

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»
ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОТЕХНІКИ ТА АВТОМАТИКИ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ТА СИСТЕМ**

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ В.В.Кирик
“ ___ ” _____ 2020 р.

Дипломний проект
на здобуття ступеня «бакалавр»
(назва ОКР)

зі спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(код та назва напрямку підготовки)

на тему: «Районна електрична мережа 110/35/10 кВ»

Виконав: студент 4 курсу, групи ЕС-361
(шифр групи)

Васильченко Артур Володимирович
(прізвище, ім'я, по батькові)

(підпис)

Керівник проекту: асистент Богомолова О.С.
(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Консультант _____
(назва розділу ДП) (вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

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

(підпис)

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

Студент _____
(підпис)

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра електричних мереж та систем

Спеціальність 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітня програма «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

_____ В.В. Кирик
(підпис) (ініціали, прізвище)

« _____ » _____ 2020 р.

ЗАВДАННЯ
на дипломний проект студенту
Васильченку Артуру Володимировичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту «Районна електрична мережа 110/35/10 кВ», керівник проекту Богомолова Оксана Сергіївна, асистент затверджені наказом по університету від 28 квітня 2020 р. наказ 1050-с.
2. Строк подання студентом проекту 11 червня 2020 р.
3. Вихідні дані до проекту: додаток до завдання районної електричної мережі 110/35/10 кВ.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки:

1. Проект електричної мережі 110кВ;
2. Електропостачання ресторанного комплексу.

5. Перелік графічного матеріалу

1. Принципова схема РЕМ. Режими роботи РЕМ. Вибір відгалуджень.
2. План розеток ресторану
3. План електроосвітлення ресторану

6. Консультанти розділів проекту

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв

7. Дата видачі 21 квітня завдання 2020 року.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту	Строк виконання етапів проекту	Примітка
1	Вибір схем районної електричної мережі	21.04.20 – 01.05.20	
2	Розрахунок максимальних навантажень та післяаварійного режиму	01.05.20 – 08.05.20	
3	Вибір відгалуджень РПН та ПБЗ для підтримки бажаних рівнів напруги	08.05.20 – 15.05.20	
4	Електропостачання ресторанного комплексу	15.05.20 – 28.05.20	
5	Оформлення пояснювальної записки та графічної частини дипломного проекту	29.05.20 – 06.06.20	

Студент

(підпис)

Васильченко А.В.

Керівник проекту

(підпис)

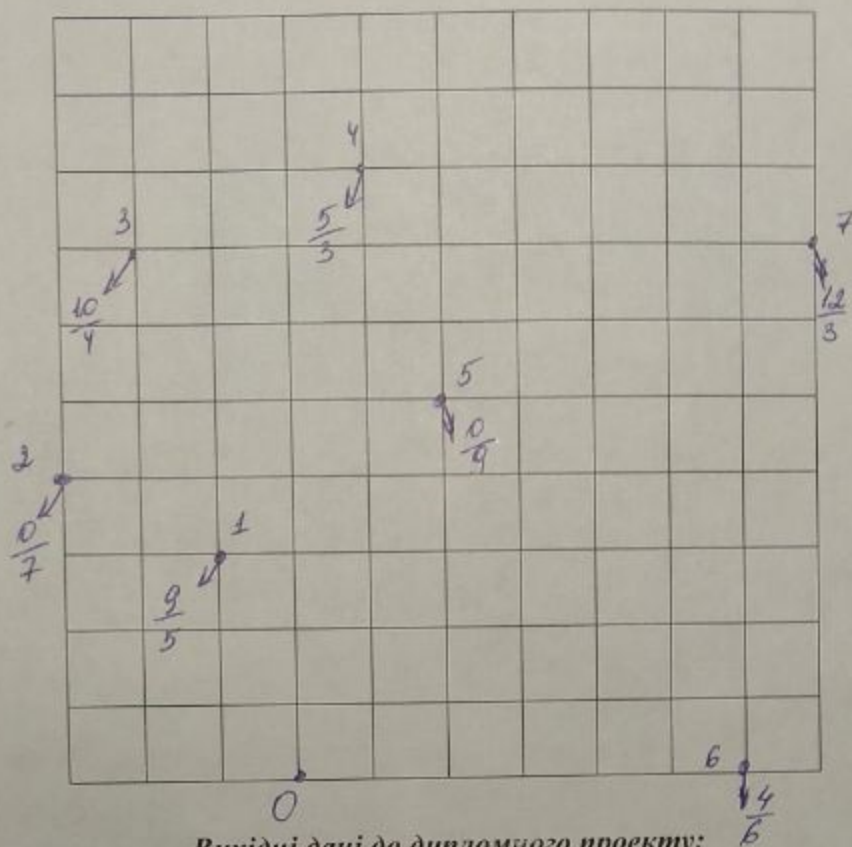
Богомолова О.С.

**Пояснювальна записка
до дипломного проекту**

на тему: «Районна електрична мережа 110/35/10 кВ»

Київ – 2020 року

Додаток до завдання на дипломний проект
(освітньо-кваліфікаційного рівня - "бакалавр")
районної електричної мережі напругою 110 кВ
Ситуаційний план
(масштаб 1 см : 10 км)



Вихідні дані до дипломного проекту:

- Номінальна напруга мережі $U_n = 110$ кВ.
- Балансуючий пункт у точці 0.
- Відстань між пунктами L (км) та активні потужності пунктів P (МВт) – за ситуаційним планом.
- $\cos \varphi_{сн} = 0,85$. $\cos \varphi_{сн} = 0,84$. $T_{max} = 5000$ [год/рік].
- У всіх пунктах підключені споживачі I-ї та II-ї категорії.
- Географічний район спорудження мережі Україна.
- Район I–II.
- $M_{гран} = 3800$ [МВт·км],

Примітки:

1. На ситуаційному плані дробі означають активні навантаження (МВт):
числитель – навантаження на стороні С.Н.;
знаменник – навантаження на стороні Н.Н.
2. Для техніко-економічного порівняння варіантів виконати синтез чотирьох-п'яти різних двоконтурних схем мережі.

РЕФЕРАТ

Обсяг – 65 сторінок машинописного тексту.

Ілюстрацій – 11. Таблиць – 38.

В даному бакалаврському проекті розглянуто варіант побудови та розрахунок режимів роботи районної електричної мережі напругою 110 кВ за наявності в ній пункту генерації. Бакалаврський проект включає в себе наступні розділи: вибір числа, потужності та типу трансформаторів на підстанціях, вибір оптимальних перерізів ліній електропередачі. Був проведений розрахунок максимального та аварійного режимів роботи електричної мережі, а також були розглянуті варіанти регулювання напруги на сторонах середньої і низької напруги.

Бакалаврський проект містить пояснювальну записку та графічну частину, яка складається з 3 креслень.

ПОТУЖНІСТЬ, СТРУМ, НАПРУГА, РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ,
ТРАНСФОРМАТОР, ПРОВІДНІСТЬ, ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ, РЕЖИМ
РОБОТИ.

					ДП6102.141.001ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		6

ABSTRACT

Size – 65 pages of typewritten text.

Illustrations – 11. Tables – 38.

In this bachelor project was considered the variant of construction and calculation of operation modes of regional electric power network of the voltage of 110 kV with the presence of generation point in it. The bachelor project includes the following parts: the choice of the number, power and type of transformers at the substations, the choice of optimal cross sections of the transmission lines. The calculation of the maximum and emergency operation modes of the electrical network was carried out, as well as variants of voltage regulation on the sides of medium and low voltage were considered.

The bachelor project includes an explanatory note and a graphic part consisting of 3 drawings.

POWER, CURRENT, VOLTAGE, VOLTAGE REGULATION,
TRANSFORMER, CONDUCTIVITY, ELECTRICITY LINE, OPERATION MODE.

					<i>ДП6102.141.001ПЗ</i>	<i>Арк.</i>
<i>Зм</i>	<i>Арк</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підп.</i>	<i>Дата</i>		7

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ.....	10
1 РАЙОННА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА 110 кВ.....	11
1.1 Розробка схем районної електричної мережі.....	11
1.2 Розрахунок моментів потужності для кожного варіанту.....	12
1.3 Вибір трансформаторів.....	13
1.4 Визначення регулювальних можливостей РПН трансформаторів.....	16
1.5 Попередній розподіл потужності в варіанті №1.....	18
1.6 Попередній розподіл потужності в варіанті №2.....	21
1.7 Вибір перерізів і марок проводів для варіанту №1.....	22
1.8 Вибір перерізів і марок проводів для варіанту №2.....	26
1.9 Вибір схем підстанцій і капіталовкладення в РП 110 кВ.....	28
1.10 Загальні економічні показники для обох варіантів.....	29
1.11 Визначення параметрів схеми заміщення ЛЕП.....	29
1.12 Визначення параметрів вузлової моделі.....	32
1.13 Визначення параметрів схеми заміщення трансформаторів.....	34
1.14 Визначення приведених навантажень та розрахункових провідностей пунктів.....	36
1.15 Електричний розрахунок максимального режиму навантаження.....	39
1.16 Розрахунок післяаварійного режиму.....	46
1.17 Вибір регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ на силових трансформаторах підстанцій.....	51
Висновки до розділу 1.....	57
2 ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ РЕСТОРАННОГО КОМПЛЕКСУ.....	58
2.1 Загальні дані.....	58
2.2 Відомості про кількість електроприймачів і їх встановленої і електричні параметри.....	58
2.3 Вимоги до надійності електропостачання та якості електроенергії.....	59
2.4 Вибір марки, перерізи числа жив кабельних ліній.....	60

Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата

ДП6102.141.001ПЗ

Арк.

8

2.5 Електроосвітлення.....	60
2.6 Опис проектних рішень по компенсації реактивної потужності, релейного захисту, управління, автоматизації та диспетчеризації системи електропостачання.....	62
2.7 Перелік заходів по економії електроенергії.....	63
Висновки до розділу 2.....	63
ВИСНОВКИ.....	64
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	65

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

РЕМ – районна електрична мережа;

ТП – трансформаторна підстанція;

РУ – розподільча установка;

КРПЕ – комплектний розподільний пристрій електричний;

ЛЕП – лінія електропередавання;

ПЛ – повітряна лінія електропередавання;

ВН – висока напруга;

СН – середня напруга;

НН – низька напруга;

МЕК – Міжнародна електротехнічна комісія;

РПН – регулювання під напругою;

ПБЗ – перемикач без збудження;

Т – трансформатор;

ТН – трансформатор напруги;

ТС – трансформатор струму;

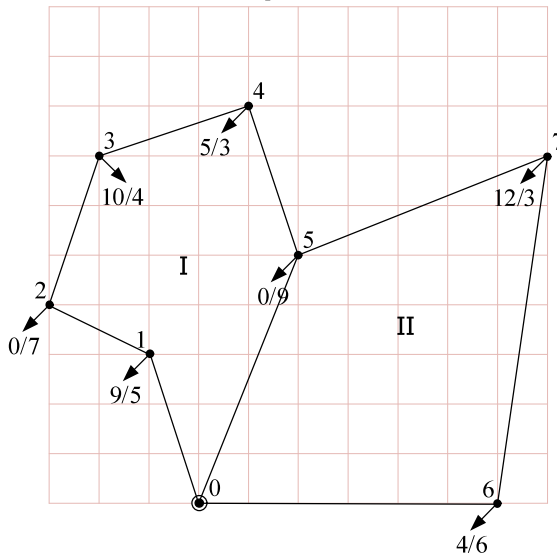
					ДП6102.141.001ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		10

1 РАЙОННА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА 110 кВ

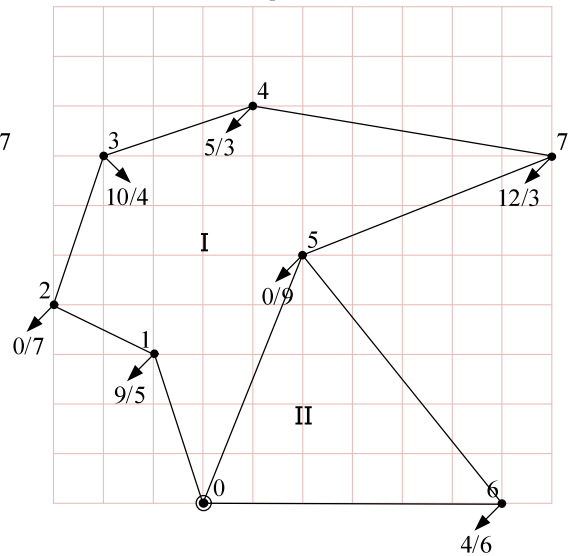
1.1 Розробка схем районної електричної мережі

З множини можливих варіантів схем з'єднання джерела живлення з споживачами електричної енергії вибрані п'ять, які характеризуються однаковою надійністю. З урахуванням що у всіх пунктах підключенні споживачі I-ї та II-ї категорії, кожний споживач отримує живлення від двох і більше незалежних ліній, як показано рис.1.1.

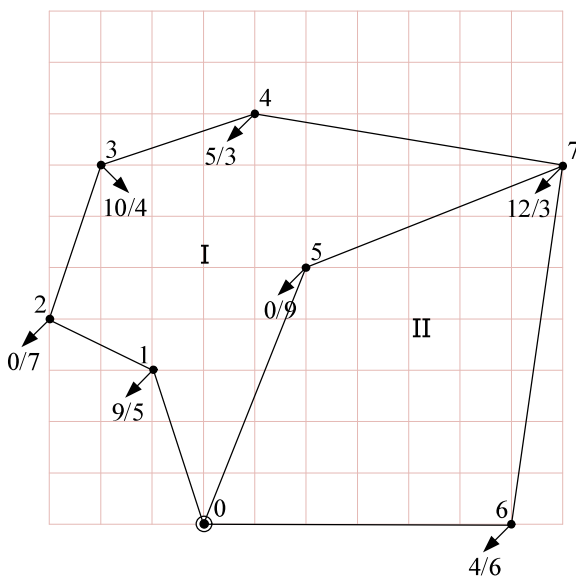
Варіант №1



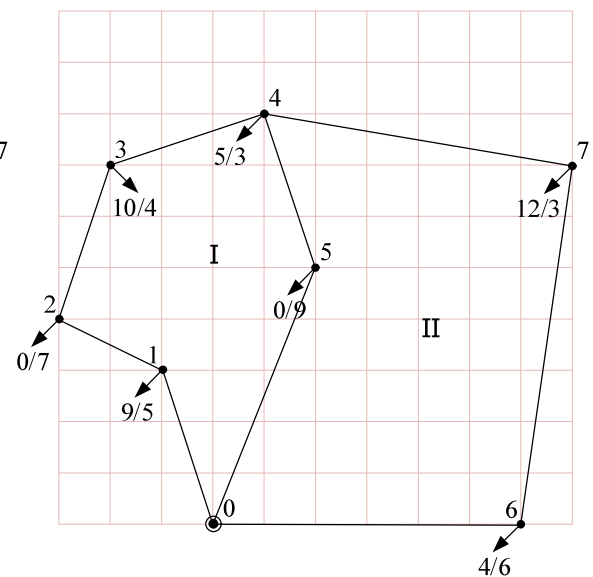
Варіант №2



Варіант №3



Варіант №4



Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата

ДП6102.141.001ПЗ

Арк.

11

Варіант №5

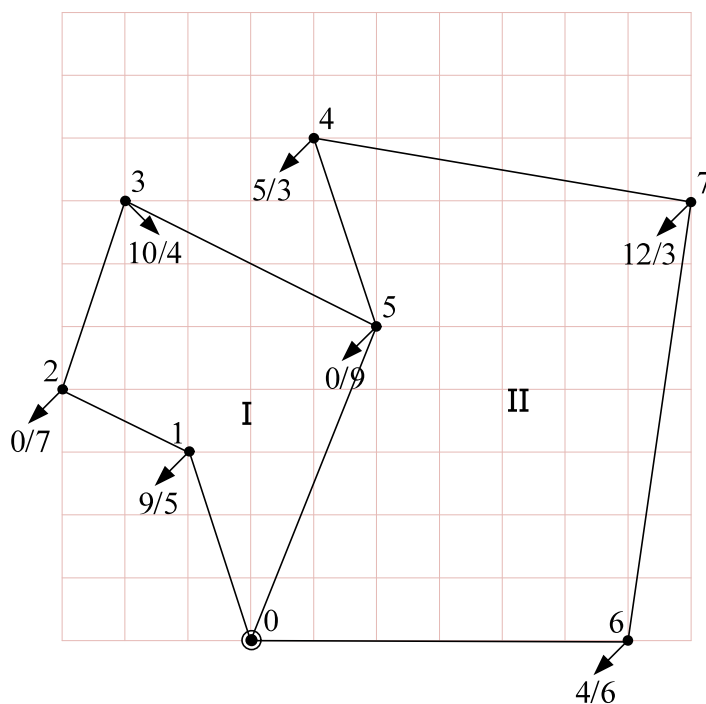


Рисунок 1.1 – Варіанти схем районної електричної мережі

1.2 Розрахунок моментів потужності для кожного варіанту

Кожний варіант схеми формується на основі граничного моменту потужності, який в нашому випадку для мережі 110 кВ становить $M_{гран} = 3800 \text{ МВт} \cdot \text{км}$. Для кожного контуру схеми мережі розраховується фактичне значення моменту потужності, яке потім порівнюється з граничним значенням, якщо це значення перевищує граничне то такий варіант схеми побудови є недоцільним і даний варіант виключається з розгляду.

Розрахуємо момент потужності для схеми варіанту №1 першого контуру у напрямку обходу за годинниковою стрілкою:

$$M_I^{(1)} = L_{01} \cdot P_1 + (L_{01} + L_{12}) \cdot P_2 + (L_{01} + L_{12} + L_{23}) \cdot P_3 + (L_{01} + L_{12} + L_{23} + L_{34}) \cdot P_4 + (L_{01} + L_{12} + L_{23} + L_{34} + L_{45}) \cdot P_5 = 4296.588 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

Момент потужності в напрямку обходу проти годинникової стрілки:

$$M_I^{(1)} = L_{05} \cdot P_5 + (L_{05} + L_{45}) \cdot P_4 + (L_{05} + L_{45} + L_{34}) \cdot P_3 + (L_{05} + L_{45} + L_{34} + L_{23}) \cdot P_2 + (L_{05} + L_{45} + L_{34} + L_{23} + L_{12}) \cdot P_1 = 6243.99 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата

ДП6102.141.001ПЗ

Арк.

12

Решту розрахунків моментів для кожного з варіантів наведемо в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Проектні показники для кожного з варіантів схем РЕМ

Варіант №	Момент I-го контуру, МВт·км		Момент II-го контуру, МВт·км		Загальна довжина ділянок ПЛ, км
	За год. стрілкою	Проти год. стрілки	За год. стрілкою	Проти год. стрілки	
1	4296.588	6243.99	3884.354	4221.721	387.266
2	7714.946	11430.969	1663.494	1716.281	409.791
3	7714.946	11430.969	3884.354	4221.721	416.471
4	4296.588	6243.99	5533.118	6101.416	394.242
5	3192.039	4911.848	5533.118	6101.416	407.34

Техніко-економічне порівняння будемо проводити для варіантів схем №1 та №4. Надалі для зручності просто варіант №1 та №2, як показано на рис.1.2.

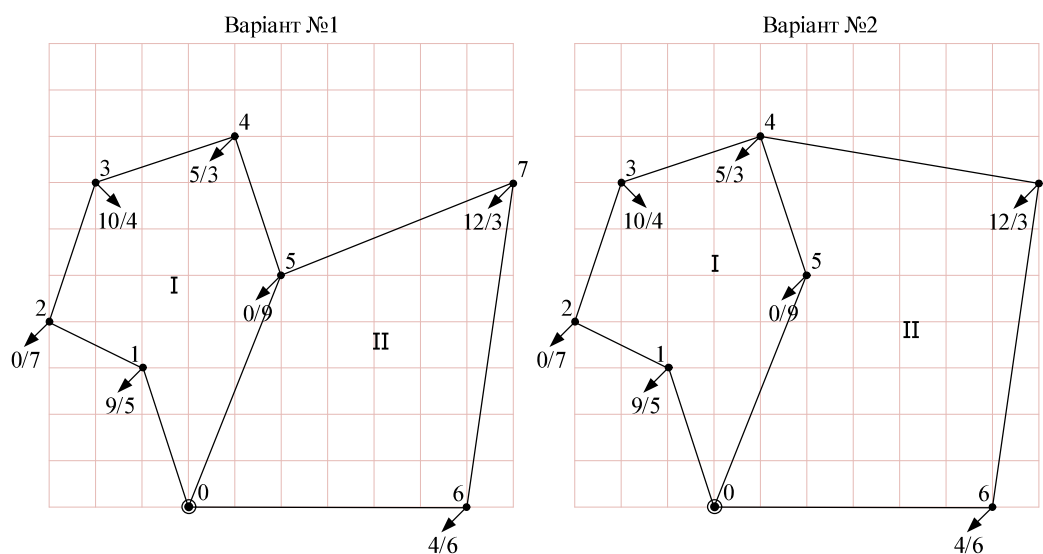


Рисунок 1.2 – Варіанти схем РЕМ, для яких будемо проводити порівняння

1.3 Вибір трансформаторів

Потужність трансформатора повинна в нормальних умовах експлуатації забезпечувати живлення електричною енергією всіх споживачів, які підключенні до даної підстанції. Також, потрібно враховувати необхідність забезпечення

електричною енергією споживачів I-ї і II-ї категорії, в разі аварії на одному з трансформаторів, встановлених на підстанції. Важливо зазначити, що аварії трансформаторів, які супроводжуються їх відключенням, досить рідкісні, проте необхідно передбачити такі випадки тим паче, якщо до підстанції підключенні споживачі I-ї і II-ї категорії, для яких недопустима перерва в електропостачанні. Тому на підстанції необхідно встановити не менше двох трансформаторів. У разі аварії на одному другий повинен забезпечувати електричною енергією споживачів. Це можливо, якщо номінальна потужність кожного з трансформаторів, буде розрахована на 70% максимального навантаження підстанції. Для вибору трансформаторів розрахуємо допоміжні складові, а саме визначимо значення кутів навантаження:

$$\varphi_{сн} = ar \cos(\cos \varphi_{сн}) = 31.788^\circ$$

$$\varphi_{нн} = ar \cos(\cos \varphi_{нн}) = 32.86^\circ$$

Далі визначимо реактивну потужність споживання в пункті №1 на стороні СН і НН, при цьому врахуємо її індуктивний характер:

$$Q_{сн1} = -P_{сн1} \cdot tg(\varphi_{сн}) = -5.578 \text{ МВАр}$$

$$Q_{нн1} = -P_{нн1} \cdot tg(\varphi_{нн}) = -3.23 \text{ МВАр}$$

Решту розрахунків наведемо в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Реактивна потужність споживання на стороні СН і НН

Пункт №	1	2	3	4	5	6	7
$Q_{сн}, \text{МВАр}$	-5.578	0	-6.197	-3.099	0	-2.479	-7.437
$Q_{нн}, \text{МВАр}$	-3.23	-4.522	-2.584	-1.938	-5.813	-3.876	-1.938

Сумарне значення навантаження пункту №1 і його модуль:

$$S_{\max 1} = P_{сн1} + P_{нн1} + j(Q_{сн1} + Q_{нн1}) = 14 - 8.807j \text{ МВА}$$

$$|S_{\max 1}| = \sqrt{P_{\max 1}^2 + Q_{\max 1}^2} = 16.54 \text{ МВА}$$

Визначимо розрахункову номінальну потужність трансформатора:

					ДП6102.141.001ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		14

$$S_{m1} = 0,7 \cdot |S_{\max 1}| = 11.578 \text{ МВА}$$

За розрахованим значенням розрахункової потужності обираємо до встановлення в пункт №1 трьохобмоткові трансформатори типу 2хТДТН-16000/110.

Решту розрахунків наведемо в таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 – Типи вибраних трансформаторів

Пункт №	Повна потужність навантаження		$ S_{\max} , \text{МВА}$	$S_m, \text{МВА}$	Кількість обмоток	Число і тип трансформаторів
	$P_{\max}, \text{МВт}$	$Q_{\max}, \text{МВАр}$				
1	14	-8.807	16.54	11.578	3	2хТДТН-16000/110
2	7	-4.522	8.333	5.833	2	2хТМН-6300/110
3	14	-8.781	16.526	11.568	3	2хТДТН-16000/110
4	8	-5.037	9.453	6.617	3	2хТДТН-10000/110
5	9	-5.813	10.714	7.5	2	2хТДН-10000/110
6	10	-6.355	11.848	8.294	3	2хТДТН-10000/110
7	15	-9.375	17.689	12.382	3	2хТДТН-16000/110

Таблиця 1.4 – Номінальні параметри вибраних трансформаторів

Параметри	Тип			
	ТМН-6300/110	ТДН-10000/110	ТДТН-10000/110	ТДТН-16000/110
1	2	3	4	5
Номінальна потужність, $S_{\text{ном}}, \text{МВА}$	6,3	10	10	16
Напруга ВН, $U_{\text{вн}}, \text{кВ}$	115	115	115	115
Напруга СН, $U_{\text{сн}}, \text{кВ}$	–	–	38,5	38,5
Напруга НН, $U_{\text{нн}}, \text{кВ}$	11	11	11	10,5
Напруга КЗ, $U_{\text{к(в-с)}}, \%$	–	–	10,5	10,5

Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата
----	-----	----------	-------	------

ДП6102.141.001ПЗ

Арк.

15

Продовження таблиці 1.4

1	2	3	4	5
Напруга КЗ, $U_{к(в-н)}$, %	10,5	10,5	17	17
Напруга КЗ, $U_{к(с-н)}$, %	–	–	6	6
Струм холостого ходу, I_{xx} , %	0,8	0,7	1,1	1
Втрати короткого замикання, $\Delta P_{кз}$, кВт	44	60	76	100
Втрати холостого ходу, ΔP_{xx} , кВт	11,5	14	17	23
Регульовальна формула РПН	$\pm 9 \times 1,78 \%$	$\pm 9 \times 1,78 \%$	$\pm 9 \times 1,78 \%$	$\pm 9 \times 1,78 \%$
Регульовальна формула ПБЗ	–	–	$\pm 2 \times 2,5 \%$	$\pm 2 \times 2,5 \%$

Для трьох обмоткових трансформаторів які є в мережі визначимо фіктивні значення напруги КЗ для обмоток ВН, СН та НН:

$$U_{кв} = 0,5 \cdot (U_{к(в-с)} + U_{к(в-н)} - U_{к(с-н)}) = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75\%$$

$$U_{кс} = U_{к(в-с)} - U_{кв} = 10,5 - 10,75 = -0,25\%$$

Оскільки $U_{кс} < 0$, то приймаємо $U_{кс} = 0$.

$$U_{кн} = U_{к(в-н)} - U_{кв} = 17 - 10,75 = 6,25\%$$

Фіктивні значення напруги КЗ мають однакове значення для всіх підстанцій на яких розташовані трьох обмоткові трансформатори оскільки вони мають однакові номінальні напруги КЗ, що видно з таблиці 2.3.

1.4 Визначення регульовальних можливостей РПН трансформаторів

Розрахуємо приведені значення втрат напруги в обмотках трьох обмоткового трансформатора підстанції №1:

$$\Delta U_{тв1} = \frac{P_{\max 1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{кз1} \cdot U_{вн1}}{2 \cdot S_{ном1}^2} - \frac{Q_{\max 1}}{n} \cdot \frac{U_{вн1} \cdot U_{кв1}}{S_{ном1}} = 5.062 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{мс1} = \frac{P_{сн1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{кз1} \cdot U_{вн1}}{2 \cdot S_{ном1}^2} - \frac{Q_{сн1}}{n} \cdot \frac{U_{вн1} \cdot U_{ксл1}}{S_{ном1}} = 0.168 \text{ кВ}$$

					ДП6102.141.001ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		16

$$\Delta U_{mn1} = \frac{P_{нн1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{кз1} \cdot U_{вн1}}{2 \cdot S_{ном1}^2} - \frac{Q_{нн1}}{n} \cdot \frac{U_{вн1} \cdot U_{кн1}}{S_{ном1}} = 1.365 \text{ кВ}$$

Для двох обмоткового трансформатора підстанції №2:

$$\Delta U_{m2} = \frac{U_{вн2}}{n \cdot S_{ном2}} \cdot \left(P_{max2} \cdot \frac{\Delta P_{кз2}}{S_{ном2}} - Q_{max2} \cdot U_{кз2} \right) = 4.244 \text{ кВ}$$

Решту розрахунків наведемо в таблиці 1.5.

Таблиця 1.5 – Приведені значення втрат напруги в обмотках трансформаторів

Пункт №	Кількість обмоток	Для трьох обмоткових трансформаторів			Для двох обмоткових трансформаторів
		$\Delta U_{m\phi}$, кВ	$\Delta U_{m\epsilon}$, кВ	ΔU_{mn} , кВ	ΔU_m , кВ
1	3	5.062	0.168	1.365	–
2	2	–	–	–	4,244
3	3	4.906	0.175	0.846	–
4	3	4.906	0.175	0.846	–
5	2	–	–	–	5.303
6	3	4.906	0.175	0.846	–
7	3	3.31	0.101	0.522	–

Знайдемо регульовальний діапазон для трьох обмоткового трансформатора підстанції №1:

$$U_{min1} = \frac{U_{бж} \cdot U_{вн1}}{U_{нн1}} \cdot (1 - \omega_{\epsilon}) + \Delta U_{m\phi1} + \Delta U_{mn1} = 98.615 \text{ кВ}$$

$$U_{max1} = \frac{U_{бж} \cdot U_{вн1}}{U_{нн1}} \cdot (1 + \omega_{\epsilon}) + \Delta U_{m\phi1} + \Delta U_{mn1} = 133.786 \text{ кВ}$$

Для двох обмоткового трансформатора підстанції №2:

$$U_{min2} = \frac{U_{бж} \cdot U_{вн2}}{U_{нн2}} \cdot (1 - \omega_{\epsilon}) + \Delta U_{m2} = 96.432 \text{ кВ}$$

$$U_{max2} = \frac{U_{бж} \cdot U_{вн2}}{U_{нн2}} \cdot (1 + \omega_{\epsilon}) + \Delta U_{m2} = 131.603 \text{ кВ}$$

Де в розглянутих формулах $U_{\text{б.ж}} = 10,5 \text{ кВ}$, бажані рівні напруги які необхідно підтримувати на стороні НН, а $\omega = 9 \times 1,78\% = 0,16$ відносна кількість регулювальних витків РПН.

Решту розрахунків наведемо в таблиці 1.6.

Таблиця 1.6 – Регулювальний діапазон РПН трансформаторів на підстанціях

Пункт №	U_{min} , кВ	U_{max} , кВ
1	96.432	131.603
2	98.615	133.786
3	102.376	140.29
4	97.939	133.11
5	98.109	133.28
6	97.49	132.661
7	100.409	137.255

1.5 Попередній розподіл потужності в варіанті №1

Розрахунок L-схеми будемо проводити, з використанням методу контурних рівнянь. Тому, виконаємо вибір контурів і перемичок в варіанті №1, як показано на Рис 1.3.

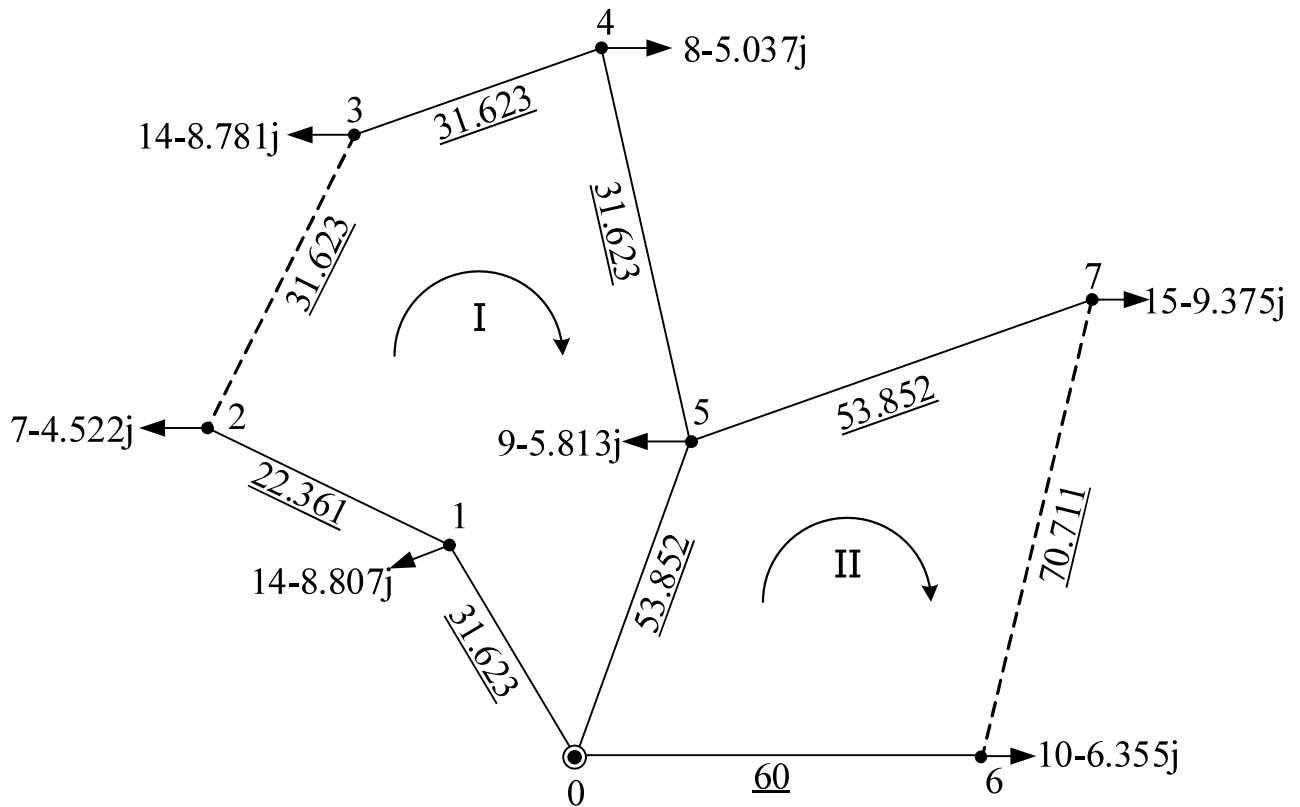


Рисунок 1.3 – Вибір контурів і перемичок в варіанті №1

1. Визначимо потокорозподіл потужності в умовно розімкненій мережі:

$$S_{роз12} = S_{max2} = 7-4.522j \text{ МВА}$$

$$S_{роз01} = S_{max1} + S_{роз12} = 21-13.329j \text{ МВА}$$

$$S_{роз06} = S_{max6} = 10-6.355j \text{ МВА}$$

$$S_{роз43} = S_{max3} = 14-8.781j \text{ МВА}$$

$$S_{роз54} = S_{max4} + S_{роз43} = 22-13.818j \text{ МВА}$$

$$S_{роз57} = S_{max7} = 15-9.375j \text{ МВА}$$

$$S_{роз05} = S_{max5} + S_{роз54} + S_{роз57} = 46-29.006j \text{ МВА}$$

2. Складаємо систему контурних рівнянь:

$$\begin{cases} L_{05} \cdot (S_I - S_{II} - S_{роз05}) + L_{01} \cdot (S_I + S_{роз01}) + L_{12} \cdot (S_I + S_{роз12}) + L_{45} \cdot (S_I - S_{роз54}) + \\ + L_{34} \cdot (S_I - S_{роз43}) + L_{23} \cdot S_I = 0 \\ L_{05} \cdot (S_{II} - S_I + S_{роз05}) + L_{57} \cdot (S_{II} + S_{роз57}) + L_{06} \cdot (S_{II} - S_{роз06}) + L_{67} \cdot S_{II} = 0 \end{cases}$$

Розв'язуючи дану систему рівнянь, отримаємо наступні значення контурних потужностей:

$$S_I = 11.486 - 7.208j \text{ MVA}$$

$$S_{II} = -8.667 + 5.442j \text{ MVA}$$

3. Значення потужностей за ділянками схеми мережі:

$$S'_{01} = S_{роз01} + S_I = 32.486 - 20.536j \text{ MVA}$$

$$S'_{12} = S_{роз12} + S_I = 18.486 - 11.729j \text{ MVA}$$

$$S'_{23} = S_I = 11.486 - 7.208j \text{ MVA}$$

$$S'_{43} = S_{роз43} - S_I = 2.514 - 1.574j \text{ MVA}$$

$$S'_{54} = S_{роз54} - S_I = 10.514 - 6.61j \text{ MVA}$$

$$S'_{05} = S_{роз05} - S_I + S_{II} = 25.847 - 16.356j \text{ MVA}$$

$$S'_{06} = S_{роз06} - S_{II} = 18.667 - 11.797j \text{ MVA}$$

$$S'_{57} = S_{роз57} + S_{II} = 6.333 - 3.933j \text{ MVA}$$

$$S'_{76} = S_{II} = -8.667 + 5.442j \text{ MVA}$$

4. Перевірка виконання II-го закону Кірхгофа в контурах схеми:

$$\text{Контур I: } L_{01} \cdot S'_{01} + L_{12} \cdot S'_{12} + L_{23} \cdot S'_{23} - L_{34} \cdot S'_{43} - L_{45} \cdot S'_{54} - L_{05} \cdot S'_{05} = 0 \text{ MVA} \cdot \text{км}$$

$$\text{Контур II: } L_{05} \cdot S'_{05} + L_{57} \cdot S'_{57} + L_{67} \cdot S'_{76} - L_{06} \cdot S'_{06} = 0 \text{ MVA} \cdot \text{км}$$

Результати розрахунку потужностей за ділянками приведемо на рис. 1.4.

					ДП6102.141.001ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		20

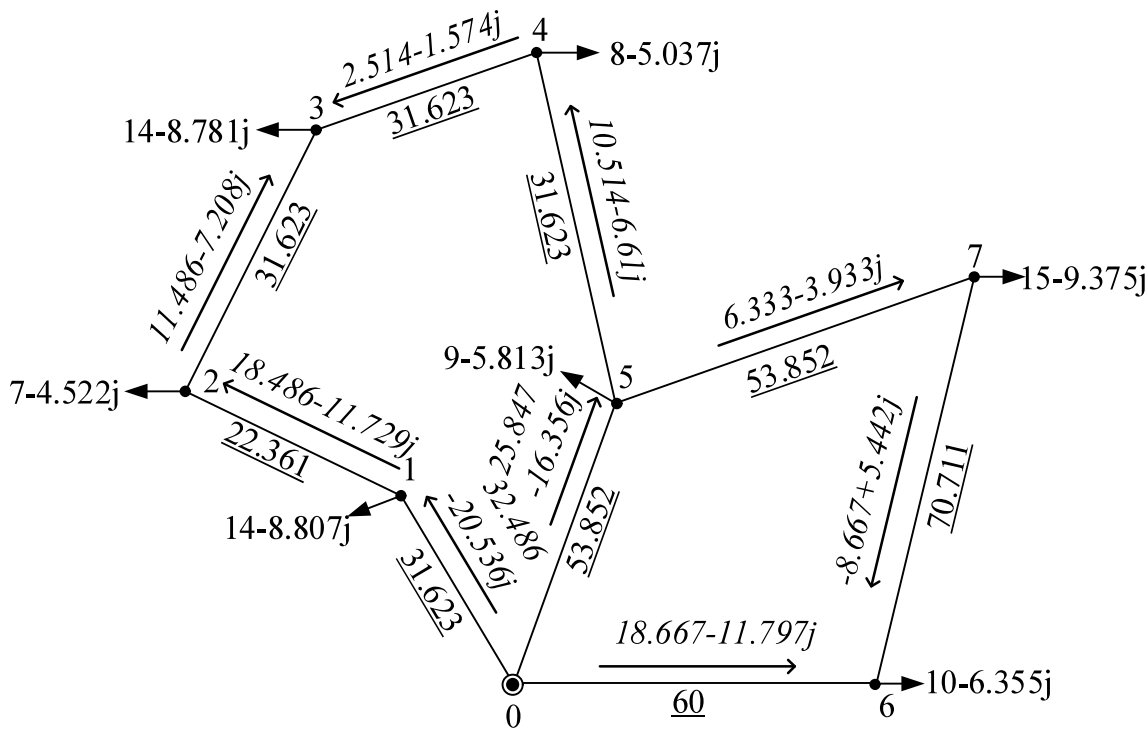


Рисунок 1.4 – Результати розрахунку поточкорозподілу для варіанту №1

1.6 Попередній розподіл потужності в варіанті №2

Результати розрахунку потужностей за ділянками приведемо на рис. 1.5.

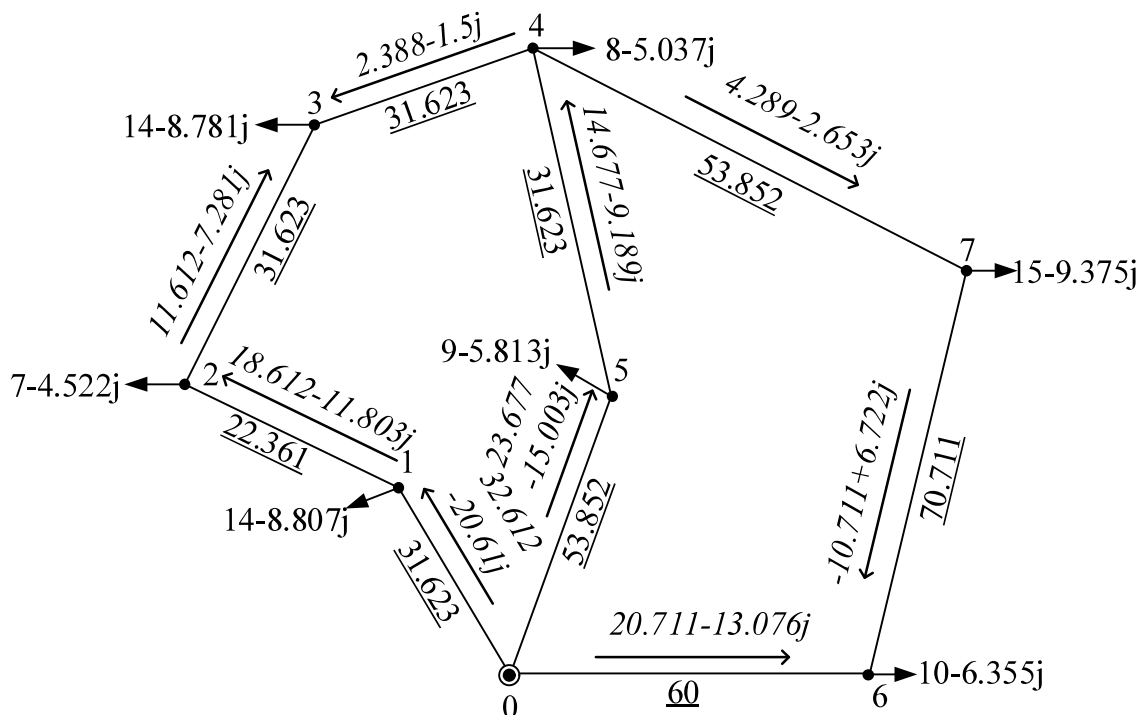


Рисунок 1.5 – Результати розрахунку поточкорозподілу для варіанту №2

Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата

ДП6102.141.001ПЗ

Арк.

21

1.7 Вибір перерізів і марок проводів для варіанту №1

Струм в лінії і-*j* визначають за формулою:

$$I_{ij} = \frac{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_{\lambda}} \quad (4.1)$$

де U_n – номінальна напруга мережі, кВ;

P_{ij} , Q_{ij} , – активна і реактивна потужність за ділянками мережі, МВт і МВАр відповідно;

n_{λ} – кількість ланцюгів на опорі ПЛ, при початкових розрахунках приймається рівною одиниці.

Визначимо струм за ділянкою 0-1, згідно з (4.1):

$$I'_{01} = \frac{\sqrt{P_{01}^2 + Q_{01}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_{\lambda}} = 119.287 \text{ A}$$

Для інших ліній розрахунок аналогічний, тому отримані результати приведемо в таблиці 1.7.

Таблиця 1.7 – Струми на ділянках мережі

Ділянка	0-1	1-2	2-3	4-3	5-4	0-5	0-6	5-7	7-6
Струм, А	119	60	133	63	3	156	86	41	16

Розрахункові перерізи проводів визначають по формулі:

$$F_{opt(ij)} = \frac{1}{n_{\lambda}} \sqrt{\frac{3 \cdot I_{ij}^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot \zeta_{ex}}{k \cdot (H_e + E)}} \quad (4.2)$$

де ρ – питомий опір матеріалу проводу для алюмінію становить 28.5, $\frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{км}}$;

τ – час максимальних втрат, $\frac{\text{год}}{\text{рік}}$;

ζ_{ex} – тариф на вході до мережі станом на 2017 рік становить 95.5, $\frac{\text{коп}}{\text{кВт} \cdot \text{год}}$;

					ДП6102.141.001ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		22

k – питома величина умовно змінних витрат на спорудження ПЛ, $\frac{\text{грн}}{\text{мм}^2 \cdot \text{км}}$;

H_e – нормований показник витрат на експлуатацію ПЛ, для мережі 110 кВ становить 1.2, %;

E – норма дисконту, приймається рівною 0,1.

Визначимо час максимальних втрат за емпіричною формулою:

$$\tau = (0,124 + T_{\max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 5000 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 3410.934 \frac{\text{год}}{\text{рік}}$$

Питому величину умовно змінних витрат приймемо для одноколової сталеві одно стоячої опори напругою 110 кВ рівну: $k = 2986.5 \frac{\text{грн}}{\text{мм}^2 \cdot \text{км}}$.

Визначимо розрахунковий переріз для ділянки 0-1, згідно з (4.2):

$$F'_{\text{opt}01} = \frac{1}{n_{\text{л}}} \sqrt{\frac{3 \cdot I_{01}^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot C_{\text{ex}}}{k \cdot (H_e + E)}} = 151.311 \text{ мм}^2$$

Для інших ділянок розрахунок аналогічний, тому отримані результати приведемо в таблиці 1.8.

Таблиця 1.8 – Розрахункові перерізи проводів

Ділянка	0-1	1-2	2-3	4-3	5-4	0-5	0-6	5-7	7-6
Переріз, мм ²	151	77	168	80	4	198	109	52	20

В відповідності з отриманими розрахунковими перерізами проводів виконаємо техніко-економічне порівняння варіантів перерізів ПЛ, для ділянки 0-1.

	Вихідні дані: $F'_{\text{opt}01} = 151.311 \text{ мм}^2$, $L_{01} = 41.231 \text{ км}$.	
	Перший варіант	Другий варіант
Переріз і тип проводу:	АСК–120/19	АС–240/32
Активний питомий опір:	0,244 Ом/км	0,118 Ом/км
Опір ділянки:	$r'_{01} = r'_{01} \cdot L_{01} = 10.06 \text{ Ом}$	$r''_{01} = r''_{01} \cdot L_{01} = 4.865 \text{ Ом}$
Базовий показник вартості ПЛ:	$1873.35 \frac{\text{тис.грн}}{\text{км}}$	$2172 \frac{\text{тис.грн}}{\text{км}}$
Капіталовкладення в ПЛ:	$K'_{01} = K_{1 \times 120} \cdot L_{01} = 78351 \text{ тис.грн}$	$K''_{01} = K_{1 \times 240} \cdot L_{01} = 88457 \text{ тис.грн}$

Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата
----	-----	----------	-------	------

ДП6102.141.001ПЗ

Арк.

23

Витрати на експлуатаційне обслуговування та ремонти ПЛ:

$$I'_{e01} = K'_{01} \cdot H_e = 927 \text{ тис.грн}$$

$$I''_{e01} = K''_{01} \cdot H_e = 1075 \text{ тис.грн}$$

Втрати активної потужності в опорах ПЛ:

$$\Delta P'_{\Sigma 01} = \frac{|S'_{01}|^2}{U_H^2} \cdot r'_{01} = 431.359 \text{ кВт}$$

$$\Delta P''_{\Sigma 01} = \frac{|S''_{01}|^2}{U_H^2} \cdot r''_{01} = 208.549 \text{ кВт}$$

Постійні втрати активної енергії:

$$\Delta A'_{\text{пост}01} = n_l \cdot \Delta P'_k \cdot L_{01} \cdot T_{\text{вкл}} = 27784 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$\Delta A''_{\text{пост}01} = n_l \cdot \Delta P''_k \cdot L_{01} \cdot T_{\text{вкл}} = 29994 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Змінні втрати активної енергії:

$$\Delta A'_{\text{зм}01} = \Delta P'_{\Sigma 01} \cdot \tau = 1609185 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$\Delta A''_{\text{зм}01} = \Delta P''_{\Sigma 01} \cdot \tau = 778158 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Витрати на покриття втрат активної енергії:

$$I'_{\text{втр}01} = Z'_e \cdot \Delta A'_{\text{пост}01} + Z''_e \cdot \Delta A'_{\text{зм}01} = 2843 \text{ тис.грн}$$

$$I''_{\text{втр}01} = Z'_e \cdot \Delta A''_{\text{пост}01} + Z''_e \cdot \Delta A''_{\text{зм}01} = 1446 \text{ тис.грн}$$

Сумарні щорічні витрати на утримання ПЛ:

$$I'_{01} = I'_{e01} + I'_{\text{втр}01} = 3679 \text{ тис.грн}$$

$$I''_{01} = I''_{e01} + I''_{\text{втр}01} = 2421.9 \text{ тис.грн}$$

Значення функції сумарних дисконтованих витрат:

$$Z'_{01} = K'_{01} + \frac{I'_{01}}{E} = 114531 \text{ тис.грн}$$

$$Z''_{01} = K''_{01} + \frac{I''_{01}}{E} = 113645 \text{ тис.грн}$$

Отже, для ділянки 0-1 доцільнішим є варіант спорудження ПЛ типу АС–240/32, який і приймаємо до подальшого розгляду.

Для інших ділянок розрахунок аналогічний, тому отримані результати приведемо в таблиці 1.9.

Таблиця 1.9 – Техніко-економічне порівняння варіантів вибору перерізів ПЛ

Ділянка	Переріз і тип проводу	r, Ом	ΔP, кВт	K, тис.грн	I _e , тис. грн	I _{втр} , тис.грн	I, тис.грн	Z, тис.грн
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0-1	АС–120/19	10	431,359	78351	927	2843	3679	114531
	АС–240/32	4.865	208,549	88457	1176	1446	2421	113645
1-2	АС–70/11	8,526	115.257	35746.855	446.962	586.66	1542.121	44671
	АС–120/19	6.556	40.576	46869.78	514.67	445.187	908.531	52956

Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата
----	-----	----------	-------	------

ДП6102.141.001ПЗ

Арк.

24

Продовження таблиці 1.9

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2-3	АС- 120/19	6.911	376.764	56778.34	634.83	2345.81	2964.65	86572
	АС- 240/32	3.528	167.672	62575.43	736.20	1165.30	1872.50	80658
4-3	АС- 70/11	22.1	246	84451.5	1256.27	1452.565	2528.81	135410
	АС- 120/19	13.2	137	94553.5	1244.01	931.447	2125.156	126719
5-4	АС- 70/11	12.4	0.656	75363.66	842.554	42.095	839.378	75517
0-5	АС- 120/19	7.456	536.926	55666.329	713.673	3567.367	4567.467	146789
	АС- 240/32	3.556	254.546	66365.631	836.556	1543.634	2555.53	94866
0-6	АС- 70/11	5.675	156.336	24567.856	256.646	834.566	1567.678	36754
	АС- 120/19	3.677	75.445	24556.46	356.789	687.08	867.789	37899
5-7	АС- 70/11	7.678	46.897	34678.785	467.867	335.768	778.78	47868
7-6	АС- 70/11	16.4	16.575	76756.78	867.567	167.67	976.765	86243.

Наближене значення сумарних втрат активної потужності в опорах лінії:

$$\Delta P_{\Sigma 1} = \Delta P'_{\Sigma 01} + \Delta P'_{\Sigma 12} + \Delta P'_{\Sigma 23} + \Delta P'_{\Sigma 43} + \Delta P'_{\Sigma 54} + \Delta P'_{\Sigma 05} + \Delta P'_{\Sigma 06} + \Delta P'_{\Sigma 57} + \Delta P'_{\Sigma 76}$$

$$= 1567.545 \text{ кВт}$$

Сумарна довжина ліній:

$$L_{\Sigma 1} = L_{01} + L_{12} + L_{23} + L_{43} + L_{54} + L_{05} + L_{06} + L_{57} + L_{76} = 246.564 \text{ км}$$

Сумарні капіталовкладення в ПЛ:

$$K_{\Sigma n1} = K'_{01} + K'_{12} + K'_{23} + K'_{43} + K'_{54} + K'_{05} + K'_{06} + K'_{57} + K'_{76} =$$

$$= 556465.546 \text{ тис. грн}$$

Витрати на експлуатаційне обслуговування та ремонти ПЛ:

$$I_{e\Sigma 1} = K_{\Sigma n1} \cdot H_e = 6435.466 \text{ тис. грн}$$

Постійні і змінні втрати активної енергії:

$$\Delta A_{\text{пост}\Sigma 1} = \Delta P_k \cdot L_{\Sigma 1} \cdot T_{\text{вкл}} = 214567.469 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$\Delta A_{\text{зм}\Sigma 1} = \Delta P_{\Sigma 1} \cdot \tau = 4567817.577 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Витрати на покриття втрат активної енергії:

					ДП6102.141.001ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		25

$$I_{впр\Sigma 1} = 3'_e \cdot \Delta A_{пост\Sigma 1} + 3''_e \cdot \Delta A_{зм\Sigma 1} = 7566.575 \text{ тис.грн}$$

Сумарні щорічні витрати на утримання ПЛ:

$$I_{\Sigma пл 1} = I_{e\Sigma 1} + I_{впр\Sigma 1} = 14424.75 \text{ тис.грн}$$

1.8 Вибір перерізів і марок проводів для варіанту №2

Розрахунок вибору перерізів і марок проводів аналогічний варіанту №1, тому отримані результати наведемо в таблицях 1.10, 1.11 і 1.12.

Таблиця 1.10 – Струми і розрахункові перерізи за ділянками ПЛ

Ділянка	Струм, А	Переріз, мм ²
0-1	213,256	235,567
1-2	101,45	117,335
0-5	64,254	72,545
5-4	5,544	5,665
4-3	25,564	27,677
2-3	76,682	82,921
0-6	116,669	124,449
7-6	17,247	14,416
4-7	34,988	34,032

Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата

ДП6102.141.001ПЗ

Арк.

26

Таблиця 1.11 – Техніко-економічне порівняння варіантів вибору перерізів ПЛІ

Ділянка	Переріз і тип проводу	r , Ом	ΔP , кВт	K , тис.грн	I_e , тис.грн	$I_{втр}$, тис.грн	I , тис.грн	Z , тис.грн
0-1	АСК–120/19	2,34	324,353	13552	135,554	853,652	953,426	23536,261
	АС–240/32	1,12	152,227	14240	141,38	431,044	342,744	15367,442
1-2	АС–70/11	8,22	262,524	12408	232,426	642,249	924,245	29245,25
	АСК–120/19	4,22	152,245	22456	235,638	395,557	655,235	25534,566
0-5	АС–70/11	4,12	60,342	9345	112,458	162,463	249,841	12252,114
	АСК–120/19	2,24	33,927	13942	133,824	44,38	245,824	13260,043
5-4	АС–70/11	8,45	1,523	14358	235,853	15,367	233,513	22223,152
4-3	АС–70/11	14,546	25,45	28654,564	367,45	84,133	423,933	34433,459
2-3	АС–70/11	5,54	167,371	17708	278,896	437,071	635,967	22367,673
	АСК–120/19	4,44	84,427	24424	221,648	234,885	521,523	22219,33
0-6	АСК–120/19	4,84	127,46	22404	221,648	526,679	756,327	24787,273
	АС–240/32	2,46	94,3	25480	323,36	254,399	558,749	34667,591
7-6	АС–70/11	12,56	16,168	26562	365,764	48,331	435,675	34568,555
4-7	АС–70/11	12,56	15,578	25542	348,444	44,431	445,645	34548,455

Таблиця 1.12 – Сумарні показники ПЛІ

$\Delta P_{\Sigma 2}$, кВт	$L_{\Sigma 2}$, км	$K_{\Sigma 2}$, тис.грн	$I_{e\Sigma 2}$, тис.грн	$\Delta A_{пост\Sigma 2}$, кВт·год	$\Delta A_{зм\Sigma 2}$, кВт·год	$I_{втр\Sigma 2}$, тис.грн	$I_{\Sigma 2}$, тис.грн
1212.504	245.233	554519.188	6547.83	206795.845	4156775.283	7677.791	13538.622

Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата
----	-----	----------	-------	------

ДП6102.141.001ПЗ

Арк.

27

1.9 Вибір схем підстанцій і капіталовкладення в РП 110 кВ

В відповідності з рекомендаціями методичних вказівок, вибираємо для прохідних підстанцій схему 110-3 місток з вимикачами в ланцюгах лінії і ремонтною перемичкою з боку лінії, або схему 110-4 місток з вимикачами в ланцюгах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів. Для вузлових підстанцій, де кількість під'єднаних ліній 3 і 4, будемо використовувати схему 110-6 з однією секціоновано системою шин і з обхідною системою шин.

Таблиця 1.13 – Техніко-економічне порівняння вартості підстанцій

Пункт №	Кількість і тип трансформаторів	Варіант №1		Варіант №2	
		Схема розподільчого пристрою 110 кВ	Вартість підстанції K_{nc} , тис. грн	Схема розподільчого пристрою 110 кВ	Вартість підстанції K_{nc} , тис. грн
1	2хТДТН-16000/110	110-3, 110-4	65317	110-3, 110-4	63617
2	2хТМН-6300/110	110-3, 110-4	63504	110-3, 110-4	65304
3	2хТДТН-16000/110	110-3, 110-4	75347	110-6	93511
4	2хТДТН-10000/110	110-3, 110-4	44391	110-3, 110-4	75391
5	2хТДН-10000/110	110-3, 110-4	35504	110-3, 110-4	66504
6	2хТДТН-10000/110	110-3, 110-4	34273	110-3, 110-4	67573
7	2хТДТН-16000/110	110-6	133885	110-3, 110-4	79651
$K_{\Sigma nc}$, тис. грн		664221		664221	

Розрахуємо сумарні щорічні витрати на утримання підстанцій для обох варіантів:

$$I_{\Sigma nc1} = K_{\Sigma nc1} \cdot H_{nc} = 12422.334 \text{ тис. грн}$$

$$I_{\Sigma nc2} = K_{\Sigma nc2} \cdot H_{nc} = 14567.304 \text{ тис. грн}$$

1.10 Загальні економічні показники для обох варіантів

Значення функції сумарних дисконтованих витрат для обох варіантів:

$$Z_{\Sigma 1} = K_{\Sigma n1} + K_{\Sigma nc1} + \frac{I_{\Sigma n1} + I_{\Sigma nc1}}{E} = 1\,081\,453,32 \text{ тис. грн}$$

$$Z_{\Sigma 2} = K_{\Sigma n2} + K_{\Sigma nc2} + \frac{I_{\Sigma n2} + I_{\Sigma nc2}}{E} = 1\,109\,202,69 \text{ тис. грн}$$

Таким чином, слід рекомендувати до подальшого розгляду I-ий варіант побудови електричної мережі, який характеризується найменшим значенням функції дисконтованих витрат і становить 1 081 453,32 тис. грн.

1.11 Визначення параметрів схеми заміщення ЛЕП

Повітряні лінії електропередачі 110 кВ і вище та довжиною до 300-400 км зазвичай представляються П-подібною схемою заміщення з позірними параметрами на рис. 1.6.

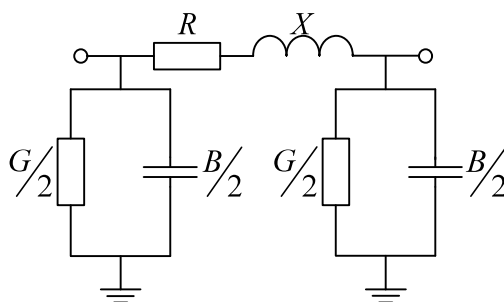


Рисунок 1.6 – Схема заміщення лінії 110 кВ

R_n -активний опір, який враховує втрати активної потужності на нагрів проводу; X_n -індуктивний опір визначається магнітним полем, яка виникає навколо проводу; G_n -активна провідність враховує затрати активної потужності на іонізацію повітря іншими словами втрати потужності на корону та на струми витоку через ізолятори; B_n -емнісна провідність обумовлена ємністю між проводами різних фаз і землею.

Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата

ДП6102.141.001ПЗ

Арк.

29

Для різних перерізів і марок проводів, які будемо використовувати розрахуємо необхідні характеристики проводів.

Діаметри проводів для різних перерізів:

$$d_{70} = 11,4 \text{ мм};$$

$$d_{120} = 15,2 \text{ мм};$$

$$d_{240} = 21,6 \text{ мм}.$$

Площа поперечного перерізу проводів, тільки для алюмінієвих жил:

$$F_{70} = 6 \cdot \pi \cdot \frac{3,8^2}{4} = 68,047 \text{ мм}^2$$

$$F_{120} = 26 \cdot \pi \cdot \frac{2,4^2}{4} = 117,621 \text{ мм}^2$$

$$F_{240} = 24 \cdot \pi \cdot \frac{3,6^2}{4} = 244,29 \text{ мм}^2$$

Розрахуємо погонні параметри схеми заміщення ЛЕП активний і реактивний опір та активна і ємнісна провідність.

$$r_{070} = \frac{\rho}{F_{70}} = \frac{28,5}{68,047} = 0,419 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

$$x_{070} = 0,144 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{70}}\right) + 0,016 \cdot \mu = 0,144 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{11,4}\right) + 0,016 \cdot 1 = 0,44 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

$$g_0 = \frac{\Delta P_k}{U_n^2} = \frac{0,08}{110^2} = 6,612 \cdot 10^{-9} \frac{\text{См}}{\text{км}};$$

$$b_{070} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{cp}}{d_{70}}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{11,4}\right)} = 2,576 \frac{\text{мкСм}}{\text{км}}.$$

Для інших перерізів розрахунок аналогічний, тому отримані результати приведемо в таблиці 1.14.

					ДП6102.141.001ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ док.ум.	Підп.	Дата		30

Таблиця 1.14 – Марка і характеристика проводу

Марка проводу	АС-70/11	АСК-120/19	АС-240/32
$r_0, \text{ Ом/км}$	0,419	0,242	0,117
$x_0, \text{ Ом/км}$	0,44	0,422	0,4
$g_0, \text{ См/км}$	$6,612 \cdot 10^{-9}$		
$b_0, \text{ мкСм/км}$	2,576	2,69	2,844
$I_{дон}, \text{ А}$	265	390	610

Визначимо параметри лінії 0-1:

$$r_{01} = r_{0_{240}} \cdot L_{01} = 3.689 \text{ Ом};$$

$$x_{01} = x_{0_{240}} \cdot L_{01} = 12.644 \text{ Ом};$$

$$g_{01} = g_0 \cdot L_{01} = 0,066 \text{ мкСм};$$

$$b_{01} = b_{0_{240}} \cdot L_{01} = 26,897 \text{ мкСм}.$$

Аналогічно знаходять параметри ліній для інших ділянок, результати розрахунку наведемо в таблиці 1.15.

Таблиця 1.15 – Параметри схеми заміщення лінії

Ділянка	$r, \text{ Ом}$	$x, \text{ Ом}$	$g, \text{ мкСм}$	$b, \text{ мкСм}$
0-1	3.689	12.644	0,066	26,897
1-2	5.418	9.432	0,132	53,794
2-3	13.245	13.908	0,132	53,794
4-3	13.245	13.908	0,148	57,59
5-4	13.245	13.908	0,066	25,755
0-5	6.283	21.532	0,148	57,59
0-6	14.538	25.309	0,187	72,847
5-7	22.555	23.684	0,132	51,51
7-6	29.616	31.099	0,198	77,266

Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата

ДП6102.141.001ПЗ

Арк.

31

Повний опір і провідність лінії визначимо комплексними числами, для ділянки 0-1:

$$\underline{Z}_{01} = r_{01} + jx_{01} = 3.689 + 12.644j \text{ Ом};$$

$$\underline{Y}_{01} = g_{01} + jb_{01} = 0,066 + j26,897 \text{ мкСм}.$$

Значення повного опору і провідності для решти ділянок наведемо в таблиці 1.16.

Таблиця 1.16 – Повний опір і провідність ділянок мережі

Ділянка	\underline{Z} , Ом	\underline{Y} , мкСм
0-1	3.689+12.644j	0,066+26,897j
1-2	5.418+9.432j	0,132+53,794j
2-3	13.245+13.908j	0,132+53,794j
4-3	13.245+13.908j	0,148+57,59j
5-4	13.245+13.908j	0,066+25,755j
0-5	6.283+21.532j	0,148+57,59j
0-6	14.538+25.309j	0,187+72,847j
5-7	22.555+23.684j	0,132+51,51j
7-6	29.616+31.099j	0,198+77,266j

1.12 Визначення параметрів вузлової моделі

Оскільки розрахунок мережі будемо проводити з використанням вузлової моделі то необхідно розрахувати взаємні і власні алгебраїчні провідності.

Взаємна алгебраїчна провідність для ділянки 0-1:

$$y_{01} = \frac{1}{\underline{Z}_{01}} = 0,102 - 0,178j \text{ См}$$

Для інших ділянок розрахунок аналогічний, тому отримані результати приведемо в таблиці 1.17.

Таблиця 1.17 – Взаємна алгебраїчна провідність

Ділянка	$y, \text{См}$
0-1	0,102-0,178j
1-2	0,051-0,089j
2-3	0,051-0,089j
4-3	0,051-0,053j
5-4	0,114-0,119j
0-5	0,051-0,053j
0-6	0,04-0,042j
5-7	0,057-0,06j
7-6	0,038-0,04j

Власна алгебраїчна провідність для вузла №1:

$$y_{11} = -(y_{10} + y_{12}) = -0,14 + j0,28 \text{См}$$

Для решти вузлів розрахунок аналогічний, тому отримані результати приведемо в таблиці 1.18.

Таблиця 1.18 – Власна алгебраїчна провідність

Вузол	$y, \text{См}$
1	-0,14+0,218j
2	-0,164+0,173j
3	-0,165+0,208j
4	-0,091+0,095j
5	-0,097+0,102j
6	-0,108+0,149j
7	-0,102+0,107j

1.13 Визначення параметрів схеми заміщення трансформаторів

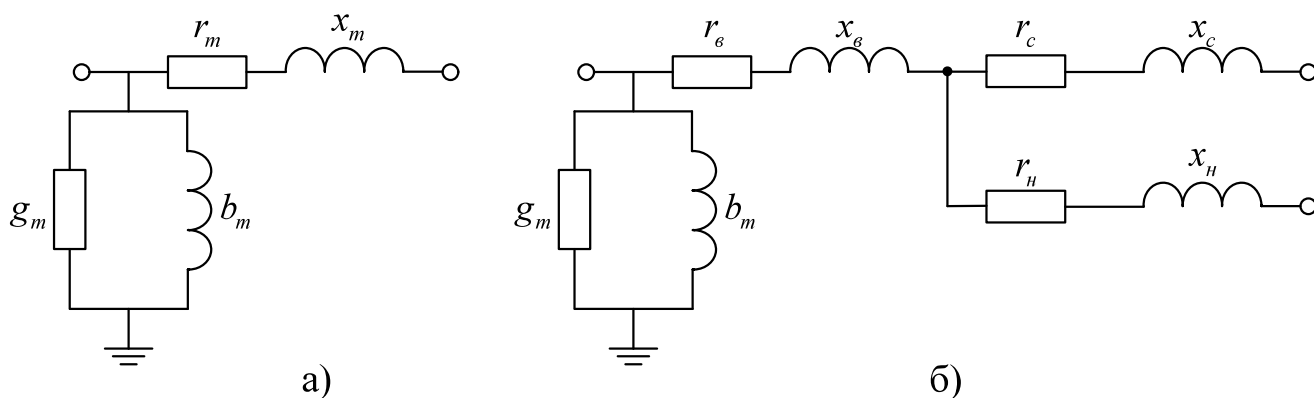


Рисунок 1.7 – Г-подібна схема заміщення трансформатора: а)двох обмоткового;
б)трьох обмоткового

Визначимо параметри схеми заміщення трансформаторів а саме активний та реактивний опір і активну та індуктивну провідність обмоток блоку трансформаторів для кожної з підстанцій.

Для трьох обмоткового трансформатора підстанції №1:

$$r_{\delta 1} = r_{c1} = r_{н1} = \frac{\Delta P_{кз1} \cdot U_{\delta н1}^2}{2 \cdot n \cdot S_{ном1}^2} = 1,292 \text{ Ом};$$

$$x_{m\delta 1} = \frac{U_{кз1} \cdot U_{\delta н1}^2}{n \cdot S_{ном1}} = 44,428 \text{ Ом};$$

$$x_{mс1} = \frac{U_{кс1} \cdot U_{\delta н1}^2}{n \cdot S_{ном1}} = 0 \text{ Ом};$$

$$x_{mн1} = \frac{U_{кн1} \cdot U_{\delta н1}^2}{n \cdot S_{ном1}} = 25,83 \text{ Ом};$$

$$g_{m1} = \frac{n \cdot \Delta P_{xx1}}{U_{\delta н1}^2} = 3,478 \text{ мкСм};$$

$$b_{m1} = -\frac{n \cdot I_{xx1} \cdot S_{ном1}}{U_{\delta н1}^2} = -24,197 \text{ мкСм}.$$

Для двох обмоткового трансформатора підстанції №2:

$$r_{m2} = \frac{\Delta P_{кз2} \cdot U_{вн2}^2}{n \cdot S_{ном2}^2} = 2,196 \text{ Ом};$$

$$x_{m2} = \frac{U_{кз2} \cdot U_{вн2}^2}{n \cdot S_{ном2}} = 43,395 \text{ Ом};$$

$$g_{m2} = \frac{n \cdot \Delta P_{хх2}}{U_{вн2}^2} = 2,873 \text{ мкСм};$$

$$b_{m2} = -\frac{n \cdot I_{хх2} \cdot S_{ном2}}{U_{вн2}^2} = -16,938 \text{ мкСм}.$$

Для інших підстанцій розрахунок аналогічний, тому отримані результати приведемо в таблиці 1.19.

Таблиця 1.19 – Параметри схеми заміщення трансформаторів

Підстанція №	Трьох обмотковий трансформатор						Двох обмотковий трансформатор			
	$r_6, r_c, r_{н2}$ Ом	x_{m6} Ом	$x_{mс}$ Ом	$x_{mн}$ Ом	g_m мкСм	b_m мкСм	r_{m2} Ом	x_{m2} Ом	g_{m2} мкСм	b_{m2} мкСм
1	1,292	44,428	0	25,83	3,478	-24,197	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-	2,196	43,395	2,873	-16,938
3	2,513	71,084	0	41,328	2,571	-16,635	-	-	-	-
4	2,513	71,084	0	41,328	2,571	-16,635	-	-	-	-
5	-	-	-	-	-	-	2,196	43,395	2,873	-16,938
6	2,513	71,084	0	41,328	2,571	-16,635	-	-	-	-
7	2,513	71,084	0	41,328	2,571	-16,635	-	-	-	-

Повну провідність трансформатора визначимо комплексними числами, для підстанції №1:

$$Y_{m1} = g_{m1} + jb_{m1} = 3,478 - j24,197 \text{ мкСм}.$$

Значення повної провідності для решти підстанцій наведемо в таблиці 1.20.

Таблиця 1.20 – Повна провідність трансформаторів на підстанціях

Підстанція №	\underline{Y}_m , мкСм
1	3,478-24,197j
2	2,873-16,938j
3	2,571-16,635j
4	2,571-16,635j
5	2,873-16,938j
6	2,571-16,635j
7	2,571-16,635j

1.14 Визначення приведених навантажень та розрахункових провідностей пунктів

Для спрощення розрахунків, а саме щоб у розрахункових схемах не враховувати параметри схем заміщення трансформаторів, можна перенести навантаження з шин середньої і низької напруги підстанцій до високої напруги з урахуванням втрат потужності в опорах і провідностях схем заміщення трансформаторів - це навантаження називається приведені.

Спершу визначимо коефіцієнти завантаження обмоток блоків трансформаторів. Для трьох обмоткового трансформатора підстанції №1:

$$\beta_{ен1} = \frac{\sqrt{P_{max1}^2 + Q_{max1}^2}}{n \cdot S_{ном1}} = 0,532$$

$$\beta_{сн1} = \frac{\sqrt{P_{сн1}^2 + Q_{сн1}^2}}{n \cdot S_{ном1}} = 0,309$$

$$\beta_{нн1} = \frac{\sqrt{P_{нн1}^2 + Q_{нн1}^2}}{n \cdot S_{ном1}} = 0,223$$

Для двох обмоткового трансформатора підстанції №2:

$$\beta_2 = \frac{\sqrt{P_{\max 2}^2 + Q_{\max 2}^2}}{n \cdot S_{\text{ном}2}} = 0,193$$

Для інших підстанцій розрахунок аналогічний, тому отримані результати приведемо в таблиці 1.21.

Таблиця 1.21 – Коефіцієнти завантаження блоків трансформаторів

Підстанція №	S_n , МВА	Потік потужності обмотками						Коефіцієнт завантаження обмоток β		
		P , МВт			Q , МВАр			ВН	СН	НН
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН			
1	16	14	9	5	-8.807	-5.578	-3.23	0,532	0,309	0.223
2	6,3	7	0	7	-4.522	0	-4.522	0,193	-	0,193
3	16	14	10	4	-8.781	-6.197	-2.584	0,485	0,247	0,238
4	10	8	5	3	-5.037	-3.099	-1.938	0,485	0,247	0,238
5	10	9	0	9	-5.813	0	-5.813	0,193	-	0,193
6	10	10	4	6	-6.355	-2.479	-3.876	0,489	0,37	0,119
7	16	15	12	3	-9.375	-7.437	-1.938	0,489	0,37	0,119

Визначимо, втрати активної і реактивної потужності в опорах трансформаторів. Для трьох обмоткового трансформатора підстанції №1:

$$\Delta P_{mz1} = \frac{n \cdot \Delta P_{kз1}}{2} \cdot (\beta_{вн1}^2 + \beta_{сн1}^2 + \beta_{нн1}^2) = 42,776 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{mz1} = -n \cdot S_{\text{ном}1} \cdot (\beta_{вн1}^2 \cdot U_{кв1} + \beta_{сн1}^2 \cdot U_{ксл} + \beta_{нн1}^2 \cdot U_{кн1}) = -1072,057 \text{ кВАр}$$

Для двох обмоткового трансформатора підстанції №2:

$$\Delta P_{mz2} = n \cdot \beta_2^2 \cdot \Delta P_{кз2} = 6,326 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{mz2} = -n \cdot S_{\text{ном}2} \cdot \beta_2^2 \cdot U_{кз2} = -125,029 \text{ кВАр}$$

Визначимо приведені навантаження підстанцій 1 та 2:

$$S_1 = S_{\max 1} + (\Delta P_{mz1} + j\Delta Q_{mz1}) = 14.041 - 9.796j \text{ МВА}$$

$$S_2 = S_{\max 2} + (\Delta P_{mz2} + j\Delta Q_{mz2}) = 7.038-5.1j \text{ МВА}$$

Для інших підстанцій розрахунок аналогічний, тому отримані результати приведемо в таблиці 7.9.

Таблиця 1.22 – Приведені навантаження пунктів

Пункт №	S_{\max} , МВА	Втрати активної потужності в опорах трансформаторів		Приведена потужність, S , МВА
		ΔP_{mz} , кВт	ΔQ_{mz} , кВАр	
1	14-8.807j	42,776	-1072,057	14.041-9.796j
2	7-4.522j	38.493	-578.704	7.038-5.1j
3	14-8.781j	42.402	-961.765	14.042-9.743j
4	8-5.037j	25.978	-520.205	8.026-5.557j
5	9-5.813j	34.439	-602.679	9.034-6.416j
6	10-6.355j	40.574	-913.986	10.041-7.269j
7	15-9.375j	51.265	-1076.013	15.051-10.451j

Визначимо розрахункові провідності пунктів:

$$Y_{p0} = 0,5 \cdot (Y_{01} + Y_{05} + Y_{06}) = 0.334 + 143.803j \text{ мкСм}$$

$$Y_{p1} = 0,5 \cdot (Y_{01} + Y_{12}) + Y_{m1} = 2.327 + 76.833j \text{ мкСм}$$

$$Y_{p2} = 0,5 \cdot (Y_{12} + Y_{23}) + Y_{m2} = 2.327 + 70.458j \text{ мкСм}$$

$$Y_{p3} = 0,5 \cdot (Y_{23} + Y_{34}) + Y_{m3} = 3.264 + 139.177j \text{ мкСм}$$

$$Y_{p4} = 0,5 \cdot (Y_{34} + Y_{45}) + Y_{m4} = 2.722 + 46.539j \text{ мкСм}$$

$$Y_{p5} = 0,5 \cdot (Y_{45} + Y_{57} + Y_{05}) + Y_{m5} = 2.238 + 35.574j \text{ мкСм}$$

$$Y_{p6} = 0,5 \cdot (Y_{06} + Y_{67}) + Y_{m6} = 1.945 + 72.684j \text{ мкСм}$$

$$Y_{p7} = 0,5 \cdot (Y_{57} + Y_{67}) + Y_{m7} = 3.78 + 93.287j \text{ мкСм}$$

1.15 Електричний розрахунок максимального режиму навантаження

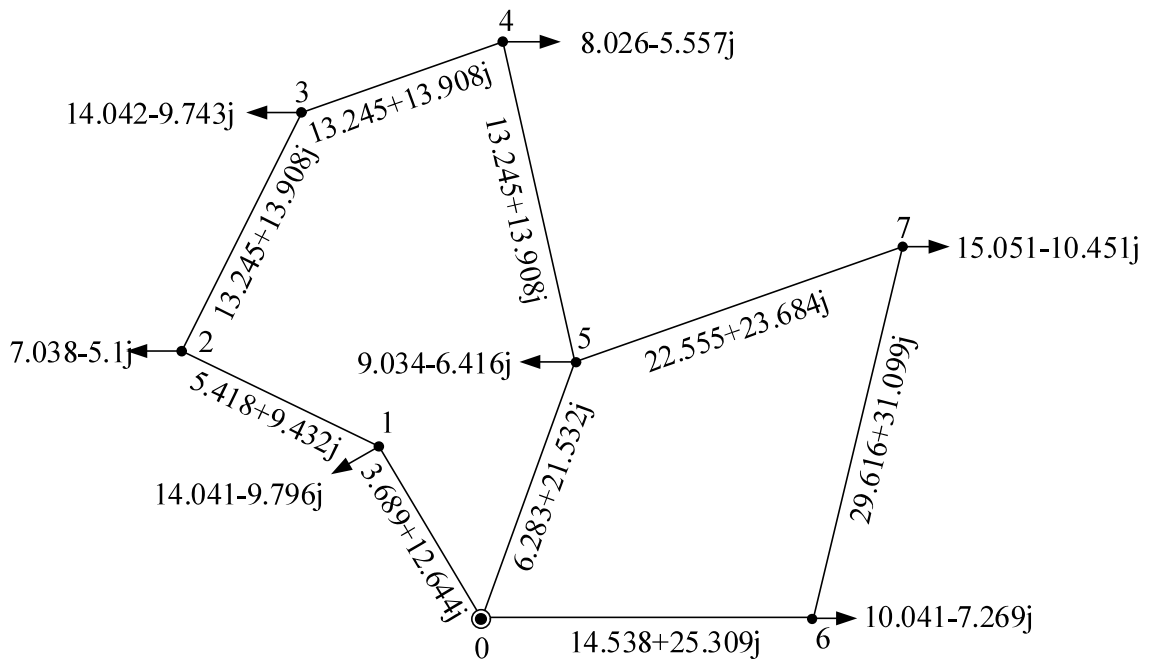


Рисунок 1.8 – Розрахункова схема мережі в режимі максимальних навантажень

Розв'язання отриманої системи нелінійних рівнянь усталеного режиму електричної мережі реалізується ітераційними методами. Для розв'язку даної системи скористаємося методом Зейделя, він дозволяє отримати шукані значення напруги в пунктах з заданою точністю шляхом багатократного виконання однотипних кроків.

Приймаємо початкові наближення напруги у пунктах схеми:

$$U_1^{(0)} = U_2^{(0)} = U_3^{(0)} = U_4^{(0)} = U_5^{(0)} = U_6^{(0)} = U_7^{(0)} = U_n = 110 \text{ кВ}$$

Точність ітераційного розрахунку: $\varepsilon = 0,001 \text{ МВА}$

Перша ітерація

Визначення розрахункових потужностей пунктів:

$$S_{p1} = S_1 + Y_{p1} \cdot \left(|U_1^{(0)}| \right)^2 = 14.09 - 9.18j \text{ МВА}$$

Для решти пунктів розрахунок аналогічний, тому отримані результати приведемо в таблиці 1.23.

Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата
----	-----	----------	-------	------

ДП6102.141.001ПЗ

Арк.

39

Таблиця 1.23 – Розрахункові потужності пунктів на першій ітерації

Пункт №	S_p , МВА
1	14.09-9.18j
2	7.06-4.34j
3	14.09-9.05j
4	8.06-4.77j
5	9.07-4.29j
6	10.08-5.39j
7	15.10-8.80j

Визначення рівнів напруги в пунктах:

$$U_1^{(1)} = \frac{1}{y_{11}} \cdot \left[\frac{S_{p1}}{\bar{U}_1^{(0)}} - (y_{10} \cdot U_0 + y_{12} \cdot U_2^{(0)}) \right] = 113.230 - 1.395j \text{ кВ}$$

$$U_2^{(1)} = \frac{1}{y_{22}} \cdot \left[\frac{S_{p2}}{\bar{U}_2^{(0)}} - (y_{21} \cdot U_1^{(1)} + y_{23} \cdot U_3^{(0)}) \right] = 111.432 - 1.055j \text{ кВ}$$

$$U_3^{(1)} = \frac{1}{y_{33}} \cdot \left[\frac{S_{p3}}{\bar{U}_3^{(0)}} - (y_{32} \cdot U_2^{(1)} + y_{34} \cdot U_4^{(0)}) \right] = 114.184 - 1.479j \text{ кВ}$$

$$U_4^{(1)} = \frac{1}{y_{44}} \cdot \left[\frac{S_{p4}}{\bar{U}_4^{(0)}} - (y_{43} \cdot U_3^{(1)} + y_{45} \cdot U_5^{(0)}) \right] = 112.881 - 1.285j \text{ кВ}$$

$$U_5^{(1)} = \frac{1}{y_{55}} \cdot \left[\frac{S_{p5}}{\bar{U}_5^{(0)}} - (y_{50} \cdot U_0 + y_{54} \cdot U_4^{(1)} + y_{57} \cdot U_7^{(0)}) \right] = 111.358 - 0.866j \text{ кВ}$$

$$U_6^{(1)} = \frac{1}{y_{66}} \cdot \left[\frac{S_{p6}}{\bar{U}_6^{(0)}} - (y_{60} \cdot U_0 + y_{67} \cdot U_7^{(0)}) \right] = 111.709 - 1.229j \text{ кВ}$$

$$U_7^{(1)} = \frac{1}{y_{77}} \cdot \left[\frac{S_{p7}}{\bar{U}_7^{(0)}} - (y_{75} \cdot U_5^{(1)} + y_{76} \cdot U_6^{(1)}) \right] = 110.929 - 1.665j \text{ кВ}$$

Модулі небалансів потужностей пунктів:

$$\delta S_1 = |S_{p1} - (y_{10} \cdot U_0 + y_{12} \cdot U_2 + y_{11} \cdot U_1) \cdot \bar{U}_1| = 14.951 \text{ МВА}$$

Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата
----	-----	----------	-------	------

ДП6102.141.001ПЗ

Арк.

40

Для решти пунктів розрахунок аналогічний, тому отримані результати приведемо в таблиці 1.24.

Таблиця 1.24 – Модулі небалансів потужностей пунктів на першій ітерації

Пункт №	δS , МВА
1	14.951
2	8.439
3	16.748
4	21.326
5	17.288
6	0.164
7	0.249

Критерій завершення ітераційного процесу:

$$\varepsilon^{(1)} = \max[\delta S_1, \delta S_2, \delta S_3, \delta S_4, \delta S_5, \delta S_6, \delta S_7] = 21.326 \text{ МВА} > \varepsilon = 0,001 \text{ МВА}$$

Точність не досягнута, отже переходимо до наступної ітерації. Оскільки розрахунки на ітераціях аналогічні, зведемо їх в таблицю 1.25.

Таблиця 1.25 – Ітераційний розрахунок параметрів режиму мережі

ІТЕРАЦІЯ №	Рівень напруги в пунктах, U_s , кВ				ε , МВА
	1	2	3	4	
1	1	113.230-1.395j	5	111.358-0.866j	21.326
1	2	111.432-1.055j	6	111.709-1.229j	
	3	114.184-1.479j	7	110.929-1.665j	
	4	112.881-1.285j			
2	1	114.181-1.800j	5	112.603-1.559j	18.953
	2	112.384-1.896j	6	112.816-1.836j	
	3	115.014-1.956j	7	111.836-2.313j	
	4	113.825-1.645j			

Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата
----	-----	----------	-------	------

ДП6102.141.001ПЗ

Арк.

41

Продовження таблиці 1.25

1	2				3
3	1	114.822-2.155j	5	113.555-1.960j	13.858
	2	113.124-2.349j	6	113.631-2.148j	
	3	115.566-2.119j	7	112.505-2.624j	
	4	114.672-1.920j			
34	1	115.598-2.879j	5	114.180-3.961j	$1,595 \cdot 10^{-3}$
	2	113.730-3.841j	6	114.694-2.876j	
	3	111.479-4.390j	7	111.589-4.201j	
	4	112.052-4.365j			
35	1	115.598-2.879j	5	114.180-3.961j	$1,113 \cdot 10^{-3}$
	2	113.730-3.841j	6	114.694-2.876j	
	3	111.479-4.390j	7	111.589-4.201j	
	4	112.052-4.365j			
36	1	115.598-2.879j	5	114.180-3.961j	$7,791 \cdot 10^{-4}$
	2	113.730-3.841j	6	114.694-2.876j	
	3	111.479-4.390j	7	111.589-4.201j	
	4	112.052-4.365j			

Після виконання 36-ї ітерації, інженерна точність була досягнута. Наведемо в таблиці 1.26 та 1.27, значення розрахункових потужностей та модулів небалансів на 30-ї ітерації.

Таблиця 1.26 – Розрахункові потужності пунктів на 36-ї ітерації

Пункт №	S_p , МВА
1	14.09-9.12j
2	7.06-4.28j
3	14.09-9.03j
4	8.06-4.74j
5	9.07-4.12j
6	10.08-5.23j
7	15.10-8.75j

Таблиця 1.27 – Модулі небалансів потужностей пунктів на 30-ї ітерації

Пункт №	δS , МВА
1	2
1	$6,638 \cdot 10^{-13}$
2	$7,791 \cdot 10^{-4}$

Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата
----	-----	----------	-------	------

ДП6102.141.001ПЗ

Арк.

42

Продовження таблиці 1.27

1	2
3	$3,151 \cdot 10^{-6}$
4	$1,677 \cdot 10^{-4}$
5	$1,046 \cdot 10^{-4}$
6	$6,613 \cdot 10^{-7}$
7	$2,733 \cdot 10^{-13}$

Таким чином, рівні напруги у вузлах схеми, в режимі максимальних навантажень становитимуть:

$$U_{m1} = 115.598 - 2.879j \text{ кВ}$$

$$U_{m2} = 113.73 - 3.841j \text{ кВ}$$

$$U_{m3} = 111.479 - 4.39j \text{ кВ}$$

$$U_{m4} = 112.052 - 4.365j \text{ кВ}$$

$$U_{m5} = 114.18 - 3.961j \text{ кВ}$$

$$U_{m6} = 114.694 - 2.876j \text{ кВ}$$

$$U_{m7} = 111.589 - 4.201j \text{ кВ}$$

За законом Ома визначимо лінійні та модулі фазних струмів ділянок мережі, та перевіримо вибрані проводи на нагрів:

$$J_{01} = (U_0 - U_{m1}) \cdot y_{01} = 176.7 - 124.4j \text{ А}$$

$$\frac{|J_{01}|}{\sqrt{3}} = 124.784 < I_{дон240/32} = 610 \text{ А}$$

Розрахунок для решти ділянок аналогічний, тому наведемо їх в таблиці 1.28.

Таблиця 1.28 – Лінійні та модулі фазних струмів ділянок мережі

Ділянка	Лінійний струм, А	Модуль фазного струму, А	Допустимий струм, А
1	2	3	4
0-1	176.7-124.4j	124.784	610
1-2	82.8-55.3j	57.467	265

Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата
----	-----	----------	-------	------

ДП6102.141.001ПЗ

Арк.

43

Продовження таблиці 1.28

1	2	3	4
2-3	209.4-134.4j	143.637	610
3-4	37.8-30.6j	28.082	265
4-5	77.6-50.3j	53.392	265
0-5	164.4-115.5j	115.992	610
0-6	87.4-61.4j	61.682	265
5-7	22.5-11.3j	14.564	265
6-7	26.7-20.0j	19.263	265

Визначимо поточкорозподіл потужностей за ділянками схеми мережі, для ділянки 0-1:

$$S_{01}^n = J_{01} \cdot \bar{U}_0 = 33.57-22.22j \text{ МВА}$$

$$S_{01}^k = J_{01} \cdot \bar{U}_{.m1} = 33.15-20.77j \text{ МВА}$$

Аналогічно визначається поточкорозподіл за іншими ділянками, приведемо його в таблиці 1.29.

Таблиця 1.29 – Поточкорозподіл потужностей в схемі мережі

Ділянка	S_{ij}^n , МВА	S_{ij}^k , МВА
0-1	33.57-22.22j	33.15-20.77j
1-2	19.06-11.65j	18.86-11.30j
2-3	11.80-7.02j	11.60-6.82j
3-4	-2.49+2.21j	-2.50+2.22j
4-5	-10.56+6.97j	-10.73+7.14j
0-5	27.33-18.66j	26.85-17.00j
0-6	18.91-9.38j	18.45-8.59j
5-7	7.05-5.74j	6.91-5.59j
6-7	8.37-3.36j	8.19-3.17j

Визначимо сумарні втрати потужності в мережі за компонентами втрат потужності. Спочатку визначимо втрати потужності в опорах ділянок ліній:

					ДП6102.141.001ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		44

$$\Delta S_z = (S_{01}^n - S_{01}^k) + (S_{12}^n - S_{12}^k) + (S_{23}^n - S_{23}^k) + (S_{34}^n - S_{34}^k) + (S_{45}^n - S_{45}^k) +$$

$$+ (S_{05}^n - S_{05}^k) + (S_{06}^n - S_{06}^k) + (S_{57}^n - S_{57}^k) + (S_{67}^n - S_{67}^k) = 2.267 - 4.995j \text{ MVA}$$

Потім визначимо втрати потужності в розрахункових провідностях пунктів мережі:

$$\Delta S_y = Y_{p0} \cdot (|U_0|)^2 + Y_{p1} \cdot (|U_{m1}|)^2 + Y_{p2} \cdot (|U_{m2}|)^2 + Y_{p3} \cdot (|U_{m3}|)^2 + Y_{p4} \cdot (|U_{m4}|)^2 +$$

$$+ Y_{p5} \cdot (|U_{m5}|)^2 + Y_{p6} \cdot (|U_{m6}|)^2 + Y_{p7} \cdot (|U_{m7}|)^2 = 0.283 + 11.927j \text{ MVA}$$

Сумарні втрати потужності в мережі:

$$\Delta S_\Sigma = \Delta S_z + \Delta S_y = 2.55 + 6.932j \text{ MVA}$$

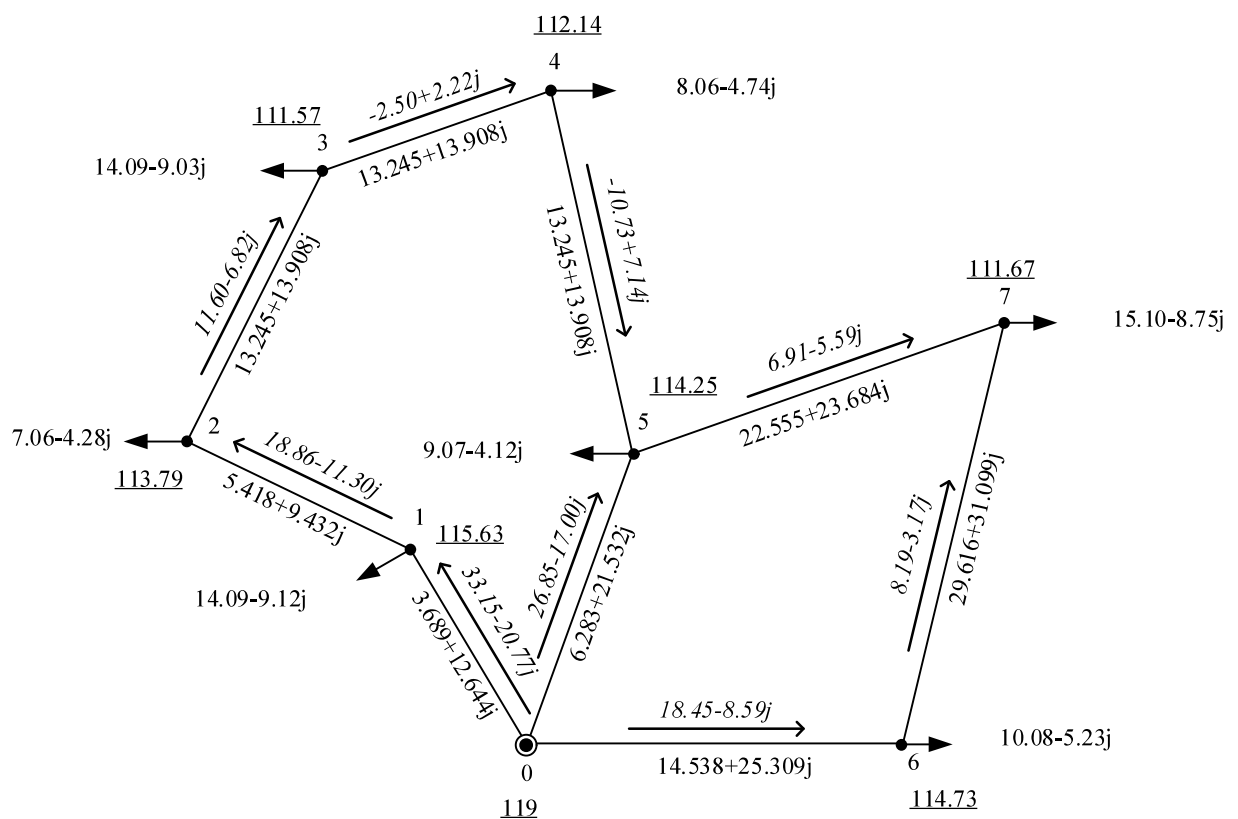


Рисунок 1.9 –Результуюча схема мережі в режимі максимальних навантажень

Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата

ДП6102.141.001ПЗ

Арк.

45

1.16 Розрахунок післяаварійного режиму

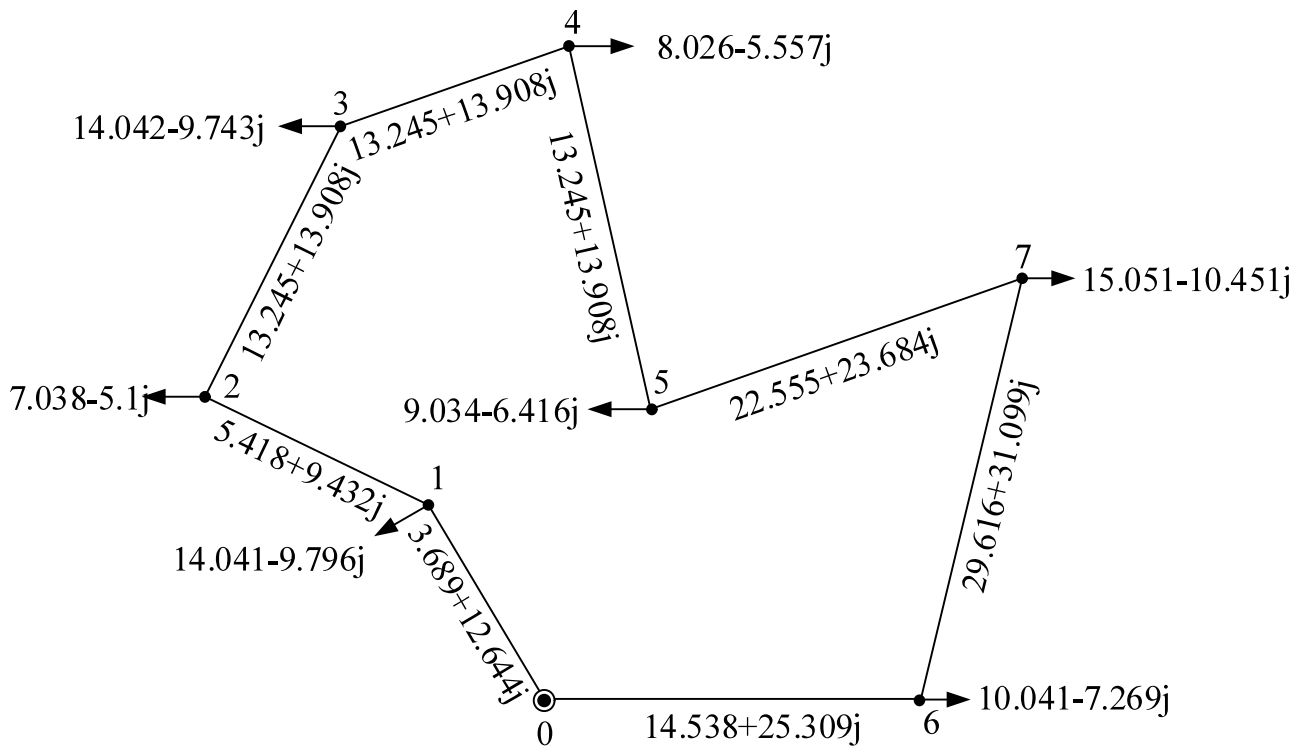


Рисунок 1.10 – Розрахункова схема мережі в після аварійному режимі

Розрахуємо режим аварійного відключення найбільш завантаженої лінії, який приводить до найбільшого зниження напруги в мережі. Таким режимом для проектованої мережі є відключення ділянки 0-5 в максимальному режимі навантаження. Виконаємо перерахунок розрахункових та алгебраїчних провідностей з урахуванням відключеної ділянки:

$$Y'_{p0} = 0,5 \cdot (Y_{01} + Y_{06}) = 0.23 + 98.84j \text{ мкСм}$$

$$Y'_{p5} = 0,5 \cdot (Y_{45} + Y_{57}) + Y_{m5} = 2.618 + 1.577j \text{ мкСм}$$

$$y'_{55} = -(y_{45} + y_{57}) = -0.08 + 0.084j \text{ См}$$

Далі електричний розрахунок для післяаварійного режиму виконується аналогічно режиму максимальних навантажень. Отримані результати приводимо в таблиці 1.30-34.

Зм	Арк	№ док.ум.	Підп.	Дата

ДП6102.141.001ПЗ

Арк.

46

Таблиця 1.30 – Ітераційний розрахунок параметрів режиму мережі

ІТЕРАЦІЯ №	Рівень напруги в пунктах, U_s , кВ				ε , МВА
	1	2	3	4	
1	1	118.138-0.656j	5	109.236-0.174j	49,59
	2	109.772-0.049j	6	115.448-0.900j	
	3	108.941-0.178j	7	114.903-0.119j	
	4	109.647-0.101j			
2	1	119.365-0.519j	5	112.088-0.768j	22,139
	2	108.931-0.203j	6	116.766-0.987j	
	3	108.092-0.333j	7	117.737-0.363j	
	4	108.839-0.264j			
3	1	119.828-0.446j	5	113.204-0.959j	10,427
	2	108.093-0.360j	6	117.277-1.005j	
	3	107.247-0.489j	7	118.843-0.398j	
	4	109.628-0.614j			
60	1	113.403-4.264j	5	99.727-7.310j	$1,142 \cdot 10^{-3}$
	2	109.541-5.918j	6	110.595-4.485j	
	3	103.645-6.844j	7	101.273-6.738j	
	4	100.807-7.247j			
61	1	113.403-4.264j	5	99.727-7.310j	$1,05 \cdot 10^{-3}$
	2	109.541-5.918j	6	110.595-4.485j	
	3	103.645-6.844j	7	101.273-6.739j	
	4	100.807-7.248j			
62	1	113.403-4.264j	5	99.726-7.310j	$9,658 \cdot 10^{-4}$
	2	109.541-5.919j	6	110.595-4.485j	
	3	103.645-6.844j	7	101.273-6.739j	
	4	100.807-7.248j			

Таблиця 1.31 – Розрахункові потужності пунктів на 62-ї ітерації

Пункт №	S_p , МВА
1	2
1	14.09-9.14j
2	7.06-4.34j
3	14.08-9.13j
4	8.05-4.89j

Продовження таблиці 1.31

1	2
5	9.06-5.42j
6	10.08-5.37j
7	15.09-9.05j

Таблиця 1.32 – Модулі небалансів потужностей пунктів на 62-ї ітерації

Пункт №	δS , МВА
1	$6,638 \cdot 10^{-13}$
2	$9,658 \cdot 10^{-4}$
3	$5,823 \cdot 10^{-6}$
4	$1,143 \cdot 10^{-4}$
5	$7,395 \cdot 10^{-4}$
6	$4,973 \cdot 10^{-7}$
7	$2,723 \cdot 10^{-13}$

Таблиця 1.33 – Лінійні та модулі фазних струмів ділянок мережі

Ділянка	Лінійний струм, А	Модуль фазного струму, А	Допустимий струм, А
0-1	-103.3+87.4j	78.1	265
1-2	376.4-284.2j	272.307	610
2-3	232.5-186.5j	172.106	265
3-4	48.9-41.3j	36.937	265
4-5	193.9-127.8j	134.096	610
0-6	117.0-73.2j	79.664	265
5-7	-168.6+138.8j	126.1	265
6-7	56.1-31.0j	37.037	265

Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата

ДП6102.141.001ПЗ

Арк.

48

Таблиця 1.34 – Потокорозподіл потужностей в схемі мережі

Ділянка	S_{ij}^n , МВА	S_{ij}^k , МВА
0-1	-11.08+8.53j	-11.19+8.64j
1-2	44.80-33.82j	44.06-31.30j
2-3	27.25-20.59j	25.77-19.03j
3-4	5.74-4.57j	5.65-4.48j
4-5	23.08-15.21j	22.82-14.32j
0-6	13.75-8.19j	13.57-8.00j
5-7	-18.26+13.71j	-18.70+14.18j
6-7	6.50-3.37j	6.43-3.30j

Виконаємо перевірку режиму напруги, на допустимість відхилення напруги на вводах трансформаторів та на перевищення максимально робочої напруги, отримані результати наведемо в таблиці 1.35.

Таблиця 1.35 – Перевірка на відповідність технічним вимогам режиму напруги

Пункт №	Діапазон регулювання трансформаторів		$U_{max\ rob}$, кВ	Розрахунковий рівень напруги $U_{ав}$, кВ
	U_{min} , кВ	U_{max} , кВ		
1	96.432	131.603	126	113.48
2	98.615	133.786		109.70
3	102.376	140.29		103.87
4	97.939	133.11		101.07
5	98.109	133.28		99.99
6	97.49	132.661		110.69
7	100.409	137.255		101.50

Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата

ДП6102.141.001ПЗ

Арк.

49

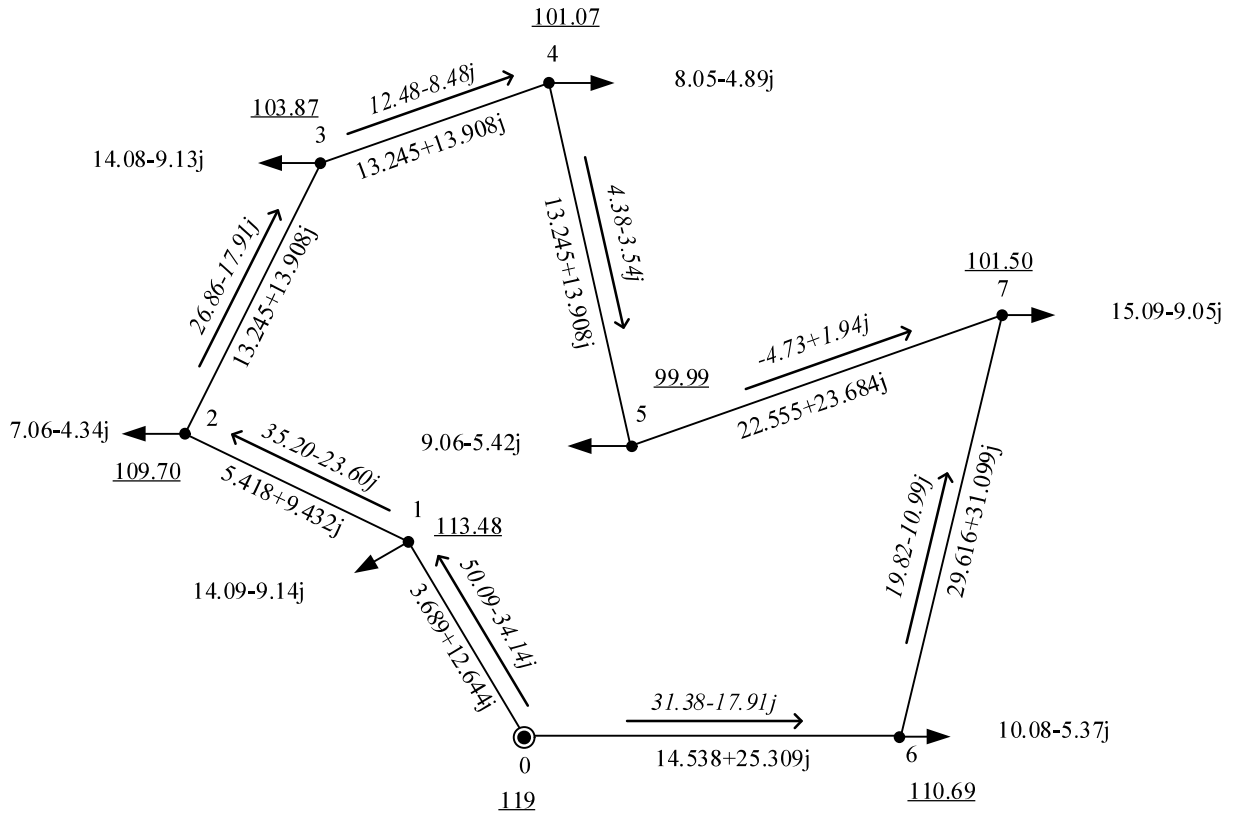


Рисунок 1.11 – Результуюча схема мережі в після аварійному режимі

Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата

ДП6102.141.001ПЗ

Арк.

50

1.17 Вибір регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ на силових трансформаторах підстанцій

Виберемо номери регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ для трьох обмоткового трансформатора підстанції №1 в режимі максимальних навантажень.

Визначимо втрати напруги в обмотках ВН, СН і НН трансформатора:

$$\Delta U_{m\delta 1} = \frac{(P_{ch1} + P_{nh1} + \Delta P_{mz1} + g_{m1} \cdot U_{m1}^2) \cdot r_{\delta 1} - (Q_{ch1} + Q_{nh1} + \Delta Q_{mz1} + b_{m1} \cdot U_{m1}^2) \cdot x_{m\delta 1}}{U_{m1}}$$

$$= 4,253 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{mc1} = \frac{P_{ch1} \cdot r_{c1} - Q_{ch1} \cdot x_{mc1}}{U_{m1} - \Delta U_{m\delta 1}} = 0,089 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{mn1} = \frac{P_{nh1} \cdot r_{n1} - Q_{nh1} \cdot x_{mn1}}{U_{m1} - \Delta U_{m\delta 1}} = 0,931 \text{ кВ}$$

Визначимо рівні напруги на шинах НН і СН, приведені до напруги вищої сторони:

$$U_{nh1} = U_{m1} - \Delta U_{m\delta 1} - \Delta U_{mn1} = 114,931 \text{ кВ}$$

$$U_{nc1} = U_{m1} - \Delta U_{m\delta 1} - \Delta U_{mc1} = 115,773 \text{ кВ}$$

Визначимо бажане значення відносної кількості регулювальних витків РПН трансформаторів:

$$\omega_{\delta 1} = \frac{U_{nh1} \cdot U_{nh1}}{U_{bn1} \cdot U_{\delta 1}} - 1 = -0,001$$

Визначимо розрахунковий ступінь регулювання РПН трансформаторів:

$$N_{\delta 1} = \frac{\omega_{\delta 1}}{\omega_{\delta 0}} = -0,034$$

Округляючи розрахунковий ступінь регулювання РПН до найближчого цілого числа визначаємо стандартний ступінь $N_{\delta 1}^{cm} = 0$.

Розрахуємо стандартну відносну кількість регулювальних витків РПН:

$$\omega_{\delta 1}^{cm} = N_{\delta 1}^{cm} \cdot \omega_{\delta 0} = 0$$

					ДП6102.141.001ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		51

Розрахуємо фактичне значення рівня напруги на шинах НН:

$$U_{н01} = \frac{U_{нн1} \cdot U_{нн1}}{U_{вн1} \cdot (1 + \omega_{\epsilon 1}^{cm})} = 10,494 \text{ кВ}$$

Визначимо бажане значення відносної кількості регулювальних витків ПБЗ трансформаторів:

$$\omega_{сж1} = \frac{U_{сбж} \cdot U_{вн1} \cdot (1 + \omega_{\epsilon 1}^{cm})}{U_{нс1} \cdot U_{сн1}} - 1 = -0,007$$

Визначимо розрахунковий ступінь регулювання ПБЗ трансформаторів:

$$N_{c1} = \frac{\omega_{сж1}}{\omega_{c0}} = -0,267$$

Округляючи розрахунковий ступінь регулювання ПБЗ до найближчого цілого числа визначаємо стандартний ступінь $N_{c1}^{cm} = 0$.

Розрахуємо стандартну відносну кількість регулювальних витків ПБЗ:

$$\omega_{c1}^{cm} = N_{c1}^{cm} \cdot \omega_{c0} = 0$$

Розрахуємо фактичне значення рівня напруги на шинах СН:

$$U_{с01} = \frac{U_{нс1} \cdot U_{сн1} \cdot (1 + \omega_{c1}^{cm})}{U_{вн1} \cdot (1 + \omega_{\epsilon 1}^{cm})} = 38,759 \text{ кВ}$$

Виберемо номери регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ для двох обмоткового трансформатора підстанції №2 в режимі максимальних навантажень.

Визначимо втрати напруги в обмотці ВН трансформатора:

$$\Delta U_{m\epsilon 2} = \frac{(P_{нн2} + \Delta P_{m\epsilon 2} + g_{m2} \cdot U_{m2}^2) \cdot r_{m2}}{U_{m2}} - \frac{(Q_{нн2} + \Delta Q_{m\epsilon 2} + b_{m2} \cdot U_{m2}^2) \cdot x_{m2}}{U_{m2}} = 0,134 \text{ кВ}$$

Визначимо рівень напруги на шинах НН, приведений до напруги вищої сторони:

$$U_{нн2} = U_{m2} - \Delta U_{m\epsilon 2} = 118,685 \text{ кВ}$$

Визначимо бажане значення відносної кількості регулювальних витків РПН трансформаторів:

$$\omega_{вж2} = \frac{U_{нн2} \cdot U_{нн2}}{U_{вн2} \cdot U_{бж}} - 1 = 0,003$$

					ДП6102.141.001ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ док.ум.	Підп.	Дата		52

Визначимо розрахунковий ступінь регулювання РПН трансформаторів:

$$N_{\epsilon 2} = \frac{\omega_{\epsilon ж 2}}{\omega_{\epsilon 0}} = 0,167$$

Округляючи розрахунковий ступінь регулювання РПН до найближчого цілого числа визначаємо стандартний ступінь $N_{\epsilon 2}^{cm} = 0$.

Розрахуємо стандартну відносну кількість регулювальних витків РПН:

$$\omega_{\epsilon 2}^{cm} = N_{\epsilon 2}^{cm} \cdot \omega_{\epsilon 0} = 0$$

Розрахуємо фактичне значення рівня напруги на шинах НН:

$$U_{н\delta 2} = \frac{U_{нн2} \cdot U_{нн2}}{U_{\epsilon н 2} \cdot (1 + \omega_{\epsilon 2}^{cm})} = 35,605 \text{ кВ}$$

Вибір відгалуджень РПН та ПБЗ для трансформаторів інших підстанцій в режимі максимальних навантажень і після аварійному режимі роботи мережі виконують аналогічно. Тому результати вибору РПН та ПБЗ у режимі максимальних навантажень наведемо в таблиці 1.36, а у після аварійному режимі роботи в таблиці 1.37.

					ДП6102.141.001ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ док.м.	Підп.	Дата		53

Таблиця 1.36 – Результати вибору відгалуджень РПН та ПБЗ трансформаторів у режимі максимальних

Пункт №	1	2	3	4	5	6	7
U_M , кВ	115.63	113.79	111.57	112.14	114.25	114.73	111.67
ΔU_{m6} , кВ	4.253	0.104	3.939	3.939	4.726	3.979	3.979
ΔU_{m3} , кВ	0.089	-	0.088	0.088	0.084	0.13	0.13
ΔU_{m1} , кВ	0.931	-	1.018	1.018	1.642	0.506	0.506
U_{nc} , кВ	115.773	-	114.625	114.625	114.893	115.429	115.429
U_{m1} , кВ	114.931	118.435	113.694	113.694	113.335	115.054	115.054
$\omega_{6жс}$	-0.001	0.001	0.036	0.036	0.032	0.048	0.048
$\omega_{3жс}$	-0.007	-	0.039	0.039	-	0.049	0.049
$N_6^{ст}$	0	0	2	2	2	3	3
$N_3^{ст}$	0	-	2	2	-	2	2
$U_{сд}$, кВ	38.759	-	38.908	38.908	-	38.519	38.519
$U_{нд}$, кВ	10.494	10.494	10.501	10.501	10.468	10.447	10.447

Таблиця 1.37 – Результати вибору відгалуджень РПН та ПБЗ трансформаторів у після аварійному режимі

Пункт №	1	2	3	4	5	6	7
$U_{ав}$, кВ	113.48	109.70	103.87	101.07	99.99	110.69	101.50
$\Delta U_{т6}$, кВ	4.253	0.099	4.093	4.093	4.803	3.979	3.979
$\Delta U_{т5}$, кВ	0.089	-	0.092	0.092	0.086	0.13	0.13
$\Delta U_{т4}$, кВ	0.931	-	1.064	1.064	1.673	0.506	0.506
$U_{пс}$, кВ	115.773	-	109.68	109.68	112.755	115.429	115.429
$U_{пн}$, кВ	114.931	109.864	108.708	108.708	111.167	115.054	115.054
$\omega_{вж}$	-0.001	-0.072	-0.01	-0.01	0.013	0.048	0.048
$\omega_{сж}$	-0.007	-	0.03	0.03	-	0.049	0.049
N_6^{cm}	0	-4	-1	-1	1	3	3
N_C^{cm}	0	-	1	1	-	2	2
$U_{сд}$, кВ	38.759	-	38.319	38.319	-	38.519	38.519
$U_{ид}$, кВ	10.494	10.494	10.587	10.587	10.447	10.447	10.447

Виконаємо перевірку допустимості використання обраних відгалуджень РПН за умовами перезбудження живильної обмотки трансформаторів. Для підстанції 1 у режимі максимальних навантажень мережі:

$$(N_{\delta 1}^{cm} = 0) \geq \left(\frac{U_{m1} - \Delta U_{m\delta 1}}{1,05 \cdot U_{\delta n1}} - 1 \right) \cdot (\omega_{\delta 0})^{-1} = -2.232 \rightarrow -2$$

Аналогічним чином виконують перевірку виконання умов для трансформаторів для решти підстанцій в режимі максимальних навантажень та після аварійному режимі роботи мережі. Результати перевірки наведені в таблиці 1.38.

Таблиця 1.38 – Перевірка допустимості використання відгалуджень РПН за умовами перезбудження живильної обмотки трансформаторів

Пункт №	Режим максимальних навантажень		Після аварійний режим	
	N_6^{cm}	$N_6^{гран}$	N_6^{cm}	$N_6^{гран}$
1	0	-2	0	-2
2	0	-1	-5	-6
3	0	-2	-7	-9
4	0	-1	-4	-5
5	2	-3	-1	-5
6	2	-3	1	-4
7	3	-2	3	-2

Умова виконується для трансформаторів усіх підстанцій.

Висновки до розділу 1

В даному розділі дипломного проекту було розроблено проект електричної мережі напругою 110 кВ.

Обґрунтовано, за техніко-економічними показниками, вибір оптимальної конфігурації мережі. Сумарні капіталовкладення для першого варіанту становлять 1,082 млрд. грн, для другого варіанту –1,109 млрд, де виявився найбільш економічно вигідним другий варіант розвитку мережі.

Досліджено опорні режими спроектованої електричної мережі, а саме режими максимальних навантажень та післяаварійний режим. Виявлено, що сумарні втрати у зазначених режимах склали 2.55+6.932j МВА та 6.804-2.248j МВА відповідно.

Також було показано, що ЛЕП не перенавантажені, а рівні напруги в пунктах мережі за допомогою пристроїв РПН та ПБЗ дозволяють отримати бажане значення напруги на шинах НН – 10,5 кВ та СН – 38,5 кВ.

					<i>ДП6102.141.001ПЗ</i>	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		57

2 ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ РЕСТОРАННОГО КОМПЛЕКСУ

2.1 Загальні дані

Проект по електропостачанню і електроосвітленню ресторанного комплексу відповідно до діючих нормативних документів (правил ПУЕ Ізд.7, СП-110-2003 Проектування і монтаж електроустановок житлових і громадських будівель., ДСТУ Р50.17.3-94 - вимога щодо забезпечення безпеки;

Електроживлення щита ЩС1 здійснюється однією новою кабельної лінією марки ППГнг-НФ 5х50 дл. = 10м.,

Електроживлення щита ЩС2 здійснюється однією новою кабельної лінією марки ППГнг-НФ 5х25 дл. = 10м.,

Електроживлення щита ЩР здійснюється однією новою кабельної лінією марки ППГнг-НФ 5х6 дл. = 35м.,

Введення електроживлення щита ЩО1 здійснюється однією новою кабельної лінією марки ППГнг-НФ 5х дл. = 20м.,

Категорія надійності електропостачання об'єкта - третя.

Клас напруги, на якому здійснюється приєднання 0,38 / 0,22кВ.

За ступенем надійності електропостачання електроспоживачі об'єкта відносяться до III категорії надійності електропостачання.

2.2 Відомості про кількість електроприймачів і їх встановленої і електричні параметри

Основними споживачами електроенергії 0,4 кВ є:

- основне і аварійне електроосвітлення;
- холодильне і теплове обладнання кухні;
- побутова розеткова мережу (різні споживачі).

Робоча напруга електроприймачів 380/220 В.

					ДП6102.141.001ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		58

Розрахунок навантажень ресторанного комплексу виконаний відповідно до розділу 7 Розрахункові електричні навантаження СП 256.1325800-2016.

Розрахункове навантаження групових мереж освітлення визначається по розрахунку з коефіцієнтом попиту, що дорівнює 1.

Питомі електричні навантаження встановлені з урахуванням того, що розрахункова нерівномірність навантаження при розподілі її по фазах трифазних ліній і вводів не перевищує 15%;

Розрахунок навантажень ресторну виконаний на аркуші 2 в таблиці розрахунку навантажень.

Відповідно до розрахунком на ЩС1: $P_{уст.} = 64,83\text{кВт}$, $P_{расч.} = 52,66\text{кВт}$, $I_{расч.} = 88,23\text{А}$; вибираємо автоматичний вимикач номіналом 125А на вводі ЩС1.

Відповідно до розрахунком на ЩС2: $P_{уст.} = 57,34\text{кВт}$, $P_{расч.} = 45,48\text{кВт}$, $I_{расч.} = 73,24\text{А}$; вибираємо автоматичний вимикач номіналом 100А на вводі ЩС2.

Відповідно до розрахунком на ЩР: $P_{уст.} = 17,67\text{кВт}$, $P_{расч.} = 13,25\text{кВт}$, $I_{расч.} = 21,45\text{А}$; вибираємо автоматичний вимикач номіналом 32А на введенні щр.

Відповідно до розрахунком на ЩО1: $P_{уст.} = \text{кВт}$, $P_{расч.} = \text{кВт}$, $I_{расч.} = 18,79\text{А}$; вибираємо автоматичний вимикач номіналом 25А на введенні що1.

Автоматичний вимикач - контактний комутаційний апарат (Механічний або електронний), здатний включати струми, проводити їх і відключати при нормальних умовах в ланцюзі, а також включати, проводити протягом нормованого (заданого) часу і автоматично відключати струми при нормованих ненормальних умовах в ланцюзі, таких як струми короткого замикання.

2.3 Вимоги до надійності електропостачання та якості електроенергії

По надійності електропостачання електроспоживачі об'єкта відносяться до III категорії надійності електропостачання. Якість електроенергії повинно відповідати ДСТУ 13109-97 "Електрична енергія. Сумісність технічних засобів електромагнітна. Норми якості електричної енергії в системах енергопостачання загального призначення".

					ДП6102.141.001ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		59

У проекті передбачена установка вузлів комерційного обліку на вводі в щит ЩР марки Меркурій 236 ART-01 PQRS трифазний 3x230 / 400 1.0 / 2.0

2.4 Вибір марки, перерізи числа жив кабельних ліній

Вибір марки, перерізи, числа жив зроблені з умов:

- допустимих відхилень напруги у електроприймачів $\pm 4\%$ від номінального.
- забезпечення симетрії напруги на затискачах побутових електроприймачів.
- надійного спрацьовування захисту при однофазних КЗ.
- термічної стійкості проводів і кабелів при однофазних КЗ.

1. У приміщенні передбачаються окремі лінії для харчування мережі робочого освітлення, електромережі побутових розеток, комп'ютерної мережі.

2. Захист ліній, що відходять виконується автоматичними вимикачами з комбінованим расцепителем, з характеристикою спрацьовування типу «С».

Проектом передбачена установка апаратів захисту марки АВВ.

3. Внутрішні електричні мережі виконати змінюваними в гофра трубі або коробі, кабелем з мідними жилами.

4. Живлення електроприймачів виконати від мережі $\sim 380 / 220\text{В}$ з системою заземлення TN-C-S.

2.5 Електроосвітлення

Основними видами освітлення є: робоче.

Вибір освітленості проведений відповідно до СНиП 23 - 05 - 95, "Природне і штучне освітлення" і СП 31-110-2003 (кількість).

Освітлювальна апаратура і електроустановочні вироби обрані з урахуванням призначення і категорії приміщення.

Різниця в токах найбільш навантажених фаз не повинна перевищувати 30% в межах одного щита і 15% - на початку лінії живлення.

					ДП6102.141.001ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		60

Світильники встановити відповідні вимогам норм пожежної безпеки НПБ 249-97 "Світильники. Вимоги пожежної безпеки. Методи випробувань".

Для живлення світильників застосовується напруга 220В.

Освітлювальні прилади встановити так, щоб вони були доступні для їх монтажу та безпечного обслуговування з використанням при необхідності інвентарних технічних засобів.

Світлотехнічне обладнання (світильники) на об'єкті використовуються існуючі. Світильники в зоні катка додатково комплектуються лампами. Для світильників аварійного освітлення підібрані блоки аварійного живлення.

Переріз нульових робочих провідників приймати рівним перетину фазних провідників.

Установка автоматичних вимикачів в нульових робочих проводах забороняється.

Силову розподільну мережу і електропроводку освітлення виконати кабелем з мідними жилами. Однофазну електропроводку виконати трехпроводной:

фаза, нуль і нульовий захисний провідник, прокладений безпосередньо від нульового

робочого проводу на вході ввідного пристрою до електроспоживачів.

Кабель вводити в освітлювальну арматуру таким чином, щоб в місці введення вони не піддавалися механічних пошкоджень, а контакти патронів були розвантажені від механічних зусиль.

Місця проходу кабелів через стіни виконати в трубах. зазори між кабелем і трубою закрити легко видаляється масою з вогнетривкого матеріалу.

В якості нульового захисного («РЕ») провідника застосувати третю (5ю) жилу живильних кабелів перетином рівним фазному (жовта з зеленими смугами), прокладається від вступного щита. Послідовне включення в нульовий захисний провідник заземлюючих контактів штепсельних розеток не допускається. при харчуванні декількох розеток від однієї групової лінії, відгалуження захисного провідника до кожної розетки виконується в відгалужувальних коробках.

Кабель у місць з'єднання в відгалужувальних коробках та у місць приєднання

					ДП6102.141.001ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докum.	Підп.	Дата		61

до світильників, вимикачів і штепсельних розеток виконується з запасом, довжиною не менше 50 мм.

Живлення світильників основного освітлення здійснюється від ел. Щита кабелем ППГнг-НФ 3х1,5, 3х2,5 мм. кв.

Живлення світильників аварійного освітлення здійснюється від ел. Щита кабелем ППГнг-FRHF 3х1,5 мм. кв.

За ПУЕ 6.1.25. Світильники евакуаційного освітлення, світлові покажчики евакуаційних і (або) запасних виходів в будівлях будь-якого призначення, забезпечені автономними джерелами живлення, в нормальному режимі можуть живитися від мереж будь-якого виду освітлення, не відключаються під час функціонування будівель.

Управління світильниками може здійснюватися як вручну, так і з допомогою вбудованих в світильники датчиків, настройка управління проводиться при монтажі. Світильники встановлюються відповідно до дизайн-проекту мають можливість диммірованія

Всі металеві частини світильників, нормально не перебувають під напругою, підлягають обов'язковому заземлення (занулення) спеціальною жилою групового кабелю мережі освітлення. Послідовне включення нульового захисного провідника РЕ в захисні контакти світильників не допускається.

2.6 Опис проектних рішень по компенсації реактивної потужності, релейного захисту, управління, автоматизації та диспетчеризації системи електропостачання

В електричному щиті ЩС1, ЩС2, і щр передбачаються сучасні швидкодіючі захисту, які забезпечують:

- селективну захист від струмів короткого замикання;
- захист від перевантаження;
- компенсація реактивної потужності проектом не передбачена.

					ДП6102.141.001ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		62

2.7 Перелік заходів по економії електроенергії

Заходи, спрямовані на економію електричної енергії:

- для обліку електроенергії в проекті застосовані електронні лічильники марки
- Меркурій 236 Р трифазний, запрограмувати в 1 тариф,
- лічильники дозволяють вести окремий облік спожитої електроенергії споживачами;
- для освітлення застосовані енергоефективні світлодіодні джерела світла;
- розподільні і групові мережі передбачити кабелями з мідними жилами типу ППГнг-НФ, вибрані перетину кабелів відповідають електричним навантажень і перевірені по допустимому падінню напруги;
- зменшення довжини кабелів за рахунок оптимального вибору трас їх прокладки;
- втрати електроенергії в силових і освітлювальних мережах, що прокладаються всередині будівлі, знижуються за рахунок оптимального вибору перетину кабелю і рівномірного розподілу навантажень по фазах.

Висновки до розділу 2

В даному розділі дипломного проекту було розроблено проект електроживлення ресторанного комплексу. Були розраховані електричні навантаження споживачів. Вибрані автоматичні вимикачі по розрахунковому струму та перерізи проводів з врахуванням падіння напруги та струмів КЗ та недопустимості перенавантаження ліній та селективності. Кабель був вибраний з індексом НФ (halogen free – низьке димовидалення) використовується для будівель з масовим перебування людей. При проектування були дотримані норми ПУЄ 7 вид.

					ДП6102.141.001ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		63

ВИСНОВКИ

Визначено оптимальну конфігурацію замкненої електричної мережі напругою 110 кВ. Розраховано параметри електричної мережі в режимі мінімальних, максимальних навантажень та в післяаварійному режимі. Встановлено, що в усіх режимах параметри електричної мережі знаходяться в межах норми. Значення напруг не перевищують допустимі 126 кВ.

Розроблено проект електроживлення ресторанного комплексу.

					ДП6102.141.001ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		64

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Правила улаштування електроустановок. Харків, 2017. 800 с.
2. Сулейманов В. М., Чижевський В. В., Янковська Е. М. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи та мережі» (Частина 1). Київ, 2009. 96 с.
3. Сулейманов В. М., Чижевський В. В., Янковська Е. М. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи та мережі» (Частина 2). Київ, 2009. 91 с.
4. Сулейманов В. М. Розрахунок і регулювання усталених режимів роботи електричних мереж енергосистем. Київ, 1992. 216 с.
5. Буслова Н. В., Винославський В. Н., Денисенко Г. И., Перхач В. С. Электрические системы и сети. Киев, 1986. 584 с.
6. Сулейманов В. М., Кацадзе Т. Л. Электричні мережі та системи. Київ, 2008. 457 с.
7. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П., Электрическая часть станций и подстанций. Москва, 1989. 608 с.

					ДП6102.141.001ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дата		65