Setpoint: 1.05 p.u. Controller Time Constant: 0.5 s Line Drop Compensation (LDC): none		Lower Bound: 1.04 p.u. Upper Bound: 1.06 p.u.	

☒ Tap Changer 1 Type: Ratio/Asym. Phase Shifter at Side: HV Additional Voltage per Tap: 1.5 % Phase of du: 0. deg Neutral Position: 0 Minimum Position: -6 Maximum Position: 6	
---	--

General	Tap Changer	Saturation	Advanced
---------	-------------	------------	----------

Рисунок 3.19 – Для ПС КлебанБик-35 (Т1)

Name: TM-3200/35	
Technology: Three Phase Transformer	
Rated Power: 3.2 MVA	
Nominal Frequency: 50. Hz	
Rated Voltage:	
HV-Side:	35. kV
LV-Side:	6.3 kV
Positive Sequence Impedance:	
Short-Circuit Voltage uk:	7.5 %
Copper Losses:	32. kW
Vector Group:	
HV-Side:	YN
LV-Side:	D
Phase Shift: 0. *30deg	
Name: YNd0	
☒ Tap Changer 1 Type: Ratio/Asym. Phase Shifter at Side: HV Additional Voltage per Tap: 1.5 % Phase of du: 0. deg Neutral Position: 0 Minimum Position: -6 Maximum Position: 6	

Controller, Tap Changer 1	
External Tap Controller:	...
External Station Controller:	...
☒ Automatic Tap Changing	
Tap Changer:	discrete
Controlled Node is at:	HV
Phase:	a
Control Mode:	V
Setpoint:	local
☐ Remote Control	
Voltage Setpoint:	1.05 p.u.
Lower Bound:	1.0425 p.u.
Upper Bound:	1.0575 p.u.
Controller Time Constant:	0.5 s
Line Drop Compensation (LDC):	none
General Tap Changer Saturation Advanced	
Magnetizing Impedance:	
No Load Current:	1.1 %
No Load Losses:	8.2 kW

Рисунок 3.20 – Для ПС КлебанБик-35 (Т2)

Name: TM-2500/35	
Technology: Three Phase Transformer	
Rated Power: 2.5 MVA	
Nominal Frequency: 50. Hz	
Rated Voltage:	
HV-Side:	35. kV
LV-Side:	6.3 kV
Positive Sequence Impedance:	
Short-Circuit Voltage uk:	6.5 %
Copper Losses:	23.5 kW
Vector Group:	
HV-Side:	YN
LV-Side:	D
Phase Shift: 0. *30deg	
Name: YNd0	
☒ Tap Changer 1 Type: Ratio/Asym. Phase Shifter at Side: HV Additional Voltage per Tap: 1.5 % Phase of du: 0. deg Neutral Position: 0 Minimum Position: -6 Maximum Position: 6	

Controller, Tap Changer 1	
External Tap Controller:	...
External Station Controller:	...
☒ Automatic Tap Changing	
Tap Changer:	discrete
Controlled Node is at:	LV
Phase:	a
Control Mode:	V
Setpoint:	local
☐ Remote Control	
Voltage Setpoint:	1.05 p.u.
Lower Bound:	1.0425 p.u.
Upper Bound:	1.0575 p.u.
Controller Time Constant:	0.5 s
General Tap Changer Saturation Advanced	
Magnetizing Impedance:	
No Load Current:	1.1 %
No Load Losses:	5.1 kW

Рисунок 3.21 – Для ПС Зрошення-35 (Т2)

Для ЛЕП номінальною напругою 110 кВ задаються наступні параметри – с, 35 кВ – рис. 3.23.

Name		AC-185/23 (110 kV)	
Rated Voltage	110	kV	
Rated Current	0,51	kA	
Nominal Frequency	50	Hz	
Cable / OHL	Overhead Line		
System Type	AC	Phases	3
		Number of Neutrals	0

Parameters per Length 1,2-Sequence		Parameters per Length Zero Sequence	
AC-Resistance R'(20°C)	0,162	Ohm/km	AC-Resistance R0'
			0,162
			Ohm/km
Reactance X'	0,413	Ohm/km	Reactance X0'
			1,239
			Ohm/km

Parameters per Length 1,2-Sequence	
Max. Operational Temperature	80 degC
AC-Resistance R'(20°C)	0,162 Ohm/km
Conductor Material	Aluminium

Parameters per Length 1,2-Sequence		Parameters per Length Zero Sequence	
Susceptance B'	2,75	uS/km	Susceptance B0'
			0
			uS/km
Ins. Factor	0	Ins. Factor	0

Рисунок 3.22 – Приклад визначення параметрів ЛЕП 110 кВ

Name		AC-150/24 (35 kV)	
Rated Voltage	35	kV	
Rated Current	0,45	kA	
Nominal Frequency	50	Hz	
Cable / OHL	Overhead Line		
System Type	AC	Phases	3
		Number of Neutrals	0

Parameters per Length 1,2-Sequence		Parameters per Length Zero Sequence	
AC-Resistance R'(20°C)	0,198	Ohm/km	AC-Resistance R0'
			0
			Ohm/km
Reactance X'	0,406	Ohm/km	Reactance X0'
			0
			Ohm/km

Parameters per Length 1,2-Sequence	
Max. Operational Temperature	80 degC
AC-Resistance R'(20°C)	0,198 Ohm/km
Conductor Material	Aluminium

Parameters per Length 1,2-Sequence		Parameters per Length Zero Sequence	
Susceptance B'	0	uS/km	Susceptance B0'
			0
			uS/km
Ins. Factor	0	Ins. Factor	0

Рисунок 3.23 – Приклад визначення параметрів ЛЕП 35 кВ

Далі виконую аналіз режимних параметрів (табл. 3.4): струмів – для оцінки нагріву проводів (табл. 3.5), напруги – для оцінки відхилення напруги (табл. 3.6).

Таблиця 3.4 – Режимні параметри для мережі 330/110/35 кВ

Load Flow Calculation										Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange									
AC Load Flow, balanced, positive sequence										Automatic Model Adaptation for Convergence					No				
Automatic Tap Adjust of Transformers					Yes					Max. Acceptable Load Flow Error for					1,00 kVA				
Consider Reactive Power Limits					No					Model Equations					0,10 %				
rated Voltage		Bus-voltage		Active Power	Reactive Power	Power Factor	Current	Loading	Additional Data										
[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]						[MW]	[Mvar]	[-]	[kA]	[%]						
Single Busbar(1)																			
EP 6кВ	6,00	1,05	6,33	-40,30	0,80	0,30	0,94	0,08		P10:	0,80 MW	Q10:	0,30 Mvar						
Cub_1 /Lod	Нав Зрсм									Tap:	-2,00	Min:	-6	Max:	6				
Cub_1 /Tr2	T1 (Зрсм)			-0,80	-0,30	-0,94	0,08	35,70											
Single Busbar																			
CM 35,00	0,99	34,48	-39,21																
Cub_1 /Lne	И4			10,85	4,72	0,92	0,20	44,03		Pv:	19,59 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	0,84 km				
Cub_1 /Lne	И5			-11,66	-5,06	-0,92	0,21	47,30		Pv:	318,69 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	11,84 km				
Cub_1 /Tr2	T1 (Зрсм)			0,81	0,35	0,92	0,01	35,70		Tap:	-2,00	Min:	-6	Max:	6				
Бунівельський ЕП 110кВ																			
2 CM 110,00	1,04	114,30	-2,99																
Cubicle/Coup	CBS																		
Cub_1 /Lne	И21			-9,36	-6,54	-0,82	0,06	14,79		Pv:	0,10 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	0,04 km				
Cub_1 /Tr2	T2 (Буд)			9,36	6,54	0,82	0,06	71,80		Tap:	0,00	Min:	-9	Max:	5				
1 CM 110,00	1,04	114,57	-2,99																
Cubicle/Coup	CBS																		
Cub_1 /Lne	И16			-7,44	-3,45	-0,91	0,04	10,60		Pv:	7,71 kW	cLod:	0,21 Mvar	L:	6,11 km				
Cub_1 /Tr2	T1 (Буд)			7,44	3,45	0,91	0,04	51,44		Tap:	1,00	Min:	-9	Max:	5				
Діліївська ТЯГ ЕП 110кВ																			
2 CM 110,00	1,05	115,33	-2,65																
Cubicle/Coup	CBS																		
Cub_1 /Lne	И14			-16,00	-10,50	-0,83	0,10	24,85		Pv:	42,39 kW	cLod:	0,22 Mvar	L:	6,09 km				
Cub_1 /Tr2	T2 (Дил)			9,26	7,61	0,77	0,06	74,70		Tap:	0,00	Min:	-9	Max:	9				
1 CM 110,00	1,05	115,33	-2,65																
Cubicle/Coup	CBS			-6,74	-3,29	-0,90	0,04	0,00											
Cub_1 /Lne	И11			-0,00	0,00	-1,00	0,00	0,28		Pv:	0,00 kW	cLod:	0,22 Mvar	L:	6,11 km				
Cub_1 /Tr2	T1 (Дил)			6,74	3,29	0,90	0,04	49,83		Tap:	1,00	Min:	-9	Max:	9				
Діліївська ТЯГ ЕП 6кВ																			
2 CM 6,00	1,07	6,41	-6,01																
Cub_1 /Lod	Нав Діліївська Т2			9,20	6,60	0,81	1,02			P10:	9,20 MW	Q10:	6,60 Mvar						
Cubicle/Coup	CBS																		
Cub_1 /Tr2	T2 (Дил)			-9,20	-6,60	-0,81	1,02	74,70		Tap:	0,00	Min:	-9	Max:	9				
1 CM 6,00	1,08	6,46	-5,33																
Cub_1 /Lod	Нав Діліївська Т1			6,70	2,80	0,92	0,65			P10:	6,70 MW	Q10:	2,80 Mvar						
Cubicle/Coup	CBS																		
Cub_1 /Tr2	T1 (Дил)			-6,70	-2,80	-0,92	0,65	49,83		Tap:	1,00	Min:	-9	Max:	9				
Клебань БЗК ЕП 35кВ																			
1 CM 35,00	0,98	34,38	-39,35																
Cubicle/Coup	CBS			-10,83	-4,68	-0,92	0,20	0,00											
Cub_1 /Lne	И3			8,12	4,03	0,90	0,15	46,11		Pv:	61,63 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	2,90 km				
Cub_1 /Tr2	T1 (КнБ)			2,72	0,65	0,97	0,05	45,15		Tap:	-2,00	Min:	-6	Max:	6				
2 CM 35,00	0,98	34,38	-39,35																
Cubicle/Coup	CBS			10,83	4,68	0,92	0,20	0,00											
Cub_1 /Lne	И4			-10,83	-4,68	-0,92	0,20	44,03		Pv:	19,59 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	0,84 km				
Cub_1 /Tr2	T2 (КнБ)			0,00	0,00	1,00	0,00	0,00		Tap:	0,00	Min:	-6	Max:	6				
Клебань БЗК ЕП 6кВ																			
1 CM 6,00	1,05	6,32	-41,12																
Cub_1 /Lod	Нав КнБ Т1			1,20	0,30	0,97	0,11			P10:	1,20 MW	Q10:	0,30 Mvar						
Cubicle/Coup	CBS			1,50	0,20	0,99	0,14	0,00											
Cub_1 /Tr2	T1 (КнБ)			-2,70	-0,50	-0,98	0,25	45,15		Tap:	-2,00	Min:	-6	Max:	6				
2 CM 6,00	1,05	6,32	-41,12																
Cub_1 /Lod	Нав КнБ Т2			1,50	0,20	0,99	0,14			P10:	1,50 MW	Q10:	0,20 Mvar						
Cubicle/Coup	CBS			-1,50	-0,20	-0,99	0,14	0,00											
Cub_1 /Tr2	T2 (КнБ)			0,00	0,00	1,00	0,00	0,00		Tap:	0,00	Min:	-6	Max:	6				
Констан ТЯГ ЕП 110кВ																			
2 CM 110,00	1,04	114,44	-2,99																
Cubicle/Coup	CBS			-16,41	-8,67	-0,88	0,09	0,00											
Cub_1 /Lne	И19			6,95	2,99	0,92	0,04	9,86		Pv:	4,72 kW	cLod:	0,15 Mvar	L:	4,30 km				
Cub_1 /Tr2	T1 (2)			9,46	5,68	0,86	0,06	69,29		Tap:	0,00	Min:	-9	Max:	9				
1 CM 110,00	1,04	114,44	-2,99																
Cubicle/Coup	CBS			16,41	8,67	0,88	0,09	0,00											
Cub_1 /Lne	И18			-23,80	-13,57	-0,87	0,14	35,44		Pv:	186,82 kW	cLod:	0,47 Mvar	L:	13,20 km				
Cub_1 /Tr2	T2			7,39	4,50	0,83	0,04	55,70		Tap:	0,00	Min:	-9	Max:	9				
Констан ТЯГ ЕП 6кВ																			
2 CM 6,00	1,07	6,44	-6,42																
Cub_1 /Lod	Нав Констан ТЯГ Т2			9,40	4,80	0,89	0,55			P10:	9,40 MW	Q10:	4,80 Mvar						
Cubicle/Coup	CBS																		
Cub_1 /Tr2	T1 (2)			-9,40	-4,80	-0,89	0,55	69,29		Tap:	0,00	Min:	-9	Max:	9				
1 CM 6,00	1,08	6,47	-5,63																
Cub_1 /Lod	Нав Констан ТЯГ Т2			7,35	4,29	0,86	0,76			P10:	7,35 MW	Q10:	4,29 Mvar						
Cubicle/Coup	CBS																		
Cub_1 /Tr2	T2			-7,35	-4,29	-0,86	0,76	55,70		Tap:	0,00	Min:	-9	Max:	9				
Н.Дзержинська ЕП 35кВ																			
1 CM 35,00	0,97	34,03	-39,66																
Cubicle/Coup	CBS			4,23	2,06	0,90	0,08	0,00											
Cub_1 /Lne	И3			-8,05	-3,55	-0,90	0,15	46,11		Pv:	61,63 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	2,90 km				
Cub_1 /Tr2	T1 (Н.Дз)			3,82	1,89	0,90	0,07	32,18		Tap:	-2,00	Min:	-2	Max:	2				
2 CM 35,00	0,97	34,03	-39,66																
Cubicle/Coup	CBS			-4,23	-2,06	-0,90	0,08	0,00											
Cub_1 /Lne	И2			-0,00	-0,00	-1,00	0,00	0,00		Pv:	0,00 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	8,82 km				
Cub_1 /Tr2	T2 (Н.Дз)			4,23	2,06	0,90	0,08	53,20		Tap:	-2,00	Min:	-2	Max:	2				
Н.Дзержинська ЕП 6кВ																			
1 CM 6,00	0,96	5,79	-40,94																
Cub_1 /Lod	Нав Н.Дз Т1			3,80	1,70	0,91	0,42			P10:	3,80 MW	Q10:	1,70 Mvar						
Cubicle/Coup	CBS																		
Cub_1 /Tr2	T1 (Н.Дз)			-3,80	-1,70	-0,91	0,42	32,18		Tap:	-2,00	Min:	-2	Max:	2				

Продовження табл. 3.4 – Режимні параметри для мережі 330/110/35 кВ

2 СШ	6,00	0,96	5,74	-41,70											
Cub_1 /Lod	Нав Н.Дз Т2			4,20	1,80	0,92	0,46		P10:	4,20 MW	Q10:	1,80 Mvar			
Cubicle/Coup	CBS														
Cub_1 /Tr2	T2 (Н.Дз)			-4,20	-1,80	-0,92	0,46	53,20	Tap:	-2,00	Min:	-2	Max:	2	
Скотова РП 110кВ															
2 СШ	110,00	0,00	0,00	0,00											
Cubicle/Coup	CBS														
Cub_1 /Line	I#7			0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	Pv:	0,00 kW	cLod:	-0,00 Mvar	L:	20,80 km	
Cub_1 /Tr2	T2 (Скот)			0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	Tap:	0,00	Min:	-9	Max:	9	
1 СШ	110,00	1,05	115,89	-2,45											
Cubicle/Coup	CBS														
Cub_1 /Line	I#6			-13,29	-7,01	-0,98	0,07	19,19	Pv:	85,11 kW	cLod:	0,75 Mvar	L:	20,80 km	
Cub_1 /Tr2	T1 (Скот)			13,29	7,01	0,98	0,07	53,19	Tap:	0,00	Min:	-9	Max:	5	
Скотова РП 6кВ															
2 СШ	6,00	1,08	6,47	-7,32											
Cub_1 /Lod	Нав Скот Т2			6,00	2,00	0,95	0,56		P10:	6,00 MW	Q10:	2,00 Mvar			
Cubicle/Coup	CBS			-6,00	-2,00	-0,95	0,56	0,00							
Cub_1 /Tr2	T2 (Скот)			0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	Tap:	0,00	Min:	-9	Max:	9	
1 СШ	6,00	1,08	6,47	-7,32											
Cub_1 /Lod	Нав Скот Т1			7,20	3,50	0,90	0,71		P10:	7,20 MW	Q10:	3,50 Mvar			
Cubicle/Coup	CBS			6,00	2,00	0,95	0,56	0,00							
Cub_1 /Tr2	T1 (Скот)			-13,20	-5,50	-0,92	1,28	53,19	Tap:	0,00	Min:	-9	Max:	9	
Центральна шина 110кВ)															
1СШ	110,00	1,06	116,99	-2,13											
Cub_1 /Lod	на Північну Т1			25,00	12,00	0,90	0,14		P10:	25,00 MW	Q10:	12,00 Mvar			
Cubicle/Coup	CB0														
Cub_1 /Line	I#12			40,28	24,44	0,95	0,23	51,67	Pv:	5,01 kW	cLod:	0,01 Mvar	L:	0,16 km	
Cub_1 /Line	I#6			13,39	6,41	0,90	0,07	19,19	Pv:	85,11 kW	cLod:	0,75 Mvar	L:	20,80 km	
Cub_1 /Line	I#7			0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	Pv:	0,00 kW	cLod:	-0,00 Mvar	L:	20,80 km	
Cub_1 /Line	I#8			3,04	0,52	0,96	0,02	4,20	Pv:	2,11 kW	cLod:	0,40 Mvar	L:	11,00 km	
Cub_1 /Tr3	AT 2			-56,74	-29,62	-0,89	0,32	36,57	Tap:	1,00	Min:	-6	Max:	6	
Cub_1 /Tr3	AT 3			-24,96	-14,16	-0,97	0,14	29,49	Tap:	1,00	Min:	-6	Max:	6	
2СШ	110,00	1,06	116,83	-2,20											
Cub_1 /Lod	на Північну Т2			13,00	5,00	0,93	0,07		P10:	13,00 MW	Q10:	5,00 Mvar			
Cubicle/Coup	CB0														
Cub_1 /Line	I#1			15,11	9,54	0,95	0,09	17,47	Pv:	29,98 kW	cLod:	0,29 Mvar	L:	7,84 km	
Cub_1 /Line	I#10			28,89	17,55	0,95	0,17	37,51	Pv:	130,24 kW	cLod:	0,28 Mvar	L:	7,73 km	
Cub_1 /Line	I#9			3,04	0,52	0,96	0,02	4,21	Pv:	2,11 kW	cLod:	0,40 Mvar	L:	11,00 km	
Cub_1 /Tr3	AT 1			-60,04	-33,41	-0,87	0,34	38,44	Tap:	1,00	Min:	-6	Max:	6	
Центральна шина 330кВ)															
1СШ	330,00	1,00	330,00	0,00											
Cub_1 /Lod	на Трапезну-330			0,00	0,00	1,00	0,00		P10:	0,00 MW	Q10:	0,00 Mvar			
Cub_1 /Xnet	GS1			128,23	77,86	0,95	0,26		Sk": 23000,00 MVA						
Cubicle/Coup	CB0														
Cub_1 /Tr3	AT 1			65,35	40,50	0,95	0,13	38,44	Tap:	0,00	Min:	0	Max:	0	
Cub_1 /Tr3	AT 2			62,89	37,36	0,96	0,13	36,57	Tap:	0,00	Min:	0	Max:	0	
2СШ	330,00	1,00	330,00	0,00											
Cub_1 /Lod	на Білльну			0,00	0,00	1,00	0,00		P10:	0,00 MW	Q10:	0,00 Mvar			
Cub_1 /Lod	на Лозівська			0,00	0,00	1,00	0,00		P10:	0,00 MW	Q10:	0,00 Mvar			
Cub_1 /Xnet	GS2			50,19	31,00	0,95	0,10		Sk": 23000,00 MVA						
Cubicle/Coup	CB0														
Cub_1 /Tr3	AT 3			50,19	31,00	0,95	0,10	29,49	Tap:	0,00	Min:	0	Max:	0	
Центральна шина 35кВ)															
1СШ	35,00	1,03	36,00	-37,17											
Cub_1 /Lod	на Феофану Тяг			13,00	5,00	0,93	0,22		P10:	13,00 MW	Q10:	5,00 Mvar			
Cubicle/Coup	CB0														
Cub_1 /Line	I#5			11,99	5,72	0,90	0,21	47,30	Pv:	318,69 kW	cLod:	0,00 Mvar	L:	11,84 km	
Cub_1 /Tr3	AT 3			-24,98	-10,72	-0,92	0,44	29,49	Tap:	0,00	Min:	0	Max:	0	
2СШ	35,00	1,05	36,84	-34,42											
Cub_1 /Lod	на Феофану			11,00	6,00	0,98	0,20		P10:	11,00 MW	Q10:	6,00 Mvar			
Cubicle/Coup	CB0														
Cub_1 /Tr3	AT 1			-5,08	-2,56	-0,89	0,09	38,44	Tap:	0,00	Min:	0	Max:	0	
Cub_1 /Tr3	AT 2			-5,92	-3,44	-0,96	0,11	36,57	Tap:	0,00	Min:	0	Max:	0	
Шахтна РП 110кВ															
2 СШ	110,00	1,06	116,71	-2,24											
Cubicle/Coup	CBS														
Cub_1 /Line	I#9			-3,04	-1,32	-0,92	0,02	4,21	Pv:	2,11 kW	cLod:	0,40 Mvar	L:	11,00 km	
Cub_1 /Tr2	T2 (Шахт)			3,04	1,32	0,92	0,02	8,17	Tap:	-2,00	Min:	-9	Max:	9	
1 СШ	110,00	1,06	116,88	-2,18											
Cubicle/Coup	CBS														
Cub_1 /Line	I#8			-3,04	-1,32	-0,92	0,02	4,20	Pv:	2,11 kW	cLod:	0,40 Mvar	L:	11,00 km	
Cub_1 /Tr2	T1 (Шахт)			3,04	1,32	0,92	0,02	8,16	Tap:	-2,00	Min:	-9	Max:	9	
Шахтна РП 6кВ(3)															
2 СШ	6,00	1,07	6,39	-6,45											
Cub_1 /Lod	Нав Будівельник Т2			9,30	5,60	0,96	0,98		P10:	9,30 MW	Q10:	5,60 Mvar			
Cubicle/Coup	CBS														
Cub_1 /Tr2	T2 (Буд)			-9,30	-5,60	-0,96	0,98	71,80	Tap:	0,00	Min:	-9	Max:	9	
1 СШ	6,00	1,07	6,42	-5,75											
Cub_1 /Lod	Нав Будівельник Т1			7,40	2,90	0,93	0,71		P10:	7,40 MW	Q10:	2,90 Mvar			
Cubicle/Coup	CBS														
Cub_1 /Tr2	T1 (Буд)			-7,40	-2,90	-0,93	0,71	51,44	Tap:	1,00	Min:	-9	Max:	9	
Шахтна РП 6кВ															
2 СШ	6,00	1,07	6,41	-2,63											
Cub_1 /Lod	Нав Шахтна Т2			3,00	1,00	0,95	0,28		P10:	3,00 MW	Q10:	1,00 Mvar			
Cubicle/Coup	CBS														
Cub_1 /Tr2	T2 (Шахт)			-3,00	-1,00	-0,95	0,28	8,17	Tap:	-2,00	Min:	-9	Max:	9	
1 СШ	6,00	1,07	6,42	-2,57											
Cub_1 /Lod	Нав Шахтна Т1			3,00	1,00	0,95	0,28		P10:	3,00 MW	Q10:	1,00 Mvar			
Cubicle/Coup	CBS														
Cub_1 /Tr2	T1 (Шахт)			-3,00	-1,00	-0,95	0,28	8,16	Tap:	-2,00	Min:	-9	Max:	9	
Щербинська РП 6															
2СШ	6,00	1,07	6,41	-36,01											
Cub_1 /Lod	Нав Щерб Т2			15,00	8,20	0,98	1,54		P10:	15,00 MW	Q10:	8,20 Mvar			
Cubicle/Coup	CB0														
Cub_1 /Tr3	T2(Щ)			-15,00	-8,20	-0,98	1,54	44,37	Tap:	0,00	Min:	0	Max:	0	
1СШ	6,00	0,00	0,00	0,00											

Продовження табл. 3.5 – Рівень напруги для мережі 330/110/35 кВ

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за единицу	Сумма	Всего
Парбикова Р035					
1 шт	35,00	0,000	0,00	0,00	
2 шт	35,00	1,085	37,96	-4,64	
Парбикова					
1 шт	110,00	0,000	0,00	0,00	
2 шт	110,00	1,058	116,40	-2,35	
110 KB					
1 шт	110,00	1,040	114,35	-2,58	
НН					
1 шт	6,00	1,074	6,44	-36,41	
СН					
1 шт	35,00	1,078	37,72	-5,86	

Таблиця 3.6 – Сумарні втрати потужності для мережі 330/110/35 кВ

Volt. Level	Generation	Motor Load	Load	Compen- sation	External Infeed	Interchange to	Power Interchange	Total Losses	Load Losses	NoLoad Losses						
[kV]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]		[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]						
6,00	0,00 0,00	0,00 0,00	100,15 49,13	0,00 0,00	0,00 0,00			0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00						
						35,00 kV	-34,56 -13,53	0,14 1,22	0,06 0,76	0,09 0,46						
							110,00 kV	-65,52 -35,66	0,67 6,77	0,41 5,19	0,25 1,57					
						35,00	0,00 0,00	0,00 0,00	37,48 18,51	0,00 0,00	0,00 0,00			0,40 0,78	0,40 0,78	0,00 0,00
												6,00 kV	34,70 14,75	0,14 1,22	0,06 0,76	0,09 0,46
110,00 kV	-161,73 -69,20	0,86 12,21	0,59 10,66	0,27 1,56												
	330,00 kV	91,65 35,23	1,03 11,26	0,79 9,93	0,23 1,33											
110,00	0,00 0,00	0,00 0,00	38,00 17,00	0,00 0,00	0,00 0,00									0,95 -2,37	0,95 1,94	-0,00 -4,32
						6,00 kV	65,81 42,13	0,67 6,77	0,41 5,19	0,25 1,57						
							35,00 kV	162,59 81,42	0,86 12,21	0,59 10,66	0,27 1,56					
						330,00 kV		-280,67 -144,18	0,64 13,97	0,41 12,64	0,23 1,33					
						330,00	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	178,42 108,86			0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00
35,00 kV	-92,68 -46,49	1,03 11,26	0,79 9,93	0,23 1,33												
	110,00 kV	281,31 158,15	0,64 13,97	0,41 12,64	0,23 1,33											
Total:	0,00 0,00	0,00 0,00	175,63 85,10	0,00 0,00	178,42 108,86							0,00 0,00	2,79 23,76	1,98 23,38	0,80 0,38	

Густина струму (табл. 3.7), як відомо, – це відношення струму до перетину проводів з урахуванням кількості ланцюгів:

$$j_{\text{розр}} = \frac{I_{\text{розр}}}{F_{\text{см}} \cdot n_{\text{кл}}}$$

Вимоги до неізольованих проводів, які застосовуються й експлуатуються в мережі, наведені у п. 1.3.15-1.3.39.

Таблиця 3.7 – Перевірка щільності струму

Назва ділянки	Розрахунковий струм кА	Стандартний перетин мм2	Кількість кіл ЛЕП -	Розрахункова щільність А/мм2	Рекомендована щільність А/мм2
110 кВ					
ПС Центральна – Щербинівка	0,139	185	1	0,75	0,8
ПС Центральна – Скотовата-Т1	0,066	120	1	0,55	0,8
ПС Центральна – Скотовата-Т2	-	120	1	0	0,8
ПС Центральна – Шахтна-Т1	0,084	120	1	0,7	0,8
ПС Центральна – Шахтна-Т2	0,052	120	1	0,43	0,8
ПС Центральна – ДиліївкаТяг-Т2	0,234	150	1	1,56	0,8
	0,234	95	1	2,46	1,9
	0,097	120	1	0,81	0,8
ПС Центральна – ДиліївкаТяг-Т1	0,168	150	1	1,12	0,8
	-	120	1	0	0,8
Відг.1 – Костянтинівка Тяг Т2	0,138	120	1	1,15	0,8
Костянтинівка Тяг Т1 – відг.2 (М)	0,039	120	1	0,33	0,8
	0,039	95	1	0,41	1,9
Відг.2 – Будівельник Т2	0,058	120	1	0,48	0,8
Відг.2 – Костянтинівка 110 (М)	0,020	95	1	0,21	1,9
ДиліївкаТяг-Т1 – відг. 3 (М)	0,169	95	1	1,78	0,8
Відг. 3 – Костянтинівка 110	0,130	150	1	0,87	0,8
Відг. 3 – Будівельник Т2	0,041	120	1	0,34	0,8

Назва ділянки	Розрахунковий струм кА	Стандартний перетин мм2	Кількість кіл ЛЕП -	Розрахункова щільність А/мм2	Рекомендована щільність А/мм2
35 кВ					
ПС Щербинівка – Н.Дзержика-Т2	0	95	1	0	0,8
ПС Центральна – Зрошення	0,214	150	1	1,43	0,8
Зрошення – КлебанБик-Т2	0,199	150	1	1,33	0,8
КлебанБик-Т1 – Н.Дзержика-Т1	0,153	150	1	1,02	0,8

Густина струмів неізолюваних проводів повітряних ЛЕП напругою 6-220 кВ не повинні, як відомо, перевищувати значень, які визначаються табл. 1.3.50 діючим стандартом [4].

$$j_{розр} \leq j_{дон}$$

Допустиме значення визначається як часом максимального навантаження (у роботі мною приймається більшим 5000 годин), так і матеріалом струмопровідної частини (якщо алюміній, то 0,8 А/мм2, у випадку міді 1,9 А/мм2).

Підвищення пропускної здатності ЛЕП можна двома шляхами: або реконструкція шляхом заміни проводів на більший перетин, або оперативні переключення шляхом зміни потоків потужності.

Перший шлях є більш затратний, другий – здатний досягти мети без значних витрат. Він розглянутий буде наступним.

Продовження табл. 3.8 – Розрахунок струмів ЛЕП

[Н.Дзержинка РП 6кВ]									
2 СШ	6,00	1,02	6,09	-9,15					
Cub_1 /Lod	Нав Н.Дз Т2				4,20	1,80	0,92	0,43	
Cubicle/Coup	CBS								
Cub_1 /Tr2	T2 (Н.Дз)				-4,20	-1,80	-0,92	0,43	50,22
1 СШ	6,00	1,02	6,13	-3,47					
Cub_1 /Lod	Нав Н.Дз Т1				3,80	1,70	0,91	0,39	
Cubicle/Coup	CBS								
Cub_1 /Tr2	T1 (Н.Дз)				-3,80	-1,70	-0,91	0,39	30,42
[Скотовата РП 110кВ]									
2 СШ	110,00	1,04	114,60	-2,25					
Cubicle/Coup	CBS								
Cub_1 /Lne	В7				-6,04	-2,53	-0,92	0,03	8,46
Cub_1 /Tr2	T2 (Скот)				6,04	2,53	0,92	0,03	66,52
1 СШ	110,00	1,04	115,56	-2,25					
Cubicle/Coup	CBS								
Cub_1 /Lne	В6				-6,23	-2,93	-0,91	0,02	8,90
Cub_1 /Tr2	T1 (Скот)				6,23	2,93	0,91	0,03	43,60
[Скотовата РП 6кВ]									
2 СШ	6,00	1,05	6,27	-6,06					
Cub_1 /Lod	Нав Скот Т2				6,00	2,00	0,95	0,58	
Cubicle/Coup	CBS								
Cub_1 /Tr2	T2 (Скот)				-6,00	-2,00	-0,95	0,58	66,52
1 СШ	6,00	1,05	6,32	-4,69					
Cub_1 /Lod	Нав Скот Т1				6,20	2,50	0,93	0,61	
Cubicle/Coup	CBS								
Cub_1 /Tr2	T1 (Скот)				-6,20	-2,50	-0,93	0,61	43,60
[Центральна (шири 110кВ)]									
2СШ	110,00	1,05	115,39	-2,63					
Cub_1 /Lod	на Північну Т2				13,00	5,00	0,93	0,07	
Cubicle/Coup	CBS								
Cub_1 /Lne	В1				23,41	15,06	0,84	0,14	27,34
Cub_1 /Lne	В10				31,88	26,84	0,76	0,21	46,34
Cub_1 /Lne	В9				9,47	4,39	0,91	0,05	13,55
Cub_1 /Tr3	AT 1				-77,76	-51,29	-0,83	0,46	49,19
1СШ	110,00	1,05	115,04	-2,07					
Cub_1 /Lod	на Північну Т1				25,00	12,00	0,90	0,14	
Cubicle/Coup	CBS								
Cub_1 /Lne	В12				37,32	15,83	0,92	0,20	45,22
Cub_1 /Lne	В6				6,25	2,23	0,94	0,03	8,90
Cub_1 /Lne	В7				6,06	1,83	0,96	0,03	8,46
Cub_1 /Lne	В3				14,72	8,57	0,86	0,09	22,18
Cub_1 /Tr3	AT 2				-51,27	-25,23	-0,93	0,28	33,93
Cub_1 /Tr3	AT 3				-38,09	-20,24	-0,88	0,22	31,53
[Центральна (шири 330кВ)]									
2СШ	330,00	1,00	330,00	0,00					
Cub_1 /Lod	на Візницьку				0,00	0,00	1,00	0,00	
Cub_1 /Lod	на Позівська				0,00	0,00	1,00	0,00	
Cub_1 /Xnet	G52				54,57	30,93	0,87	0,11	31,53
Cubicle/Coup	CBS								
Cub_1 /Tr3	AT 3				54,87	30,99	0,87	0,11	31,53
	Total				0,00	0,00			
	Loss:				0,00	0,00			
1СШ	330,00	1,00	330,00	0,00					
Cub_1 /Lod	на Травневу-330				0,00	0,00	1,00	0,00	
Cub_1 /Xnet	G51				140,53	88,05	0,85	0,29	
Cubicle/Coup	CBS								
Cub_1 /Tr3	AT 1				80,18	57,01	0,81	0,17	49,19
Cub_1 /Tr3	AT 2				60,35	31,04	0,89	0,12	33,93
[Центральна (шири 35кВ)]									
2СШ	35,00	1,05	36,67	-34,77					
Cub_1 /Lod	на Фенольну				11,00	6,00	0,88	0,20	
Cubicle/Coup	CBS								
Cub_1 /Tr3	AT 1				-2,13	0,58	-0,96	0,03	49,19
Cub_1 /Tr3	AT 2				-8,87	-6,58	-0,80	0,17	33,93
1СШ	35,00	1,05	36,67	-35,85					
Cub_1 /Lod	на Фенольну Тве				12,00	5,00	0,93	0,22	
Cubicle/Coup	CBS								
Cub_1 /Lne	В5				3,55	1,64	0,96	0,06	12,55
Cub_1 /Tr3	AT 3				-16,55	-6,04	-0,94	0,28	31,53
[Шахтна РП 110кВ]									
2 СШ	110,00	1,05	115,48	-2,76					
Cubicle/Coup	CBS								
Cub_1 /Lne	В9				-9,45	-4,74	-0,89	0,05	12,55
Cub_1 /Tr2	T2 (Шахт)				9,45	4,74	0,89	0,05	26,32
1 СШ	110,00	1,04	114,33	-2,26					
Cubicle/Coup	CBS								
Cub_1 /Lne	В8				-14,67	-8,85	-0,86	0,05	22,18
Cub_1 /Tr2	T1 (Шахт)				14,67	8,85	0,86	0,05	43,08
[Шахтна РП 6кВ]									
2 СШ	6,00	1,05	6,30	-6,76					
Cub_1 /Lod	Нав Бузівельник Т2				9,30	5,60	0,86	0,99	
Cubicle/Coup	CBS								
Cub_1 /Tr2	T2 (Буд)				-9,30	-5,60	-0,86	0,99	72,83
1 СШ	6,00	1,06	6,34	-6,12					
Cub_1 /Lod	Нав Бузівельник Т1				7,40	2,90	0,93	0,72	
Cubicle/Coup	CBS								
Cub_1 /Tr2	T1 (Буд)				-7,40	-2,90	-0,93	0,72	52,10
[Шахтна РП 6кВ]									
2 СШ	6,00	1,05	6,29	-4,01					
Cub_1 /Lod	Нав Шахтна Т2				9,40	4,20	0,91	0,94	
Cubicle/Coup	CBS								
Cub_1 /Tr2	T2 (Шахт)				-9,40	-4,20	-0,91	0,94	26,32
1 СШ	6,00	1,05	6,29	-4,18					
Cub_1 /Lod	Нав Шахтна Т1				14,60	7,90	0,88	1,52	
Cubicle/Coup	CBS								
Cub_1 /Tr2	T1 (Шахт)				-14,60	-7,90	-0,88	1,52	43,08
[Щербинівка РП 6]									
2СШ	6,00	1,04	6,25	-37,98					
Cub_1 /Lod	Нав Щерб Т2				15,00	8,20	0,88	1,58	
Cubicle/Coup	CBS								
Cub_1 /Tr3	T2 (Щ)				-15,00	-8,20	-0,88	1,58	69,43
1СШ	6,00	0,00	0,00						
Cubicle/Coup	CBS								
[Щербинівка РП 35]									
2СШ	35,00	1,06	37,02	-6,49					
Cubicle/Coup	CBS								
Cub_1 /Lne	В2				8,22	4,16	0,89	0,14	43,55
Cub_1 /Tr3	T2 (Щ)				-8,22	-4,16	-0,89	0,14	69,43
1СШ	35,00	0,00	0,00						
Cubicle/Coup	CBS								
[Щербинівка РП 110кВ]									
2СШ	110,00	1,05	115,21	-2,87					
Cubicle/Coup	CBS								
Cub_1 /Lne	В1				-23,34	-15,16	-0,84	0,14	27,34
Cub_1 /Tr3	T2 (Щ)				23,34	15,16	0,84	0,14	65,43
1СШ	110,00	0,00	0,00						
Cubicle/Coup	CBS								
[Костянтинівка-110]									
110 кВ	110,00	1,03	112,90	-3,24					
Cub_1 /Lne	В17				-17,26	-20,33	-0,65	0,14	30,31
Cub_2 /Lne	В22				-1,51	8,61	-0,16	0,05	10,69
Cub_3 /Tr3	Костянтинівка-110				18,67	11,72	0,85	0,11	56,14
[Костянтинівка-110]									
35,00	1,06	37,21	-6,19						
Cub_2 /Lod	СН Костянтинівка				13,48	7,91	0,86	0,24	
Cub_1 /Tr3	Костянтинівка-110				-13,48	-7,91	-0,86	0,24	56,14
[Костянтинівка-110]									
6,00	1,06	6,36	-36,76						
Cub_2 /Lod	СН Костянтинівка				5,10	2,20	0,92	0,50	
Cub_1 /Tr3	Костянтинівка-110				-5,10	-2,20	-0,92	0,50	56,14

Таблиця 3.9 – Оцінка зміни густини струму

Назва ділянки	Розрахунковий струм кА	Стандартний перетин мм2	Кількість кіл ЛЕП -	Розрахункова щільність А/мм2	Рекомендована щільність А/мм2
110 кВ					
ПС Центральна – Щербинівка	0,139	185	1	0,75	0,8
ПС Центральна – Скотовата-Т1	0,033	120	1	0,28	0,8
ПС Центральна – Скотовата-Т2	0,032	120	1	0,27	0,8
ПС Центральна – Шахтна-Т1	0,086	120	1	0,72	0,8
ПС Центральна – Шахтна-Т2	0,052	120	1	0,43	0,8
ПС Центральна –	0,203	150	1	1,35 (1,56)	0,8

Назва ділянки	Розрахунковий струм кА	Стандартний перетин мм2	Кількість кіл ЛЕП -	Розрахункова щільність А/мм2	Рекомендована щільність А/мм2
ДиліівкаТяг-Т2	0,203	95	1	2,14 (2,46)	1,9
	0,060	120	1	0,5	0,8
ПС Центральна – ДиліівкаТяг-Т1	0,208	150	1	1,39 (1,12)	0,8
	0,037	120	1	0,31	0,8
Відг.1 – Костянтинівка Тяг Т2	0,147	120	1	1,23 (1,12)	0,8
Костянтинівка Тяг Т1 – відг.2 (М)	0,056	120	1	0,47	0,8
	0,056	95	1	0,59 (1,15)	1,9
Відг.2 – Будівельник Т2	0,058	120	1	0,48	0,8
Відг.2 – Костянтинівка 110 (М)	0,045	95	1	0,47	1,9
ДиліівкаТяг-Т1 – відг. 3 (М)	0,173	95	1	1,82 (1,78)	0,8
Відг. 3 – Костянтинівка 110	0,136	150	1	0,91 (0,87)	0,8
Відг. 3 – Будівельник Т2	0,041	120	1	0,34	0,8
35 кВ					
ПС Щербинівка – Н.Дзержика-Т2	0,144	95	1	1,52	0,8
ПС Центральна – Зрошення	0,058	150	1	0,39	0,8
Зрошення – КлебанБик-Т2	0,044	150	1	0,29	0,8
КлебанБик-Т1 – Н.Дзержика-Т1	0	150	1	0	0,8

Оперативні переключення дозволили знизити густину струму до доцільного значення, але не на всіх ділянках. Величини струмів не перевищують тривало допустимі.

Для ще більшого розвантаження ЛЕП наступним заходом є встановлення на шинах споживачів локальних джерел потужності реактивної. Обираються статичні регульовані батареї конденсаторів.

3.3 Генерації реактивної потужності в мережі

Джерелом активної потужності в ЕЕС, звичайно ж, є синхронні генератори, які встановлені на ЕС.

Активна потужність, яка виробляється генераторами $P_{ген \Sigma}$ електростанцій, у сталому режимі повинна дорівнювати:

- по-перше, активній потужності споживачів електроенергії ЕЕС $P_{нав \Sigma}$ (сумарне навантаження);
- по-друге, активній потужності власних потреб ЕС та ПС $P_{в.п. \Sigma}$;
- наступне, втратам активної потужності в силових трансформаторах ($\Delta P_{мд}$ і $\Delta P_{см}$);
- далі, втратам активної потужності в ЛЕП (на нагрів ΔP_{TL} і на коронування $\Delta P_{кор}$);
- далі, втратам активної потужності в реакторах ΔP_{LR} , конденсаторах ΔP_C та інших елементах ЕЕС.

Таким чином, баланс має наступний вид:

$$P_{ген \Sigma} = P_{спож \Sigma} = P_{нав \Sigma} + \Delta P_{\Sigma} \quad (3.1)$$

$$\Delta P_{\Sigma} = P_{в.п. \Sigma} + \Delta P_{мд} + \Delta P_{см} + \Delta P_{TL} + \Delta P_{кор} + \Delta P_{LR} + \Delta P_C \quad (3.2)$$

Джерелами реактивної потужності $Q_{ген \Sigma}$ (3.3) в ЕЕС є:

- синхронні генератори електростанцій Q_G ;
- звичайно ж, синхронні компенсатори $Q_{СК}$;
- крім того, статичні тиристорні компенсатори $Q_{СТК}$;
- також, батареї статичних конденсаторів $Q_{БК}$;
- і додатково, зарядна потужність ліній $Q_{С\ TL}$.

$$Q_{ген\ \Sigma} = Q_G + Q_{СК} + Q_{СТК} + Q_{БК} + Q_{С\ TL} \quad (3.3)$$

Реактивна потужність генерації $Q_{ген\ \Sigma}$ повинна дорівнювати:

- по-перше, реактивній потужності споживачів $Q_{нав\ \Sigma}$ (сумарне навантаження);
- по-друге, реактивній потужності власних потреб електростанцій та підстанцій $Q_{в.п.\ \Sigma}$;
- далі, втратам реактивної потужності в трансформаторах і автотрансформаторах (втрати в міді $\Delta Q_{мд}$ і в сталі $\Delta Q_{ст}$);
- далі, втратам реактивної потужності в реактивному опорі ліній $\Delta Q_{ТЛ}$.

Звідси баланс реактивної потужності в ЕЕС має наступний вид:

$$Q_{ген\ \Sigma} = Q_{с\юж\ \Sigma} = Q_{нав\ \Sigma} + \Delta Q_{\Sigma} \quad (3.4)$$

$$\Delta Q_{\Sigma} = Q_{в.п.\ \Sigma} + \Delta Q_{мд} + \Delta Q_{ст} + \Delta Q_{ТЛ} \quad (3.5)$$

Важливими характеристиками навантаження є значення їх активної і реактивної потужності у функції напруги і частоти. Статичні характеристики навантаження – це залежності $P_{нав}(f), Q_{нав}(f)$ (рис. 3.25, а) і $P_{нав}(U), Q_{нав}(U)$ (рис. 3.25, б)

Значення складових рівняння балансу активної (3.1) та реактивної (3.4) потужності загалом розраховуються за статичними характеристиками (рис. 3.25) і параметрами заступних схем елементів ЕЕС. Найточніше

статичні характеристики можна визначити на підставі натурних дослідів. Під час розрахунків прогнозу, якщо невідомі статичні характеристики, використовуються типові статичні характеристики навантаження ЕЕС, які відповідають усередненим умовам з погляду режимів роботи електричної системи.

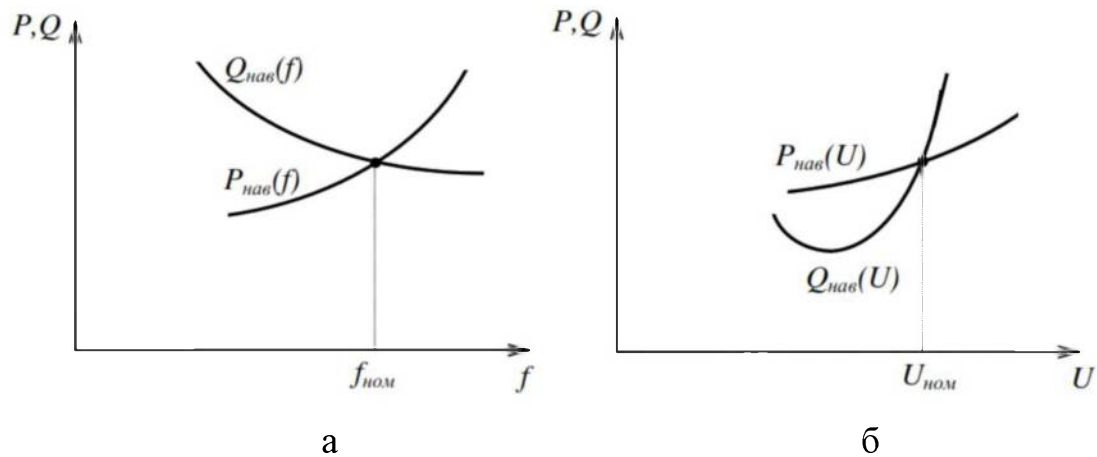


Рисунок 3.25 – Статичні характеристики навантаження

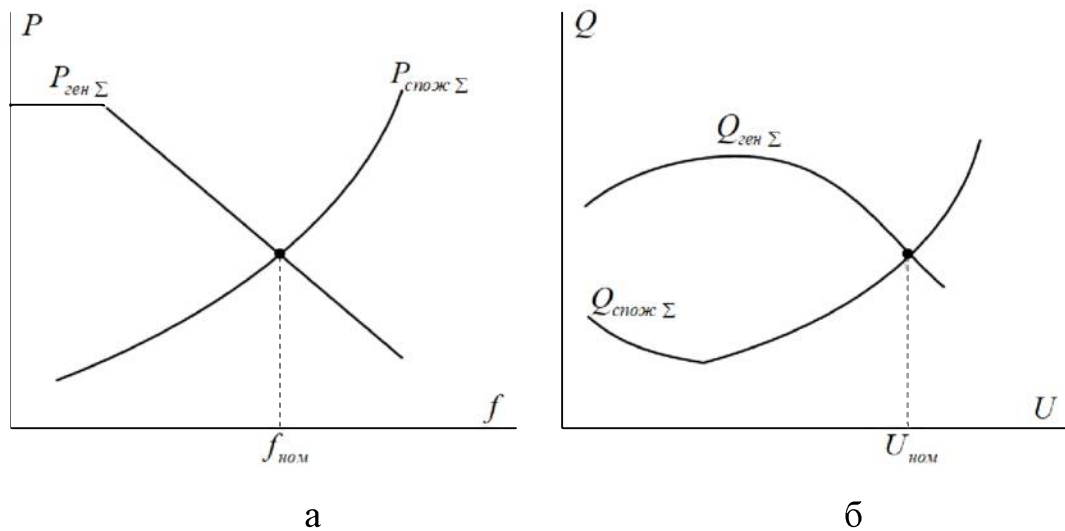


Рисунок 3.26 – Статичні характеристики $P(f)$ (а) і $Q(U)$ (б)

Загально відомо, що рівняння (3.1) приймає вигляд:

$$P_{ген\ \Sigma}(U, f) = P_{стюж\ \Sigma}(U, f) \quad (3.6)$$

а рівняння (3.4)

$$Q_{ген \Sigma}(U, f) = Q_{спож \Sigma}(U, f) \quad (3.7)$$

При порушенні вихідного балансу активної потужності – рис. 3.27.

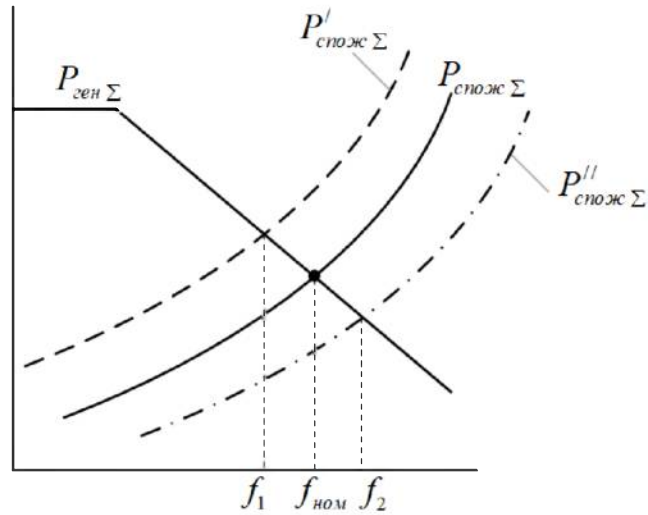


Рисунок 3.27 – Статичні характеристики $P(f)$

Якщо (рис. 3.27)

$$P_{ген \Sigma} < P_{спож \Sigma}^I$$

то

$$f_1 < f_{ном}$$

Якщо (рис. 3.27)

$$P_{ген \Sigma} > P_{спож \Sigma}^{II}$$

то

$$f_2 > f_{ном}$$

Якщо (рис. 3.28)

$$Q_{ген \Sigma} < Q_{спож \Sigma}^I$$

то

$$U_1 < U_{ном}$$

Якщо (рис. 3.28)

$$Q_{ген \Sigma} > Q_{спож \Sigma}^{II}$$

то

$$U_2 > U_{ном}$$

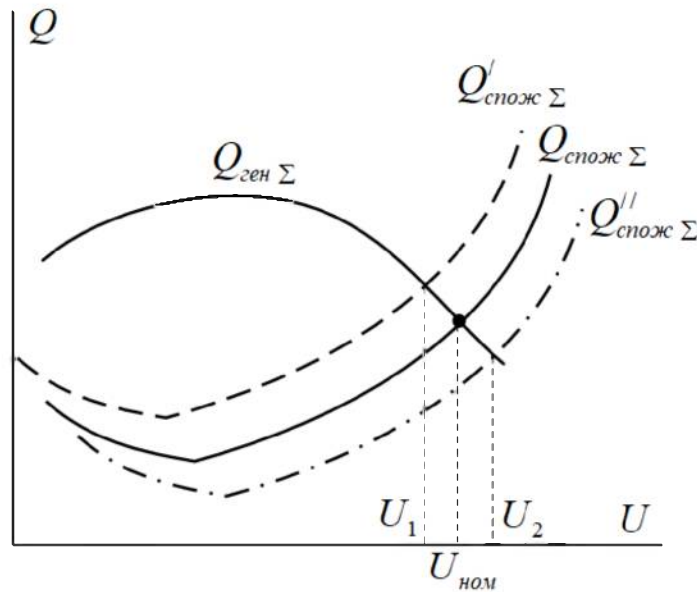


Рисунок 3.28 – Статичні характеристики $Q(U)$

Регулювальним ефектом навантаження називається ступінь зміни активної та реактивної потужності навантаження зі зміною напруги чи частоти. Чисельна характеристика регулювального ефекту визначається значеннями часткових похідних $\frac{\partial P_{наб}}{\partial U}$, $\frac{\partial Q_{наб}}{\partial U}$, $\frac{\partial P_{наб}}{\partial f}$, $\frac{\partial Q_{наб}}{\partial f}$, з яких завжди додатні $\frac{\partial P_{наб}}{\partial U}$, $\frac{\partial P_{наб}}{\partial f}$.

Роздивимося статичні характеристики за реактивною потужністю.

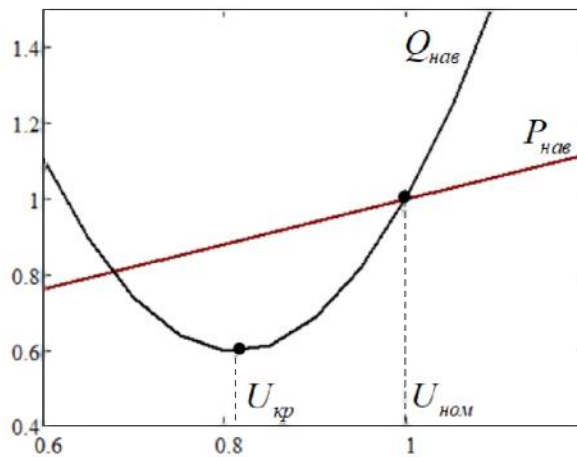


Рисунок 3.29 – Статичні характеристики $P(U)$ і $Q(U)$

Роздивимося на прикладі.

Напруга на шинах споживача U_2 знижується (внаслідок аварії чи з іншої причини), але напруга на шинах джерела живлення залишається незмінною U_1 .

Зв'язує джерело живлення і навантаження лінія електропередачі з параметрами r_{12} , x_{12} . Втрата напруги в лінії електропередачі визначається як:

$$\Delta U_{12} = U_1 - U_2 = \frac{P_{наб} \cdot r_{12} + Q_{наб} \cdot x_{12}}{U_2}$$

Як очевидно зі статичних характеристик (рис. 3.29), зниження напруги на шинах споживача U_2 призведе до зниження значень спожитої потужності, як активної $P_{наб}$, так і реактивної $Q_{наб}$. Внаслідок цього знизиться втрата напруги ΔU_{12} , і збільшиться напруга на шинах споживача U_2 :

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12}$$

У цьому полягає позитивний регулюючий ефект навантаження.

Але він є можливим лише за умови, що зниження напруги не досягне критичного значення:

$$U > U_{\text{кр}} = (0,7 \div 0,8) U_{\text{ном}} \quad (3.8)$$

У випадку порушення умови (3.8) зниження напруги викликає збільшення реактивної потужності навантаження $Q_{\text{нав}}$, внаслідок якого збільшується втрата напруги ΔU_{12} , і напруга на шинах споживача U_2 продовжує знижуватися. Це явище називають лавина напруги. При таких аваріях зупиняються асинхронні двигуни (опрокидуються). Зупинити зниження напруги при таких аваріях можна лише відключивши навантаження.

Наступною роздивимося діаграму повної потужності генератора.

Визначимо зони обмеження роботи турбогенератора в залежності від $\cos \varphi_{\text{ном}}$ на діаграмі повної потужності генератора.

Задані номінальні параметри генератора: $S_{\text{ном}}$, $U_{\text{ном}}$, $I_{\text{ном}}$, $\cos \varphi_{\text{ном}}$, синхронний індуктивний опір x_d .

1. Вектор номінальної напруги генератора $\underline{U}_{\text{ном}}$ відкладається за віссю абсцис (на рис. 3.30 – це вектор «1-0»).

2. За значенням $\cos \varphi_{\text{ном}}$ визначається кут $\varphi_{\text{ном}}$, який залежить від характеру навантаження. Він визначає положення вектору струму $\underline{I}_{\text{ном}}$ (вектор «1-2»).

3. Положення вектору падіння напруги $j I_{\text{ном}} x_d$ в синхронному індуктивному опорі x_d визначається перпендикулярно вектору струму (поворот вектору проти часової стрілки). Він відкладається від кінця вектору напруги генератора $\underline{U}_{\text{ном}}$ (вектор «2-3»).

4. Сума вектору напруги генератора $U_{\text{ном}}$ і вектору падіння напруги $j I_{\text{ном}} x_d$ визначає ЕРС генератора E (вектор «1-3») і внутрішній кут машини δ .

5. Всі вектори помножаємо на складову $\frac{U_{ном}}{x_d} = const$. Векторна діаграма змінить масштаб – рис. 3.31.

Вектор 0-3 – вектор повної потужності $S_{ном} = U_{ном} \cdot I_{ном}$ електричної машини, проекції якого є величинами активної та реактивної потужності. Проекція 0-4 на горизонтальну лінію – це реактивна потужність $Q_{ном} = U_{ном} \cdot I_{ном} \cdot \sin(\varphi_{ном})$. Проекція 3-4 на вертикальну лінію – це активна потужність $P_{ном} = U_{ном} \cdot I_{ном} \cdot \cos(\varphi_{ном})$. Через точку 0 проводимо осі активної P та реактивної Q потужності.

Зона обмеження за нагрівом обмоток статора (рис. 3.31) синхронного генератора визначається окружністю з центром в точці 0 і радіусом величиною 0-3.

Окружність радіусом 0-3 (окружність червоного кольору) описує вектор повної потужності при зміні $\cos \varphi$ в діапазоні $0 \div 1$.

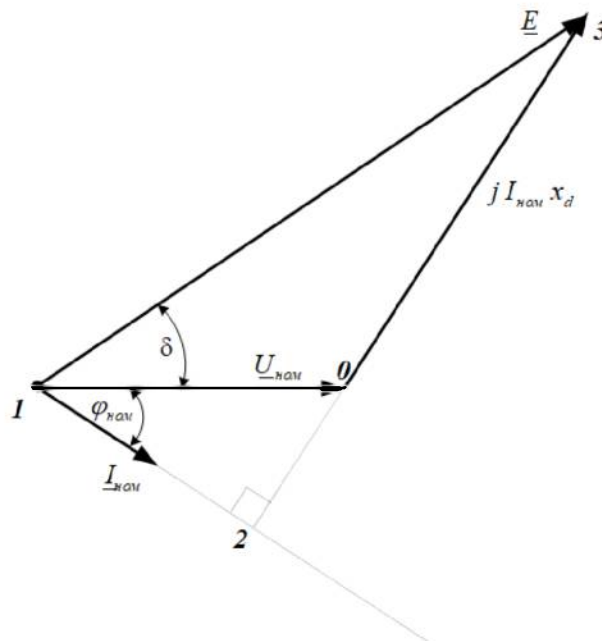


Рисунок 3.30 – Векторна діаграма ЕРС і напруги генератора

6. Вектор 1-3 – вектор потужності $P = \frac{E \cdot U_{ном}}{x_d}$. Ця потужність визначає номінальний струм обмотки збудження $i_{fном}$.

Зона обмеження за нагрівом обмотки ротора (рис. 3.33) синхронного генератора визначається окружністю з центром в точці 1 і радіусом величиною 1-3 (окружність синього кольору).

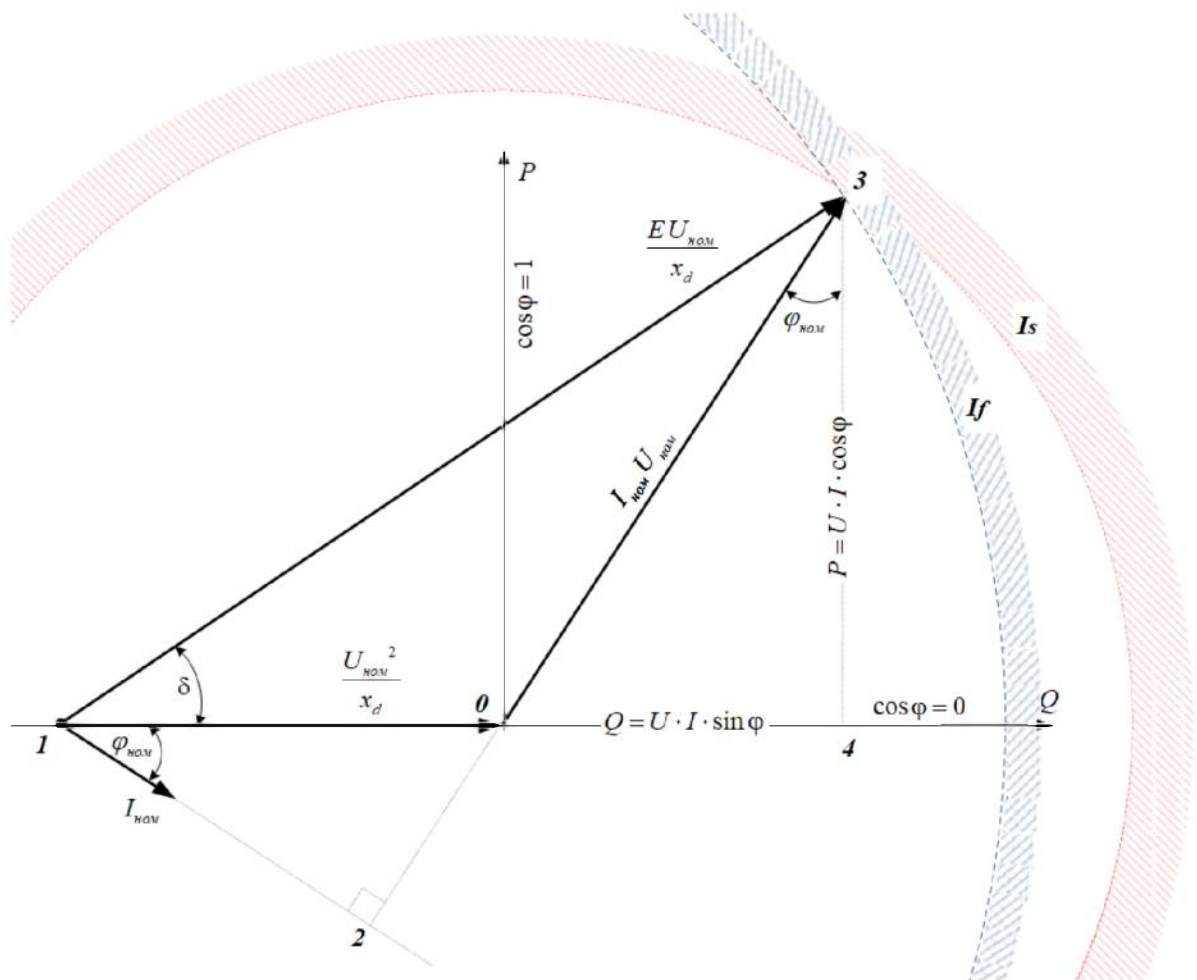


Рисунок 3.33 – Зона обмеження за нагрівом обмотки ротора СГ

При зменшенні $\cos \varphi$ електрична машина не може видавати номінальну повну потужність, так як вона обмежується струмом обмотки збудження.

Роздивимося аналітико-графічне пояснення цього твердження.

Нехай при активно-індуктивному навантаженні (так званий перший квадрант) знижується $\cos\varphi$. На рис. 3.34 – це точка 5. Справедливим є наступне твердження:

$$\varphi > \varphi_{ном}$$

$$\cos(\varphi) < \cos(\varphi_{ном})$$

Логічним було б вважати, що повна потужність буде визначатися активною P_5 і реактивною Q_5 потужністю в цій точці:

$$S_5 = P_5 + jQ_5$$

Але не можна забувати про обмотку збудження. Значне збільшення реактивної потужності $Q_5 \gg Q_{ном}$ можливе лише за умови значного зменшення активної потужності $P_5 \ll P_{ном}$. Для генерації значної реактивної потужності необхідно збільшувати струм обмотки збудження $i_f \gg i_{fном}$.

Перевищення номінального струму збудження – це перегрів обмотки ротора. Графічно – це означає перехід вектору активної потужності $P = \frac{E \cdot U_{ном}}{x_d}$ з точки 3 в точку 5, а це є недопустимим (вихід за окружність зони обмеження струму ротора).

Отже при фактичному значенні $\cos\varphi$, яке значне менше номінального значення $\cos\varphi_{ном}$, активна потужність буде визначатися точкою 6. Їй відповідає потужність генератора $S_6 < S_{ном}$, так як

$$Q_6 < Q_5, P_6 < P_5$$

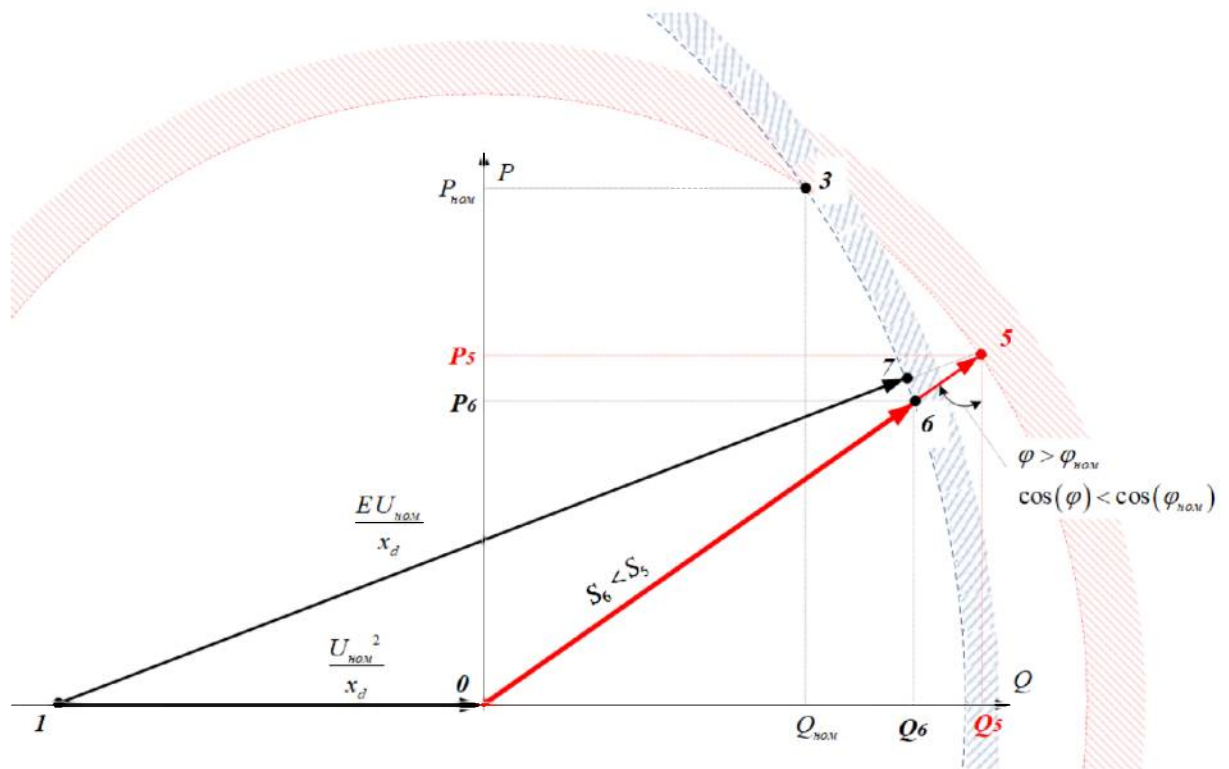


Рисунок 3.34 – Для умови $\cos \varphi < \cos \varphi_{ном}$

Таким чином, зниження $\cos \varphi$ має наслідком, по-перше, перегрів обмотки ротора, по-друге, зниження коефіцієнту корисної дії. В чисто компенсаторному режимі генератор може розвивати лише 70 % повної потужності.

Роздивимося процес при збільшенні $\cos \varphi$:

- $\varphi < \varphi_{ном}$, $\cos \varphi > \cos \varphi_{ном}$, положення вектору повної потужності відповідає точці 8.

- активна потужність збільшиться $P_8 > P_{ном}$, а реактивна зменшиться: $Q_8 < Q_{ном}$.

- збільшення активної потужності має обмеження – це потужність турбіни $P_{турбіни\ max}$. На рис. 3.35 – це горизонтальна лінія коричневого кольору.

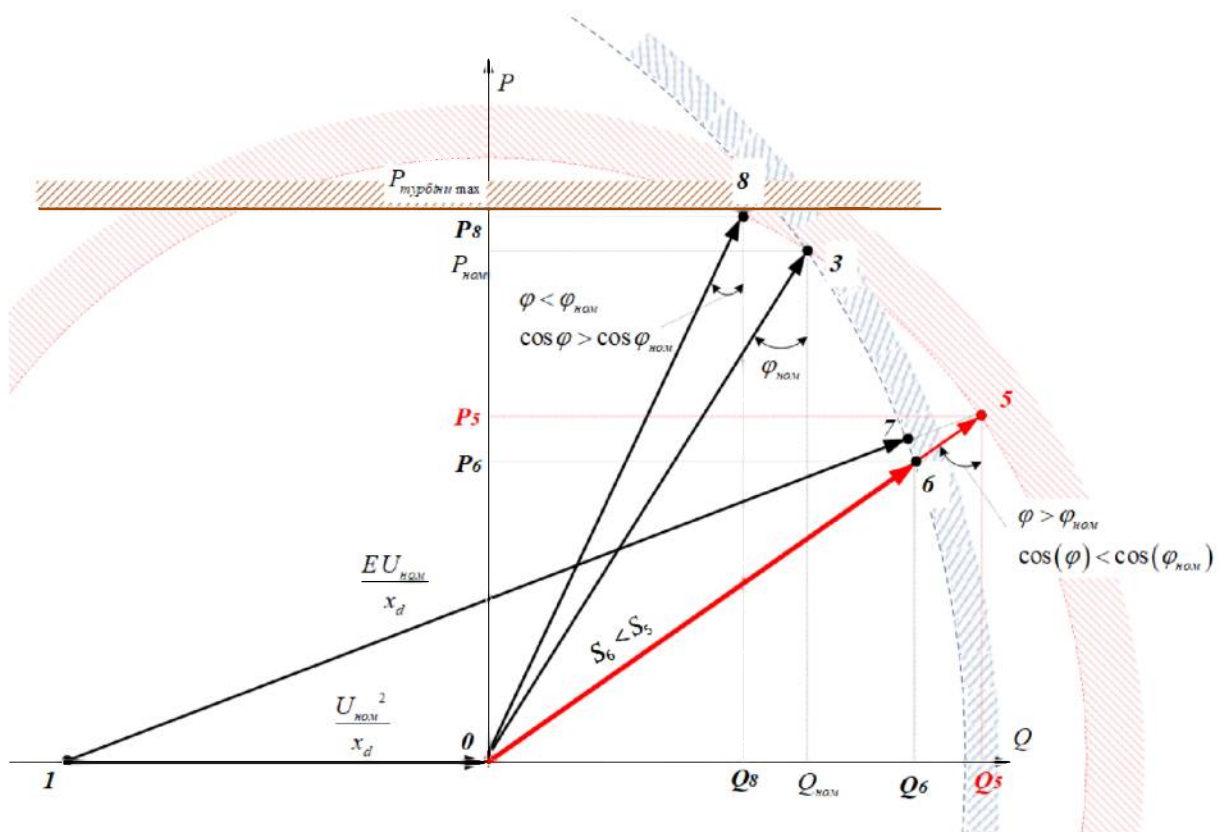


Рисунок 3.35 – Зона обмеження за максимальною потужністю турбіни

7. Квадрант обмежений позитивними значеннями активної та реактивної потужності відповідає режиму активно-індуктивного навантаження (режиму перезбудження). Так званий, індуктивний квадрант.

Квадрант обмежений позитивними значеннями активної потужності та негативним значенням реактивної потужності відповідає активно-ємнісному навантаженню (режиму недозбудження). Так званий, ємнісний квадрант. Режим недозбудження використовується в години провалу навантаження через надлишок реактивної потужності і неможливості короточасних зупинок потужних генераторів. Автоматичні регулятори збудження (АРЗ) працюють для забезпечення умови стійкості генератора при зменшенні активного навантаження.

8. Роздивимося його обмеження.

Від точки 1 відкладається угору ряд векторів довжиною в діапазоні від нуля до номінальної активної потужності генератора ($0 < P < P_{ном}$). Проводяться окружності радіусом цих векторів. На відстані 0,1 в.о. від кінця

кожного вектору відкладається перпендикуляр, знаходиться точка перетину окружності і перпендикуляру. Отримана серія точок – це крива обмеження за стійкістю генератора (рис. 3.36, крива зеленого кольору).

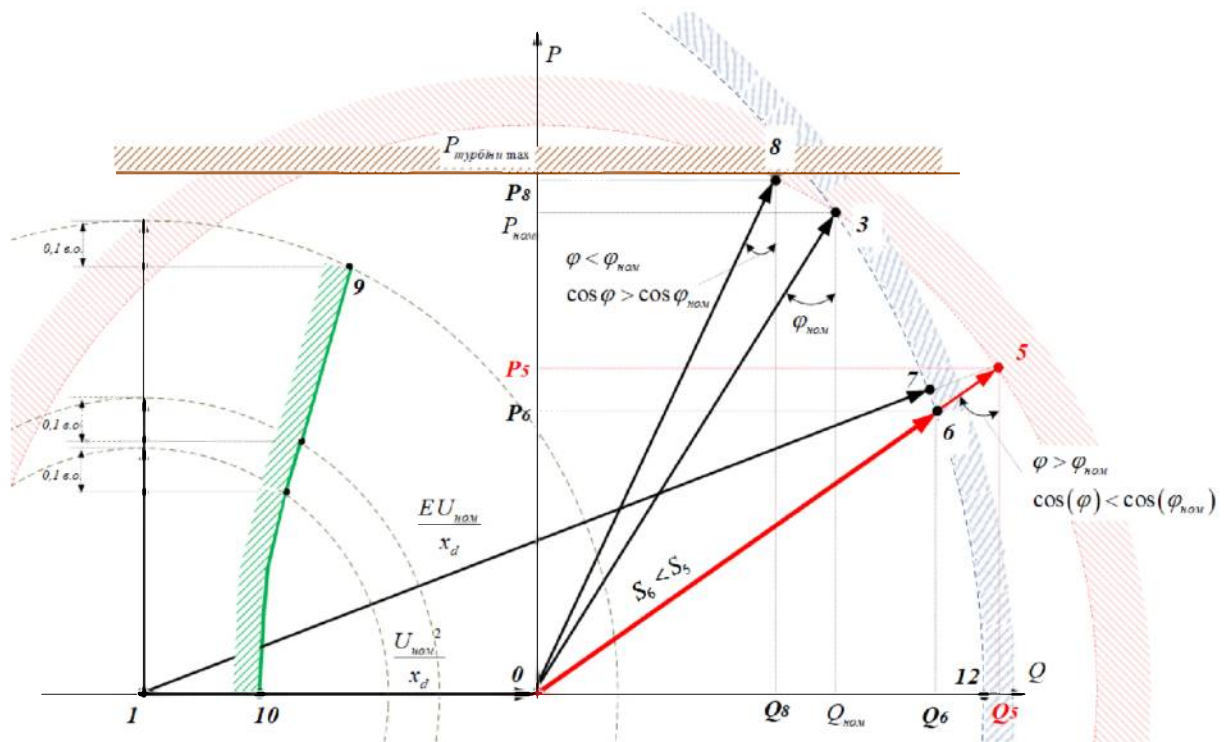


Рисунок 3.36 – Зона обмеження за стійкістю генератора

9. Зона обмеження за нагрівом торцевих частин і крайніх пакетів сталі статора визначається за паспортними даними генераторів, де вказується реактивна потужність споживання в режимі недозбудження при відповідному значенні активної потужності генерації. Це крива обмеження блакитного кольору (рис. 3.37).

Висновки щодо отриманої векторної діаграми повної потужності генераторів.

3) Діаграма потужності генератора має п'ять зон обмеження (рис. 3.38):

- зона обмеження за нагрівом обмоток статора I_s ;
- зона обмеження за нагрівом обмотки ротора i_f ;
- зона обмеження за максимальною потужністю турбіни (первинного двигуна $P_{турбіни\ max}$;

- зона обмеження за нагрівом торцевих частин і крайніх пакетів сталі статора;
- зона обмеження за стійкістю генераторів при паралельній роботі з ЕЕС.

2) У випадку надлишку активної потужності (режим мінімуму активного навантаження) частину генераторів, які несуть активне навантаження, можна переводити на роботу з пониженим $\cos\varphi$ для збільшення генерації реактивної потужності за рахунок зменшення генерації активної потужності. Це особливо важливо при аварійному зниженні напруги (лавина напруги). Пристрій АРЗ (автоматичне регулювання збудження), яким обладнанні всі генератори, при зниженні напруги на шинах генератора автоматично збільшує струм збудження і генерацію реактивної потужності. Але необхідно контролювати наявність резерву за струмом ротора (при $\varphi > \varphi_{ном}$, $\cos\varphi < \cos\varphi_{ном}$) і наявність резерву за струмом статора (при $\varphi < \varphi_{ном}$, $\cos\varphi > \cos\varphi_{ном}$).

3) У випадку, коли активної потужності в ЕЕС є недостатньо (режим максимуму активного навантаження), використовувати генератори для збільшення генерації реактивної потужності є технічно й економічно недоцільно. Доцільно замість зниження генерації активної потужності використовувати пристрої компенсації для генерації реактивної потужності.

Отже реактивна потужність має значний вплив на роботу ЕЕС, тому далі в роботі мною розглянутий вибір компенсувальних пристроїв – батареї конденсаторів – табл. 3.10.

Таблиця 3.10 – Вибір КП на ПС

Назва ПС	P _m	Q _m	tgφ _m	Q _{кп.м}	Тип КП	Q _{кп.ном}
	МВт	Мвар	-	Мвар		Мвар
Скотовата-110 (Т1)	6,2	2,5	0,403	0,95	УК-6-900	0,9
Скотовата-110 (Т2)	6,0	2,0	0,333	0,5	УК-6-450	0,45
Шахтна-110 (Т1)	14,6	7,9	0,541	4,25	УК-6-3600 УК-6-675	4,275
Шахтна-110 (Т2)	9,4	4,2	0,447	1,85	УК-6-1800	1,8
Диліївка Тяг-110 (Т1)	6,7	2,8	0,418	1,13	УК-6-1125	1,125
Диліївка тяг-110 (Т2)	9,2	6,6	0,717	4,3	УК-6-3600 УК-6-675	4,275
Костянт. тяг-110 (Т1)	9,4	4,8	0,511	2,45	УК-6-1800 УК-6-675	2,475
Костянт. тяг-110 (Т2)	7,35	4,29	0,584	2,45	УК-6-1800 УК-6-675	2,475
Будівельник-110 (Т1)	7,4	2,9	0,392	1,05	УК-6-900	0,9
Будівельник-110 (Т2)	9,3	5,6	0,602	3,27	УК-6-1800 УК-6-1350	3,15
Н.Дзержинка-35 (Т1)	3,8	1,7	0,447	0,75	УК-6-675	0,675
Н.Дзержинка-35 (Т2)	4,2	1,8	0,429	0,75	УК-6-675	0,675
Клебан Бик-35 (Т1)	1,2	0,3	0,25	0	-	-
Клебан Бик-35 (Т2)	1,5	0,2	0,133	0	-	-
Зрошення-35	0,8	0,3	0,375	0,1	-	-

Таблиця 3.11 – Вплив КП на режимні параметри

AC Load Flow, balanced, positive sequence										Automatic Model Adaptation for Convergence										No	
Automatic Tap Adjust of Transformers										Max. Acceptable Load Flow Error for										1,00 kVA	
Consider Reactive Power Limits										Nodes										0,10 %	
										Model Equations											

Таблиця 3.12 – Розрахунок густини струму при КП

Назва ділянки	Розрахунковий струм кА	Стандартний перетин мм2	Кількість кіл ЛЕП -	Розрахункова щільність А/мм2	Рекомендована щільність А/мм2
110 кВ					
ПС Центральна – Щербинівка	0,136	185	1	0,75	0,8
ПС Центральна – Скотовата-Т1	0,032	120	1	0,28	0,8
ПС Центральна – Скотовата-Т2	0,031	120	1	0,27	0,8
ПС Центральна – Шахтна-Т1	0,076	120	1	0,72	0,8
ПС Центральна – Шахтна-Т2	0,049	120	1	0,43	0,8
ПС Центральна – ДиліївкаТяг-Т2	0,208	150	1	1,35	0,8
	0,208	95	1	2,14	1,9
	0,048	120	1	0,5	0,8
ПС Центральна – ДиліївкаТяг-Т1	0,162	150	1	1,39	0,8
	0,035	120	1	0,31	0,8
Відг. 1 – Костянтинівка Тяг Т2	0,160	120	1	1,23	0,8
Костянтинівка Тяг Т1 – відг. 2 (М)	0,071	120	1	0,47	0,8
	0,072	95	1	0,59	1,9
Відг. 2 – Будівельник Т2	0,050	120	1	0,48	0,8
Відг. 2 – Костянтинівка 110 (М)	0,022	95	1	0,47	1,9
ДиліївкаТяг-Т1 – відг. 3 (М)	0,126	95	1	1,82	0,8
Відг. 3 – Костянтинівка 110	0,090	150	1	0,91	0,8
Відг. 3 – Будівельник Т2	0,040	120	1	0,34	0,8
35 кВ					
ПС Щербинівка – Н.Дзержика-Т2	0,136	95	1	1,43	0,8
ПС Центральна – Зрошення	0,058	150	1	0,39	0,8
Зрошення – КлебанБик-Т2	0,044	150	1	0,29	0,8
КлебанБик-Т1 – Н.Дзержика-Т1	0	150	1	0	0,8

Пристрої генерації реактивної потужності зменшили реактивні навантаження, але не дозволили забезпечити допустиму густину струму на шести ділянках.

Оцінюється зменшення втрат потужності:

$$\delta\Delta P_{total} = \frac{\Delta P_{total_КП} - \Delta P_{total}}{\Delta P_{total}} \cdot 100 = \frac{2,49 - 2,76}{2,76} \cdot 100 = -9,78\%$$

$$\delta\Delta Q_{total} = \frac{\Delta P_{total_КП} - \Delta P_{total}}{\Delta P_{total}} \cdot 100 = \frac{21,86 - 24,85}{24,85} \cdot 100 = -12,03\%$$

Як бачимо, втрати активної потужності зменшилися на 9,78 %, а реактивної потужності – на 12,03 %.

Таким чином, установка додаткових джерел реактивної потужності є одним із засобів енергозбереження. Їх установка, як бачимо з рис. 2.19, необхідно для забезпечення допустимих режимів синхронних генераторів електростанцій.

3.4 Розрахунок струмів КЗ

Звичайно ж перехідні процеси залежать від особливості технологічних процесів споживачів, наявності двигунів, дугових печей, пристроїв випрямлення струму.

Розроблена у роботі модель дозволяє визначити струми КЗ в умовах нехтування багатьма факторами, але похибка розрахунків буде в допустимих межах відхилення $\pm 10\%$.

Результати розрахунку трифазного КЗ – табл. 3.13.

Таблиця 3.13 – Для трифазного КЗ

Fault Locations with Feeders					3-Phase Short-Circuit / Max. Short-Circuit Currents							
Short-Circuit Calculation / Method : VDE 0102												
	std.V. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Factor	Sk" [MVA/MVA]	Tk" [kA/kA]	ip [kA/kA]	Is [kA]	Sb [MVA]	Ik [kA]	Ith [kA]	
Будівельний РП 110кВ												
2 Ш	110,00	0,00	0,00	1,10	1456,34 MVA	7,85 kA	-70,79	15,22 kA	7,85	1456,34	7,85	7,89
М21	5				1456,34 MVA	7,85 kA	109,21	15,22 kA				
Т2 (Буд)	Шахтна РП				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
1 Ш	110,00	0,00	0,00	1,10	1139,86 MVA	5,99 kA	-69,08	11,32 kA	5,98	1139,86	5,98	6,01
М16	4				1139,86 MVA	5,99 kA	110,92	11,32 kA				
Т1 (Буд)	Шахтна РП				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
Дилівка Тяг РП 110кВ												
2 Ш	110,00	0,00	0,00	1,10	1524,18 MVA	8,00 kA	-70,33	15,37 kA	8,00	1524,18	8,00	8,04
М14	3				1524,18 MVA	8,00 kA	109,67	15,37 kA				
Т2 (Дил)	Дилівка Т				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
1 Ш	110,00	0,00	0,00	1,10	1308,59 MVA	6,87 kA	-71,69	13,57 kA	6,87	1308,59	6,87	6,91
М11	1				1308,59 MVA	6,87 kA	108,31	13,57 kA				
Т1 (Дил)	Дилівка Т				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
Дилівка Тяг РП 6кВ												
2 Ш	6,00	0,00	0,00	1,10	128,28 MVA	12,34 kA	-85,56	31,36 kA	12,34	128,28	12,34	12,61
Т2 (Дил)	Дилівка Т				128,28 MVA	12,34 kA	94,44	31,36 kA				
1 Ш	6,00	0,00	0,00	1,10	119,21 MVA	11,47 kA	-85,55	29,17 kA	11,47	119,21	11,47	11,72
Т1 (Дил)	Дилівка Т				119,21 MVA	11,47 kA	94,45	29,17 kA				
Зрошення РП 6кВ												
РП 6кВ	6,00	0,00	0,00	1,10	29,75 MVA	2,86 kA	-80,02	6,47 kA	2,86	29,75	2,86	2,89
Т1 (Зрош)	Зрошення				29,75 MVA	2,86 kA	99,98	6,47 kA				
Ш	35,00	0,00	0,00	1,10	148,15 MVA	2,44 kA	-74,16	4,98 kA	2,44	148,15	2,44	2,46
М4	Клебан Бжк				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
М5	Центральна				148,15 MVA	2,44 kA	105,84	4,98 kA				
Т1 (Зрош)	Зрошення Р				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
Клебан Бжк РП 35кВ												
1 Ш	35,00	0,00	0,00	1,10	142,30 MVA	2,35 kA	-73,76	4,75 kA	2,35	142,30	2,35	2,36
СВ5	2 Ш				142,30 MVA	2,35 kA	106,24	4,75 kA				
М3	Н.Держжк				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
Т1 (КлБ)	Клебан Бжк				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
2 Ш	35,00	0,00	0,00	1,10	142,30 MVA	2,35 kA	-73,76	4,75 kA	2,35	142,30	2,35	2,36
СВ5	1 Ш				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
М4	Зрошення				142,30 MVA	2,35 kA	106,24	4,75 kA				
Т2 (КлБ)	Клебан Бжк				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
Клебан Бжк РП 6кВ												
1 Ш	6,00	0,00	0,00	1,10	51,02 MVA	4,91 kA	-80,19	11,13 kA	4,91	51,02	4,91	4,96
СВ5	2 Ш				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
Т1 (КлБ)	Клебан Бжк				51,02 MVA	4,91 kA	99,91	11,13 kA				
2 Ш	6,00	0,00	0,00	1,10	51,02 MVA	4,91 kA	-80,19	11,13 kA	4,91	51,02	4,91	4,96
СВ5	1 Ш				51,02 MVA	4,91 kA	99,91	11,13 kA				
Т2 (КлБ)	Клебан Бжк				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
Констан Тяг РП 110кВ												
2 Ш	110,00	0,00	0,00	1,10	1567,96 MVA	8,23 kA	-70,49	15,83 kA	8,23	1567,96	8,23	8,27
СВ5	1 Ш				957,92 MVA	5,03 kA	110,91	9,67 kA				
М19	6				610,77 MVA	3,21 kA	107,33	6,17 kA				
Т1 (2)	Констан Тя				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
1 Ш	110,00	0,00	0,00	1,10	1567,96 MVA	8,23 kA	-70,49	15,83 kA	8,23	1567,96	8,23	8,27
СВ5	2 Ш				610,77 MVA	3,21 kA	107,33	6,17 kA				
М18	3				957,92 MVA	5,03 kA	110,91	9,67 kA				
Т2	Констан Тя				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
Констан Тяг РП 6кВ												
2 Ш	6,00	0,00	0,00	1,10	128,60 MVA	12,37 kA	-85,61	31,49 kA	12,37	128,60	12,37	12,65
Т1 (2)	Констан Тя				128,60 MVA	12,37 kA	94,39	31,49 kA				
1 Ш	6,00	0,00	0,00	1,10	128,60 MVA	12,37 kA	-85,61	31,49 kA	12,37	128,60	12,37	12,65
Т2	Констан Тя				128,60 MVA	12,37 kA	94,39	31,49 kA				
Н.Держжк РП 35кВ												
2 Ш	35,00	0,00	0,00	1,10	149,19 MVA	2,46 kA	-70,08	4,71 kA	2,46	149,19	2,46	2,47
СВ5	1 Ш				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
М2	Шербиювка				149,19 MVA	2,46 kA	109,92	4,71 kA				
Т2 (Н.Да)	Н.Держжк				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
1 Ш	35,00	0,00	0,00	1,10	149,19 MVA	2,46 kA	-70,08	4,71 kA	2,46	149,19	2,46	2,47
СВ5	2 Ш				149,19 MVA	2,46 kA	109,92	4,71 kA				
М3	Клебан Бжк				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
Т1 (Н.Да)	Н.Держжк				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
Н.Держжк РП 6кВ												
2 Ш	6,00	0,00	0,00	1,10	74,01 MVA	7,12 kA	-78,33	15,60 kA	7,12	74,01	7,12	7,18
Т2 (Н.Да)	Н.Держжк				74,01 MVA	7,12 kA	101,67	15,60 kA				
1 Ш	6,00	0,00	0,00	1,10	89,25 MVA	8,59 kA	-77,32	18,47 kA	8,59	89,25	8,59	8,65
Т1 (Н.Да)	Н.Держжк				89,25 MVA	8,59 kA	102,68	18,47 kA				
Скотова РП 110кВ												
2 Ш	110,00	0,00	0,00	1,10	1004,32 MVA	5,27 kA	-66,15	9,57 kA	5,27	1004,32	5,27	5,29
М7	Центральна				1004,32 MVA	5,27 kA	113,85	9,57 kA				
Т2 (Скот)	Скотова РП				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
1 Ш	110,00	0,00	0,00	1,10	1004,32 MVA	5,27 kA	-66,15	9,57 kA	5,27	1004,32	5,27	5,29
М6	Центральна				1004,32 MVA	5,27 kA	113,85	9,57 kA				
Т1 (Скот)	Скотова РП				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
Скотова РП 6кВ												
2 Ш	6,00	0,00	0,00	1,10	80,69 MVA	7,76 kA	-84,93	19,45 kA	7,76	80,69	7,76	7,91
Т2 (Скот)	Скотова РП				80,69 MVA	7,76 kA	95,07	19,45 kA				
1 Ш	6,00	0,00	0,00	1,10	122,91 MVA	11,83 kA	-64,32	29,24 kA	11,83	122,91	11,83	12,03
Т1 (Скот)	Скотова РП				122,91 MVA	11,83 kA	95,68	29,24 kA				
Центральна (шхи 110кВ)												
2 Ш	110,00	0,00	0,00	1,10	2497,64 MVA	13,11 kA	-84,92	33,65 kA	13,11	2497,64	13,11	13,43
М1	Шербиювка				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
М10	1				404,93 MVA	2,13 kA	113,60	5,46 kA				
М9	Шахтна РП				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
АТ 1	Центральна	Центральна			2117,32 MVA	11,11 kA	91,72	28,53 kA				
1 Ш	110,00	0,00	0,00	1,10	4102,88 MVA	21,53 kA	-86,81	56,90 kA	21,53	4102,88	21,53	22,28
М12	2				319,09 MVA	1,67 kA	111,76	4,43 kA				
М6	Скотова РП				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
М7	Скотова РП				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
М9	Шахтна РП				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
АТ 2	Центральна	Центральна			2016,81 MVA	10,59 kA	91,46	27,97 kA				
АТ 3	Центральна	Центральна			1784,98 MVA	9,37 kA	91,88	24,75 kA				

Продовження табл. 3.13 – Для трифазного КЗ

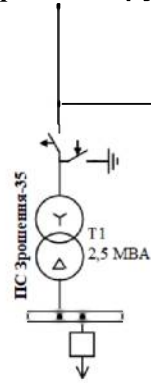
Центральна (шини 35кВ)													
2СШ	35,00	0,00	0,00	1,10	610,01 MVA	10,06 kA	-88,33	27,32 kA	10,06	610,01	10,06	10,65	
АТ 1	Центральна	Центральна			283,41 MVA	4,68 kA	91,94	12,69 kA					
АТ 2	Центральна	Центральна			326,61 MVA	5,39 kA	91,43	14,63 kA					
1СШ	35,00	0,00	0,00	1,10	341,51 MVA	5,63 kA	-88,00	15,19 kA	5,63	341,51	5,63	5,91	
М5	Зрошення				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA					
АТ 3	Центральна	Центральна			341,51 MVA	5,63 kA	92,00	15,19 kA					
Шахта РП 110кВ													
2 СШ	110,00	0,00	0,00	1,10	1266,45 MVA	6,65 kA	-72,16	13,28 kA	6,65	1266,45	6,65	6,68	
М9	Центральна	Центральна			1266,45 MVA	6,65 kA	107,84	13,28 kA					
Т2 (Шахт)	Шахтна РП				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA					
1 СШ	110,00	0,00	0,00	1,10	1574,03 MVA	8,26 kA	-69,90	15,78 kA	8,26	1574,03	8,26	8,30	
М8	Центральна				1574,03 MVA	8,26 kA	110,20	15,78 kA					
Т1 (Шахт)	Шахтна РП				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA					
Шахта РП 6кВ (3)													
2 СШ	6,00	0,00	0,00	1,10	128,04 MVA	12,32 kA	-85,58	31,32 kA	12,32	128,04	12,32	12,59	
Т2 (Буд)	Будівельна				128,04 MVA	12,32 kA	94,42	31,32 kA					
1 СШ	6,00	0,00	0,00	1,10	124,59 MVA	11,99 kA	-84,96	30,06 kA	11,99	124,59	11,99	12,22	
Т1 (Буд)	Будівельна				124,59 MVA	11,99 kA	95,04	30,06 kA					
Шахта РП 6кВ													
2 СШ	6,00	0,00	0,00	1,10	328,04 MVA	31,57 kA	-84,02	77,75 kA	31,57	328,04	31,57	32,09	
Т2 (Шахт)	Шахтна РП				328,04 MVA	31,57 kA	95,98	77,75 kA					
1 СШ	6,00	0,00	0,00	1,10	344,25 MVA	33,13 kA	-84,14	81,59 kA	33,13	344,25	33,13	33,68	
Т1 (Шахт)	Шахтна РП				344,25 MVA	33,13 kA	95,96	81,59 kA					
Щербинівка РП 6													
2СШ	6,00	0,00	0,00	1,10	194,19 MVA	18,69 kA	-86,93	49,11 kA	18,69	194,19	18,69	19,29	
Т2 (Щ)	Щербинівка	Щербинівка			194,19 MVA	18,69 kA	93,07	49,11 kA					
Щербинівка РП35													
2СШ	35,00	0,00	0,00	1,10	281,10 MVA	4,64 kA	-85,47	11,80 kA	4,64	281,10	4,64	4,74	
М2	Н.Держинск				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA					
Т2 (Щ)	Щербинівка	Щербинівка			281,10 MVA	4,64 kA	94,53	11,80 kA					
Щербинівка													
2СШ	110,00	0,00	0,00	1,10	1525,89 MVA	8,01 kA	-78,42	17,86 kA	8,01	1525,89	8,01	8,08	
М1	Центральна				1525,89 MVA	8,01 kA	101,58	17,86 kA					
Т2 (Щ)	Щербинівка	Щербинівка			0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA					
110 кВ	110,00	0,00	0,00	1,10	1496,34 MVA	7,85 kA	-71,31	15,35 kA	7,85	1496,34	7,85	7,89	
М17	4				775,31 MVA	4,07 kA	105,46	7,96 kA					
М22	5				723,59 MVA	3,80 kA	112,16	7,43 kA					
Костянтинівка-1	СН	МН			0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA					
СК	35,00	0,00	0,00	1,10	281,22 MVA	4,64 kA	-83,93	11,39 kA	4,64	281,22	4,64	4,71	
Костянтинівка-1	110 кВ	МН			281,22 MVA	4,64 kA	96,01	11,39 kA					
МН	6,00	0,00	0,00	1,10	194,35 MVA	18,70 kA	-85,90	47,92 kA	18,70	194,35	18,70	19,14	
Костянтинівка-1	110 кВ	СН			194,35 MVA	18,70 kA	94,10	47,92 kA					

Отримані дані використані для ПС Зрошення – рис.3.38.

ПС Зрошення-35 отримує живлення від ПС Центральна-330, 1 секція шин 35 кВ. У випадку аварії на підстанції і необхідності відключення силового трансформатора, короткозамикач буде створювати штучне КЗ, а вимикач на приєднанні ЛЕП під дією релейного захисту, який відреагував на пошкодження, відключиться. Відокремлювач ПС Зрошення-35 в цей період повинен відключити трансформатор. Але в зимовий період його ножі дуже часто примерзають, тому ЛЕП залишається відключеною. Живлення втрачають також споживачі інших підстанцій, в даному випадку ПС Клебан Бик-35. Як наслідок, виникають збитки від перерви електропостачання.

Один зі способів підвищити надійність – це виконати заміну комутаційного обладнання на стороні високої напруги – встановити вимикачі, вакуумні, як зазначалося в розділі 2 дипломної роботи.

До реконструкції



Після реконструкції

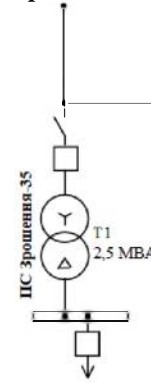


Рисунок 3.38 – Для ПС Зрошення

Таблиця 3.14 – Умови для вимикачів

Умова	Пояснення
Умови вибору	
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст}$ - номінальна напруга устаткування $U_{ном}$ - номінальна напруга вимикача
$I_{нб.розр} \leq I_{ном}$	$I_{нб.розр}$ - найбільший розрахунковий струм у колі вимикача $I_{ном}$ - номінальний струм вимикача
$I_{нз} \leq I_{ном.вим}$	$I_{нз}$ - періодична складова струму короткого замикання, який протікає через вимикач $I_{ном.вим}$ - номінальний струм вимикання
Умови перевірки	
$i_{аз} \leq i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{ном.вим}}{100}$	$i_{аз}$ - аперіодична складова струму короткого замикання на момент t t - час від моменту виникнення короткого замикання до моменту розходження контактів вимикача $i_{а.ном}$ - номінальне значення аперіодичної складової струму короткого замикання вимикача β_n - нормоване значення вмісту аперіодичної складової у струмі короткого замикання

Умова	Пояснення
$I_{н.д} \leq I_{ном.вмик}$ $i_{\gamma\delta} \leq i_{вмик} = k_{\gamma\delta} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном.вмик}$	$I_{ном.вмик}$ - номінальний струм вмикання $i_{вмик}$ - найбільше значення струму вмикання
$I_{н.д} \leq I_{дин}$ $i_{\gamma\delta} \leq i_{дин}$	$I_{н.д}, i_{\gamma\delta}$ - розрахункові значення періодичної складової струму короткого замикання та його ударного струму в електричному колі, де обирається вимикач $I_{дин}$ - діюче значення періодичної складової граничного наскрізного струму короткого замикання $i_{дин}$ - найбільший пік струму електродинамічної стійкості
$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	B_k - розрахунковий імпульс квадратичного струму I_T, t_T - струм термічної стійкості вимикача та час його протікання

Таким чином розрахунки мають наступний вигляд.

$$I_{н.д} = I_{n(t=0)} = 2,435 \text{ кА}$$

$$i_{a\tau} = i_{a(t=0)} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot I_{n(t=0)} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 2,435 \cdot e^{-0,06/0,02} = 0,171 \text{ кА}$$

$$i_{\gamma\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n(t=0)} \cdot k_{\gamma\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n(t=0)} \cdot \left(1 + e^{-0,01/T_a}\right) = \sqrt{2} \cdot 2,435 \cdot \left(1 + e^{-0,01/0,02}\right) = 5,532 \text{ кА}$$

$$U_{\gamma cm} \leq U_{ном}$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ}$$

$$I_{н.д. розр} \leq I_{ном}$$

$$I_{\text{нб. розр}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1,4 \cdot 2,5}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,058 \text{ кА} \leq 1,25 \text{ кА}$$

$$I_{\text{н.т}} \leq I_{\text{НОМ.ВМБК}}$$

$$2,435 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА}$$

$$i_{\text{а.т}} \leq i_{\text{а.НОМ}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{НОМ.ВМБК}}}{100}$$

$$0,171 \text{ кА} \leq i_{\text{а.НОМ}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40\% \cdot 25}{100} = 14,1 \text{ кА}$$

$$I_{\text{н.т}} \leq I_{\text{НОМ.ВМБК}}$$

$$2,435 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА}$$

$$i_{\text{г.д}} \leq i_{\text{ВМБК}} = k_{\text{г.д}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМ.ВМБК}}$$

$$5,532 \text{ кА} \leq 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 25 \text{ кА} = 64 \text{ кА}$$

$$I_{\text{н.т}} \leq I_{\text{ОИН}}$$

$$2,435 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА}$$

$$i_{\text{г.д}} \leq i_{\text{ОИН}}$$

$$5,532 \text{ кА} \leq 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 25 \text{ кА} = 64 \text{ кА}$$

$$\begin{aligned} B_{\text{к. розр}} &= I_{\text{н.т}}^2 \cdot (t_{\text{сідк}} + T_{\text{а}}) = \\ &= I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_{\text{сідк.В}} + t_{\text{р.з.}} + T_{\text{а}}) \leq I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} B_{\text{к. розр}} &= 2,435^2 \cdot (0,03 + 0,1 + 0,02) = \\ &= 0,89 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \end{aligned}$$

Вимикачі виконують функції комутації струмів як нормальних, так і аварійних режимів. Функція роз'єднувачів – це забезпечення умов для безпечного обслуговування вимикачів. Умови їх вибору показані в табл. 3.15.

Таблиця 3.15 – Умови для роз'єднувачів

Умова	Пояснення
Умови вибору	
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст}$ - номінальна напруга устаткування $U_{ном}$ - номінальна напруга роз'єднувача
$I_{нб.розр} \leq I_{ном}$	$I_{нб.розр}$ - найбільший розрахунковий струм у колі роз'єднувача $I_{ном}$ - номінальний струм роз'єднувача
Умови перевірки	
$I_{нл} \leq I_{дин}$ $i_{гд} \leq i_{дин}$	$I_{нл}, i_{гд}$ - розрахункові значення періодичної складової струму короткого замикання та його ударного струму в електричному колі, де обирається роз'єднувач $I_{дин}$ - діюче значення періодичної складової граничного наскрізного струму короткого замикання $i_{дин}$ - найбільший пік струму електродинамічної стійкості
$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	B_k - розрахунковий імпульс квадратичного струму I_T, t_T - струм термічної стійкості роз'єднувача та час його протікання

Таким чином розрахунки мають наступний вигляд:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ}$$

$$I_{нб.розр} \leq I_{ном}$$

$$I_{нб.розр} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ ТР}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{1,4 \cdot 2,5}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,058 \text{ кА} \leq 1,25 \text{ кА}$$

$$I_{н.т} \leq I_{двч}$$

$$2,435 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА}$$

$$i_{\gamma\delta} \leq i_{днн}$$

$$5,532 \text{ кА} \leq 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 25 \text{ кА} = 64 \text{ кА}$$

$$\begin{aligned} B_{к.розр} &= I_{н.т}^2 \cdot (t_{сідк} + T_a) = \\ &= I_{ПО}^2 \cdot (t_{сідк.В} + t_{р.з.} + T_a) \leq I_T^2 \cdot t_T \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} B_{к.розр} &= 2,435^2 \cdot (0,03 + 0,1 + 0,02) = \\ &= 0,89 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \end{aligned}$$

Остаточна схема після всіх запропонованих заходів реконструкції має наступний вигляд (рис. 3.39):

- 1) на ПС Скотовата-110 вимикач 110 кВ в колі Т2 включається;
- 2) на ПС ДиліївкаТяг-110 вимикач 110 кВ в колі ЛЕП до 1с.ш. включається;
- 3) на ПС Зрошення виконується заміна короткозамикачів і відокремлювачів на вакуумні вимикачі;
- 4) на ПС Скотовата-110, ПС Шахтна, ПС Диліївка Тягова-110, ПС Будівельник, ПС Дзержинська установленні БК.
- 5) для автотрансформаторів ПС Центральна-330 розглянутий вплив конструкції РПН на режимні параметри.

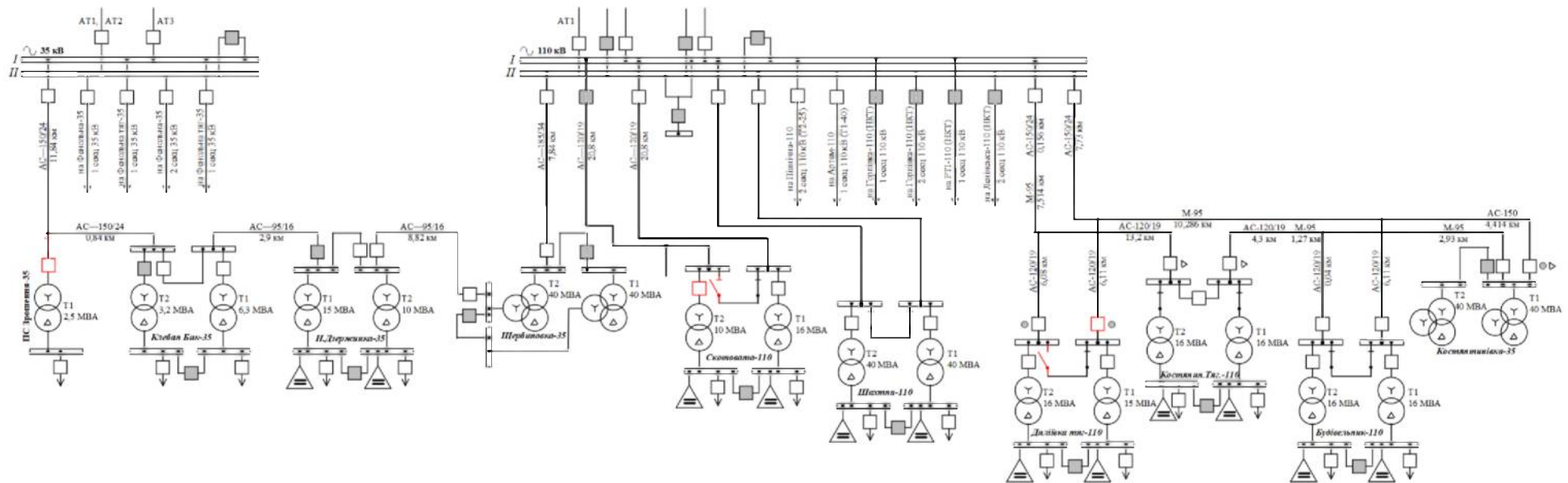


Рисунок 3.38 – Запропонована схема мереж

РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА ПРАЦІ

Умови праці – сукупність усіх чинників, які необхідні для нормальної життєдіяльності працівників під час роботи. Вони характеризуються:

– загальними показниками: конструктивні особливості виробничого устаткування; особливості систем енергопостачання; зовнішні кліматичні умови та особливості розташування виробничого устаткування; наявність пристроїв для створення мікроклімату, освітлення, опалення тощо;

– локальними показниками: рівень статичних і динамічних навантажень працівників; рівень напруженості праці; кількісні показники небезпечних і (або) шкідливих виробничих чинників (НШВЧ); санітарно гігієнічні умовами у виробничих приміщеннях та на робочих місцях тощо.

За своїм походженням та природою дії НШВЧ поділяють на п'ять груп: фізичні, хімічні, біологічні, психофізіологічні та соціальні.

До фізичних НШВЧ відносяться машини та механізми або їх елементи, а також вироби, матеріали, заготовки тощо, які рухаються або обертаються; конструкції, які руйнуються; системи, устаткування або елементи обладнання, які знаходяться під підвищеним тиском; підвищена запиленість та загазованість повітря; підвищена або понижена температура повітря, поверхонь приміщення, обладнання, матеріалів; підвищені рівні шуму, вібрації, ультразвуку, інфразвуку; підвищений або понижений барометричний тиск та його різкі коливання; підвищена та понижена вологість; підвищена швидкість руху та підвищена іонізація повітря; підвищений рівень іонізуючих випромінювань; підвищене значення напруги в електричній мережі; підвищені рівні статичної електрики, електромагнітних випромінювань; підвищена напруженість електричного, магнітного полів; відсутність або нестача світла; недостатня освітленість робочої зони; підвищена яскравість світла; понижена контрастність; прямий та віддзеркалений блиск; підвищена пульсація світлового потоку; підвищені

рівні ультрафіолетової та інфрачервоної радіації; гострі кромки, задирки, шершавість на поверхні заготовок, інструментів та обладнання; розташування робочого місця на значній висоті відносно землі (підлоги); слизька підлога; невагомість.

До хімічних НШВЧ відносяться хімічні речовини, які по характеру дії на організм людини поділяються на токсичні, задушливі, наркотичні, подразнюючі, сенсibiliзуючі, канцерогенні, мутагенні та такі, що впливають на репродуктивну функцію. Основні способи потрапляння НШВЧ в організм – інгаляційний (органи дихання), пероральний (шлунково-кишковий тракт) і резорбційний (шкіряні покриви та слизисті оболонки).

До біологічних НШВЧ відносяться патогенні мікроорганізми (бактерії, віруси, рикетсії, спірохети, грибки, найпростіші) та продукти їхньої життєдіяльності, а також макроорганізми (тварини та рослини).

До психофізіологічних НШВЧ відносяться фізичні (статичні та динамічні) перевантаження і нервово-психічні перевантаження (розумове перенапруження, перенапруження аналізаторів, монотонність праці, емоційні перевантаження).

Соціальні НШВЧ – це неякісна організація роботи, понаднормова робота, необхідність роботи в колективі з поганими відносинами між його членами, соціальна ізоляваність з відривом від сім'ї, зміна біоритмів, незадоволеність роботою, фізична та/або словесна образа та її ризик, насильство та його ризик.

На енергетичних об'єктах фіксують усі види НШВЧ.

Основними НШВЧ під час експлуатації електроустановок є електричний струм, напруга прямого і непрямого дотику, напруга кроку, електростатичні та електромагнітні поля промислової частоти, електрична дуга, яка утворюється під час комутації енергетичного устаткування.

Робота в умовах перевищення гігієнічних нормативів (3 та 4 клас умов праці) може бути дозволена тільки при застосуванні засобів колективного та індивідуального захисту і скороченні часу дії шкідливих виробничих

факторів (захист часом). Робота в небезпечних (екстремальних) умовах праці (4 клас) не дозволяється, за винятком ліквідації аварій, проведення екстрених робіт для попередження аварійних ситуацій. Ця робота повинна виконуватись у відповідних засобах індивідуального захисту та регламентованих режимах виконання робіт.

Особливості електротравматизму

Електротравматизм порівняно з травматизмом від інших небезпечних чинників притаманні такі особливості:

По-перше, несподіваність отримання електротравми – пов'язана з тим, що людина не має датчиків (рецепторів), за допомогою яких вона могла би дистанційно визначити наявність небезпеки (електричної напруги) на елементах обладнання (як, наприклад, інші небезпечні фактори – частини обладнання, що рухаються, нагріті деталі та інші). Не знаючи про небезпеку, людина сміливо доторкується до частини обладнання під напругою. Захисна реакція у цьому випадку виникає лише після включення людини під напругу, тобто після того, як через неї починає протікати електричний струм. Наслідки такого включення визначаються співвідношенням двох швидкостей: швидкості гальмівної дії електричного струму і швидкості захисної реакції організму. Якщо більше швидкість захисної реакції, людина самостійно відключається з ЕУ, а якщо більшою є швидкість гальмівної дії електричного струму, людина на певний час залишається включеною в електричне коло.

По-друге, можливість дистанційного отримання електротравм без безпосереднього контакту з установкою під напругою – це може бути ураження через електричну дугу, якщо людина наблизилася на критичну відстань до ЕУ напругою понад 1 кВ, або ураження напругою кроку, якщо людина знаходиться у зоні локальної землі у випадку замикання на землю в ЕУ.

Далі, можлива рефлекторність дії електричного струму – електричний струм, що протікає через тіло людини під час ураження, діє не тільки у

місцях контактів (точка входу і точка виходу), але ще спричиняє й рефлекторну дію, порушуючи роботу центрів, які координують роботу життєво важливих органів, найчастіше серцево-судинної системи та дихання.

Наступне, невідомість, прихованість більшості електротравм – розслідуванню, обліку та аналізу доступні лише електротравми з тяжкими та смертельними наслідками, а усі інші випадки включення людини в електричне коло залишаються невідомими, хоча причини цих електротравм, як правило, однакові; такий стан негативно впливає на профілактику електротравм.

Статистичні дані показують, що у загальному виробничому травматизмі електротравми становлять до 2% (в Україні до 3 %), тобто посідають останнє місце, а у травматизмі зі смертельним наслідком – висувуються на одне з перших місць, становлячи до 20 % (в Україні до 30 %). Особливо високий в Україні рівень побутового електротравматизму.

Чинники, які впливають на тяжкість ураження людини електричним струмом: ь

1) протікання струму через тіло людини супроводжується термічним, електролітичним та біологічними ефектами.

2) термічна дія струму полягає у нагріванні тканин і випаровуванні вологи, що викликає опіки, обуглення тканин та їх розриви парою.

3) електролітична дія струму проявляється у розкладі органічної речовини (її електролізі), у тому числі і крові, що зумовлює зміну її фізико-хімічних і біохімічних властивостей.

4) біологічна дія струму проявляється у порушенні біологічних процесів, що протікають в організмі, і супроводжується руйнуванням і збудженням тканин та скороченням м'язів.

Усі ці чинники умовно розділені на три групи:

- фактори електричного характеру,
- фактори неелектричного характеру
- фактори довкілля.

Фактори електричного характеру. Головним небезпечним фактором у випадку електротравм вважається електричний струм, що протікає через людину. Від величини (сили) цього струму залежать наслідки ураження.

Виділяють такі порогові значення струму, тобто ті мінімальні значення, які викликають певні дії:

– пороговий відчутний струм – це мінімальне значення струму, який людина сприймає у вигляді ледь відчутних подразнень; її значення для змінного струму дорівнює 0,7...1,5 мА, для постійного – 5...7 мА;

– пороговий невідпускаючий струм – це мінімальна величина струму, яка викликає судомне скорочення м'язів, і людина не може самостійно звільнитися від струмовідних частин; її значення для змінного струму дорівнює 10...15 мА, для постійного – 50...80 мА;

– пороговий фібриляційний струм – це мінімальна величина струму, що викликає фібриляцію серця; її значення для змінного струму дорівнює 100 мА, для постійного – 300 мА.

Залежність допустимих струмів, які можуть протікають через людину, і напруг дотику від тривалості дії наведено у табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Граничні значення струмів і напруг дотику від тривалості дії

Вид струму	Нормована величина	Гранично допустимі струми (мА), і напруги, В, у випадку включення в електричне коло, с											
		0,01-0,08	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1	Понад 1
Змінний струм 50 Гц	I_{∂}	650	500	250	165	125	100	85	70	65	55	50	6
	U_{∂}	650	500	250	165	125	100	85	70	65	55	50	36
Постійний	I_{∂}	650	500	400	350	300	250	240	230	220	210	200	15
	U_{∂}	650	500	400	350	300	250	240	230	220	210	200	40

Допустимі значення струму у випадку тривалої дії: для змінного струму промислової частоти – 0,6 мА, для постійного – 1 мА.

Напруга на тілі людини впливає на тяжкість ураження. Допустима напруга на тілі людини у випадку тривалої дії складає для змінного струму 2 В, для постійного – 8 В.

ВИСНОВКИ

В роботі розглядалася задача дослідження експлуатаційних режимів ділянки електричної мережі 330/110/35 кВ.

Дипломна робота складається зі вступу, основної частини, яка включає чотири розділи, висновків та списку використаних джерел.

У першому розділі детально розглянуті фізичні процеси, які виникають в електричних мережах при комутаціях аварійних струмів.

Наведені умови горіння дуги в мережах постійного та змінного струму; умови стійкого та нестійкого горіння дуги змінного струму.

Визначені показники, які впливають на успішність процесу гасіння дуги. Ці показники враховуються в комутаційних апаратах, вимикачах, рубильниках, та інших, якими оснащена електрична мережа. Їх роботу більш детально розглянута в наступному розділі.

У другому розділі розглянутий принцип вибору типу комутаційних апаратів, які використовуються в електричних мережах напругою 330, 110 і 35 кВ. Приведені їх конструктивні схеми. Визначені переваги та недоліки використання. Отримані теоретичні дані використовуються в наступному розділі при реконструкції ділянки мережі.

У третьому розділі приведено моделювання і дослідження режимів ділянки електричної мережі 330/110/35 кВ.

У четвертому розділі розглянуті питання охорони праці.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. L. van der Sluis, Transients in Power Systems, John Wiley & Sons, New York, 2001.
2. IEEE standard rating structure for AC high-voltage circuit breakers / IEEE Std C37.04-1999.
3. High-voltage circuit breakers rated on a symmetrical current basis-preferred ratings and related required capabilities / ANSI C37.06-2000.
4. Правила улаштування електроустановок. Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. 2017. 617 с. <https://art-energetyka.com.ua/%D0%9F%D1%80%D0%B0%D0%B2%D0%B8%D0%BB%D0%B0-%D1%83%D0%BB%D0%B0%D1%88%D1%82%D1%83%D0%B2%D0%B0%D0%BD%D0%BD%D1%8F-%D0%B5%D0%BB%D0%B5%D0%BA%D1%82%D1%80%D0%BE%D1%83%D1%81%D1%82%D0%B0%D0%BD%D0%BE%D0%B2%D0%BE%D0%BA.pdf>
5. Стандарт підприємства. Технічна політика "Національна енергетична компанія "Укренерго" у сфері розвитку та експлуатації магістральних та міждержавних електричних мереж. Київ 2019. <https://ua.energy/wp-content/uploads/2019/10/Tehpolityka-redaktsiya-2019-dlya-rozmishhennya-na-sajti.pdf>
6. План розвитку системи передачі на 2019-2028 роки / Державне підприємство "Національна енергетична компанія "Укренерго" // <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/03/PROEKT-Planu-rozvytku-systemy-peredachi-na-2019-2028-roky.pdf>.
7. Асоціація операторів розподільчих електричних мереж України // <http://adsoeukr.org/>
8. Еволюція інтелектуальних електричних мереж та їхні перспективи в Україні / Б.С. Стогній, О.В. Кириленко, А.В. Праховник, С.П. Денисюк // Технічна електродинаміка. – 2012. - №5. – С. 52–67.
9. Дослідження режимів роботи ділянки електричної мережі 110/35 кВ / Чижигов А.Ю, Тютюнник Н.Л., Шеїна Г.О.// Тези студентської конференції форму «ТАК», м. Покровськ, 2020.
10. Дослідження пристроїв регулювання напруги підстанції 330/110 кВ / Чижигов А.Ю, Шеїна Г.О.// Тези студентської конференції форму «ТАК», м. Покровськ, 2020.